УДК 622.323(075.8)
ББК 33.36 Я 73
Б 27

Книга выпущена при содействии Кубанского государственного технологического университета

Рецензенты:
Кафедра нефтегазового промысла Кубанского государственного технологического университета
д.т.н. А.Р. Гарушев;
д.т.н. А.Т. Кошелев.

Басарыгин Ю. М.

Б 27 Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин: учеб, для вузов/Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – Краснодар: «Сов. Кубань», 2002. – 584 с.

ISBN-5-7221-0522-8

Изложены основы технологии подземного ремонта нефтяных и газовых скважин: борьба с отложениями солей, асфальтосмолистых веществ и парафина, ликвидация песчаных пробок и скоплений кристаллогидратов, ремонтно-изоляционные работы по восстановлению качества крепи и разобщения пластов, ремонт эксплуатационных колонн; большое внимание уделено аварийным работам, а также специальным обработкам призабойной зоны пластов с целью улучшения притока пластового флюида в скважину. Освещены вопросы бурения новых стволов в старых скважинах как эффективный способ продления их эксплуатационного периода; описаны работы по консервации и ликвидации скважин.

Для студентов нефтегазовых специальностей.

УДК 622.323(075.8)
ББК 33.36 Я 73

ISBN-5-7221-0522-8

© Ю. М. Басарыгин, А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, 2002 г.

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяные и газовые скважины при эксплуатации осложняются под действием сопутствующих процессов (отложения парафина и смолистых веществ в лифтовых колоннах, накопление на забое песчаных пробок и т.д.). С течением времени элементы конструкции скважин и погружное оборудование изнашиваются и требуют либо ремонта, либо замены. Часто в эксплуатационных скважинах происходят аварии (обрыв штанг или насосно-компрессорных труб, прихват погружных насосов, повреждение или разгерметизация обсадной колонны и др.). Для их ликвидации необходимо проводить специальные подземные аварийные работы.

Комплекс работ, требующих спуско-подъемных операций, глубинных воздействий на элементы конструкции скважины, извлечения из скважины различных предметов и загрязняющих веществ, специальных обработок призабойной зоны, называют подземным ремонтом скважин.

Условно подземный ремонт скважин, в зависимости от сложности и видов работ, подразделяют на текущий и капитальный.

К текущему подземному ремонту относят плановую замену глубинных насосов, насосно-компрессорных труб и штанг, очистку скважины от загрязняющих веществ, ухудшающих условия добычи пластовых флюидов, несложные ловильные работы внутри лифтовой колонны.

Традиционно на нефтяных и газовых промыслах текущий подземный ремонт называют просто подземным ремонтом, т. к. его проводит бригада подземного ремонта скважин.

К капитальному подземному ремонту скважин относят более сложные работы, связанные с ликвидацией аварий с погружным оборудованием или лифтовой колонной, ремонтом поврежденных эксплуатационных колонн, изоляцией зон поступления пластовой воды, переходом на эксплуатацию другого объекта, бурением новых стволов из существующих скважин. К этой же категории работ обычно относят все операции по обработке призабойной зоны скважин (гидравлический разрыв пласта, гидропескоструйная перфорация, кислотная обработка и др.).

Как правило, для выполнения капитального ремонта требуется специальное оборудование: буровой станок, буровые насосы и цементировочные агрегаты, бурильные трубы, погружные двигатели, долота и т. д., а сами работы проводятся специализированными бригадами.

Работы по ликвидации и консервации скважин после прекращения их эксплуатации также относят к капитальным подземным работам, так как они требуют специальных операций с использованием буровых технологий (извлечение из скважины обсадных труб, установка цементных мостов, глушение скважины специальными жидкостями и т. д.).

Дисциплина «Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин» является одной из профилирующих дисциплин для студентов, обучающихся по специальностям 090600 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений и 090800 – Бурение нефтяных и газовых скважин.

Настоящий учебник составлен в полном соответствии с Государственным образовательным стандартом РФ и примерной Программой одноименной дисциплины Учебно-методического объединения вузов Российской Федерации по высшему нефтегазовому образованию.

1 ПОДГОТОВКА СКВАЖИН К ЭКСПЛУАТАЦИ

1.1. ПРИЗАБОЙНАЯ ЗОНА ПЛАСТА

Целью буровых работ является достижение и вскрытие продуктивного горизонта с последующим спуском и цементированием обсадной колонны и перекрытием или без него нефтегазового пласта с установлением гидродинамической связи пласта со скважиной перфорацией крепи.

Вскрытая часть продуктивного пласта некоторого диаметра (2R) называется призабойной зоной пласта (ПЗП). Реже ее называют призабойной зоной скважины (ПЗС).

Для обеспечения продолжительной безаварийной надежной эксплуатации пласта через ПЗП скважиной оба должны формироваться по определенным правилам и отвечать некоторым технологическим требованиям.

Вскрытие при бурении продуктивного пласта необходимо производить с использованием специальных буровых растворов, которые не будут снижать проницаемость коллектора, вызывать его гидроразрыва; технология формирования ствола в зоне ПЗП также не должна способствовать снижению добывных возможностей скважины. Этому следует подчинить характеристики тампонажных растворов, жидкостей глушения (ЖГ) при капитальном ремонте, технологию спуска обсадной колонны, свойства жидкостей, применяемых при перфорации крепи и т.д.

1.2. КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН

Обоснованная рациональная конструкция скважины должна отвечать требованиям, предъявляемым к ней со стороны геологии, бурения и особенно со стороны последующей эксплуатации.

К основным требованиям относятся:

- правильно выбранный диаметр каждой колонны;

- надлежащая прочность и герметичность спущенных в скважину обсадных колонн;
- минимальный расход металла на 1 м глубины скважины;
- возможность применения любого из существующих способов эксплуатации скважины;
- возможность возврата для эксплуатации перекрытых колоннами вышележащих продуктивных пластов;
- возможность проведения ремонтных работ при бурении и эксплуатации скважин;
- герметичность зацементированного пространства;
- долговременная работа в соответствующих геолого-физических условиях, в т. ч. в коррозионной среде и др.

Практика проводки скважин в сложных геологических условиях, научные разработки в области бурения и крепления позволили резко увеличить глубину скважин (до 7000 м и более) и совершенствовать их конструкции в следующих направлениях:

- увеличение выхода из-под башмака предыдущих колонн, использование долот уменьшенных и малых диаметров;
- применение способа секционного спуска обсадных колонн и крепление стволов промежуточными колоннами-хвостовиками;
- использование обсадных труб со сварными соединительными элементами и безмуфтовых обсадных труб со специальными резьбами при компоновке промежуточных и в некоторых случаях эксплуатационных колонн;
- обязательный учет условий вскрытия и разбуривания продуктивного объекта.

В процессе разработки залежи ее первоначальные характеристики будут изменяться, особенно когда месторождение будет на завершающей стадии разработки; на них влияют темпы отбора флюидов, способы интенсификации добычи и поддержания пластовых давлений, применение новых видов воздействия на продуктивные горизонты с целью более полного извлечения нефти и газа.

Конструкция скважин должна отвечать требованиям охраны недр и окружающей среды и исключать возможное загрязнение пластовых вод и межпластовые перетоки флюидов не только при бурении и эксплуатации, но и после окончания работ и ликвидации скважины. Поэтому качественное разобщение пластов – основное условие при проектировании и выполнении работ по строительству скважины.

Простая конструкция (кондуктор и эксплуатационная колонна) не во всех случаях является рациональной. В первую очередь это относится к глубоким скважинам (4000 м и более), вскрывающим комплекс разнообразных отложений, в которых возникают различные, иногда диаметрально противоположные по характеру и природе условия.

Следовательно, рациональной можно назвать такую конструкцию, которая соответствует геологическим условиям бурения, учитывает назначение

скважины и другие отмеченные выше факторы и создает условия для бурения интервалов между креплениями в наиболее сжатые сроки.

Рассмотрим влияние некоторых перечисленных факторов на подбор рациональной конструкции скважины.

Геологические условия бурения. Чтобы обеспечить лучшие условия бурения, эксплуатации и ремонта и предупредить возможные осложнения, необходимо учитывать:

а) характеристику пород, вскрываемых скважиной, с точки зрения возможных обвалов, осыпей, кавернообразования;

б) проницаемость пород и пластовые (поровые) давления;

в) наличие зон возможных газо-, нефте- и водопроявлений и поглощений рабочих жидкостей;

г) температуру горных пород по стволу и в месте ремонта;

д) углы падения пород и частоту чередования их по твердости.

Детальный учет первых трех факторов позволяет определить необходимые глубины спуска обсадных колонн.

Назначение скважины. Сочетание обсадных колонн различных диаметров, составляющих конструкцию скважины, зависит от диаметра эксплуатационной колонны.

Диаметр эксплуатационных колонн нагнетательных скважин обусловлен давлением, при котором будет закачиваться вода (газ, воздух) в пласт, и приемистостью пласта. При выборе диаметра эксплуатационной колонны разведочных скважин на структурах с выявленной продуктивностью нефти или газа решающим фактором является обеспечение условий для проведения опробования пластов и последующей эксплуатации промышленных объектов.

В разведочных скважинах (поискового характера) на новых площадях диаметр эксплуатационной колонны зависит от необходимого количества спускаемых промежуточных обсадных колонн, качества получаемого кернового материала, возможности проведения электрометрических работ и испытания вскрытых перспективных объектов на приток. Скважины этой категории после спуска последней промежуточной колонны можно бурить долотами диаметром 140 мм и меньше с последующим спуском 114-миллиметровой эксплуатационной колонны или колонны меньшего диаметра.

Наиболее жесткие требования, по которым определяют диаметр эксплуатационной колонны, диктуются условиями эксплуатации скважин. Снижение уровня жидкости при добыче нефти или воды в обсадной колонне и уменьшение давления газа в пласте обусловливают возникновение сминающих нагрузок. Вследствие того обсадная колонна должна быть составлена из труб такой прочности, чтобы в процессе эксплуатации не произошло их смятия (необходимая прочность обсадной колонны на сминающие и страгивающие усилия и внутреннее давление).

При проектировании конструкций газовых и газоконденсатных скважин необходимо учитывать следующие особенности:

а) давление газа на устье близко к забойному, что требует обеспечения наибольшей прочности труб в верхней части колонны;

б) незначительная вязкость газа обусловливает его высокую проникающую способность, что повышает требования к герметичности резьбовых соединений и колонного пространства;

в) интенсивный нагрев обсадных колонн приводит к возникновению дополнительных температурных напряжений на незацементированных участках колонны и требует учета этих явлений при расчете их на прочность (при определенных температурных перепадах и некачественном цементировании колонны перемещаются в верхнем колонном направлении);

г) возможность газовых выбросов в процессе бурения требует установки противовыбросового оборудования;

д) длительный срок эксплуатации и связанная с ним возможность коррозии эксплуатационных колонн требуют применения специальных труб с противокоррозионным покрытием и пакеров.

Общие требования, предъявляемые к конструкциям газовых и газоконденсатных скважин, заключаются в следующем:

- прочность конструкции в сочетании с герметичностью каждой обсадной колонны и цементного кольца в колонном пространстве;
- качественное разобщение всех горизонтов и в первую очередь газонефтяных пластов;
- достижение запроектированных режимов эксплуатации скважин, обусловленных проектами разработки горизонта (месторождения);
- максимальное использование пластовой энергии газа для его транспортировки по внутрипромысловым и магистральным газопроводам.

Запроектированные режимы эксплуатации с максимальными дебитами и максимальное использование пластовой энергии требуют увеличения диаметра эксплуатационной колонны.

Метод вскрытия пласта. Метод вскрытия определяется главным образом особенностями продуктивных пластов, к которым относятся пластовое давление, наличие пропластковых и подошвенных вод, прочность пород, слагающих пласт, тип коллекторов (гранулярный, трещиноватый и др.).

При нормальных (гидростатических) и повышенных давлениях эксплуатационную колонну цементируют через башмак.

При пониженных пластовых давлениях, отсутствии пропластковых и подошвенных вод и достаточной прочности пород пласта в некоторых случаях после вскрытия объекта эксплуатационную колонну, имеющую фильтр против продуктивных горизонтов, цементируют через боковые отверстия, расположенные над кровлей этих горизонтов (так называемое манжетное цементирование), или «обратным» цементированием.

Однако в ряде случаев до вскрытия продуктивных горизонтов при наличии в разрезе пластов с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) или обваливающихся пород скважины бурят с промывкой забоя буровыми растворами повышенной плотности. Вскрытие объекта с использованием указанных

растворов часто сопровождается их поглощением трещиноватыми коллекторами. Освоение таких скважин затрудняется, а иногда заканчивается безрезультатно. Для успешного вскрытия, а затем освоения таких объектов плотность буровых растворов должна быть минимальной. В рассматриваемых случаях вскрытие продуктивных пластов возможно только при условии предварительного перекрытия всего разреза до их кровли промежуточной обсадной колонной. Буровой раствор проектируется специально для вскрытия пласта. При этом эксплуатационная колонна может быть либо сплошной, либо представлена хвостовиком и промежуточной колонной. Если породы продуктивных горизонтов устойчивы, скважины могут эксплуатироваться и без крепления обсадной колонной.

На рис. 1.1. показаны различные конструкции эксплуатационных колонн в зависимости от метода вскрытия и крепления продуктивных горизонтов.

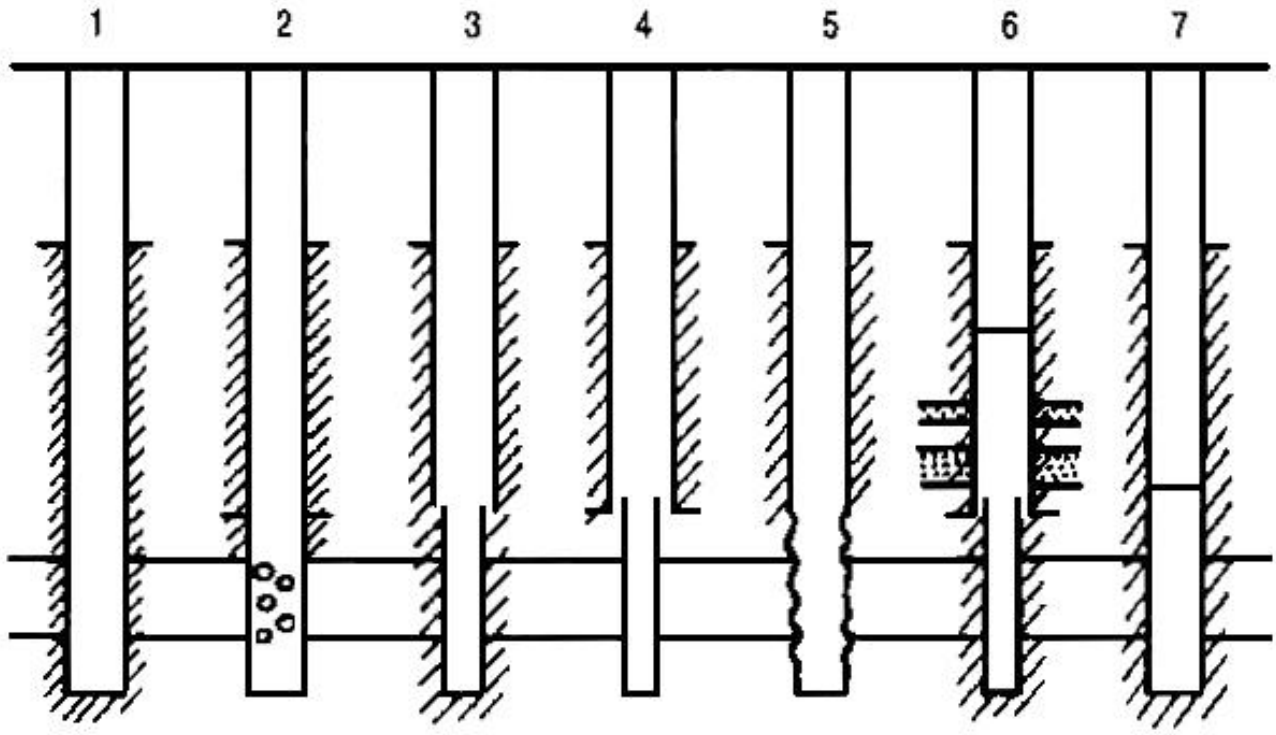


Рис. 1.1. Типы конструкций эксплуатационных колонн:
1 - сплошная колонна, зацементированная через башмак; 2 - сплошная колонна, зацементированная через специальные отверстия над пластом; 3, 4 - зацементированная колонна с хвостовиком; 5 - колонна, спущенная до пласта (эксплуатация с открытым забоем); 6, 7 - комбинированные колонны, спущенные секциями.

Способ бурения. В нашей стране бурение скважин осуществляется роторным способом и забойными двигателями. Для обеспечения эффективной работы долота при бурении глубоких скважин используют турбобуры диаметром 168 и 190 мм. По диаметру турбобуров при закачивании скважины определяют возможную ее конструкцию.

Наиболее широк диапазон возможных сочетаний диаметров обсадных колонн в конструкциях при бурении скважин роторным способом.

При разработке рациональной конструкции глубоких разведочных скважин необходимо исходить из условий получения наибольших скоростей бурения при наименьших объемах работ в промежуточных колоннах, выбора минимально допустимых зазоров между колонной и стенками скважины, максимально возможного увеличения глубины выхода спускаемой колонны из-под предыдущей, а также уменьшения диаметра эксплуатационной колонны. При выборе конструкции должны быть обеспечены условия максимального сохранения естественного состояния продуктивных горизонтов.

1.3. КОНСТРУКЦИИ ЗАБОЕВ СКВАЖИН

Основным направлением работ в области заканчивания скважин является обеспечение условий эффективного вскрытия продуктивного пласта в целях сохранения его коллекторских свойств. Наряду с ним, важным направлением считается разработка конструкций забоев скважины, позволяющих осуществить ее эксплуатацию в условиях, осложненных неустойчивостью коллектора, коррозионной средой, аномальными давлениями и температурами и т. д. Эти два направления взаимно связаны и преследуют одну общую цель – обеспечение оптимальных условий извлечения флюида из продуктивного пласта.

Разработаны и эксплуатируются различные конструкции забоев для осложненных и неосложненных условий. Наиболее распространенная из них – конструкция забоя с цементированной эксплуатационной колонной, перфорируемой в интервале продуктивного пласта. Простота технологии ее создания привела к тому, что практически повсеместно она является основой проектирования конструкции всей скважины.

Однако, как показала практика, такая конструкция не может удовлетворять возросшим требованиям интенсивного извлечения флюида из продуктивного пласта в условиях многообразия геологических условий и используемых технических средств для добычи нефти и газа, особенно в случае горизонтального бурения. К тому же традиционные методы обеспечения гидродинамической связи скважины с пластом при пулевой и кумулятивной перфорации нарушают целостность цементного кольца за колонной часто на значительном расстоянии от интервала перфорации, что обусловливает некачественное разобщение продуктивных пластов. Поэтому используются такие конструкции забоев, которые удовлетворяют требованиям эксплуатации скважин в конкретных геологических условиях.

Создание рациональной конструкции забоя скважин – это обоснование его наружного и внутреннего диаметров, выбор типа фильтра, обоснование (констатация) характера сообщения ствола скважины с продуктивным пластом с учетом результатов исследования механизма проявления горного давления в ПЗП и разрушения коллектора при движении флюида пласта.

Создание рациональной конструкции забоя скважин предусматривает сочетание элементов крепи скважины в интервале продуктивного пласта, обеспечивающих устойчивость ствола, разобщение пластов, проведение технико-технологических воздействий на пласт, ремонтно-изоляционные и геофизические работы, а также длительную эксплуатацию скважин при оптимальном дебите. Иными словами, в понятие конструкции забоя скважины входит набор технико-технологических решений по оборудованию забоя и призабойной зоны скважин, обеспечивающих связь с пластом, при которых скважина будет работать с оптимальным (или максимальным) дебитом, а ПЗП, не разрушаясь (или при минимальном разрушении), позволяла бы работать длительное время без ремонтных работ.

Определяющими факторами по выбору конструкции забоя и ее параметров являются тип и степень однородности продуктивного пласта, его проницаемость, устойчивость пород ПЗП, а также наличие или отсутствие близко расположенных по отношению к коллектору горизонтов с высоким или низким давлением водонефтяного контакта или газовой шапки.

По геологическим условиям залегания нефтегазовой залежи, типу коллектора и свойствам пород продуктивного пласта выделяют четыре основных вида объектов эксплуатации:

1) коллектор однородный, прочный, порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа; близкорасположенные напорные водоносные (газоносные) горизонты и подошвенные воды отсутствуют;

2) коллектор однородный, прочный, порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа; у кровли пласта имеется газовая шапка или близкорасположенные напорные объекты;

3) коллектор неоднородный, порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа, характеризующийся чередованием устойчивых и неустойчивых пород, водо- и газосодержащих пропластков с различными пластовыми давлениями;

4) коллектор слабосцементированный, поровый, высокой пористости и проницаемости, нормальным или низким пластовым давлением; при его эксплуатации происходит разрушение пласта с выносом песка.

Однородным считается пласт, литологически однотипный по всей толщине, который имеет примерно одинаковые фильтрационные показатели и пластовые давления в пропластках, насыщен газом, нефтью или водой. Пределы изменения коэффициента проницаемости К для однородного пласта не должны выходить за границы одного из следующих шести классов:

$К > 1{,}0$ мкм^2;

$К = 0{,}5 \div 1{,}0$ мкм^2;

$К = 0{,}1 \div 0{,}5$ мкм^2;

$К = 0{,}05 \div 0{,}1$ мкм^2;

$К = 0{,}01 \div 0{,}05$ мкм^2;

$К = 0{,}001 \div 0{,}01$ мкм^2.

Если пласт расчленен пропластками с изменяющейся (в каждом из шести классов) проницаемостью, имеет подошвенные воды, газовые шапки или чередование газоводонефтенасыщенных пропластков с различными пластовыми давлениями, он считается неоднородным.

Прочными коллекторами называют те, которые сохраняют устойчивость и не разрушаются под воздействием фильтрационных и геостатических нагрузок. Оценка устойчивости пород в ПЗП – весьма сложный и полностью не регламентированный результат исследовательских работ. Для случая эксплуатации скважин открытым забоем наиболее обоснованной, по нашему мнению, является методика, разработанная Н. М. Саркисовым и др.

Слабосцементированными коллекторами считают такие пласты, породы которых при эксплуатации скважин выносятся на поверхность вместе с флюидом. Здесь важно выдерживать депрессию на пласт в расчетных пределах. С точки зрения пластовых давлений коллекторы могут быть подразделены на три группы: grad $P_{пл} > 0{,}1$ МПа/10 м; grad $P_{пл} = 0{,}1$ МПа/10 м; grad $P_{пл} < 0{,}1$ МПа/10 м.

Пласт является высокопроницаемым, если значения коэффициента поровой (Кп) или трещинной (Кт) проницаемости соответственно более 0,1 и 0,01 мкм^2.

Если напорный горизонт находится на расстоянии менее 5 м от продуктивного пласта, он считается близкорасположенным. Это условное расстояние, взятое из опыта.

Для оценки коллекторов по размеру песчаных зерен пласты разделяются по фракционному составу на мелко-, средне- и крупнозернистые с размером частиц соответственно 0,10 - 0,25; 0,25 - 0,50 и 0,50 - 1,0 мм.

Для оценки среднего размера зерен песка пласта используется формула:

$$d_{ср} = 0{,}5\sqrt{\frac{G}{11a_1 + 1{,}37a_2 + 0{,}17a_3 + 0{,}02a_4}},$$

где G – сумма частных остатков на ситах, за исключением фракций, прошедших через сито с отверстиями 0,15 мм; a_1, a_2, a_3, a_4 – частные остатки на ситах с отверстиями соответственно 0,15; 0,30; 0,60; 1,20 мм.

Конструкции забоев скважин существенно различаются в зависимости от геологических условий, технических возможностей и производственного опыта в соответствующих организациях.

Наиболее часто применяют следующие четыре типа конструкций (рис. 1.2) (Н. М. Саркисов и др.).

1. Конструкция ПЗП с закрытым забоем. В этом случае продуктивный пласт (пласты) перекрывается сплошной колонной или хвостовиком с последующими цементированием и перфорацией (рис. 1.2, а).

2. Конструкция ПЗП с открытым забоем. В этом случае продуктивный пласт (пласты) остается незацементированным, обсаживается либо не обсаживается фильтром (рис. 1.2, б, в, г).

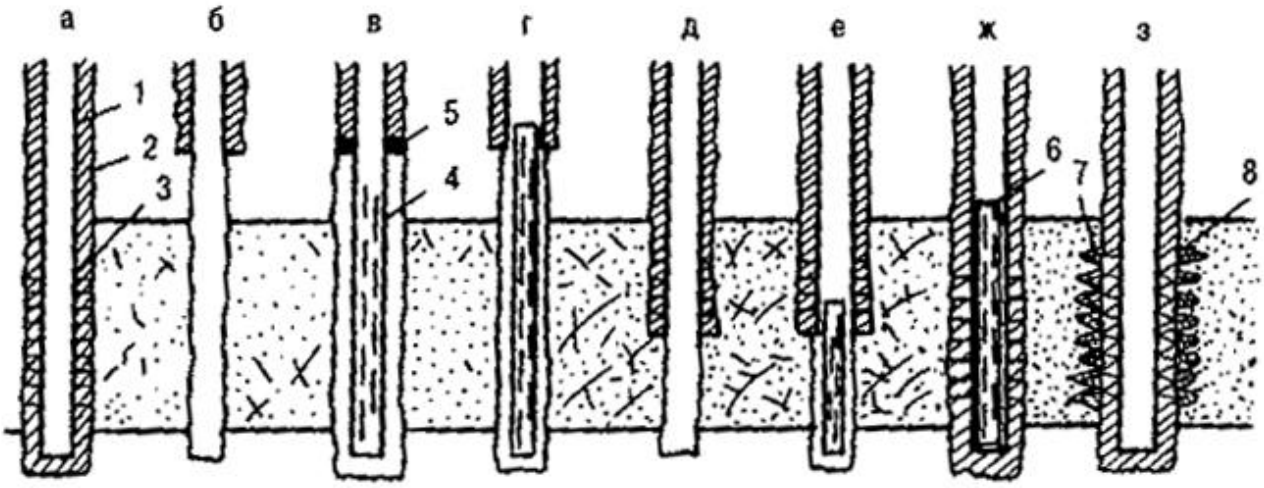


Рис. 1.2. Типы конструкций забоев скважин:
1 – эксплуатационная колонна; 2 – цементное кольцо; 3 – перфорационные отверстия; 4 – перфорированный (на поверхности) фильтр; 5 – пакер типа ПДМ конструкции ВНИИБТ; 6 – забойный фильтр; 7 – зона разрушения в слабоцементированном пласте; 8 – проницаемый тампонажный материал.

3. Конструкция ПЗП смешанного типа. В этом случае нижняя часть продуктивного горизонта остается открытой (или обсаженной фильтром), а верхняя перекрывается обсадной колонной (хвостовиком) с последующими цементированием и перфорацией (рис. 1.2, д, е).

4. Конструкция ПЗП для предотвращения выноса песка. В этом случае против продуктивного пласта устанавливают забойные фильтры (рис. 1.2, ж) различных типов или используют проницаемый тампонажный материал (рис. 1.2, з).

Эффективная работа призабойной зоны во многом зависит от того, насколько конструкция забоя соответствует геологическим условиям залегания продуктивного пласта. Поэтому уделено большое внимание обоснованию и выбору рациональной конструкции забоя добывающих скважин. Результаты исследований этого вопроса сконцентрированы в разработанной б.ВНИИКРнефтью специальной методике. Методика регламентирует конструкцию забоя скважины в интервале залегания продуктивного объекта. В настоящее время она широко используется проектными м производственными предприятиями при проектировании и строительстве нефтяных добывающих скважин. Методика распространяется на вертикальные и наклонные скважины с кривизной ствола в интервале продуктивного объекта до 45°. Методика предусматривает проектирование и строительство скважин с применением выбранных по ней конструкций забоев при наличии серийно освоенных производством технических средств и технологий.

Отличительная особенность методики выбора конструкции забоя – достаточно полный учет всего комплекса факторов, включающих способ эксплуатации объекта, тип коллектора, механические свойства пород продуктивного пласта и условия его залегания.

В настоящее время продолжается работа в области совершенствования конструкций забоев скважин применительно, прежде всего, к осложненным условиям, обусловленным наличием слабосцементированных продуктивных объектов, зон АВПД, близкорасположенных напорных объектов, чередованием пород пласта с различной проницаемостью, необходимостью проведения различных способов интенсификации и др. Цементирование эксплуатационной колонны в зоне продуктивного пласта приводило к значительному увеличению сроков освоения и существенному снижению дебитов скважин по сравнению со случаем открытого забоя. Ярким примером массивной (нефтяной) залежи с коллектором трещинного типа является месторождение Самгори-Патардзеули в Грузии. Толщина продуктивного пласта составляет 350 - 600 м, раскрытость каналов у микротрещин равна 3 - 8 мкм, у макротрещин 150 - 200 мкм. Аномально низкое пластовое давление (коэффициент аномальности 0,89) обусловливает поглощение бурового раствора, в результате чего бурение частично проходит без выхода циркуляции раствора.

Конструкции забоев скважин представлены на рис. 1.3: открытый ствол (1.3, а) или спуск в интервал открытого ствола нецементируемого хвостовика-фильтра (1.3, б), или, наконец, хвостовик-фильтр (длина фильтра 30 - 90 м), цементируемый выше фильтра (рис. 1.3, в). Эти рекомендации, к сожалению, не всегда выполняются, и используются конструкции закрытого забоя. Учитывая особенности месторождения Самгори-Патардзеули (с массивной залежью и коллектором трещинного типа), наиболее приемлемыми следует считать конструкции с открытым забоем.

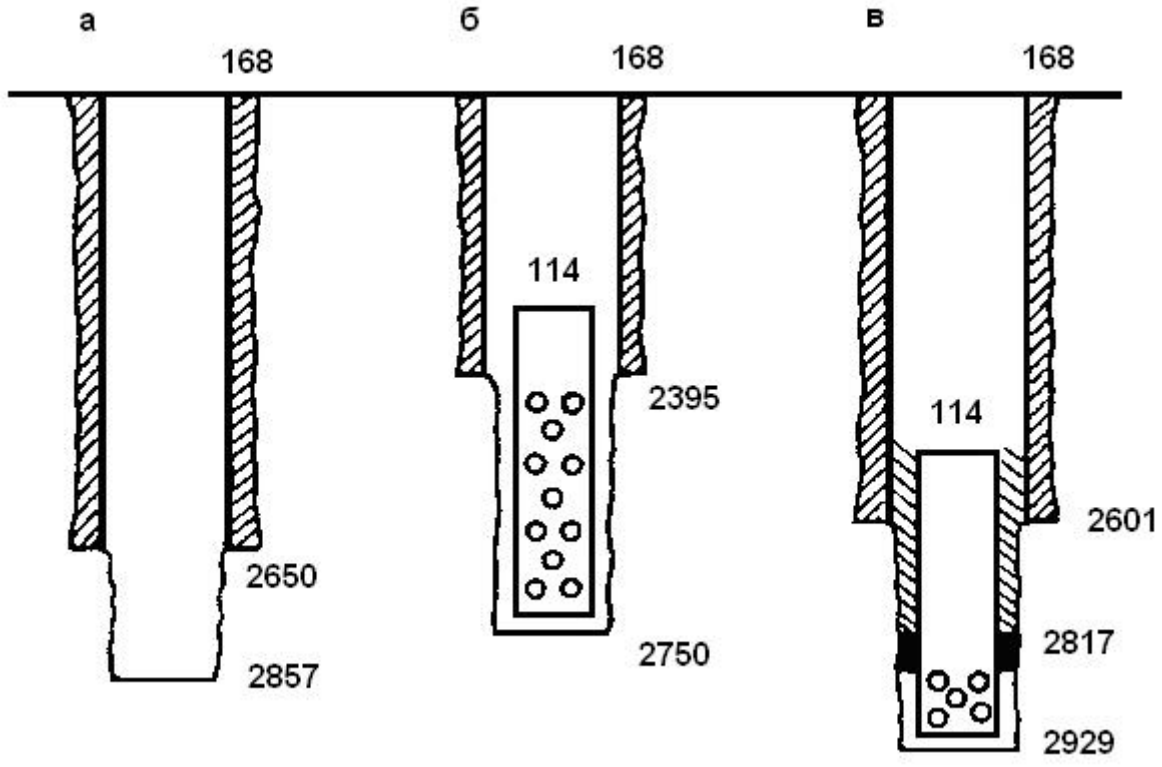


Рис. 1.3. Конструкции забоев скважин в среднеэоценовых отложениях месторождения Самгои-Патардзеули (Грузия)

В Чечне и Ингушетии продуктивные пласты верхнемеловых отложений представлены толщей рассеченных трещинами известняков толщиной 300 - 350 м. В пределах этой толщи выделяется шесть характерных участков по величине проницаемости. При вскрытии всего 7 - 60 м (75% фонда эксплуатационных скважин) дебиты составляют 30 - 4000 т/сут. При разработке этих залежей применяется шесть типов конструкций забоев (рис 1.4). Во всех случаях ствол бурят до кровли продуктивного пласта и обсаживают 168-мм эксплуатационной колонной. Затем вскрывается продуктивный пласт.

Наибольшее распространение получила конструкция забоя, представленная на рис. 1.4, г. Она обеспечивает значительную мощность (120 - 450 м) открытого ствола скважины. Хвостовик-фильтр имеет отверстия или по всей длине, или в отдельных интервалах. Конструкция, приведенная на рис. 1.4, а, характеризуется 114-мм хвостовиком до забоя с последующим цементированием; иногда эту колонну спускают до кровли нижней пачки с последующим цементированием, остальная часть - открытый ствол (рис. 1.4, б). Вариант этой конструкции: в нижней части - фильтр из хвостовика, спущенного до забоя (рис. 1.4, в).

Вариант, представленный на рис. 1.4, д, предусматривает весь ствол ниже башмака 168-мм эксплуатационной колонны открытым, а вариант, представленный на рис. 1.4, е, - частично открытым. Определяющими факторами при выборе варианта конструкции забоя скважины являются сложность освоения скважины, трудоемкость проведения изоляционных работ в случае появления пластовой воды, а также обеспечение устойчивости призабойной зоны при значительных депрессиях. В сводовых и присводовых скважинах, где развита трещиноватость, 83,3% скважин с открытым забоем начинают фонтанировать сразу после замены бурового (глинистого) раствора на воду. И только 16,7% скважин требуют солянокислотных обработок.

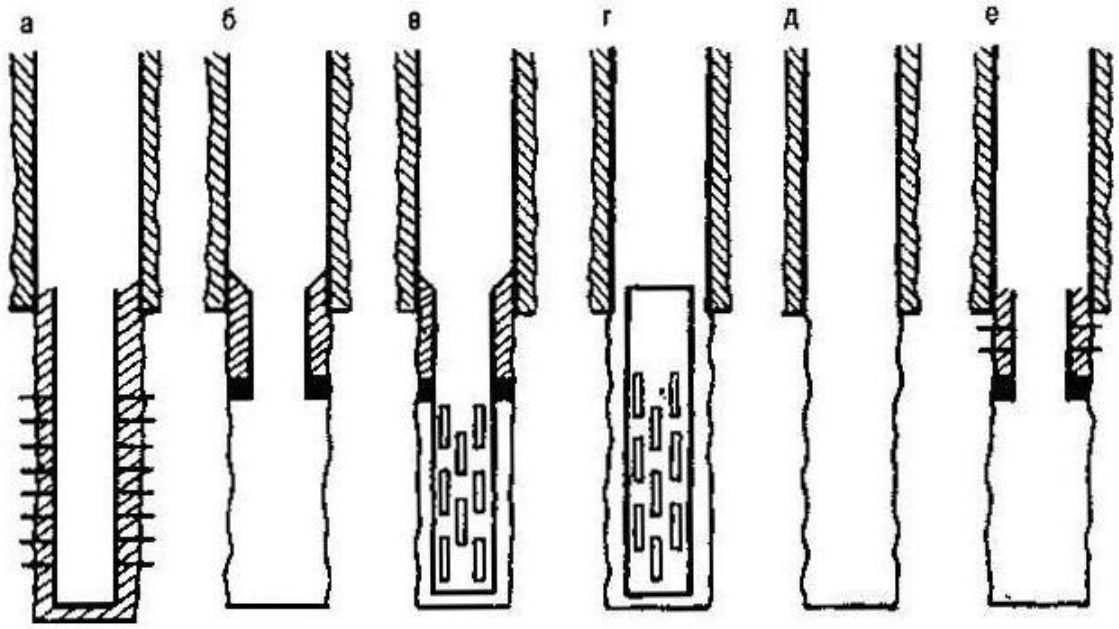


Рис. 1.4. Конструкции забоев верхнемеловых скважин месторождений Чечни.

При первом варианте конструкции забоя (см. рис. 1.4, а) такая обработка ПЗП требуется в 60% скважин, что объясняется загрязнением пласта при цементировании.

Однако в скважинах с открытым забоем не удается ликвидировать обводнения, поэтому, как считают некоторые специалисты, конструкции, представленные на рис. 1,4, а, б, в, е, имеют преимущества.

Анализ материалов по Грознефти показал, что конструкции с открытым забоем (рис. 1.4, б - е) эффективны при вызове притока нефти в том случае, когда коллектор имеет развитую трещиноватость с трещинами большой протяженности и раскрытости. В случае близкорасположенных подошвенных вод целесообразно применять конструкции смешанного типа (рис. 1.4, б, в, е).

Отложения баженовской свиты Салымского месторождения со своими уникальными характеристиками могут считаться коллекторами нового (ранее не встречавшегося) типа: свита, относящаяся к верхнеюрским отложениям, представлена глинистыми породами при чередовании тонких прослоев и линз карбонатных и кремнистых образований. Коллекторы представлены листовыми и микрослоистыми глинами с широкоразвитыми микротрещинами.

При практикуемом вскрытии буровой раствор, и особенно его фильтрат, по системе трещин проникает столь глубоко, что пласт оказывается пропитанным фильтратом.

Опыт заканчивания скважин на Салымском месторождении показывает, что наиболее рациональной конструкцией забоя для баженовской свиты является конструкция с открытым забоем.

С осыпями пород приходится мириться, хотя они и нарушают нормальную работу скважин. Анализ промысловых данных показывает, что если расстояние от башмака эксплуатационной колонны не превышает 9 - 27 м, то процессы вызова притока и последующей эксплуатации проходят нормально. Если же это расстояние возрастает в 3 раза, наблюдаются интенсивные осыпи. Практика выработала следующие четыре типа конструкций забоев скважин (рис. 1.5).

После уточнения геологического строения залежи и изучения причин осложнений перешли от конструкций, представленных на рис. 1.5, а, б, к конструкции забоев скважин, приведенной на рис. 1.5, в. Здесь уже применяют пакеры для изоляции продуктивного пласта от сыпучих пород и исключения перетоков пластового флюида. Если башмак 168-мм колонны располагается у кровли баженовской свиты или непосредственно в пласте, то его оборудуют заколонным пакером, чтобы избежать закупоривания цементным раствором (рис. 1.5, г).

Вопросы предотвращения разрушения слабосцементированных пород ПЗП при эксплуатации нефтяных и газовых скважин остаются актуальными и в настоящее время.

Промысловый опыт показывает, что рациональный путь борьбы с выносом песка – это установка фильтров. Они бывают различных конструкций: проволочные, щелевые, гравийные и др. Эффективным способом также является закрепление пород в ПЗП путем применения различных материалов: портланд-

цементных смесей с добавками и наполнителями, смол и других органических материалов с наполнителями, химических растворов и т. д.

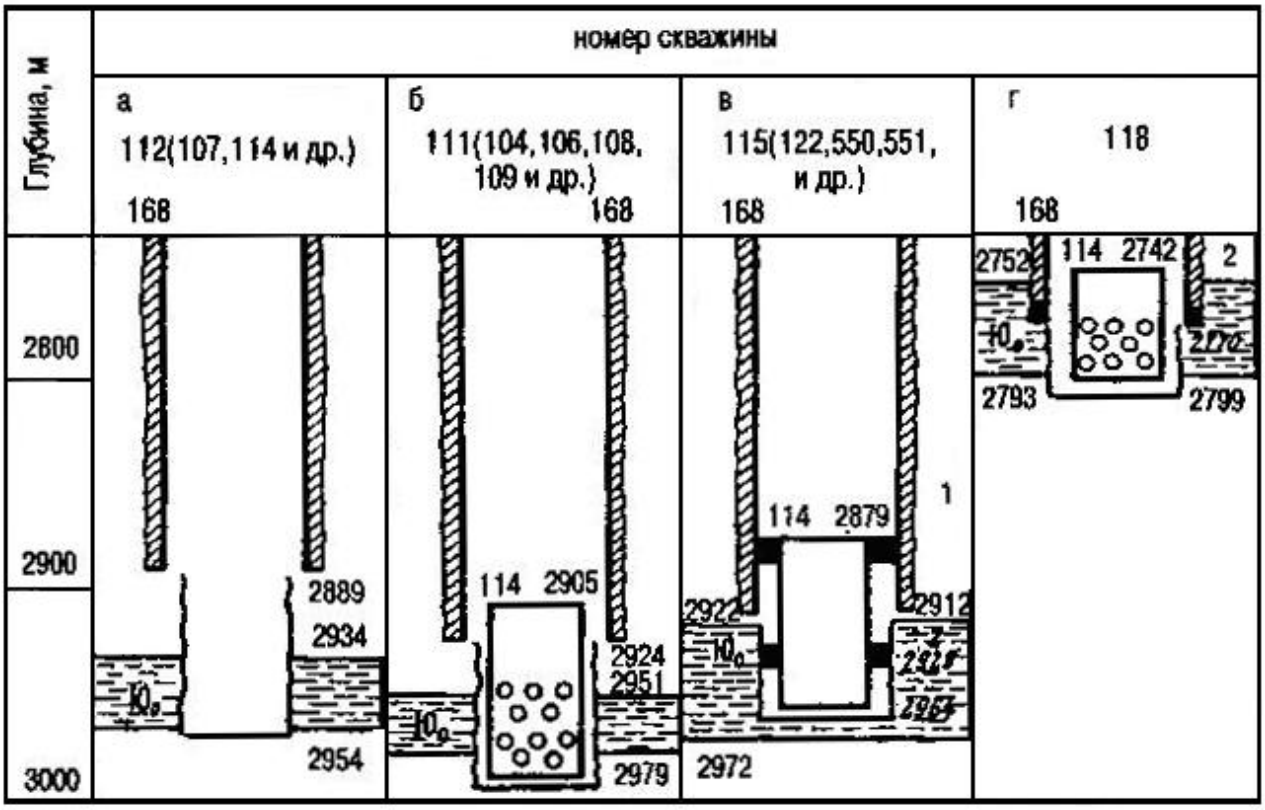


Рис. 1.5. Конструкции забоев скважин на Салымском месторождении: 1, 2, 3 – пакеры соответственно ПМП-142, ПМП-140 и ПДМ-195

Существует несколько типов конструкций забоев скважин, предотвращающих вынос песка или снижающих его интенсивность и объем (рис. 1.6, а – д). Выбирают их с учетом прочности пород, технико-технологических и геологических условий. Сетчатые и проволочные фильтры быстро разрушаются агрессивными пластовыми водами. Наиболее надежными считают гравийные фильтры. Их применение в 85 – 95 % случаях дает положительные результаты, однако они не предотвращают разрушения пород и продуктивного пласта. В процессе их использования гравий в фильтре оседает и в скважину начинает поступать песок.

Низкая проницаемость прочных коллекторов – залог условий выбора конструкции скважин с открытым забоем. Сюда же следует отнести условия, когда отсутствуют высоконапорные горизонты, подошвенные воды и газовая шапка (в случае нефтяной залежи). Часто конструкция открытого забоя скважин предусматривает (в случае пористых и трещиноватых коллекторов) наличие пакеров. Они устанавливаются на перфорированном хвостовике, который не цементируется.

Использование конструкции открытого забоя скважины предусматривает однородный прочный коллектор порового, трещинного, трещино-порового или порово-трещинного типа; коллектор по своим геолого-физическим характери-

стикам не может быть зацементирован без резкого и значительного ухудшения его коллекторских свойств в ПЗП.

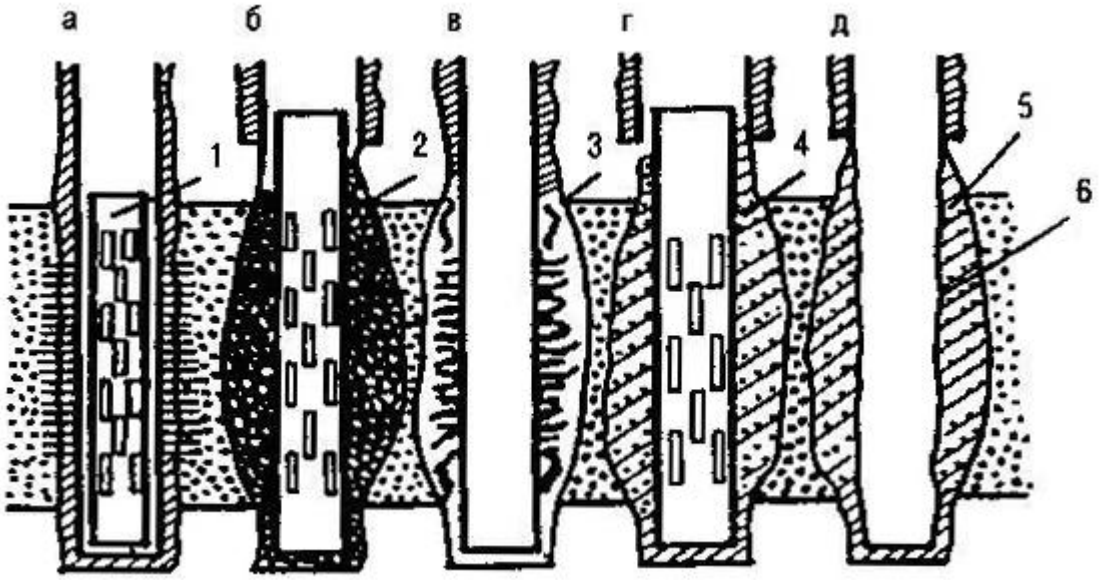


Рис. 1.6. Конструкции забоев скважин, предотвращающие вынос песка:
1, 2 – забойный и гравийный фильтры; 3 – центратор; 4 – расширенная часть ствола скважины; 5 – проницаемый тампонажный состав; 6 – открытая поверхность искусственного фильтра

Конструкция открытого забоя предусматривает раздельный способ эксплуатации. Коллектор должен сохранять устойчивость при создании депрессии на пласт.

В соответствии с методикой обоснования выбора конструкции забоев нефтяных добывающих скважин (РД 39-2-771-82, Краснодар, ВНИИКРнефть), устойчивость породы в призабойной зоне скважин определяют для следующих случаев.

1. Из пласта извлекается жидкость или газ:

$$\sigma_{сж} \geq 2[\xi[\rho g H \cdot 10^{-6} - p_{пл}) + (p_{пл} - p)], \qquad (1.1)$$

где $\sigma_{сж}$ - предел прочности пород коллектора при одноосном сжатии (определяется экспериментально), МПа; H - глубина залегания коллектора, м; $p_{пл}$ - пластовое давление, МПа; p - давление столба жидкости на забое скважины, МПа; g - ускорение силы тяжести, м/с^2; ρ - средняя плотность вышележащих горных пород, кг/м^3,

$$\rho = \frac{\sum_{1}^{n} \rho_i h_i}{H}, \qquad (1.2)$$

ρ_i – плотность горных пород i-го пласта, кг/м^3; h_i – толщина i-го пласта, м; n - число пластов; ξ - коэффициент бокового распора горных пород,

$$\xi = \nu/(1 - \nu) \qquad (1.3)$$

ν - коэффициент Пуассона коллектора.

2. Жидкость нагнетается в пласт:

$$\sigma_{сж} \geq 2[\xi[\rho g H \cdot 10^{-6} - p_{пл}) + (p' - p_{пл})], \qquad (1.4)$$

где p' - забойное давление при нагнетании жидкости ($p' > p$), МПа.

3. Движение жидкости отсутствует:

$$\sigma_{сж} \geq 2\xi(\rho g H \cdot 10^{-6} - p_{пл}). \qquad (1.5)$$

В таблице 1.1 приведены значения ν для основных горных пород.

Таблица 1.1

Средние значения коэффициентов Пуассона для некоторых горных пород

Порода	Коэффициент Пуассона	Порода	Коэффициент Пуассона
Глины пластичные	0,41	Известняки	0,31
Глины плотные	0,30	Песчаники	0,30
Глинистые сланцы	0,25	Песчаные сланцы	0,25

Рассчитаем устойчивость стенки скважины с открытым забоем.

Примем, что извлечение жидкости из продуктивного песчаника, залегающего на глубине 1500 м, имеющего прочность при одноосном сжатии $\sigma_{сж}$ = 30 МПа и пластовое давление 15,5 МПа, предполагают вести при депрессии 2 МПа, а средняя плотность горных пород по разрезу скважины равна 2250 кг/м^3.

При заданных условиях давление жидкости на забой в период эксплуатации

$$p = 15{,}5 - 2{,}0 = 13{,}5 \text{ МПа}$$

Из табл. 1.1 найдем ν = 0,30, после чего по формуле 1.3 вычислим ξ = 0,3/(1 – 0,3) = 0,43.

Определим условие прочности стенок скважины по выражению 1.4

$$\sigma_{сж} = 30\text{МПа} > 2[0{,}43(10^{-6} \cdot 2250 \cdot 9{,}8 \cdot 1500 - 15{,}5) + (15{,}5 - 13{,}5)] = 19{,}1\text{МПа}.$$

Удовлетворение данного условия указывает на возможность эксплуатации скважины открытым забоем.

Затем сравнивают условия залегания продуктивного горизонта и его физико-механические свойства (см. приведенный выше пример).

При устойчивом и неустойчивом коллекторе, если $\text{grad}\, P_{пл} \geq 0{,}1$ МПа/10 м, а собственно коллектор имеет поровую проницаемость $К_п \geq 0{,}1$ мкм^2 или трещинную проницаемость $К_т > 0{,}01$ мкм^2, применяют конструкцию открытого забоя, показанную на рис. 1.2, в.

Если коллектор обладает низкой поровой или трещинной проницаемостью ($К_п < 0{,}01$ мкм^2, $К_т < 0{,}01$ мкм^2), а $\text{grad}\, P_{пл} \geq 0{,}1$ МПа/10 м, то при устойчивом коллекторе применяют конструкцию забоя, представленную на рис. 1.2, б, а при неустойчивом коллекторе - конструкцию забоя, показанную на рис. 1.2, г.

При аномально низком пластовом давлении ($\text{grad}\, P_{пл} \leq 0{,}1$ МПа/10 м) независимо от величины проницаемости пород продуктивного объекта при устойчивом коллекторе применяют конструкцию забоя вида рис. 1.2, б; при неустойчивом коллекторе – конструкцию забоя вида рис. 1.2, г.

При создании конструкции забоя вида рис. 1.2, б до кровли продуктивного пласта спускают и цементируют эксплуатационную колонну, а вскрытие объекта производят с учетом пластового давления, поровой и трещинной проницаемости коллектора. При $\text{grad}\, P_{пл} < 0{,}1$ МПа/10 м, $К_п < 0{,}1$ мкм^2 или $К_т < 0{,}01$ мкм^2 применяют специальные буровые растворы (растворы на нефтяной основе, пены и др.). Перед вызовом притока в случае необходимости производят обработку призабойной зоны пласта (солянокислотная обработка, гидроразрыв пласта и др.).

В случае заканчивания скважины с конструкцией забоя вида рис. 1.2, в при $\text{grad}\, P_{пл} \geq 0{,}1$ МПа/10 м, $К_п \geq 0{,}01$ мкм^2 или $К_т \geq 0{,}01$ мкм^2 вскрытие продуктивного объекта осуществляют совместно с вышележащими отложениями, до забоя спускают эксплуатационную колонну, оборудованную в нижней части фильтром, и скважину цементируют с подъемом тампонажного раствора от кровли продуктивного пласта, для чего используют пакеры типа ПДМ конструкции ВНИИБТ.

Технология создания конструкции забоя (см. рис. 1.2, г) идентична таковой при заканчивании скважины с конструкцией забоя, показанной на рис. 1.2, б. Дополнением ее является перекрытие неустойчивого порово-трещинного коллектора хвостовиком-фильтром. В случае, если кровля продуктивного объекта сложена неустойчивыми породами и не перекрыта эксплуатационной колонной, при установке хвостовика-фильтра используют заколонные пакеры ВНИИБТ, ТатНИПИнефти и другие, располагаемые в неперфорированной его части у кровли продуктивного горизонта и в башмаке эксплуатационной колонны с целью предупредить обрушения стенок скважины и зашламления открытого ствола.

1.3.1. ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА КОНСТРУКЦИИ ЗАБОЯ СМЕШАННОГО ВИДА

Конструкции забоя смешанного вида используются в однородном коллекторе порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа; при наличии близкорасположенных напорных горизонтов или газовой шапки у кровли пласта, а также низких значениях поровой или трещинной проницаемости пород (соответственно $К_п < 0{,}01$ мкм^2 или $К_т < 0{,}01$ мкм^2); если коллектор сложен прочными породами, сохраняющими устойчивость при создании депрессии на пласт при эксплуатации скважины, а также при раздельном способе эксплуатации продуктивного объекта.

Выбор конструкции забоя смешанного вида предусматривает установление соответствия условий залегания и эксплуатации продуктивного объекта с учетом его физико-механических свойств; оценку по выражению (1.4) устойчивости пород призабойной зоны пласта.

При устойчивом коллекторе применяют конструкцию забоя вида рис. 1.2, д, а при неустойчивом коллекторе – конструкцию забоя вида рис. 1.2, е.

Технологии создания конструкций забоев вида рис. 1.2, д и рис. 1.2, е по существу аналогичны. Скважину бурят до проектной глубины со вскрытием всей мощности продуктивного объекта. Эксплуатационную колонну спускают до глубины, обеспечивающей перекрытие и изоляцию близкорасположенных у кровли пласта напорных объектов, газовой шапки или верхней неустойчивой части продуктивных отложений. После цементирования колонны ее перфорируют в интервале высокопродуктивной части объекта, перед вызовом притока в случае необходимости осуществляют обработку призабойной зоны пласта. В отличие от конструкции забоя, показанной на рис. 1.2, д, в конструкции вида на рис. 1.2, е, открытый забой, представленный неустойчивыми коллекторами трещинного или порово-трещинного типа, перекрывают потайной колонной-фильтром.

1.3.2. ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА КОНСТРУКЦИИ ЗАКРЫТОГО ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ

Конструкции с закрытым забоем применяют для крепления неоднородных коллекторов с целью изолировать близкорасположенные пласты в неоднородном коллекторе порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа, в котором отмечается чередование устойчивых и неустойчивых пород, водо- и газосодержащих пропластков с различными пластовыми давлениями, в случае если коллектор характеризуется высокими значениями поровой $К_п$ или трещинной $К_т$ проницаемости пород ($К_п > 0{,}1$ мкм^2 или $К_т > 0{,}01$ мкм^2), а также для обеспечения совместной, раздельной или совместно-раздельной эксплуатации объектов.

При выборе конструкции закрытого забоя (см. рис. 1.2, а) устанавливают соответствие условий залегания и эксплуатации продуктивного объекта общепринятым положениям.

Расчет основных элементов конструкции закрытого забоя производится в соответствии с действующими руководящими документами.

При заканчивании скважины с конструкцией забоя, показанного на рис. 1.2, а, продуктивный объект вскрывают совместно с вышележащими отложениями с использованием бурового раствора, не ухудшающего коллекторских свойств пласта, до забоя спускают эксплуатационную колонну, скважину цементируют, а гидродинамическую связь с пластом осуществляют, применяя кумулятивную, пулевую или гидропескоструйную перфорацию.

1.3.3. ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА КОНСТРУКЦИИ ЗАБОЯ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ВЫНОСА ПЕСКА

Эта конструкция забоев применяется для предотвращения выноса песка в слабосцементированном коллекторе, представленном мелко-, средне- и крупнозернистыми песчаниками и характеризующемся разрушением призабойной зоны пласта и выносом песка при эксплуатации скважины, а также при раздельном способе эксплуатации продуктивного объекта.

Допустимую депрессию на слабосцементированный пласт в конструкции забоя, показанной на рис. 1.2, ж, определяют из выражения

$$\Delta p \le \frac{c\varepsilon\, r_c \operatorname{th}\dfrac{R_к}{r_c}}{6\sqrt{K}}, \qquad (1.6)$$

где с - сила сцепления горных пород, МПа; $R_к$ - радиус контура питания, принимаемый равным половине расстояния до ближней эксплуатационной скважины, м; r_c - радиус скважины, К - проницаемость, мкм^2; ε — коэффициент прочности поровых каналов.

$$\varepsilon = m_э/m_п, \qquad (1.7)$$

$m_э$ - эффективная пористость; $m_п$ - полная пористость.

Значение параметра с слабосцементированных пород колеблется в пределах 0,2 - 1,4 МПа. Среднее значение параметра с = 0,5 - 1,0 МПа.

Примем r_c = 0,1 м, $R_к$ = 200 м, К = 0,2 мкм^2, $m_э$ = 24 %, $m_п$ = 26%, с = 1 МПа.

Допустимая депрессия на пласт составит

$$\Delta p = \frac{1 \cdot \frac{24}{26} \cdot 0{,}1 \text{th} \frac{200}{0{,}1}}{6\sqrt{0{,}2}} = 0{,}26 \text{ МПа}$$

Ширину щелей забойного фильтра выбирают по условию

$$a_1 = 3d_1 + d_2, \qquad (1.8)$$

где d_1, d_2 - соответственно размеры наиболее мелких и наиболее крупных зерен пластового песка, мм.

Применяют и проницаемый полимерный тампонажный состав Контарен-2.

Материал включает состав ТС- 10, уротропин, наполнитель ШРС-С, получаемый при совместном помоле шлака, руды и соли (хлористого натрия), и водный раствор едкого натра. Начальная прочность материала при сжатии составляет не ниже 6 МПа, а после вымывания из него соли 3,5 - 5,0 МПа; соответственно проницаемость камня равна 0,12 - 0,20 и 1 - 5 мкм^2. Вымывание солевого наполнителя осуществляют при прокачивании через искусственный фильтр водных растворов ПАВ с концентрацией 0,5 - 1,0% из расчета 1 - 2 м^3 на 1 м интервала перфорации. Материал устойчив к воздействию кислот и не разрушается при температурах до 200° С.

Выбор конструкции забоя для предотвращения выноса песка производят в следующем порядке. Устанавливают соответствие условий залегания и эксплуатации продуктивного объекта. Определяют средний фракционный состав пластового песка по следующей схеме. Просушивают в сушильном шкафу до постоянного значения пробу песка массой 1,2 - 1,5 кг, из которой отбирают 1 кг песка и производят его рассев на ситах с размером ячеек 1,2, 0,6, 0,3 и 0,15 мм, фиксируя при этом частные и полные остатки на ситах. Результаты рассева вносятся в табл. 1.2 аналогично тому, как показано в приводимом ниже примере.

Определяют средний размер песка:

$$d_{ср} = 0{,}5\sqrt{\frac{50}{11 \cdot 40 + 1{,}37 \cdot 5 + 0{,}171 \cdot 2{,}5 + 0{,}02 \cdot 2{,}5}} = 0{,}167 \text{ мм.}$$

Песок является мелкозернистым.

Таблица 1.2.

Результаты рассева песка

Размеры ячеек сит, мм	Частные остатки на ситах		Полные остатки на ситах, %
	часть	%	
1,2	25	2,5	2,5
0,6	25	2,5	5
0,3	50	5	10
0,15	400	40	50
< 0,15	500	50	–

В скважинах со средне- и крупнозернистыми песчаниками используют конструкцию забоя вида рис. 1.2, ж. В скважинах с мелкозернистым песчаником применяют только конструкцию забоя вида рис. 1.2, з, которая может быть использована в скважинах со средне- и крупнозернистыми песчаниками.

Конструкция забоя вида рис. 1.2, ж включает зацементированную эксплуатационную колонну и забойный фильтр (щелевой, с проволочной обмоткой, металлокерамический, титановый), установленный в интервале перфорации.

Конструкция забоя вида 1.2, з отличается от предыдущей конструкции тем, что забойный фильтр не устанавливают, а вынос песка предотвращают путем создания в перфорационных каналах искусственного фильтра из проницаемого тампонажного материала Контарен-2. Для этого после перфорации колонны осуществляют вызов притока, отрабатывают скважину в течение 1 - 5 сут., проверяют приемистость пласта и заканчивают на поглощение тампонажный состав Контарен-2. Предельно допустимая депрессия на пласт после крепления призабойной зоны составом Контарен-2 не должна превышать 3 МПа.

Общая схема выбора конструкции забоя скважины для различных типов коллекторов с учетом влияния основных факторов приведена на рис. 1.7.

1.4. ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ НЕСОВЕРШЕНСТВО СКВАЖИН

Известно, что приток жидкости к забою гидродинамически совершенной скважины описывается уравнением Дюпюи:

$$Q_c = \frac{2\pi kh(p_{пл} - p_з)}{\mu \cdot \ln(R_к/r_c)} = \frac{2\pi kh\Delta p}{\mu \cdot \ln(R_к/r_c)}, \qquad (1.9)$$

где Q_c - дебит скважины, $м^3/с$; k - коэффициент проницаемости пласта в зоне дренирования, $м^2$; h - эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м; $p_{пл}$ - давление в пласте на контуре питания скважины, Па; $p_з$ - давление в скважине в интервале продуктивного пласта (забойное давление), Па; Δp - разность давлений, под действием которой пластовая жидкость продвигается к забою скважины (депрессия на пласт), Па; μ - динамическая вязкость жидкости, Па·с; r_c - радиус скважины (по долоту), м.

Гидродинамически совершенной считается скважина, размещенная в центре кругового пласта с радиусом $R_к$, свойства которого изотопны во всех направлениях. При этом жидкость поступает к открытому забою и является однофазной и несжимаемой. Из рис. 1.8 видим, что в гидродинамически совершенной скважине основная доля перепада давления сосредоточена в зоне пласта непосредственно вокруг ствола скважины. Так, если приток осуществляется от контура питания, находящегося на расстоянии 300 м, до стенки скважины радиусом 0,1 м, то половина всего перепада давления расходуется на продвижение

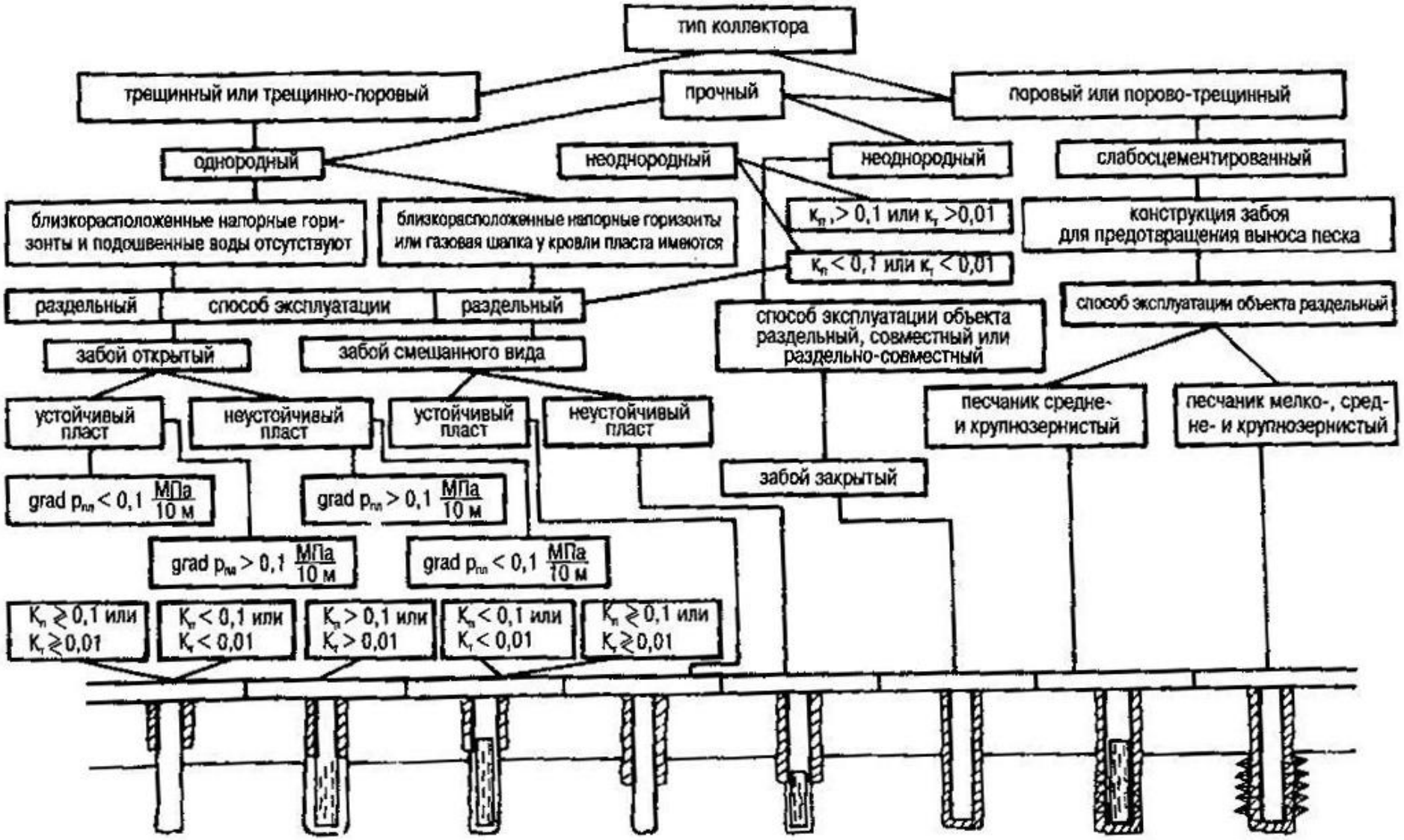


Рис. 1.7. Схема выбора конструкции забоя скважин

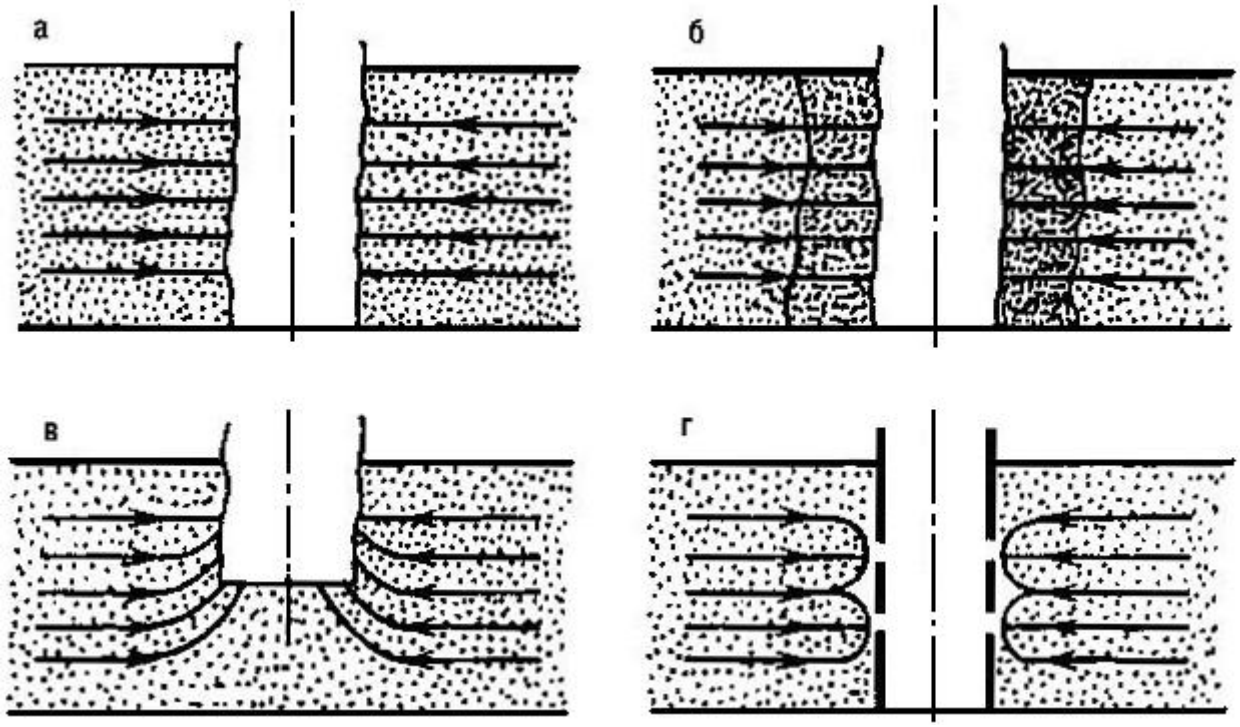


Рис. 1.8. Схема притока в гидродинамически совершенную (а) и гидродинамически несовершенную скважину по качеству (б), степени (в) и характеру (г) вскрытия продуктивного пласта

жидкости в пористом пространстве только в зоне 5,5 м вокруг скважины. Следовательно, призабойная зона играет решающую роль в притоке жидкости к скважине.

Приток жидкости в реальную скважину отличается от притока в гидродинамически совершенную скважину скважину тем, что в призабойной зоне и на забое скважины возникают дополнительные фильтрационные сопротивления из-за искривления и сгущения линий токов. Выделяют три типа гидродинамического несовершенства скважин:

1) по степени вскрытия пласта, когда скважина вскрывает продуктивный пласт не на всю его толщину;

2) по характеру вскрытия пласта, когда связь пласта со скважиной осуществляется не через открытый забой, а через перфорационные каналы;

3) по качеству вскрытия пласта, когда проницаемость пористой сферы в призабойной зоне уменьшена по отношению к природной проницаемости пласта.

Известно, что в общем случае в пласте вокруг скважины образуются две зоны с измененной проницаемостью – зона проникновения фильтрата радиусом $R_{з.п.}$ и зона кольматации радиусом $r_к$ (рис. 1.9). Такую скважину называют несовершенной по качеству вскрытия пласта.

Обозначим давление на радиусе $R_{з.п.}$ через p_2 и на радиусе кольматации $r_к$ через p_1 и примем, что приток идет от контура питания $R_к$ с скважине с воображаемым радиусом $R_{з.п.}$. Согласно формуле1.9. дебит ее будет равен:

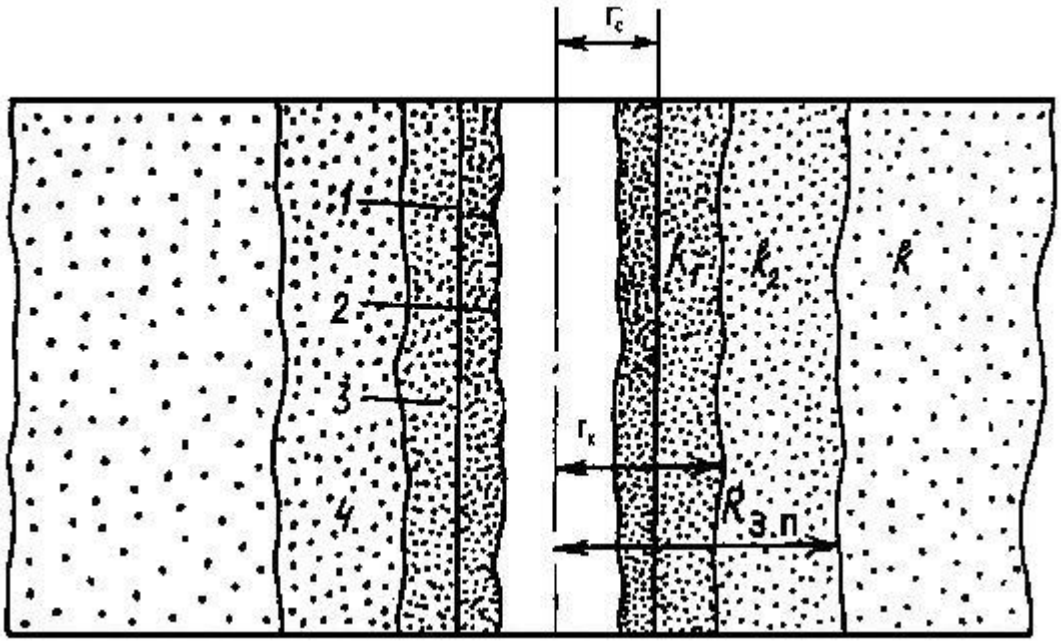


Рис. 1.9. Схема призабойной зоны после вскрытия продуктивного пласта бурением: 1 – стенка скважины; 2 – глинистая корка; 3 – зона кольматации; 4 – зона проникновения фильтрата бурового раствора; k, k_1, k_2 – проницаемость соответственно природная, в зоне кольматации и в зоне проникновения фильтрата

$$Q_{з.п.} = \frac{2\pi k h (p_{пл} - p_2)}{\mu \cdot \ln(R_к / R_{з.п.})}. \qquad (1.10)$$

Аналогично для движения жидкости в зоне проникновения $R_{з.п} \to r_к$.

$$Q_{з.п.} = \frac{2\pi k_2 h (p_2 - p_1)}{\mu \cdot \ln(R_{з.п.} / r_к)}; \qquad (1.11)$$

и для движения жидкости через зону кольматации

$$Q_{з.к.} = \frac{2\pi k_1 h (p_2 - p_в)}{\mu \cdot \ln(r_к / r_c)}. \qquad (1.12)$$

Исходя из условия неразрывности потока, когда $Q_c = Q_{з.п.} = Q_{з.к.}$ и, сравнив их, получим:

$$Q_ф = \frac{2\pi k h (p_{пл} - p_в)}{\mu \cdot \left(\ln \frac{R_к}{R_{з.п.}} + \frac{1}{k_2} \ln \frac{R_{з.п.}}{r_к} + \frac{1}{k_1} \ln \frac{r_к}{r_c} \right)}; \qquad (1.13)$$

или

$$Q_ф = \frac{2\pi kh(p_{пл} - p_в)}{\mu \cdot \left(\ln \frac{R_к}{R_{з.п.}} + \frac{k}{k_2} \ln \frac{R_{з.п.}}{r_к} + \frac{k}{k_1} \ln \frac{r_к}{r_c} \right)}. \quad (1.14)$$

Отношения $\frac{k}{k_1} = \beta_1$ и $\frac{k}{k_2} = \beta_2$ показывает, насколько проницаемости зон проникновения и кольматации ухудшены по сравнению с природной. В нефтегазовой практике дополнительные фильтрационные сопротивления за счет изменения проницаемости породы в призабойной зоне называют скин-эффектом S.

Тогда формула 1.14 может быть приведена к следующему виду:

$$Q_ф = \frac{2\pi kh(p_{пл} - p_в)}{\mu \cdot \left(\ln \frac{R_к}{r_c} + S_δ \right)}, \quad (1.15)$$

где $S_δ = S_1 + S_2$, т. е. скин-эффект за счет бурения состоит из суммы скин-эффектов в обеих призабойных зонах – кольматации и проникновения фильтрата.

Из формул 1.14 и 1.15 получается, что

$$S_δ = \beta_2 \ln \frac{R_{з.п.}}{r_к} + \beta_1 \ln \frac{r_к}{r_c} + \ln \frac{R_{з.п.}}{r_c}. \quad (1.16)$$

Если зона кольматации отсутствует, т.е. $r_к = r_c$, то формула 1.16 принимает вид:

$$S_δ = S_2 = (\beta_2 + 1) \ln \frac{R_{з.п.}}{r_c}. \quad (1.17)$$

И наоборот, если применяют принудительную кольматацию, в результате которой невозможна фильтрация в пласт, то

$$S_δ = S_1 = (\beta_2 + 1) \ln \frac{r_к}{r_c}. \quad (1.18)$$

Для оценки влияния глубины и степени загрязнения призабойной зоны на добывающие возможности скважины, несовершенной по качеству вскрытия продуктивного пласта бурением, вводится коэффициент гидродинамического совершенства $\varphi = Q_ф/Q_c$.

Тогда

$$\varphi = \frac{\ln (R_к / r_c)}{\ln \frac{R_к}{r_c} + S_\delta} = \frac{Q_ф}{Q_c}. \qquad (1.19)$$

В этой формуле числитель характеризует величину основных фильтрационных сопротивлений, возникающих при плоскорадиальной фильтрации от радиуса контура питания скважины до ее забоя. При равномерной сетке расположения скважин с расстоянием между ними 600 м и при радиусе скважины по долоту 0,1 м значение числителя равно 8. На рис. 1.10 и 1.11 изображено, как изменяется коэффициент гидродинамического совершенства скважины в зависимости от параметров зоны кольматации и зоны проникновения. При этом если проницаемость пористой среды в зоне кольматации размером 5 см ухудшена в 20 раз, то скважина будет работать только на 51 % своих потенциальных возможностей, а если в 100 раз (что возможно), то на 18 %.

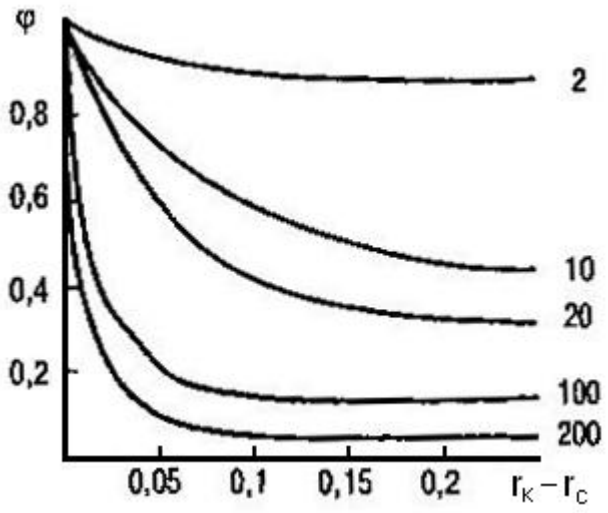


Рис. 1.10. Влияние параметров зоны кольматации на коэффициент гидродинамического совершенства скважины при $\beta_1 = 1$.
Шифр кривых – степень снижения проницаемости β_2.

Как было отмечено ранее, скважина, имеющая перфорированный забой, называется несовершенной по характеру вскрытия продуктивного пласта. Если продуктивный пласт вскрыт бурением не на всю его толщину, то такая скважина несовершенна по степени вскрытия пласта. В обоих случаях фактический дебит при общих одинаковых условиях будет меньше дебита скважины с открытым забоем из-за возникновения дополнительных фильтрационных сопротивлений, вызываемых искривлением и сгущением линий токов жидкости и газа в околоскважинной зоне пласта и на стенке скважины, вернее на границе скважина - пласт. Сгущение токов, в свою очередь, обусловлено тем, что уменьшилась площадь поверхности скважины, граничащая с пластом, по сравнению со случаем открытого забоя скважины, который вскрыл бы продуктивный пласт на всю его толщину.

Таким образом, несовершенное по степени и характеру вскрытие продуктивного пласта характеризуется коэффициентом гидродинамического несовершенства:

$$\varphi = \frac{\ln \frac{R_к}{r_c}}{\ln \frac{R_к}{r_c} + C_1 + C_2}, \qquad (1.20)$$

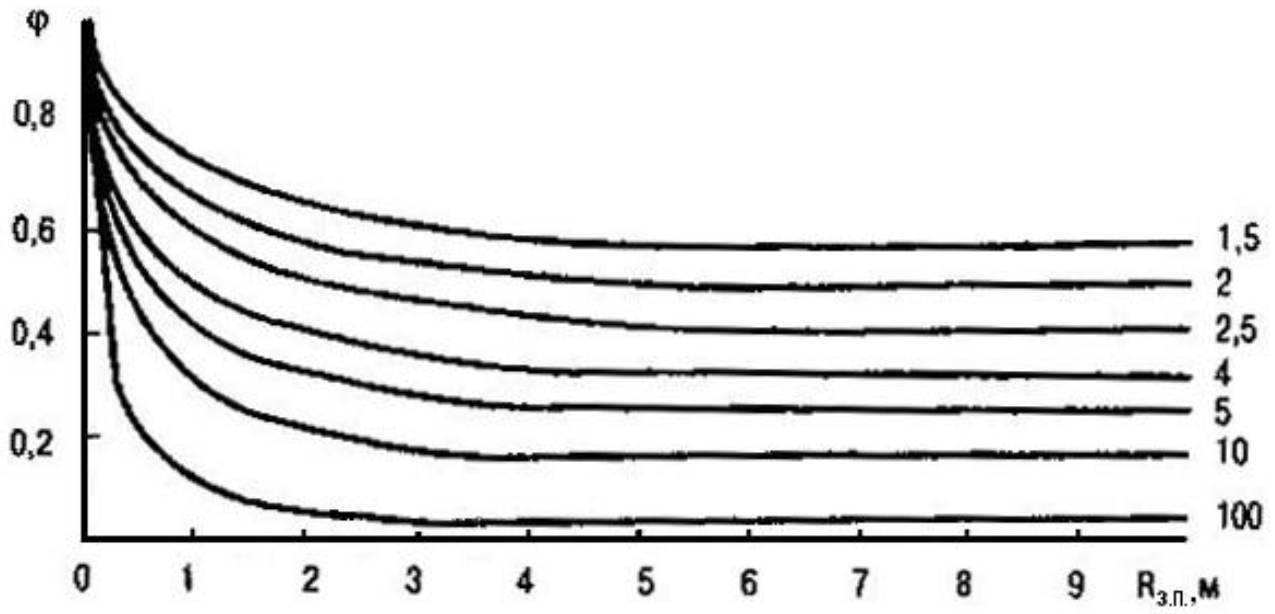


Рис. 1.11. Влияние параметров зоны проникновения фильтрата на коэффициент гидродинамического совершенства скважины при $\beta_2 = 1$.
Шифр кривых – степень снижения проницаемости β_1.

где C_1, C_2 - безразмерные коэффициенты, учитывающие дополнительные фильтрационные сопротивления из-за несовершенства скважины соответственно по степени и характеру вскрытия продуктивного пласта.

Коэффициент C_1 определяется степенью вскрытия продуктивного пласта, а коэффициент C_2 зависит от длины l_K и диаметра d_K перфорационных каналов и плотности перфорации. Эти коэффициенты находятся по известным графикам В.И. Щурова, построенным по результатам экспериментов. При этом принимается, что перфорационные каналы идеальны в геометрическом и гидродинамическом отношении, т.е. имеют правильную цилиндрическую форму, являются чистыми по всей своей длине и вокруг них нет зоны с пониженной проницаемостью. Для такой идеализированной картины графики В.И. Щурова, как показали сравнения с математическим решением числовым методом М. Харриса задачи о притоке жидкости к геометрически несовершенной скважине, дают довольно точный результат в пределах исследованных значений параметров перфорации.

Из рис. 1.11 видно, что увеличение плотности перфорации более 20 отверстий на 1 м может быть оправдано только в случаях очень низкой пробивной способности перфораторов.

Анализ рассмотренных рисунков позволяет сделать следующие выводы:

1) при длине перфорационных каналов не менее 150 мм оптимальной плотностью перфорации следует считать плотность не более 12 - 16 отверстий на 1 м;

2) при плотности перфорации 12 - 16 отверстий на 1 м и длине перфорационных каналов 150 мм увеличение диаметра канала более 6 - 8 мм практически не приводит к возрастанию степени совершенства скважин.

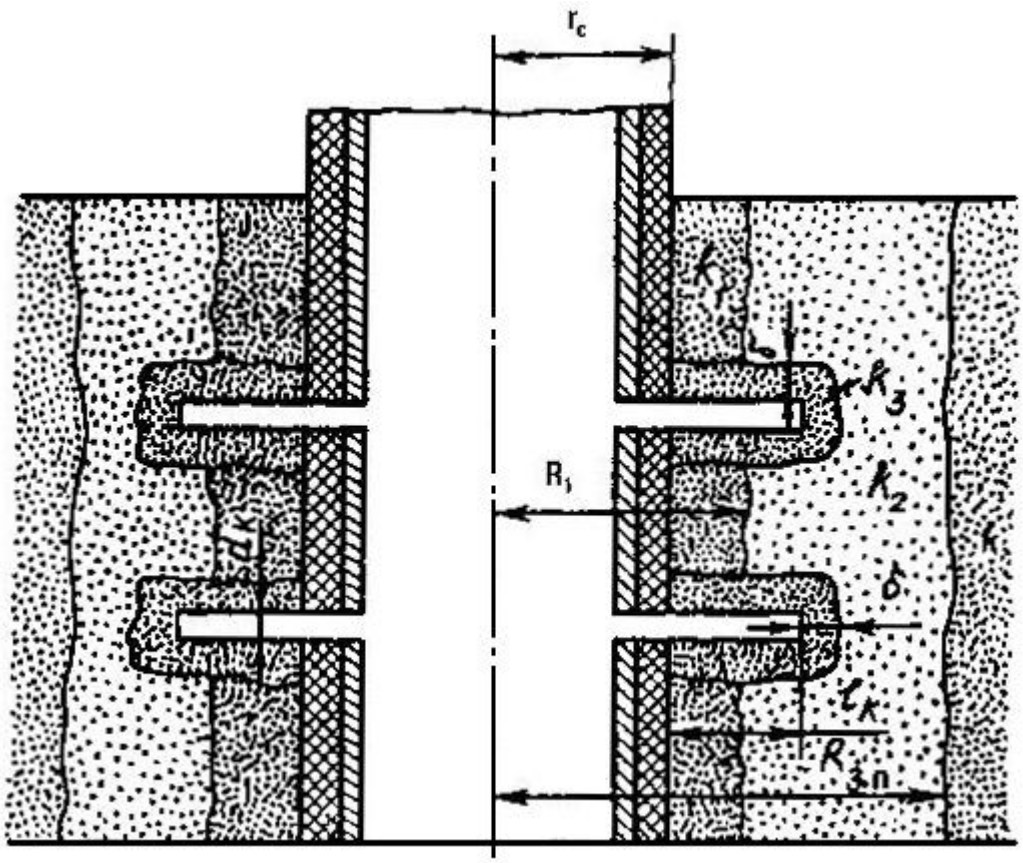


Рис. 1.12. Схематическое изображение призабойной зоны и забоя перфорированной скважины: δ - толщина зоны ухудшенной проницаемости вокруг перфорированного канала; k_3 – проницаемость породы в зоне вокруг перфорированного канала

Указанные выводы справедливы только для идеальных условий притока в скважину, когда поровая среда во всех точках пласта имеет одинаковую проницаемость, а цилиндрические каналы чисты по всей длине. Реальная картина далека от идеализированной. Схематическое изображение призабойной зоны перфорированной скважины показано на рис. 1.12. Из этого рисунка следует, что в формуле для определения коэффициента гидродинамического совершенства скважины необходимо ввести еще и коэффициент $S_п$ (скин-эффект перфорации), учитывающий дополнительные фильтрационные сопротивления в призабойной зоне вокруг перфорационных каналов. Если скин-эффект может быть определен с помощью, например, геофизических исследований в скважине по параметрам зон ухудшенной проницаемости, то определить скин-эффект $S_п$ по промысловым данным не удается.

Для оценки качества гидродинамической связи скважины с пластом при помощи перфорационных каналов, полученных в разных условиях, введено понятие коэффициента совершенства канала $К_с$, под которым подразумевается отношение расхода жидкости через перфорированную в реальных условиях цель к расходу жидкости через идеальный канал этих же размеров.

Рис. 1.13 иллюстрирует зависимость коэффициента совершенства скважины от глубины перфорационных каналов при наличии вокруг скважины зоны проникновения толщиной 100 мм с ухудшенной проницаемостью до 20 раз. При длине каналов меньше глубины зоны проникновения фильтрата коэффициент совершенства имеет очень малые значения, при выходе каналов перфорации за пределы зоны проникновения коэффициент совершенства резко возрастает. Действительно, для одной и той же плотности перфорации 13 отверстий на 1 м и при снижении проницаемости породы в зоне проникновения фильтрата в 20 раз коэффициент совершенства равен 0,15; 0,20 и 0,73 при длине перфорационных каналов соответственно 50, 85 и 125 мм. Таким образом, для достижения продуктивности скважины, близкой к потенциальной, необходимо, чтобы длина каналов перфорации хотя бы в 1,5 раза была больше толщины зоны проникновения вокруг скважины. Поскольку радиус зоны проникновения обычно превышает 0,5 м, а длина каналов наиболее мощных кумулятивных перфораторов не превышает 200 - 300 мм, то выполнить указанные условия на данном уровне развития кумулятивной перфорации не удается.

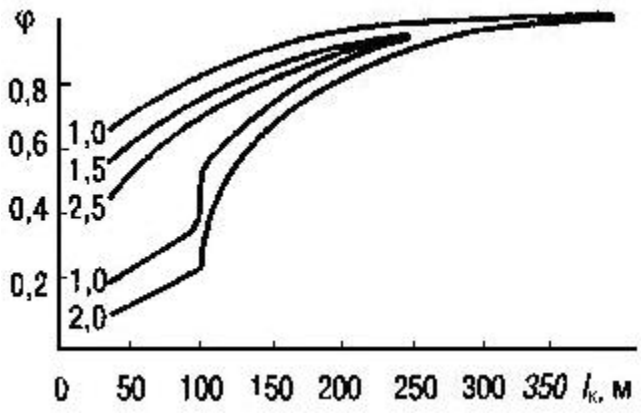


Рис. 1.13. Зависимость коэффициента гидродинамического совершенства скважины от длины чистых цилиндрических каналов перфорации (d_c = 6,35 мм, n = 13 отверстий на 1 м, $R_{з.п.}$ = 175 мм, r_c = 75 мм, $R_к$ = 300 м).

На основании сказанного выше формула дебита реальной скважины, пробуренной на нефтяной пласт и имеющей все виды гидродинамического несовершенства, принимает вид:

$$Q_ф = \frac{p_{пл} - p_з}{\omega_{осн} - \omega_{доп}} = \frac{2\pi kh(p_{пл} - p_з)}{\mu \cdot \left(\ln \frac{R_к}{r_c} + C_1 + C_2 + S_\delta + S_n \right)}. \qquad (1.21)$$

При этом дополнительные фильтрационные сопротивления

$$\omega_{доп} = \frac{\mu}{2\pi kh}(C_1 + C_2 + S_\delta + S_n).$$

Для расчетов притока жидкости или времени для системы взаимодействующих несовершенных скважин важное значение имеет понятие приведенного радиуса. Это радиус такой фиктивной скважины, дебит которой при остальных равных условиях равен дебиту реальной гидродинамически несовершенной скважины.

Исходя из этого, формулу 1.21 можно записать в следующем виде:

$$Q_ф = \frac{2\pi kh(p_{пл} - p_в)}{\mu \cdot \left(\ln \frac{R_к}{r_c} + C_1 + C_2 + S_δ + S_n \right)} = \frac{2\pi kh(p_{пл} - p_в)}{\mu \cdot \ln \frac{R_к}{r_{пр}}}. \quad (1.22)$$

Отсюда выражение для оценки приведенного радиуса скважины имеет вид:

$$r_{пр} = r_c e^{-(C_1 + C_2 + S_δ + S_n)}. \quad (1.23)$$

Коэффициент гидродинамического совершенства скважины может быть выражен зависимостью:

$$\varphi = \frac{\ln(R_к / r_c)}{\ln(R_к / r_{пр})}. \quad (1.24)$$

В то же время изменение проницаемости породы в призабойной зоне и геометрия забоя скважины с гидродинамической точки зрения имеют очень сложную картину и не поддаются точному математическому описанию. Действительно, в реальной скважине в промысловых условиях технологи не знают, например, размеры и форму полученных перфорационных каналов, степень изменения проницаемости пород вокруг перфорационных каналов и т.д. Технологи также не имеют доскональной информации и о других параметрах, по которым определяются значения дополнительных фильтрационных сопротивлений. Поэтому определить степень гидродинамического совершенства скважины по формуле 1.24 обычно невозможно, так как неизвестны точные значения безразмерных коэффициентов, учитывающих дополнительные фильтрационные сопротивления.

В то же время, базируясь на гидродинамических методах исследования скважин, можно получить формулу для определения коэффициента гидродинамического совершенства, если в формулу дебита реальной скважины ввести коэффициент гидропроводности

$$\varepsilon = kh/\mu$$

Тогда

$$Q_ф = \frac{2\pi k\varepsilon(p_{пл} - p_в)}{\ln(R_к / r_c) + C_1 + C_2 + S_δ + S_n}. \quad (1.25)$$

Преобразовав эту формулу относительно знаменателя, видим, что сумма

$$\ln \frac{R_к}{r_c} + C_1 + C_2 + S_δ + S_n = \frac{2\pi k\varepsilon(p_{пл} - p_в)}{Q_ф} \quad (1.26)$$

дополнительных фильтрационных сопротивлений может быть выражена через известные гидродинамические параметры – коэффициенты гидропроводности и продуктивности скважины.

Подставляя 1.26 в 1.25, получаем следующую формулу для определения коэффициента гидродинамического совершенства скважины:

$$\varphi = \frac{1}{2\pi}\frac{\eta_{ф}}{\varepsilon}\ln\frac{R_{к}}{r_{с}}. \qquad (1.27)$$

В формуле 1.27 величина продуктивности $\eta_{ф}$ определяется по результатам исследований скважины при стабильных режимах ее работы, т.е. по индикаторной диаграмме (ИД). Величина коэффициента гидропроводности пласта определяется по углу наклона прямолинейного участка кривой восстановления давления (КВД), построенной в полулогарифмических координатах Δp – Int. Из теоретических основ гидродинамических исследований на стабильных и нестабильных режимах работы вытекает, что коэффициент продуктивности, определенный по ИД, характеризует всю зону дренирования – от контура питания до стенки скважины, а коэффициент гидропроводности, определенный по КВД, характеризует так называемую удаленную от скважины зону пласта с природными фильтрационными свойствами. Этот конечный вывод позволяет интегрально оценивать зависимость изменения продуктивности скважины от суммы факторов в процессе ее строительства. На основании этих данных следует предусматривать мероприятия, направленные на интенсификацию притока из пласта.

1.5. ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА ПЛАСТА В ОКОЛОСКВАЖИННОЙ ЗОНЕ

Регулирование состояния околоскважинных зон пласта – один из основных вопросов повышения эффективности разработки месторождений.

Опыт показывает, что воздействие на призабойную зону скважин, сопутствующее воздействие на пласт, существенно увеличивают нефтеизвлечение. Эффект может быть получен как при целенаправленных обработках призабойной зоны, так и в качестве попутного эффекта при воздействии на пласт в целом гидродинамическими, тепловыми и физико-химическими методами.

Скважина, околоскважинная зона и межскважинная часть пласта - взаимосвязанные и взаимодействующие элементы единой технопродной системы. Недоучет особенностей и степени влияния прискважинной зоны как одного из элементов системы приводит к общему снижению эффективности разработки.

Потенциальная продуктивность возможна в тех случаях, когда в процессе заканчивания скважины и во время ее эксплуатации не происходит ухудшения фильтрационных свойств пласта (ФСП) в прискважинной зоне. Практически любая операция, проводимая в скважинах, представляет собой потенциальный

источник потери продуктивности. Установлено, что ФСП ухудшаются вследствие засорения пласта различными веществами при бурении, цементировании, вскрытии пласта перфорацией и ремонте скважин. Ухудшение ФСП происходит в процессе освоения скважин. В ряде случаев по этим причинам скважины оказываются непродуктивными, в результате чего увеличивается фонд бездействующих скважин. Действующий фонд скважин является низкодебитным и требует применения искусственных методов воздействия для повышения продуктивности.

Для регулирования фильтрационных свойств околоскважинных зон предложены способы и технологии, большинство из которых опробовано в промысловых условиях. Имеющийся практический опыт показал, что добиться значимого повышения продуктивности скважин удается лишь в тех случаях, когда механизм восстановления ФСП адекватен механизму их поражения. Соответственно потенциальные возможности регулирования достигаются, во-первых, за счет сведения к минимуму потерь продуктивности и, во-вторых, за счет искусственного воздействия, исходя из текущего состояния околоскважинных зон.

1.5.1. ФИЛЬТРАЦИОННАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОКОЛОСКВАЖИННОЙ ЗОНЫ И ЕЕ РОЛЬ В ПРОЦЕССАХ НЕФТЕДОБЫЧИ

При проектировании и анализе дебитов скважин, текущего нефтеизвлечения, оценке кондиций и решении других геолого-промысловых задач состояние околоскважинной зоны пласта играет важную роль. Так, пласты определяют как коллекторы по результатам опробования после вскрытия их бурением. На практике часто встречаются случаи, когда явные пласты-коллекторы не дают притока, так как при их вскрытии фильтрационные свойства околоскважинной зоны необратимо ухудшились. Наряду со снижением продуктивности скважин ухудшение ФСП в околоскважинных зонах приводит к снижению коэффициента нефтеизвлечения, темпов разработки, увеличению сроков разработки залежи в целом. В зонах ухудшенной проницаемости теряется значительная часть пластовой энергии, что снижает эффективность воздействия на пласт в целом.

В связи с особенностями падения давления в околоскважинной зоне среднюю проницаемость техноприродной системы скважина – околоскважинная зона – межскважинная часть пласта определяет проницаемость прискважинной области, несмотря на ее незначительные размеры. Снижение продуктивности пластов вследствие ухудшения фильтрационных свойств прискважинной зоны количественно характеризует гидродинамический показатель – отношение продуктивностей скважины до и после ухудшения фильтрационных характеристик прискважинной зоны – параметр ОП (рис. 1.14). Ухудшение проницаемости прискважинной области в 5 раз приводит к снижению продуктивности скважин в 2 раза; снижение проницаемости околоскважинной зоны в 10 раз уменьшает продуктивность в 3,5 раза, а снижение в 50 раз может вызвать

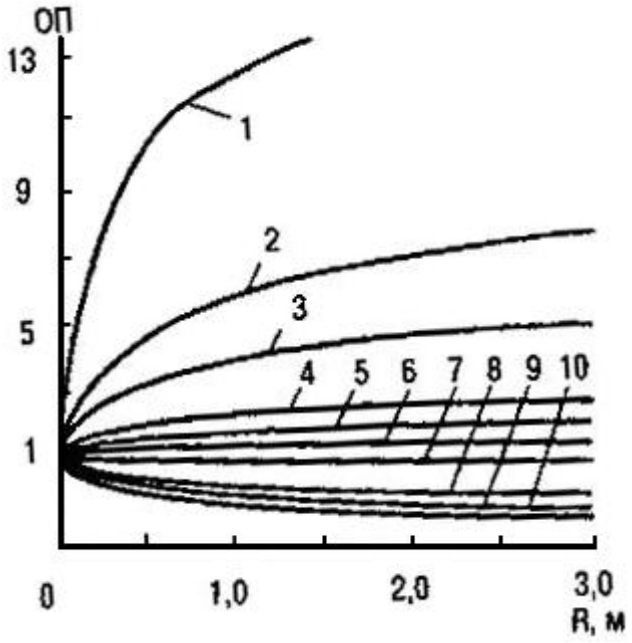


Рис. 1.14. Зависимость снижения продуктивности скважин от радиуса и степени снижения проницаемости k/kc в околоскважинной зоне: 1 – 0,02; 2 – 0,05; 3 – 0,1; 4 – 0,2; 5 – 0,3; 6 – 0,5; 7 – 1,0; 8 – 2,0; 9 – 5,0; 10 – 10,0

15-кратные потери продуктивности. Важным обстоятельством является то, что размеры зоны ухудшенной проницаемости при этом могут составлять всего лишь десятки сантиметров. В то же время увеличение проницаемости околоскважинной области в 5 -10 раз по сравнению с исходной проницаемостью пласта при тех же размерах околоскважинной области увеличивает продуктивность всего лишь на десятки процентов.

На основании отмеченного определяется основная стратегическая линия регулирования ФСП в околоскважинных зонах, которая реализуется, во-первых, сведением к минимуму ухудшения проницаемости путем подбора технологий вскрытия, опробования и эксплуатации пластов и, во-вторых, восстановлением фильтрационных свойств околоскважинной зоны путем постановки целенаправленных воздействий на нее.

Восстановление ФСП может обеспечить кратное увеличение продуктивности скважин, в то время как улучшение природных фильтрационных свойств околоскважинной зоны вызовет лишь незначительное повышение продуктивности.

Анализ фактических изменений фильтрационной характеристики прискважинной зоны указывает на их широкий диапазон (даже в несколько десятков раз).

В результате ухудшения ФСП в прискважинной области скважины вводят в эксплуатацию с дебитами ниже планируемых и отмечается систематический недобор нефти при нормальных показателях разработки. Для достижения проектной добычи приходится бурить значительное число дополнительных скважин, которое при постоянном годовом отборе жидкости равно средней по месторождению величине параметра ОП. Это приводит к ухудшению продуктивности после вскрытия пластов бурением и уменьшению объемов нагнетания жидкости на определенный момент разработки залежи, что, в свою очередь, вызывает потерю нефтеизвлечения и удлинение сроков разработки.

1.5.2. РЕГУЛИРОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ПЛАСТА В ОКОЛОСКВАЖИННЫХ ЗОНАХ

Регулирование ФСП в околоскважинных зонах осуществляют как в процессе заканчивания скважин, так и при их эксплуатации. При вскрытии пластов бурением наиболее эффективно использовать продувку воздухом, облегченные промывочные жидкости или депрессию на пласт. Однако такая технология связана с резким удорожанием, риском создания аварийной ситуации, требует специального оборудования и в большинстве случаев оказывается экономически неприемлемой. Кроме того, применение облегченных промывочных жидкостей и продувка воздухом не гарантируют стабильности ФСП.

Работами СевкавНИИгаза показано, что вскрытие песчаников с использованием пен может приводить к ухудшению проницаемости до 35% первоначальной. Имеются примеры неэффективного применения растворов на углеводородной основе, в частности, при вскрытии баженовской свиты Салымской площади, карбонатных коллекторов Белоруссии и др.

Практические технологии вскрытия пластов бурением предусматривают создание репрессий на пласт. Для уменьшения степени ухудшения проницаемости разработаны технологии вскрытия пластов бурением на нефильтрующихся растворах или растворах, не поражающих пласт (растворы на нефтяной основе, полимерные растворы, минерализованные рассолы и др.).

При заканчивании скважин на пласты с аномально высокими пластовыми давлениями успешно применяют насыщенные рассолы плотностью до 1900 кг/м^3 без содержания твердой фазы. Для вскрытия пластов в осложненных условиях успешно применяют растворы с синтезированной и диспергированной дисперсной фазой (гель-технология). Используя «оптимальные» растворы, можно эффективно регулировать ФСП при вскрытии бурением. При этом предполагают, что такие растворы практически не снижают природной проницаемости пласта.

Применение нефтеэмульсионных, полимерных и других промывочных жидкостей, а также воды и рассолов обеспечивает практически отсутствие глинистой корки и зоны кольматации. В связи с этим возникают значительные напряжения в прискважинной области. При слабой сцементированности песчаников возможно их разрушение, увеличение в прискважинной области фильтратонасыщения пласта и размеров зоны проникновения бурового раствора в пласт. Таким образом, при отсутствии кольматации возрастает роль других факторов, приводящих к поражению пласта.

При регулировании продуктивности скважин путем подбора состава и обработки бурового раствора и специальных жидкостей существует проблема совместимости жидкости и коллектора. Так, при использовании полимеров и полиакриламидов, ингибиторов коррозии, а также при росте бактерий и т.п. в процессе смешения различных жидкостей возможно выпадение осадка. На этот процесс влияют как свойства пластовой воды и коллектора, так и чистота химических реагентов для обработки промывочной жидкости, которая может зна-

чительно меняться в зависимости от технологии производства, хранения и транспортировки.

В реальных геолого-промысловых условиях регулирование технологических свойств рабочих жидкостей очень затруднено из-за неоднородности физических свойств разбуриваемых отложений, обогащения жидкостей частицами выбуренной породы, неконтролируемых физико-химических взаимодействий промывочной жидкости с пластовым флюидом, поступающим в скважину в процессе бурения.

Другой способ снижения степени поражения пласта при перфорации – тщательная очистка скважин до перфорации и использование чистых жидкостей при незначительной депрессии на пласт. Однако даже чистые жидкости (рассолы нефтяных пластов, искусственные рассолы, пресная и морская вода, дизельное топливо и даже пластовая нефть) могут вызвать снижение проницаемости прискважинной зоны по следующим причинам:

1) чистые рассолы не содержат частиц регулируемого размера;

2) чистые рассолы обычно содержат растворимые и нерастворимые твердые частицы, которые могут проникать на значительную глубину пласта;

3) морская вода содержит бактерии и планктон, которые эффективно закупоривают пористую среду;

4) морская вода имеет высокую концентрацию сульфатов, что в присутствии кальция и бария приводит к поражению пласта сернокислым кальцием или барием;

5) при добыче многих сортов сырой нефти выпадают тяжелые углеводороды (асфальтены и парафины) в виде множества мелких частиц, которые вызывают кольматацию пласта;

6) пресная вода резко ухудшает проницаемость терригенных коллекторов даже с незначительным содержанием глинистого цемента.

Кроме того, практически все чистые жидкости при заканчивании скважин в той или иной степени загрязняются при технологических операциях по приготовлению и транспортировке в системе скважина - трубопровод. Причинами загрязнения могут явиться растворенное железо, выпадающее в пласте в виде хлопьевидных образований, буровой раствор, прилипший к трубам и муфтовым соединениям, консистентные смазки, пульпа, бактерии, химические добавки, высохший глинистый раствор, песок, пластовая нефть, частично схватившийся цемент, которые скапливаются во всасывающих линиях насосов и мешалках, на стенках и т.д. Эти примеси практически не влияют на свойства бурового раствора, но в случае использования тех же емкостей под чистые жидкости заканчивания они загрязняют последние. Полная очистка емкостей, трубопровода и скважины от предыдущих жидкостей и других примесей практически невозможна. Проницаемость не снижается, если концентрация твердых примесей не превышает 2 мг/л. Реально добиться такого уровня очистки чистых жидкостей не представляется возможным даже при использовании забойного фильтра.

Имеющиеся экспериментальные данные показывают, что возможности регулирования фильтрационных свойств на этапе вскрытия пластов перфораци-

ей невелики. В табл. 1.3. даны характеристики действия технологии перфорации на степень восстановления проницаемости после перфорации. При оптимальных условиях перфорации продуктивность снижается до 30 % от первоначальной, а при неудовлетворительных она может составить менее 1 %. Это обусловлено тем, что, помимо ухудшения фильтрационных свойств пласта, вокруг каждого перфорационного канала образуется блокированная зона, поэтому, как правило, работает лишь небольшой процент общего числа перфорационных каналов. Основная же масса перфорационных каналов из-за быстрого выравнивания давлений в стволе скважин так и остается неосвоенной, в результате чего резко снижается работающая толщина.

Таблица 1.3

Степень восстановления проницаемости

Условия перфорирования		Степень восстановления проницаемости после перфорации k/ko, %
раствор	давление в скважине	
Высокое содержание твердой фазы, буровой раствор в скважине	+	1 - 3
Низкое содержание твердой фазы, буровой раствор в скважине	+	2 - 4
Неотфильтрованный соленый	+	8 - 16
Отфильтрованный соленый	+	15 - 25
Чистый незагрязняющий	–	30 - 50
Идеальный перфоратор	–	100 - 100

Примечание. 1. Знаки « + » и « – » — соответственно репрессия и депрессия.
2. ko, k — соответственно начальная и текущая проницаемость пласта.

Регулирование фильтрационных свойств прискважинной области в процессе цементирования скважин в настоящее время не проводят.

Для решения проблемы рекомендуется использовать технологию заканчивания скважин с открытым забоем или со специальными фильтрами.

При такой технологии цементирования и перфорации ухудшения ФСП не наблюдается. Однако для многопластовых месторождений открытый забой или забойные фильтры значительно затруднили бы контроль и регулирование процесса разработки.

Фирма «Elf Aquitaine Group» использует оригинальную технологию заканчивания скважин, с помощью которой продуктивность увеличивается в 5 раз. После вскрытия продуктивного пласта вертикальным стволом над кровлей пласта устанавливают временную мостовую пробку, а затем под углом 45° к основному стволу бурят два ответвления длиной 20 -30 м в пределах продуктивного пласта. Такая конструкция забоя обеспечивает повышение площади

притока жидкости. Положительные результаты получают и при расширении ствола скважины.

Многочисленные промысловые данные свидетельствуют о том, что скважины вводят в эксплуатацию с резко пониженной продуктивностью. Фактическое ухудшение продуктивности наблюдается на всех этапах заканчивания скважин. Проблему максимального сохранения природной продуктивности пласта в околоскважинных зонах следует решать двумя путями – совершенствуя существующую технологию заканчивания скважин и используя специальные технологии восстановления ФСП в околоскважинных зонах уже пробуренных скважин.

Для восстановления ФСП в околоскважинных зонах имеется большой выбор методов и технологий, основанных на физико-химическом, тепловом и других видах воздействия на прискважинную зону.

Физико-химические методы обработок околоскважинных зон – основной вид регулирования их фильтрационных свойств в б.СССР и за рубежом. В частности, по Западной Сибири 84 % общего объема работ по воздействию на околоскважинные зоны приходится на кислотные обработки (из них преобладают солянокислотные, которые принято считать наиболее эффективными с экономической точки зрения). Средняя успешность солянокислотных обработок по месторождениям Западной Сибири составляет 64 %.

Успешность восстановления фильтрационных свойств околоскважинных зон растворителями и поверхностно-активными веществами является более низкой по сравнению с соляно-кислотными обработками – соответственно 61 и 53%.

Растворители и ПАВ позволяют уменьшить капиллярную блокировку фазовой проницаемости защемленными флюидами и поражение пласта углеводородной кольматацией. Однако в промысловых условиях углеводородная кольматация осложняется выпадением солей и самоотключением отдельных пропластков. В таких условиях успешность обработок растворителями снижается до 20 – 40 % при средней продолжительности 30 - 45 сут. На эффективность растворения углеводородной кольматации большое влияние оказывают также диспергирование и растворение асфальтосмолопарафиновых отложений, которые значительно ограничивают возможности стандартных методов.

В осложненных геотехнологических условиях (низкопроницаемые коллекторы, высокая обводненность пластов при низком охвате пластов заводнением) большой эффект прироста продуктивности дают ориентированные гидравлические разрывы пластов ГРП. В старых нефтяных районах успешность операции по ГРП составляет 60 – 80 %. Ориентированные разрывы проводят посредством использования цементных мостов, пакеровки, вязкопластичных систем. Инициирование процесса в выбранном интервале осуществляют путем создания щелей в колонне гидропескоструйной перфорацией. В зарубежной практике метод ГРП является стандартной операцией по регулировке фильтрационных свойств прискважинной зоны.

Невысокая эффективность регулирования ФСП в околоскважинных зонах связана прежде всего с комплексным механизмом поражения пласта и с выборочным регулированием этого поражения отдельными методами. Для повышения эффективности разрабатывают технологии, основанные на комплексировании отдельных методов и механизмов воздействия. Эффективным комплексным механизмом воздействия обладают технологии, основанные на использовании многократных управляемых мгновенных депрессий-репрессий.

1.6. ДВИЖЕНИЕ ЖИДКОСТИ И ГАЗА В СИСТЕМЕ «ПЛАСТ - СКВАЖИНА».

Закон Дарси

Движение жидкости и газа на конкретном участке пористой среды происходит под действием градиента давления. Согласно закону Дарси скорость v движения (фильтрации) жидкости (газа) в пористой среде прямо пропорциональна градиенту давления grad p, т.е. перепаду давления p, приходящемуся на единицу длины пути движения жидкости или газа и направлена в сторону падения давления:

$$v = -\frac{k}{\mu}\operatorname{grad} p.$$

В этой форме записи закона Дарси коэффициент пропорциональности равен подвижности жидкости, т.е. отношению проницаемости k породы к вязкости жидкости μ.

Скорость фильтрации определяется отношением расхода жидкости ω, протекающей через образец породы, к площади поперечного сечения образца S, расположенного перпендикулярно к направлению потока:

$$v = \omega/S.$$

Принимая градиент давления на образце породы длиной L величиной постоянной

$$\operatorname{grad} p = \Delta p/L,$$

закон Дарси обычно записывают в виде формулы:

$$\omega = k\frac{\Delta pS}{\mu L}.$$

Истинная скорость движения жидкости в пористой среде больше скорости фильтрации, так как на самом деле жидкость движется не по всему сечению образца, а лишь по поровым каналам, суммарная площадь которых S_1 меньше общей площади образца S:

$$S_1 = m_{дин} S.$$

Здесь $m_{дин}$ – динамическая пористость образца породы.

Очевидно, что

$$v_{ист} = \omega / m_{дин} S = v / m_{дин},$$

т.е. истинная скорость движения жидкости в пористой среде равна отношению скорости фильтрации к динамической пористости коллектора.

При фильтрации через пористую среду газа его объемный расход по длине образца изменяется в связи с уменьшением давления. Среднее давление по длине образца пористой породы принимают равным:

$$\bar{p} = \frac{p_1 + p_2}{2};$$

где p_1 и p_2 – соответственно давление газа на границах образца.

Средний объемный расход газа $\omega_г$ при его изотермическом расширении по длине образца можно оценить по формуле, вытекающей из закона Бойля-Мариотта для идеальных газов:

$$\bar{\omega}_г = \frac{2\omega_0 p_{ат}}{p_1 + p_2},$$

где ω_0 – расход газа при атмосферном давлении $p_{ат}$.

Закон Дарси при фильтрации газа записывается в виде формулы:

$$\omega_0 = \frac{K\bar{p}S}{\mu_г p_{ат} L} = \frac{k}{\mu_г} \frac{(p_1^2 - p_2^2)S}{2p_{ат} L}.$$

Здесь $\mu_г$ – вязкость газа.

Закон Дарси – основной закон подземной гидродинамики – науки, на которой базируются методы проектирования и контроля процессов разработки нефтяных и газовых месторождений и методы промысловых исследований скважин и пластов.

Производительность скважин.
Формула Дюпюи.

Производительность добывающих нефтяных и газовых скважин характеризуется их дебитом, то есть количеством жидкости или газа, поступающим из них в единицу времени. По формулам Дарси можно рассчитать скорость фильтрации нефти и газа при установившемся плоскопараллельном фильтрационном потоке, когда все частички жидкости (газа) движутся по прямолинейным параллельным траекториям, например, в трубе.

Фильтрация жидкости или газа по пласту в районе расположения скважины в большинстве случаев имеет радиальный или близкий к нему характер; траектории частиц (линии тока) направлены по радиусам окружности, центр которой совпадает с центром скважины (рис. 1.15). Жидкость или газ движутся через ряд концентрически расположенных цилиндрических поверхностей, площадь которых по мере приближения к скважине непрерывно уменьшается.

Если кровля и подошва продуктивного пласта непроницаемы, толщина его постоянна и строение однородно, скорость фильтрации при постоянном расходе жидкости или газа непрерывно возрастает, достигая максимального значения на стенках скважины. Для оценки притока жидкости или газа к отдельным скважинам в этом случае применяют формулы, выведенные на основе закона Дарси для плоскорадиального фильтрационного потока.

При установившемся режиме радиальной фильтрации однородной жидкости для оценки дебита нефтяной скважины применяют формулу Дюпюи:

$$\omega_{пл} = \frac{10^3 \cdot 2\pi kh(p_1 - p_2)}{\mu \cdot \ln \frac{R_1}{r_c}}, \qquad (1.28)$$

где $\omega_{пл}$ - объемный дебит в пластовых условиях, $см^3/с$; π - постоянная величина, равная 3,1415..., k - проницаемость, $мкм^2$; h - толщина пласта, м; p_1 - давление на круговом контуре, имеющем радиус R_1, МПа; p_2 - давление на стенке скважины, МПа; r_c - радиус скважины; μ - вязкость жидкости, мПа·с; символ ln - обозначение натурального логарифма, имеющего основание число e = 2,71828... Связь между натуральными и десятичными логарифмами какого-либо числа выражается соотношением ln x = 2,3lg x. Поскольку в формулу Дюпюи входит отношение величин R_1 и r_c, то их можно выразить в любой размерности, одинаковой для R_1 и r_c. Коэффициент 10^3 определяется выбором указанных размерностей.

Для расчета объемного дебита скважин по формуле Дюпюи принимают, что давление на стенке скважины равно измеренному забойному давлению $p_2 = p_{заб}$, а давление на круговом контуре радиусом R_1 равно пластовому $p_1 = p_{пл}$. Учитывая, что при эксплуатации нескольких скважин максимальное давление в пласте имеем примерно в средних точках расстояний между соседними скважинами, принимают $R_1 = \sigma_{ср}$ ($\sigma_{ср}$ - половина среднего расстояния между

данной скважиной и соседними). Тогда формулу Дюпюи записывают в следующем виде:

$$\omega_{пл} = \frac{2 \cdot 10^3 \pi k h (p_{пл} - p_{заб})}{\mu \cdot \ln \frac{\sigma_{ср}}{r_c}}. \qquad (1.29)$$

Ошибки в определении $\sigma_{ср}$ вследствие того, что величина входит под знак логарифма, практически несущественно влияет на точность установления объемного дебита $\omega_{пл}$.

Объемный и массовый дебиты скважины, измеренные на поверхности, связаны с объемным дебитом в пластовых условиях следующими соотношениями:

$$\omega_{пов} = \omega_{пл}/b,$$
$$q = \omega_{пов}\rho.$$

Здесь b - объемный коэффициент нефти; ρ - плотность нефти на поверхности.

Для притока газа формула Дюпюи имеет тот же вид, что и для жидкости:

$$\omega_г = \frac{2 \cdot 10^3 \pi k h (p_{пл} - p_{заб})}{\mu_г \cdot \ln \frac{\sigma_{ср}}{r_c}},$$

где $\omega_г$ – объемный дебит скважины при давлении

$$\bar{p} = 0{,}5 \cdot (p_{пл} + p_{заб});$$

$\mu_г$ – вязкость газа в пластовых условиях.

Для приведения $\omega_г$ к атмосферному давлению $p_{ат}$ при пластовой температуре пользуются формулой:

$$\omega_г = \frac{10^3 \pi k h (p_{пл}^2 + p_{заб}^2)}{p_{ат} z \mu_г \cdot \ln \frac{\sigma_{ср}}{r_c}}, \qquad (1.30)$$

где $\omega_г$ – объемный дебит газовой скважины, $см^3/с$; z – коэффициент сверхсжимаемости газа при пластовой температуре $T_{пл}$.

На практике принято дебит газовых скважин измерять в тыс. $м^3$/сут. и приводить его к стандартной температуре ($T_{ст}$ = 293 К) и атмосферному давлению (0,1 МПа):

$$\omega_г = \frac{\pi kh(p_{пл}^2 + p_{заб}^2)}{11{,}57 p_{ат} \cdot z\mu_г \frac{T_{пл}}{T_{ст}} \ln \frac{\sigma_{ср}}{r_c}};$$

где $T_{пл}$ - пластовая температура газа; множитель 11,57 = 10^6 : 86400 (10^6 - количество $см^3$/в 1 $м^3$; 86400 – время (секунды в сутках).

Приведенные формулы Дюпюи можно использовать для расчета дебита гидродинамически совершенных скважин, стенки которых имеют форму цилиндра с радиусом r_c и высотой h. Причем фильтрация жидкости или газа происходит по всей поверхности этого цилиндра, исключая площадь основания. Для гидродинамически несовершенных скважин радиальный характер линий тока в непосредственной близости от забоя нарушается, и рассчитанный по формуле Дюпюи дебит будет отличаться от действительного дебита скважины. Коэффициент совершенства скважины численно равен отношению дебита несовершенной скважины $\omega_{н.с.}$ к дебиту ω, который имела бы при том же перепаде давления $p_{пл} - p_{заб}$ совершенная скважина того же радиуса

$$\alpha = \omega_{н.с.}/\omega$$

Для реальных скважин α изменяется в довольно широком диапазоне – от 0,15 до 1 и выше (например, при применении пескоструйной перфорации, торпедировании и т. п.).

1.7. ВИДЫ РЕМОНТОВ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

В соответствии с «Правилами ведения ремонтных работ в скважинах» (РД 153-39-023-97) составлен классификатор ремонтных работ в скважинах. Он систематизирует планирование и учет всех ремонтных работ в скважинах нефтяной промышленности по их назначению, основным видам, категориям скважин, способу проведения и отражает современный уровень развития этих работ.

1. Общие положения

1.1. Видами ремонтных работ различного назначения являются:

- Капитальный ремонт скважин;
- Текущий ремонт скважин;
- Скважино-операциия по повышению нефтеотдачи пластов и производительности скважины.

1.2. **Капитальным ремонтом скважин (КРС)** называется комплекс работ по восстановлению работоспособности скважин и продуктивного пласта различными технологическими операциями, а именно:

- восстановление технических характеристик обсадных колонн, цементированного кольца, призабойной зоны, интервала перфорации;
- ликвидация аварий;
- спуск и подъём оборудования для раздельной эксплуатации и закачки различных агентов в пласт;
- воздействие на продуктивный пласт физическими, химическими, биохимическими и другими методами;
- зарезка боковых стволов и продавка горизонтальных участков в продуктивном пласте;
- изоляция одних и приобщение других горизонтов;
- исследование скважины;
- ликвидация скважины.

1.3. **Текущим ремонтом скважин (ТРС)** называется комплекс работ, направленных на восстановление работоспособности внутрискважинного оборудования и работ по изменению режима и способа эксплуатации скважины.

1.4. **Скважино-операцией ремонтных работ по повышению нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти** является комплекс работ осуществления технологических процессов по воздействию на пласт и прискважинную зону физическими, химическими или биохимическими и гидродинамическими методами, направленными на повышение коэффициента конечного нефтеизвлечения на данном участке залежи.

1.5. Единицей ремонтных работ перечисленных направлений (ремонт, скважино-операция) является комплекс подготовительных, основных и заключительных работ, проведенных бригадой текущего, капитального ремонта скважин или звеном по интенсификации или другими специализированными организациями от передачи им скважины заказчиком до окончания работ, предусмотренных планом и принимаемых по акту.

1.5.1. Если после окончания работ скважина не отработала 48 часов гарантированного срока или не вышла на установленный режим в связи с некачественным проведением работ запланированного комплекса по вине бригады КРС или звена по интенсификации, то не зависимо от того, какая бригада будет осуществлять дополнительные работы на скважине, считать их продолжением выполненных работ без оформления на них второго ремонта или скважино-операции.

1.6. Ремонтные работы в скважинах в отрасли проводятся тремя основными способами доставки к заданной зоне ствола инструмента, технологических материалов (реагентов) или приборов:

1) с помощью специально спускаемой колонны труб;
2) путём закачивания по НКТ или межтрубному пространству;
3) на кабеле или на канате.

Планирование и учет по каждому виду ремонта отдельной строкой, обозначая каждый из них соответствующим индексом:

КР1-2 – отключение отдельных пластов с установкой подъёмника;

КР1-2/БПГ – отключение отдельных пластов закачкой тампонажных материалов с устья без установки подъёмника (гидравлический способ)

КР1-2/БПК – отключение отдельных пластов спуском инструмента на тросе или кабеле без установки подъёмной мачты через стационарно спущенный лифт (канатно-кабельный способ).

1.7. Комплекс технологических работ, включающий в себя несколько видов ремонтов, считается одним скважино-ремонтом и обозначается в графе 1 формы учета суммой их шифров.

Все виды капитального и текущего ремонтов, в пределах одного скважино-ремонта, включается в форму учёта капитального ремонта скважины по схеме:

ТР4-1 (смена насоса) + ТР4-6 (опрессовка НКТ) + ТР4-7 (пропарка НКТ).

2. Принятые сокращения

КР – капитальный ремонт;
ТР – текущий ремонт;
ПНП – повышение нефти отдачи пластов;
НКТ – насосно-компрессорные трубы;
УЭЦН – установка погружного центробежного электронасоса;
УЭДН – установка погружного электродиафрагменного насоса;
УЭВН – установка погружного электровинтового насоса;
ШГН – штанговый глубинный насос;
УШВН – установка штангового винтового насоса;
ГПН – гидропоршевый насос;
ПАВ – поверхностно-активное вещество;
ГПП – гидропескоструйная перфорация;
ГРП – гидроразрыв пласта;
ГГРП – глубокопроникающий гидравлический разрыв пласта;
ОРЗ – оборудование раздельной закачки;
ОРЭ –оборудование раздельной эксплуатации;
ВС – вертикальная скважина;
НС – наклонная скважина;
ГС – горизонтальная скважина;
ПЗП – призабойная зона пласта;
КЗП – комплект защиты пласта;
ОПЗ – обработка призабойной зоны пласта;
ВИР – водоизоляционные работы;
ИПТ – испытатели пластов;
КИИ – комплекс испытательных инструментов;
БПГ – без подъёмника гидравлическим способом;
БПК – без подъёмника канатно-кабельным способом.

3. Виды ремонтов

3.1. Капитальный ремонт скважин

К капитальным ремонтам скважин относятся работы, представленные в табл. 1.4.

Таблица 1.4.

Виды капитальных ремонтов скважин

Шифр	Виды работ по капитальному ремонту скважин	Технико-технологические требования к сдаче
1	2	3
КР1	Ремонтно-изоляционные работы	
КР1-1	Отключение отдельных интервалов и пропластков объекта эксплуатации.	Выполнение запланированного объёма работ. Прекращение притока флюидов. Прекращение или снижение обводненности продукции.
КР1-2	Отключение отдельных пластов.	Выполнение запланированного объёма работ. Отсутствие приёмистости или притока в (из) отключенном (ого) пласте (а)
КР1-3	Восстановление герметичности цементного кольца.	Достижение цели ремонта, подтвержденное промыслово-геофизическими исследованиями. Прекращение или снижение обводненности продукции, межпластового перетока флюидов при сокращении или увеличении дебита нефти.
КР1-4	Наращивание цементного кольца за эксплуатационной, промежуточной колонной, кондуктором.	Отсутствие нефтегазоводопроявлений на поверхности и подтверждение наращивания цементного кольца, в необходимом интервале, промыслово-геофизическими исследованиями.
КР2	Устранение негерметичности эксплуатационной колонны	
КР2-1	Устранение негерметичности тампонированием	Герметичность эксплуатационной колонны при опрессовке.
КР2-2	Устранение негерметичности установкой пластыря.	Герметичность эксплуатационной колонны при опрессовке.
КР2-3	Устранение негерметичности спуском дополнительной обсадной колонны меньшего диаметра.	Герметичность эксплуатационной колонны при опрессовке.

Продолжение табл. 1.4.

1	2	3
КР2-4	Устранение негерметичности частичной сменой эксплуатационной колонны.	Герметичность эксплуатационной колонны при опрессовке. Прохождение шаблона до проектной глубины.
КР2-5	Устранение негерметичности эксплуатационной колонны доворотом	Герметичность эксплуатационной колонны при опрессовке.
КР3	Устранение аварий допущенных в процессе эксплуатации или ремонта	
КР3-1	Извлечение оборудования из скважины после аварии, допущенной в процессе эксплуатации	Прохождение шаблона до необходимой глубины. Герметичность колонны в интервале работы фрезером
КР3-1.1	Извлечение оборудования УЭЦН из скважины после аварии в процессе эксплуатации	Прохождение шаблона до необходимой глубины. Герметичность колонны в интервале работы фрезером
КР3-1.2	То же УЭДН	То же.
КР3-1.3	То же УЭВН	То же.
КР3-1.4	То же ШГН	То же.
КР3-1.5	То же УШВН	То же.
КР3-1.6	То же НКТ	То же.
КР3-1.7	То же пакер	То же.
КР3-1.8	Ликвидация аварии из-за коррозионного износа НКТ	Выполнение запланированного объёма работ. Прохождение шаблона до установленной глубины
КР3-1.9	Очистка забоя и ствола скважины от посторонних предметов	То же
КР3-1.10	Ревизия и замена глубинного оборудования	Выполнение запланированного объёма работ. Восстановление продуктивности (приёмистости) скважины.
КР3-1.11	Замена устьевого оборудования.	Выполнение запланированного объёма работ. Достижение оговоренной планом работы цели.
КР3-1.12	Восстановление циркуляции при спущенной в скважину УЭЦН, УЭВН, УЭДН (размыв парафиногидратных пробок в эксплуатационной колонне и НКТ).	Нормальное гидравлическое сообщение между колоннами труб и свободный проход инструмента и оборудования.

Продолжение табл. 1.4.

1	2	3
КРЗ-1.13	То же ШГН (УШВН)	То же
КРЗ-1.14	То же НКТ	То же
КРЗ-1.15	Промывка забоя скважины	Выполнение запланированного объёма работ. Достижение оговоренной планом работы цели.
КРЗ-2	Ликвидация аварий с эксплуатационной колонной	Выполнение запланированного объёма работ. Герметичность эксплуатационной колонны и прохождение шаблона до проектной глубины.
КРЗ-3	Очистка забоя и ствола скважины от посторонних предметов.	Выполнение запланированного объёма работ. Герметичность эксплуатационной колонны и прохождение шаблона до проектной глубины.
КРЗ-4	Очистка забоя и ствола скважины от парафиногидратных отложений, солей, песчаных пробок.	Выполнение запланированного объёма работ. Прохождение шаблона до необходимой глубины.
КРЗ-5	Ликвидация аварий допущенных в процессе ремонта скважин.	Достижение цели, оговоренной в дополнительном плане на ликвидацию аварии.
КРЗ-6	Восстановление циркуляции (размыв парафиногидратных пробок) в эксплуатационной колонне и НКТ)	Нормальное гидравлическое сообщение между колоннами труб и свободный проход инструмента и оборудования
КРЗ-7	Прочие работы по ликвидации аварий, допущенных в процессе ремонта скважины.	Достижение цели, оговоренной в технологическом плане ликвидацию аварии.
КРЗ-7.1	Извлечение оборудования УЭЦН из скважины после аварии, допущенной в процессе ремонта скважины.	То же
КРЗ-7.2	То же УЭДН	То же
КРЗ-7.3	То же УЭВН	То же.
КРЗ-7.4	То же ШГН	То же.
КРЗ-7.5	То же УШВН	То же.
КРЗ-7.6	То же НКТ	То же.
КРЗ-7.7	То же пакер	Достижение цели, оговоренной в технологическом плане ликвидацию аварии.

Продолжение табл. 1.4.

1	2	3
КР4	Переход на другие горизонты и приобщение пластов	
КР4-1	Переход на другие вышележащие и нижележащие горизонты	Выполнение запланированного объёма работ, подтвержденное промыслово-геофизическими исследованиями. Получение притока.
КР4-2	Приобщение пластов для совместной эксплуатации дострелом, с увеличением диаметра или глубины.	Получение притока из приобщённых интервалов с сохранением притока из раннее работавших.
КР4-3	Приобщение дополнительного количества пластов дострелом для совместной эксплуатации	Получение притока из приобщённых интервалов с сохранением притока из раннее работавших.
КР5	Внедрение и ремонт установок типа ОРЭ, ОРЗ, КЗП, пакеров-отсекателей в скважинах	
КР5-1	Внедрение и ремонт установок типа ОРЭ, ОРЗ, пакеров-отсекателей.	Выполнение запланированного объёма работ. Герметичность пакера. Увеличение дебита нефти. Увеличение, сокращение объёмов закачки воды.
КР5-2	Внедрение и ремонт установок систем комплексов защиты пласта типа КЗП-140, КЗП-146, КЗП-168 и др.	Выполнение запланированного объёма работ. Безотказность работы системы, оговоренной в плане работ
КР6	Комплекс подземных работ по восстановлению работоспособности скважин с использованием технических элементов бурения, включая проводку горизонтальных участков ствола скважин	
КР6-1	Зарезка и бурение бокового (ых) ствола (ов) в аварийной скважине	Выполнение запланированного объёма работ. Восстановление работоспособности скважины вскрытием пласта дополнительным стволом с обходом аварийного участка.
КР6-2	Зарезка и бурение бокового (ых) ствола (ов) в преждевременно обводненной или низкопродуктивной скважине.	Выполнение запланированного объёма работ. Восстановление притока нефти в скважину из подконтрольной ей зоны пласта.
КР6-3	Зарезка бокового или продолжение ствола скважины с переходом на горизонтальный участок в преждевременно обводненной или в низкопродуктивной скважинах	Выполнение запланированного объёма работ. Проходка горизонтального ствола в пределах зоны с запасами нефти отведенных для ВС и НС. Получение притока нефти и увеличение её дебита. Снижение или прекращение водопритока в скважину.

Продолжение табл. 1.4.

1	2	3
КР6-4	Проводка горизонтального участка скважины с целью повышения нефтиотдачи пласта	Выполнение запланированного объёма работ. Получение притока нефти.
КР6-5	Бурение цементного стакана	Выполнение запланированного объёма работ. Достижение оговоренной планом работы цели.
КР6-6	Фрезерование башмака колонны с углублением ствола в горной породе.	Выполнение запланированного объёма работ. Достижение оговоренной планом работы цели.
КР6-7	Бурение и оборудование шурфов и артезианских и стендовых скважин	То же
КР6-8	Зарезка и бурение бокового (ых) ствола (ов) в скважине с многоствольным заканчиванием и с проводкой горизонтального (ых) участка (ов) в продуктивном пласте	Выполнение запланированного объёма работ. Вовлечение в разработку запасов нефти отведенных для ВС или НС, находящихся в трудноизвлекаемых зонах и пропластках. Получение притока нефти и увеличение её дебита.
КР6-9	Зарезка и бурение бокового (ых) ствола (ов) в аварийной скважине.	Выполнение запланированного объёма работ. Восстановление работоспособности скважины вскрытием пласта новым стволом с обходом аварийного участка.
КР7	Обработка призабойной зоны пласта скважины и вызов притока	
КР7-1	Проведение кислотной обработки	Выполнение запланированного объёма работ. Увеличение продуктивности нефтяной и приёмистости нагнетательной скважин.
КР7-2	Проведение ГРП	Выполнение запланированного объёма работ. Увеличение продуктивности нефтяной и приёмистости нагнетательной скважин.
КР7-3	Проведение ГГРП	Выполнение запланированного объёма работ. Увеличение продуктивности нефтяной и приёмистости нагнетательной скважин.
КР7-4	Проведение ГПП	Выполнение запланированного объёма работ. Вскрытие продуктивного пласта. Увеличение продуктивности нефтяной и приёмистости нагнетательной скважин.

Продолжение табл. 1.4.

1	2	3
КР7-5	Виброобработка призабойной зоны пласта	Выполнение запланированного объёма работ. Увеличение продуктивности нефтяной и приёмистости нагнетательной скважин.
КР7-6	Термообработка призабойной зоны пласта	То же
КР7-7	Промывка призабойной зоны пласта	То же
КР7-8	Промывка и пропитка призабойной зоны пласта растворами ПАВ	То же
КР7-9	Обработка скважин термогазохимическими методами (ТГВХ, ПГД, СКО, ГКО, ПГО и тд.)	То же
КР7-10	Проведение УОС и его модификаций	Выполнение запланированного объёма работ. Достижение оговоренной планом работы цели.
КР7-11	Проведение КИИ-95 (ИПТ и др.)	То же
КР7-12	Вызов притока свабированием, желонкой заменой жидкости, компримированием	То же
КР7-13	Выравнивание профиля или восстановление профиля или восстановление приёмистости нагнетательной скважины	Выполнение запланированного объёма работ, подтвержденное промыслово-геофизическими исследованиями.
КР7-14	Проведение прострелочных и взрывных работ (перфорация и торпедирование и др.)	Выполнение запланированного объёма работ. Увеличение продуктивности нефтяной и приёмистости нагнетательной скважин.
КР7-15	Опытные работы по испытанию новых видов скважинного оборудования	Выполнение запланированного объёма работ.
КР7-16	Прочие виды обработки призабойной зоны пласта	То же
КР7-16.1	Проведение ОПЗ с применением технологий гибких непрерывных НКТ	Выполнение запланированного объёма работ. Увеличение продуктивности нефтяной и приёмистости нагнетательной скважин.
КР7-16.2	Проведение реагентной разглинизации призабойной зоны пласта	Выполнение запланированного объёма работ. Вызов притока. Увеличение продуктивности нефтяной скважины.

Продолжение табл. 1.4.

1	2	3
КР7-16.3	Проведение повторной перфорации на кислых растворах	То же
КР7-16.4	Проведение депрессионной перфорации пласта	То же
КР7-16.5	Проведение МГД	То же
КР8	Исследование скважин	
КР8-1	Исследование характера насыщенности и выработки продуктивных пластов, уточнение геологического разреза в скважине.	Выполнение запланированного комплекса исследований в заданном режиме (приток, закачка, выдерживание скважины в покое), получение.
КР8-2	Оценка технического состояния скважины (обследование скважины).	Выполнение запланированного объёма работ. Выдача заключения.
КР9	Перевод скважины на использование по другому назначению	
КР9-1	Освоение скважины под нагнетание	Достижение приёмистости, оговорённой в плане работ
КР9-2	Перевод скважины под отбор технической воды	Выполнение запланированного объёма работ. Получение притока.
КР9-3	Перевод скважины в наблюдательную, пьезометрическую, контрольную	Выполнение запланированного объёма работ.
КР9-4	Перевод скважин под нагнетание теплоносителя, воздуха или газа.	Получение приёмистости
КР9-5	Перевод скважин в добывающие	Выполнение запланированного объёма работ. Получение притока продукции
КР9-6	Перевод скважин в газодобывающие из других категорий	То же
КР10	Ввод в эксплуатацию и ремонт нагнетательных скважин	
КР10-1	Восстановление приёмистости нагнетательной скважины	Обеспечение приёмистости пласта в скважине
КР10-2	Смена пакера в нагнетательной скважине	Обеспечение герметичности пакера и приёмистости скважины.
КР10-3	Оснащение паро- и воздухонагнетательных скважин противопесочным оборудованием	Обеспечение приёмистости
КР10-4	Промывка в паро- и воздухонагнетательных скважинах песчаных пробок	Восстановление приёмистости

Продолжение табл. 1.4.

1	2	3
КР10-5	Прочие виды работ по восстановлению приёмистости нагнетательной скважине	То же
КР11	Консервация и расконсервация скважин	
КР11-1	Консервация скважин	Выполнение запланированного объёма работ.
КР11-2	Расконсервация скважин	То же
КР12	Ликвидация скважин	
КР12-1	Ликвидация скважин без наращивания цементного кольца за эксплуатационной колонной	Выполнение запланированного объёма работ.
КР12-2	Ликвидация скважины с наращиванием цементного кольца за эксплуатационной колонной	Выполнение запланированного объёма работ.
КР12-3	Ликвидация скважины при смещении эксплуатационной колонны	Выполнение запланированного объёма работ.
КР13	Прочие виды работ	
КР13-1	Подготовительные работы к ГРП (ПР)	Выполнение запланированного объёма работ. Герметичность пакера
КР13-2	Освоение скважины после ГРП (ЗР)	Выполнение запланированного объёма работ. Вызов притока и установление режима работы скважины.
КР13-3	Подготовка скважины к забуриванию дополните льного (ых) ствола (ов)	Выполнение запланированного объёма работ.
КР13-4	Освоение скважины после забуривания дополнительного (ых) ствола (ов)	Выполнение запланированного объёма работ. Вызов притока продукции нефтяной или газовой скважины, обеспечение приёмистости нагнетательной скважины.
КР13-5	Подготовка скважины к проведению работ по повышению нефтеотдачи пластов	Выполнение запланированного объёма работ.
КР13-6	Подготовительные работы к ГГРП (ПР)	Выполнение запланированного объёма работ. Герметичность пакера.
КР13-7	Заключительные работы (ЗР) после ГГРП (освоение сква-	Выполнение запланированного объёма работ. Вызов притока и ус-

	жин)	тановление режима
КР13-8	Промывка забоя водозаборных и артезианских скважин с компрессором	Выполнение запланированного объёма работ. Достижение оговоренной планом работы цели.

Продолжение табл. 1.4.

1	2	3
КР13-9	Ремонт водозаборных скважин со спуском дополнительной колонны	Выполнение запланированного объёма работ. Достижение оговоренной планом работы цели.
КР13-10	Ремонт поглощающей скважины	Выполнение запланированного объёма работ. Достижение оговоренной планом работы цели.

3.2 Текущий ремонт скважин

К текущему ремонту скважин относятся работы, приведенные в табл. 1.5.

Таблица 1.5.

Виды текущего ремонта скважин

Шифр	Виды работ по капитальному ремонту скважин	Технико-технологические требования к сдаче
1	2	3
ТР1	Оснащение скважин скважинным оборудованием при вводе в эксплуатацию (из бурения, освоения, бездействия, консервации)	
ТР1-1	Ввод фонтанной скважины	Выполнение запланированного объёма работ.
ТР1-2	Ввод газлифтной скважины	Выполнение запланированного объёма работ.
ТР1-3	Ввод скважины, оборудованной ШГН	Выполнение запланированного объёма работ.
ТР1-4	Ввод скважины, оборудованной УЭЦН	Выполнение запланированного объёма работ.
ТР1-5	Ввод скважины, оборудованной УЭДН	Выполнение запланированного объёма работ.
ТР1-6	Ввод скважины, оборудованной УШВН	Выполнение запланированного объёма работ.
ТР1-7	Ввод скважин, оборудованных другими типами насосов или установок	Выполнение запланированного объёма работ.
ТР1-7.1	Ввод скважины, оборудованной УЭВН	Выполнение запланированного объёма работ.

ТР1-7.2	Ввод скважины, оборудованной ГПН	Выполнение запланированного объёма работ.
ТР2	Перевод скважин на другой способ эксплуатации	

Продолжение табл. 1.5.

1	2	3
ТР2-1	Фонтанный – газлифт	Выполнение запланированного объёма работ.
ТР2-2	Фонтанный – ШГН	Нормальная работа насоса по динамограмме и подаче
ТР2-3	Фонтанный – УЭЦН	Нормальная подача и напор
ТР2-4	Фонтанный – УЭВН	Нормальная подача и напор
ТР2-5	Фонтанный – УШВН	Нормальная подача и напор
ТР2-6	Газлифт – ШГН	Нормальная работа насоса по динамограмме и подаче
ТР2-7	Газлифт – УЭЦН	Нормальная подача и напор
ТР2-8	Газлифт – УЭВН	Нормальная подача и напор
ТР2-9	Газлифт – УШГН	Нормальная подача и напор
ТР2-10	ШГН – УЭЦН	Нормальная подача и напор
ТР2-11	ШГН – УЭВН	Нормальная подача и напор
ТР2-12	ШГН – УШВН	Нормальная подача и напор
ТР2-13	УЭЦН – ШГН	Нормальная подача и напор
ТР2-14	УЭЦН – УШВН	Нормальная подача и напор
ТР2-15	УЭЦН – УЭВН	Нормальная подача и напор
ТР2-16	УШВН – УЭЦН	Нормальная подача и напор
ТР2-17	УШВН – ШГН	Нормальная работа насоса по динамограмме и подаче
ТР2-18	Прочие виды перевода	Нормальная работа насоса по динамограмме и подаче
ТР2-18.1	ШГН – ОРЭ	Выполнение запланированного объёма работ. Нормальная подача и напор
ТР2-18.2	УЭЦН –ОРЭ и т.д.	Выполнение запланированного объёма работ. Нормальная подача и напор
ТР3	Оптимизация режима эксплуатации	
ТР3-1	Изменение глубины подвески, смена типоразмера ШГН	Достижение цели ремонта
ТР3-2	То же УЭЦН	То же
ТР3-3	То же УЭВН	То же
ТР3-4	То же УШВН	То же
ТР3-5	То же других типов насосов	Достижение цели ремонта

ТР3-6	Изменение режима работы газлифтного подъёмника заменой скважинного оборудования	То же

Продолжение табл. 1.5.

1	2	3
ТР3-7	Спуск высокопроизводительного и высоконапорного скважинного оборудования с глубоким погружением	Увеличение дебита нефти за счет снижения забойного давления до величины близкой к давлению насыщения
ТР4	Ремонт скважин оборудованных ШГН (УШВН)	
ТР4-1	Ревизия и смена насоса	Нормальная работа насоса по динамограмме и подаче
ТР4-2	Устранение обрыва штанг	Устранение дефекта. Нормальная работа насоса
ТР4-3	Устранение отворота штанг	Устранение дефекта. Нормальная работа насоса
ТР4-4	Замена штанг	Достижение цели ремонта
ТР4-5	Замена полированного штока	Достижение цели ремонта
ТР4-6	Замена, опрессовка и устранение негерметичности НКТ и штанг	Нормальная подача насоса
ТР4-7	Очистка и пропарка НКТ и штанг	То же
ТР4-8	Ревизия, смена устьевого оборудования	То же
ТР4-9	Прочие виды ремонтов по ШГН	Нормальная подача насоса
ТР5	Ремонт скважин, оборудованных УЭЦН (УЭВН, УЭДН)	
ТР5-1	Ревизия и смена насоса	Нормальная подача и напор
ТР5-2	Смена электродвигателя	То же
ТР5-3	Устранение повреждения кабеля	Устранение дефекта. Нормальная работа насоса
ТР5-4	Ревизия, смена, устранение негерметичности НКТ	Выполнение запланированного объёма работ. Нормальная подача насоса
ТР5-5	Очистка и пропарка НКТ	Достижение цели ремонта
ТР5-6	Ревизия, смена устьевого оборудования	То же
ТР5-7	Прочие виды ремонтов по УЭЦН (наращивание кабеля на устье и др.)	Достижение цели ремонта
ТР6	Ремонт фонтанных скважин	

ТР6-1	Ревизия, смена, опрессовка и устранение негерметичности НКТ	Выполнение запланированного объёма работ. Нормальная подача продукции
ТР6-2	Очистка и пропарка НКТ	То же

Продолжение табл. 1.5.

1	2	3
ТР6-3	Смена, ревизия устьевого оборудования	То же
ТР6-4	Прочие виды ремонта по фонтанным скважинам	Выполнение запланированного объёма работ. Нормальная подача продукции
ТР7	Ремонт газлифтных скважин	
ТР7-1	Ревизия, смена, опрессовка и устранение негерметичности НКТ	Выполнение запланированного объёма работ. Нормальная подача продукции
ТР7-2	Очистка и пропарка НКТ	То же
ТР7-3	Ревизия, замена, очистка газлифтных клапанов	То же
ТР7-4	Ревизия, смена устьевого оборудования	То же
ТР7-5	Прочие виды ремонта по газлифтным скважинам	То же
ТР8	Ревизия и смена оборудования артезианских, поглощающих и стендовых скважин	
ТР8-1	Ревизия, смена оборудования артезианских скважин	Выполнение запланированного объёма работ.
ТР8-2	Ревизия, смена оборудования поглощающих скважин	Выполнение запланированного объёма работ.
ТР9	Очистка, промывка забоя и ствола скважины	
ТР9-1	Промывка ствола скважины горячей нефтью (водой) с добавлением ПАВ	Выполнение запланированного объёма работ. Достижение цели ремонта.
ТР9-2	Промывка ствола скважины углеводородными растворителями	Выполнение запланированного объёма работ. Достижение цели ремонта.
ТР9-3	Промывка забоя скважины горячей нефтью (водой) с добавлением ПАВ	Выполнение запланированного объёма работ. Достижение цели ремонта.
ТР9-4	Промывка забоя скважины углеводородными растворителями	Выполнение запланированного объёма работ. Достижение цели ремонта.
ТР9-5	Обработка ПЗП химреагентами (СКО, ГКО, БФА и т.д.)	Выполнение запланированного объёма работ. Достижение цели

		ремонта.
ТР9-6	Прочие виды очистки забоя и ствола скважины.	Выполнение запланированного объёма работ. Достижение цели ремонта.

Продолжение табл. 1.5.

1	2	3
ТР10	Прочие виды работ	Выполнение запланированного объёма работ. Достижение цели ремонта.
ТР11	Опытные работы по испытанию новых видов подземного оборудования.	Выполнение запланированного объёма работ. Достижение цели ремонта.

3.3 Повышение нефтеотдачи пластов

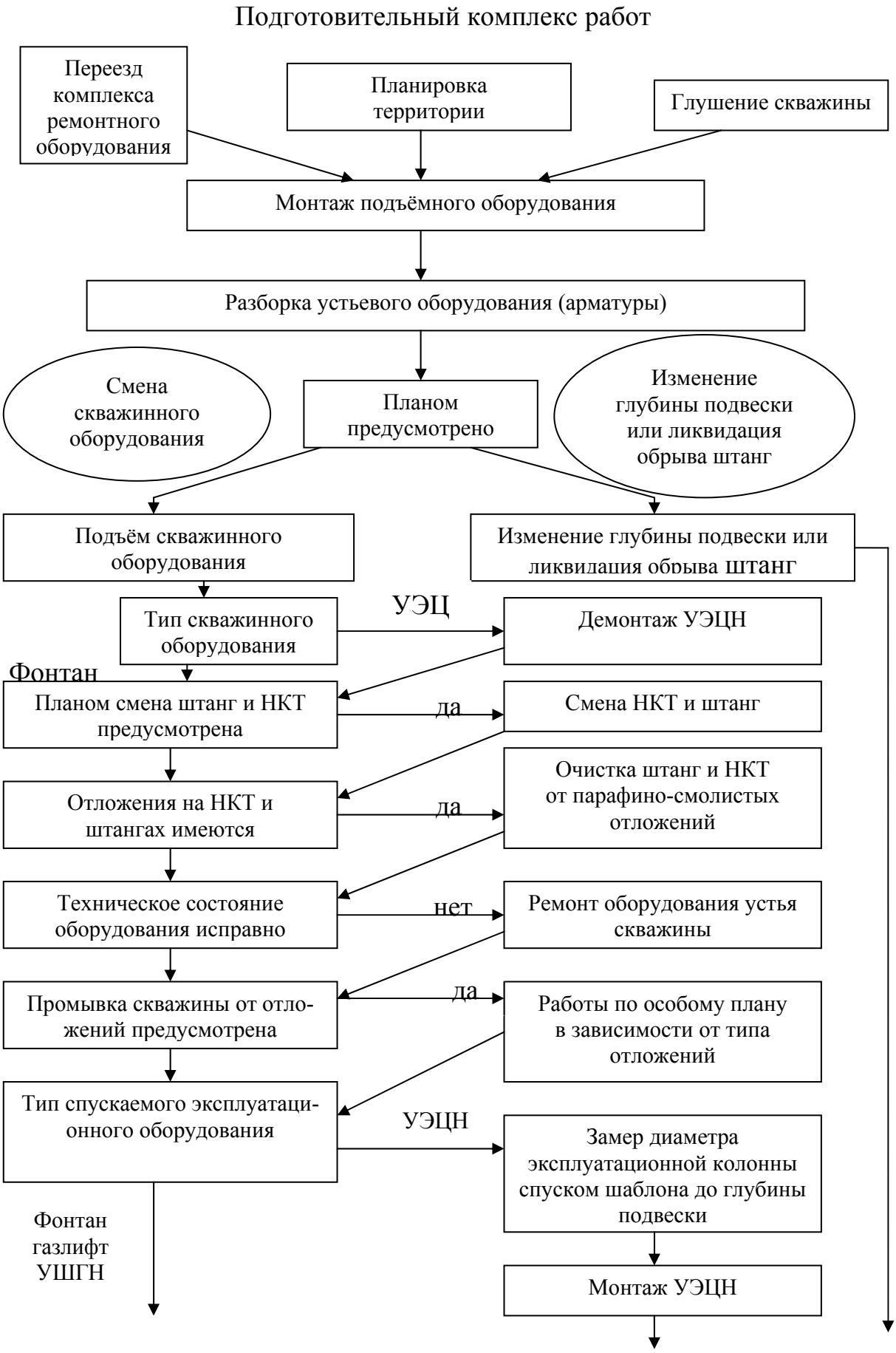
К повышению нефтеотдачи пластов относятся виды работ по осуществлению следующих технологий (табл. 1.6.):

Таблица 1.6

Шифр	Виды и подвиды работ	Технико-технологические требования к сдаче
1	2	3
ПНП1	Создание оторочек:	Выполнение запланированного объёма работ.
ПНП1-1	растворителя;	
ПНП1-2	раствора ПАВ;	
ПНП1-3	растворов полимеров;	
ПНП1-4	кислот;	
ПНП1-5	щелочей;	
ПНП1-6	теплоносителей (горячей воды пара и т.д.)	
ПНП1-7	газожидкостных смесей;	
ПНП1-8	газа;	
ПНП1-9	паровых смесей;	
ПНП1-10	других смесей;	
ПНП1-10.1	активного ила;	
ПНП1-10.2	мицелярного раствора и т.д.	
ПНП2	Вибровоздействие на пласт	Выполнение запланированного объёма работ.
ПНП3	Биовоздействие на пласт	Выполнение запланированного объёма работ.
ПНП4	Волновое воздействие на пласт	Выполнение запланированного объёма работ.
ПНП5	Магнитное воздействие на пласт	Выполнение запланированного объёма работ.
ПНП6	Электрическое воздействие на пласт	Выполнение запланированного объёма работ.

ПНП7	Прочие воздействие на пласт	Выполнение запланированного объёма работ.
ПНП7-1	Инициирование и регулирование внутрипластового горения и т.д.	Выполнение запланированного объёма работ.

Последовательность выполнения работ
при текущем ремонте скважин



Спуск скважинного эксплуатационного оборудования
Техническое состояние устьевой эксплуатац. арматуры неисправно или предусмотрена её смена
да
Смена устьевой арматуры
Заключительный комплекс работ
Сборка устьевой эксплуатационной арматуры
Очистка арматуры, ремонтного оборудования и инструмента то накопившихся отложений
Пуск и освоение скважины
Демонтаж комплекса оборудования
Планировка территории рабочей зоны

Последовательность выполнения работ при капитальном ремонта скважин

Эксплуатационная колонна герметична
не
да
Установка разделительного моста
Глубина места нарушения эксплуатационной колонны известна
нет
да
Исследования по уточнению негерметичности эксплуатационной колонны.
Исследования по определению качества изоляции
Работы по устранению негерметичности эксплуатационной колонны. Исследования по определению качества изоляции
не
Эксплуатационная колонна герметична
да
Разбуривание разделительного моста
Работы по выполнению других видов ремонта
В типовом проекте промывка скважины предусмотрена
нет
да
Промывка скважины
Исследования по определению качества ремонта необходимы
да
не
Исследования по определению качества ремонта
Заключительный комплекс работ

2 ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ СНИЖЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ ПРИ РЕМОНТЕ СКВАЖИН

Количество скважин, подлежащих ремонту, возрастает в связи с их старением. Результативность и качество подземных ремонтов возрастают, а добычу газа и нефти необходимо удерживать на доремонтном уровне как можно дольше.

В практике западных государств уделяется серьезное внимание выбору жидкостей глушения – ЖГ для заканчивания и ремонта скважин и других специальных жидкостей – СЖ, в связи с необходимостью сохранения естественной проницаемости продуктивного коллектора.

Актуальная задача повышения эффективности разработки нефтяных месторождений – сохранение фильтрационных свойств пород в ПЗП, близких к естественным. Ухудшение этих свойств происходит на всех этапах заканчивания скважины: первичном и вторичном вскрытии, креплении-цементировании, на стадии возбуждения притока, после глушения в процессе ремонта скважины.

За счет массообменных, теплообменных и других процессов также ухудшаются фильтрационные свойства коллектора. На месторождениях, содержащих парафинистые нефти, при бурении и эксплуатации скважин создаются условия, способствующие ухудшению условий фильтрации из пласта в скважину. Это влияет на процесс вовлечения в разработку всего интервала продуктивной толщи, ведет к снижению продуктивности скважины и эффективности разработки месторождения в целом на всех ее этапах. Поэтому задача заключается в создании жидкостей, наносящих минимальный ущерб продуктивной зоне.

Причин много. К ним, в первую очередь, относятся использование несоответствующих геолого-физическим характеристикам пласта жидкостей глушения, несоответствие обработки призабойной зоны пласта (ОПЗ) его физико-химическим свойствам, отложения высокомолекулярных соединений, химической и биологической кольматации, суффозионного разрушения пласта и последующей закупорки флюидопроводящих каналов материалом пласта.

Применение общепринятого способа глушения различными водными и неводными растворами приводит, как правило, к значительному увеличению сроков освоения и необратимому снижению продуктивности скважин. Эффек-

тивность капитального ремонта во многом определяется способом глушения и материалами, используемыми в этом технологическом процессе.

В решении проблем глушения скважин кроется значительный резерв увеличения добычи газа и нефти. Особенно остро эта проблема стоит на поздней стадии разработки, когда опасность сокращения эксплуатационного фонда по рассматриваемой причине становится реальной. Поэтому задачей первостепенной важности является разработка такого метода глушения скважин, который не был бы зависим от параметров задавочной жидкости, технологически легко осуществлялся и не оказывал отрицательного влияния на фильтрационную способность коллектора. Перечисленные причины снижения газогидропроводности призабойной зоны пласта (ПЗП) после глушения скважины первоосновой имеют снижение проницаемости коллектора за счет проникновения частиц и фильтра жидкости глушения и последующей кольматации пород или создания в них блокирующих зон на пути движения газа или нефти к скважине. При этом существенно меняются физико-механические свойства пород пласта и ПЗП, прочность снижается, пласт разрушается.

Известны механизмы снижения гидродинамической связи скважины с пластом продуктивных коллекторов: механический (закупорка порового пространства или вынос песка) и химический. Факторами, способствующими загрязнению пласта, являются снижение пластового давления, обеспечивающее условия более глубокого проникновения механических частиц, фильтрата и жидкости глушения; образование отложений минеральных солей (ОМС) при смешении пластовых вод с ЖГ из-за различий ионно-катионного состава, а также количества ЖГ, проникающего в пласт. Снижение гидропроводности ПЗП после глушения скважин имеет много общих черт с уменьшением проницаемости ПЗП при заканчивании скважин (разбуривание продуктивного пласта, цементирование, перфорация, освоение скважины). Однако при ремонте скважин проблема обостряется факторами, присущими месторождениям, находящимся в завершающей стадии разработки.

2.1. ПРИРОДА НАРУШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КАЧЕСТВ ПЛАСТА

Если отдача скважины после капитального или текущего ремонта не такая, как предполагалась, то это вызвано нарушением эксплуатационных свойств пласта. Если коллектор может давать больше флюида, то, возможно, понадобится его стимуляция.

Жидкая фаза бурового раствора содержит много закупоривающих соединений. Поскольку глубина проникновения фильтрата в песчаники может достигать 5 м или более (табл. 2.1), нарушение эксплуатационных свойств пласта под его действием является одной из важных причин снижения добычи. Однако степень закупорки зависит от чувствительности пласта к фильтрату. Чистые песчаники высокой проницаемости (несмотря на то, что проникновение фильтрата здесь происходит гораздо интенсивнее, чем в коллекторы низкой прони-

цаемости) обычно не кольматируют, когда их пластовая вода химически совместима с фильтратом. Возможно снижение проницаемости в пределах до 100% в зависимости от типа породы пласта и растворов. Чувствительными являются пласты, содержащие глины, диспергируемые и/или такие низкопроницаемые породы, в которых прослеживаются проблемы насыщения, или коллекторы, дающие почти насыщенные рассолы, или нефти, содержащие парафин и асфальтены. Любое изменение минерализации поровой жидкости оказывает влияние на стабильность глинистых частиц в пористой среде. В частности, понижение минерализации или увеличение pH воды, окружающей глинистые частицы дестабилизированного пласта, действует так же, как частицы бурового раствора, вытесненные в его породу. По мере начала добычи мелкие частицы мигрируют в направление сужений либо образуют наносы в зависимости от размера зерен и пор.

Таблица 2.1.

Глубина проникновения фильтрата (согласно Симпсону)

Время, дни	Глубина проникновения, мм		
	буровой раствор на нефтяной основе	низкоколлоидный буровой раствор на нефтяной основе	буровой раствор на пресной воде
1	3,0	8,4	19,6
5	11,7	28,0	30,1
10	20,0	43,2	4,7
15	25,4	53,3	58,4
20	30,1	58,4	68,6
25	35,6	73,7	78,7
30	41,0	81,3	86,4

Факторы, влияющие на инфильтрацию бурового раствора или жидкости глушения, включают:

- высокую проницаемость глинистой корки как результат либо неверно разработанной рецептуры бурового раствора или ЖГ, либо нарушения технологии бурения или освоения после ремонта и глушения скважины;
- длительное время контакта пласта и бурового раствора и/или ЖГ.

Вода является причиной размыва глин в пласте и образования водного барьера в низкопроницаемых породах. Диспергирующие агенты усугубляют проблемы, связанные с глиной, или выпадают в осадок внутри пор. Полимеры, устойчивые при температуре циркуляции, но уже являющиеся потенциальным закупоривающим материалом, могут деструктурироваться с образованием осадка при статических температурах коллектора, поддерживаемых в течение длительного времени. Буровые растворы на водной основе с высокой степенью

минерализации образуют фильтраты, способные к взаимодействию с пластовыми водами с образованием различных типов твердого осадка.

Буферные жидкости при бурении и капитальном ремонте всегда содержат большое количество диспергирующих агентов, которые суспендируют и уносят частички раствора и обломки корки. Проникновение таких жидкостей в пласты обусловливает появление дополнительных проблем. Максимальная глубина проникновения фильтрата буферных жидкостей, цементных растворов и ЖГ соответствует нескольким сантиметрам и незначительна в сравнении с глубиной проникновения фильтрата бурового раствора, которая бывает равной нескольким метрам. Это не означает, что инфильтрацией следует пренебречь.

Широкое распределение цементных частиц по размерам в сочетании с применением высококоэффективных понизителей водоотдачи обусловливает ограниченное проникновение частиц и фильтрата цементных растворов в пласт. Однако относительно высокий pH фильтратов цементных растворов особенно вреден для глинистых минералов пласта. Ионы кальция, освобожденные частицами цемента, очень быстро заменяются глинами в приствольной зоне. Соответствующее видоизменение состава фильтрата делает его совершенной дестабилизирующей жидкостью с точки зрения ее диспергирующей способности. Фильтрат цементного раствора, взаимодействующий с пластовыми водами, которые содержат высокие концентрации кальция, может вызывать оседание карбоната кальция, извести или гидроокиси силиката кальция.

Цементирование под давлением считается особенно вредным для разупроченных песчаников высокой проницаемости. Это очевидно при опробовании скважин при заканчивании и освоении после подземного ремонта. Высокое давление, создаваемое при исправительном цементировании, может вызывать гидроразрыв пласта, и произойдет проникновение в него цементного раствора; гидрогазопроводность ПЗП будет нарушена.

Перфорация (и повторный прострел) продуктивного интервала пласта всегда является дополнительной причиной кольматации в пластах. Будь это избыточная или недостаточная перфорация, она всегда уплотняет породу вокруг отверстий перфорации и создает зону средней толщины, равную примерно 1 см, в которой снижение проницаемости в среднем составляет 80 %.

Существует множество других факторов, еще более снижающих продуктивность.

1. Избыточная перфорация всегда вдавливает обломки породы, полученные в результате действия перфоратора, в стенки отверстий перфорации и снижает проницаемость около отверстий.

2. Недостаточная перфорация создает в жидкостях, содержащих частицы, тот же эффект и также образует плотную, непроницаемую глинистую корку на стенках отверстий перфорации.

3. Недостаточная глубина проникновения каналов перфорации, которая не вышла за зону кольматации бурового раствора или ЖГ. Проникновение уменьшается соответственно эффективному напряжению пласта.

4. Несоответствующий выбор геометрии перфорации типу пласта: дыры

перфорации большого диаметра предпочтительны для мягких пород, подлежащих заполнению гравием; перфорационные каналы малого диаметра и высокопроницаемые предпочтительны для твердых пород.

Избыточный перепад давления может снизить поровое давление в приствольной зоне пласта до такой степени, что эффективное напряжение превысит предел прочности породы при сжатии. Такое явление очевидно в слабосцементированных песчаниках, в которых происходит вынос пластового песка в ствол скважины. Оно не столь явно в меловых породах, где наблюдаются уплотнение пласта и значительное снижение пористости в приствольной зоне, не вызывающее выноса обломков породы в пластовый флюид. Уплотнение мела возрастает четырехкратно - восьмикратно при закачивании пресных вод в процессе заканчивания или ремонта скважин. Разрушение пласта оказывает особо вредное воздействие в скважинах, где был произведен гидроразрыв и в которых оползание внутри упаковки расклинивающего агента обуславливает широкомасштабное падение производительности. Следует отметить, что, проявившись, такое нарушение не может быть устранено первичными обработками.

Снижение порового давления в процессе добычи, а иногда и охлаждение (как результат расширения газа) вызывают осаждения органического или неорганического материала. Такие осложнения воздействуют на эксплуатационную колонну и наземное оборудование. Однако они могут снижать проницаемость пласта. Активатор, например, глины, с большой удельной поверхностью, способствует отложению органических материалов (особенно асфальтенов) или осаждению солей в перенасыщенных солевых растворах. Обычный твердый осадок представляет собой карбонат кальция и сульфат кальция. Известны осложнения, связанные с отложением элементарной серы и хлорида натрия.

Асфальтосмолопарафинистые отложения (АСПО) на стенках пор могут несущественно уменьшить пористость пласта и абсолютную проницаемость. В результате порода остается гидрофобной, что снижает относительную проницаемость по нефти и может способствовать образованию эмульсионных барьеров, если одновременно поступает вода.

При очистке скважин с целью удаления отложений или продуктов коррозии эксплуатационных подъемных труб кольматирующие материалы высокой концентрации могут проникнуть в продуктивную зону. Необходимо проявлять чрезвычайную осторожность, чтобы предотвратить уход таких суспензий в пористую среду. Особенно опасны соединения, растворимые в очищающей жидкости, поскольку они не могут образовывать нерастворимые корки, предотвращающие инфильтрацию в пласт. Ржавчина в кислоте или парафин в горячей нефти – это наиболее типичные повторно растворимые соединения, встречающиеся в стволе скважины. Они будут повторно выпадать в осадок в пласте и вызывать распространенную, серьезную и зачастую постоянную кольматацию.

Типичные проблемы, уже встречающиеся на других стадиях эксплуатации скважины, могут проявляться и в процессе кислотных обработок. Они включают:

- кольматирующие материалы, поступающие из насосно-

компрессорных труб в пластовую породу;

- смачивание нефтью коллектора при наличии поверхностно-активных веществ, особенно ингибиторов коррозии, способных образовывать эмульсионные барьеры;
- водные барьеры;
- АПО при закачивании больших объемов кислоты.

В скважинах, где были произведены гидроразрыв и гравийная набивка, кислоты могут растворять набивочный песок.

Содержание воды в эксплуатационных скважинах может быть уменьшено закачиванием полиакриламидов. В большинстве случаев, однако, это приводит к одновременному снижению добычи нефти и газа. Кроме причин, присущих технологии (механическая, химическая или термическая деструкция полимера), отмечаются отдельные негативные факторы, способствующие нарушению эксплуатационных свойств пласта, вызванному обработкой:

- кольматация пласта не полностью растворенным полимером;
- кольматация пласта сшитыми гелями;
- неотфильтрованная исходная вода;
- водные барьеры;
- взаимодействие воды и полиакриламида с пластовыми глинами, даже в нефтеносных зонах.

Большинство проблем, упомянутых выше, может также прослеживаться и в водонагнетательных скважинах:

- проникновение суспендированной твердой фазы и последующая кольматация;
- внутрипластовое повреждение глин;
- осадок, образованный в результате смешения несовместимых нагнетаемых и пластовых вод, или, как следствие, присутствие в коллекторе двуокиси углерода или сероводорода, или роста ионизации нагнетаемой воды растворением пластовых минералов (такого рода осадок трудно удалить из струйных насосов, так как он скапливается далеко от ствола скважины в результате повышения температуры или падения давления);
- коллоидная закупорка, особенно окисными соединениями железа, образованными в результате коррозии труб в присутствии кислорода в нагнетаемой воде.

В водонагнетательных скважинах развивается закупорка бактериальными остатками. Источником проблем, связанных с данными типами заводнения, является растворение кремниевых пластовых материалов под действием флюидов с высоким pH или высокотемпературных пароконденсатов. Такое растворение может способствовать обвалам слабосцементированных песчаников или повторному оседанию двуокиси кремния в отдалении от ствола скважины, где снизились щелочность и температура заводнения. Определенный объем свободнодвижущихся цеолитов, вызывающих нарушения, образуется даже при высоких pH и температурах вследствие химической атаки определенных глинистых минералов (каолинита и монтмориллонита). Твердые осадки отдельных

видов могут также выпадать в процессе заводнения щелочью (карбонаты кальция, кремнекислый магний и двуокись кремния в аморфном состоянии).

Характерные проблемы, проявляющиеся при закачивании CO_2 в скважину, включают:

- образование органических материалов в результате контакта CO_2 с пластовой нефтью (особый тип шлама);
- оседание твердого осадка сульфата бария в кислой среде или углекислого железа – в результате взаимодействия CO_2 с соединениями железа, образованными вследствие коррозии;
- растворение карбонатных материалов и соответствующее изменение пористости.

Дополнительные причины, способствующие нарушению эксплуатационных свойств пласта, и особенно связанные с закачиванием полимера в породы, включают:

- закупоривание пор гелевыми осадками;
- смешение и миграцию мелкодисперсной фракции пласта под действием псевдопластических жидкостей.

Твердый осадок представляет собой осевшие минеральные остатки. Он может оседать в насосно-компрессорных трубах, дырах перфорации и/или в пласте. Отложение осадка происходит в процессе добычи из-за более низких температур и давлений в приствольной зоне или в стволе скважины. Твердый осадок может также образоваться вследствие смешения несовместимых вод.

Различные растворители устраняют твердый осадок в зависимости от его минералогии. Наиболее часто встречающиеся типы твердого осадка представлены:

- карбонатным осадком $CaCO_3$ и $FeCO_3$;
- $CaCO_3$ – это наиболее типичный тип осадка, встречается в коллекторах, богатых ионами кальция и карбоната и/или бикарбоната. Соляная кислота легко растворяет все карбонатные осадки;
- сульфатным осадком.

Сульфатные осадки встречаются, главным образом, в виде гипса ($CaCO_4 2H_2O$) или ангидрита ($CaSO_4$). Менее типичные, такие как барит ($BaSO_4$) или сернокислый стронций, гораздо труднее удалить. Этилендиаминтетрауксусная кислота легко растворяет сульфат кальция. Сернокислые барий и стронций также могут растворяться в этилендиаминтетрауксусной кислоте, если температура достаточно высокая, а период контакта продолжителен: обычно 24 часа – минимальное время пропитывания осадка для скважины глубиной 4000 м с температурой на забое 100°С. Предпочтительна тетранатриевая соль этилендиаминтетрауксусной кислоты, так как данный процесс растворения усиливается при слабощелочном pH; использовалась также и более кислая динатриевая соль.

Быстро растворимы в пресной воде или в очень слабокислых (HCl, уксусном) растворах:

- осадки соединений железа, например, сульфид (FeS_2) или двуокись

(Fe_2O_3); соляная кислота в сочетании с восстановителем и связывающим агентом (этилендиаминтетрауксусной кислотой) растворяет такой осадок и предотвращает осаждение побочных продуктов реакции, таких как гидроокись железа и элементарная сера;

- осадки двуокиси кремния; они представлены очень тонкодисперсными кристаллизованными отложениями халцедона или аморфным опалом. Фтористоводородная кислота легко растворяет осадки двуокиси кремния; гидроокисные осадки (гидроокиси магния ($Mg(OH)_2$ или кальция ($Ca(OH)_2$. Соляная кислота или любая другая кислота, которая может существенно снижать pH и не осаждать соли кальция или магния, может применяться для удаления такого рода осадков.

Период контактов является очень важным фактором при проведении обработки в целях удаления осадка. Основной проблемой при обработке отложений твердого осадка является обеспечение достаточного времени, чтобы кислота достигла осадка и эффективно растворила его основную массу. Обрабатывающая жидкость должна растворять большую часть осадка, только в этом случае обработка считается успешной.

Органические отложения представляют собой тяжелые углеводороды (парафины и асфальтены). Обычно они располагаются в НКТ, отверстиях перфораций и/или пласте. Несмотря на то, что механизмы образования органических отложений многочисленны и сложны, главным из них является изменение температуры и давления в приствольной зоне или в стволе скважины в процессе добычи. Тяжелые углеводородные фракции не растворяются в нефти и начинают кристаллизоваться.

Смешанные органические/неорганические отложения представляют собой смесь органических соединений и твердого осадка, ила и/или глин. В процессе миграции мелких частичек, появлению которых сопутствует увеличение поступления воды в песчаные коллекторы, смачиваются нефтью и служат участком образования центров кристаллизации для органических отложений.

В процессе добычи нефти и газа частицы могут мигрировать с флюидами и кольматировать приствольную зону. Если закупоривающие частицы образованы из коллекторской породы, то их обычно называют мелкодисперсными. Это глины (филлосиликаты с размером частиц обычно менее 4 мкм) и илы (силикаты или алюмосиликаты с размером частиц от 4 до 64 мкм). Они растворимы в смесях с фтористоводородной кислотой.

Кольматация мелкодисперсным материалом наблюдается в приствольной зоне в радиусе от 1 до 1,5 м. В песчаниках нарушение устраняется в процессе обработки кислотой, содержащей HP (грязевой кислотой различной концентрации или в сочетании с органическими кислотами и борофтористоводородной кислотой). Система с HCl обычно используется для удаления мелкодисперсного материала, вызывающего нарушения в карбонатном пласте.

2.2. ФАКТОРЫ, СПОСОБСТВУЮЩИЕ ЗАГРЯЗНЕНИЮ ПЗП

1. Факторы, вызывающие механическое загрязнение ПЗП:

1.1. Засорение пористой среды ПЗП твердой фазой бурового раствора при бурении, а также при капитальном и подземном ремонтах скважин. Глубина проникновения глинистых частиц в песчаниках в зависимости от размеров пор и фильтрационных каналов составляет 1 - 20 мм.

1.2. Закупорка тонкого слоя породы вокруг забоя глиной или фильтратом цементного раствора.

1.3. Проникновение глинистого и тампонажного растворов в трещины.

1.4. Загрязнение ПЗП нагнетательных скважин илистыми частицами, содержащимися в закачиваемой воде.

1.5. Обогащение ПЗП мельчайшими частичками за счет кольматации и суффозии (выноса мелких минеральных частиц и растворенных веществ водой) при возвратно-поступательном движении фильтрата и пластовой жидкости во время спуско-подъемных операций.

1.6. Кольматация пор пород ПЗП минеральными частицами, приносимыми жидкостью из удаленных зон пласта.

2. Физико-литологические факторы, обусловленные действием пресной воды на цемент и скелет породы:

2.1. Проникновение в ПЗП фильтрата бурового (глинистого) раствора или специальных жидкостей или воды при капитальном и подземном ремонте скважин.

2.2. Закачивание воды в пласт для поддержания пластового давления.

2.3. Закачивание в пласт сбросной жидкости.

2.4. Прорыв посторонних пластовых слабоминерализованных вод в продуктивный пласт.

2.5. Прорыв закачиваемой в водонагнетательные скважины воды в ПЗП добывающих скважин.

3. Физико-химические факторы:

3.1. Проникновение в пористую среду воды, что приводит к увеличению водонасыщенности и созданию «блокирующей» преграды фильтрации нефти и газа за счет разности поверхностных натяжений воды и пластовой жидкости.

3.2. Образование в ПЗП устойчивой эмульсии из-за периодического изменения гидродинамического давления на стенки скважины с последующим взаимным диспергированием воды (фильтрата) и нефти. Этому способствует

наличие в нефти асфальто-смолистых веществ, являющихся эмульгатором. Нефтяные эмульсии обладают высокой вязкостью и малой текучестью, в состоянии покоя они больше похожи на упругий гель, чем на жидкость. Из-за того, что вязкость эмульсии во много раз выше вязкости нефти, образование эмульсии в ПЗП всегда приводит к существенному снижению проницаемости пористой среды.

3.3. В водонагнетательных скважинах происходит выпадение солей в порах пород ПЗП при контакте пластовых и закачиваемых вод.

4. Термохимические факторы:

4.1. Отложение АСП в скелете пород пласта в залежах с низкой пластовой температурой. Этот процесс протекает при охлаждении призабойной зоны во время вскрытия пласта, при длительной эксплуатации скважин и при закачивании воды в пласт.

4.2. Проникновение в продуктивный пласт нижних высокотемпературных и сильноминерализованных вод и последующее их охлаждение, что способствует отложению солей и ухудшению проницаемости ПЗП.

4.3. Образование гидратов в газовых скважинах.

Большинство перечисленных выше факторов снижения проницаемости ПЗП действуют уже в процессе бурения и освоения скважин; они же являются определяющими при ремонте скважин.

Снижение проницаемости ПЗП происходит и при эксплуатации скважин. Из-за интенсивного выделения растворенного газа и снижения давления и температуры в призабойных зонах выдаются твердые частицы карбоната кальция, сульфата кальция и бария, т.е. образуются отложения минеральных солей (ОМС). Этому же способствуют современные методы разработки нефтяных месторождений с широким внедрением интенсивных систем заводнения и с применением поверхностных пресных и сточных вод для поддержания пластового давления. В этих условиях ОМС происходит и на подземном оборудовании. Особенно интенсивное оно при механизированных способах добычи нефти, так как именно этими способами добывается наиболее обводненная продукция.

Взвешенные твердые частицы и эмульгированная нефть, различные микроорганизмы и водоросли, содержащиеся в закачиваемых водах, загрязняют поверхности фильтрации, закупоривают поровые каналы продуктивного пласта и снижают приемистость водонагнетательных скважин.

Заводнение продуктивных пластов иногда сопровождается появлением в них сероводорода, связанного с деятельностью сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ). СВБ практически содержатся во всех поверхностных и подземных источниках воды, при закачивании которых неизбежно загрязнение ПЗП водонагнетательных скважин. Жизнедеятельность СВБ протекает без доступа кислорода. Источником энергии для их развития в нефтяном пласте служат углеводороды. Активная жизнедеятельность СВБ при разработке нефтяных месторождений снижает приемистость водонагнетательных скважин в резуль-

тате выпадения в ПЗП карбонатных осадков (при замещении сульфатных ионов воды карбонатными), осадков сульфида железа (при использовании воды с большим содержанием железа) или закупоривания колониями микроорганизмов поровых каналов продуктивного пласта в ПЗП.

При капитальном ремонте скважин при изоляции каналов притока воды с задавливанием тампонажного раствора через перфорированные интервалы последние загрязняются по всей толщине. При отключении нижних пластов без применения пакера тампонажный раствор также может загрязнить соседний верхний перфорированный интервал.

Механизм загрязнения пласта рассматривался многими исследователями. Снижение проницаемости ПЗП происходит в основном за счет прохождения фильтрата (разбухание глинистых включений, образование закупоривающего поры осадка при контактировании с пластовыми водами) в пласт; проникновения в поры и трещины, промытости пласта твердой фазы; блокирования порового пространства эмульсионными растворами; адсорбционных сил, удерживающих воды в порах, ОМС и АСПО, а также некоторых технологических мероприятий, приводящих к поглощению жидкостей пластом.

Состав и свойства буровых растворов, применяемых для вскрытия продуктивных пластов и ЖГ при подземном ремонте, должны удовлетворять следующим требованиям:

- фильтрат бурового и цементного растворов должен быть таким, чтобы при проникновении его в призабойную зону пласта не происходило набухания глинистого материала ОМС, пенообразования в пористой среде горных пород;
- гранулометрический состав твердой фазы бурового и цементного растворов должен соответствовать структуре порового пространства, т. е. для предотвращения глубокой кольматации содержание частиц диаметром большим на 30 % размера поровых каналов или трещин должно быть не менее 5 % от общего объема твердой фазы промывочного агента;
- поверхностное натяжение на границе раздела фильтрат - пластовый флюид должно быть минимальным;
- водоотдача растворов должна быть близкой к нулю.

Блокирование фильтратом отдельных пор сопровождается изменением характера межзерновой связи в породе-коллекторе, что приводит к существенному уменьшению ее прочностных свойств. Поэтому при ликвидации последствий обводнения приствольной зоны следует учитывать, что высокий уровень депрессии при освоении скважины после бурения или глушения может привести к разрушению породы в зоне проникновения фильтрата.

Степень загрязнения поровых каналов твердой фазой бурового раствора в наибольшей мере определяется размерами каналов, их структурой, дисперсностью и концентрацией твердой фазы в растворе, а также значениями водоотдачи бурового раствора, ЖГ и перепада давления в системе скважина - пласт.

Влияние зоны кольматации на приток флюида к стволу скважины варьирует в широких пределах. Наибольшее отрицательное влияние зоны кольматации отмечается в скважинах с открытым забоем. В скважинах с закрытым забо-

ем это влияние в основном нейтрализуется зоной перфорации. В последнем случае следует оценивать влияние зоны кольматации, формирующейся на стенках перфорационных каналов.

Проникновение в пласт коллоидных и субколлоидных частиц, а также макромолекул органических соединений сопровождается их адсорбцией в поровом пространстве нефтенасыщенных пород. Эти частицы адсорбируются, как правило, на границах раздела нефть (газ) - фильтрат и, если поверхности раздела неподвижны, теряют свободу перемещения. При наличии в нефти большого количества АСПВ проникающие в пласт коллоидные и субколлоидные частицы адсорбируются на поверхности раздела фаз совместно с асфальтенами и смолами и образуют плотные межфазные пленки. В газонасыщенных пластах эти частицы адсорбируются на стенках поровых каналов. Поскольку указанные межфазные пленки и адсорбционные слои уменьшают сечение поровых каналов и практически не растворяются в нефти, следует предупредить их формирование путем введения в буровой раствор или ЖГ синтетических ПАВ. Степень загрязнения порового пространства породы-коллектора продуктами взаимодействия солей остаточной воды с химическими реагентами, поступающими в пласт с фильтратом, определяется наличием в воде осадкообразующих катионов. Образующиеся нерастворимые соединения в зависимости от характера смачиваемости их поверхности скапливаются в водной или нефтяной фазе, адсорбируясь чаще всего на границах раздела нефть - фильтрат.

Для глушения газовых скважин используют жидкости с плотностью, обеспечивающей создание необходимого противодавления на пласт. Согласно правилам, минимальное превышение гидростатического давления столба жидкости глушения относительно глубины кровли пласта с учетом глубины скважины и аномальности пластового давления приведено в табл. 2.2.

Таблица 2.2

Нормы превышения гидростатического давления над пластовым

Глубина скважины (интервал), м	Минимальное превышение гидростатического давления раствора над пластовым, МПа	
	для нефтеводонасыщенных пластов	для газоносных, газоконденсатных пластов, а также пластов в неизученных интервалах разведочных скважин
1000	1,0	1,5
1001 - 2500	1,5	2,0
2501 - 4500	2,0	2,25
4501	2,5	2,7

К указанному в табл. 2.2 значению репрессии добавляется величина произведения $А \cdot К_{ан}$, где

А - коэффициент, учитывающий колебания гидростатического давления при спуско-подъемных операциях;

$К_{ан}$ - коэффициент аномальности пластового давления (проектного или фактического) по отношению к гидростатическому давлению при плотности воды 1 г/см^3.

При диаметре ствола скважины 215,9 мм А = 5.

Коэффициенты А и $К_{ан}$ учитываются при глубинах, превышающих 1000 м.

Зная пластовое давление и глубину залегания кровли газонапорного горизонта, определяют необходимую плотность жидкости глушения по формуле:

$$\rho_{жг} = К\frac{Р_{пл}\cdot 10^6}{Н_{пл}},$$

где $\rho_{жг}$ - плотность жидкости глушения, кг/м^3;

$Р_{пл}$ - пластовое давление, МПа;

$Н_{пл}$ - глубина залегания продуктивного пласта, м;

К - коэффициент, учитывающий рост пластового давления с глубиной.

Жидкость для глушения должна обладать определенными физико-химическими свойствами, соответствующими конкретным условиям:

- быть химически инертной к горным породам, составляющим коллектор;
- исключать необратимую кольматацию пор и трещин продуктивного пласта;
- не оказывать коррозионного воздействия на металл скважинного оборудования и промысловых коммуникаций;
- обладать стабильностью в конкретных термобарических условиях в течение времени, необходимого для выполнения предусмотренных работ;
- жидкости должны быть взрывопожаробезопасными и нетоксичными, высокотехнологичными в приготовлении и использовании.

При глушении скважины в затрубное пространство при расчетной производительности агрегатов закачивается жидкость глушения. При этом для создания репрессии на пласт создается противодавление на устье с помощью регулируемого штуцера ($Р_{шт}$), установленного на линии трубного пространства.

При закачке жидкости глушения в затрубное пространство забойное давление должно поддерживаться постоянным, но превышающим пластовое давление на заданную величину. По мере закачки жидкости глушения давление в трубах перед штуцером должно поддерживаться постоянным, равным $Р_{наг}$ + Р. Давление в затрубном пространстве при этом будет снижаться. Как только жидкость глушения начнет заходить в трубы, необходимо контролировать процесс глушения по давлению в затрубном пространстве, которое должно поддерживаться постоянным, равным гидравлическим сопротивлениям. Для этого необходимо приоткрыть штуцер. После выхода жидкости на поверхность штуцер должен быть полностью открыт, и дальнейшую прокачку следует вести при установившемся давлении в затрубном пространстве, вплоть до вымыва разгазированного бурового раствора.

Значения давления на забое и степень его влияния на призабойную зону во многом определяются характером и интенсивностью проводимых в скважине операций при капитальном ремонте. Наибольшие гидродинамические давления возникают в скважине при восстановлении циркуляции бурового раствора или СЖ. Несмотря на то, что гидродинамические давления при восстановлении циркуляции действуют на пласт кратковременно, в пределах 3-х мин., они иногда вызывают гидроразрыв пласта. Причинами роста гидродинамических нагрузок на пласт являются также высокие скорости спускоподъемных операций. Гидродинамическая репрессия на пласты при этом может резко возрастать.

На коэффициент восстановления проницаемости существенно влияет не только состав воды, применяемой при вскрытии пласта, но и скорость фильтрации (градиент давления). Восстановление проницаемости керна при различных условиях находится в пределах 45 - 85 % (табл. 2.3). Добавка к буровому раствору или СЖ применяемых различных реагентов, улучшающих его механические свойства, может в большей степени снизить естественную проницаемость коллектора. Влияние различных буровых растворов на первоначальную проницаемость пористой среды приведено в табл. 2.4. Результаты зарубежных исследований аналогичны.

В табл. 2.5. приведены данные о снижении коэффициента продуктивности скважин на Майкопском газоконденсатном месторождении после закачки в них бурового раствора. Коэффициент продуктивности, как правило, уменьшается более чем в 2,5 раза, а по отдельным скважинам в 3,5 - 4 раза. В отдельных случаях коэффициент продуктивности достигает своего первоначального значения по истечении длительного периода непрерывной эксплуатации.

Водоотдача цементных растворов велика: даже при небольших перепадах давления – свыше 90 % воды, использованной на затворение цемента, поэтому необходимо применять цементные растворы с пониженной (регулируемой) водоотдачей.

С целью выяснения закупоривающего эффекта фильтрата цементных растворов по отношению к гранулированным коллекторам были проведены эксперименты с образцами алевролитов, отобранных из отложений палеоцена с глубины 2000 - 3700 м. Эти образцы пород дважды помещали в формы, заполненные цементным раствором, а затем в автоклав и выдерживали по 2 и 1,5 ч. при температуре 100 -110°С и давлении 40,0 МПа. В табл. 2.6. приведены данные по изменению газопроницаемости образцов пород, отобранных в скважинах на соответствующей глубине указанной площади. Данные по изменению газопроницаемости приведены для трех сроков. Все образцы пород, поднятые из скв. 120 Восточно-Северской (Краснодарский край), отобраны из V горизонта, результаты опробования которого приведены ранее. Отечественная практика показала, что при цементировании скважин основными способами, направленными на предотвращение отрицательных последствий цементирования колонн на свойства продуктивных объектов, являются:

снижение репрессии на пласты, уменьшение фильтроотдачи тампонажного раствора и достижение наибольшего физико-химического соответствия фильтрата тампонажного раствора компонентам коллектора, составу пород пласта и пластовых флюидов.

Таблица 2.3.

Восстановление проницаемости керна

Порода	Первоначальная нефтепроницаемость, мкм^2	Вода	Коэффициент восстановления проницаемости, %	Исследователи
Искусственный песчаник (без примеси глины)	0,6 1,0 1,4 2,0	Пресная	53 62 68 74	Жигач и Паус
Девонский песчаник Ромашкинского месторождения	0,4 1,2 2,0 0,4 1,2 2,0	-»- Пластовая (девонская)	42 46 50 86 84 82	В.А. Шевалдин
Юрский песчаник Таллиннского месторождения	0,01 - 0,2	Любая	55	Н.Р. Рабинович

Таблица 2.4.

Влияние буровых растворов на проницаемость керна

Буровой раствор	Восстановление первоначальной проницаемости, %
Вода	59,4
Буровой раствор без добавки реагентов	71,7
Буровой раствор + 10% УЩР	47,5
Буровой раствор + 1% КМЦ	59,8
Пена	94,2
Раствор на нефтяной основе	95,0

Таблица 2.3.

Уменьшение коэффициента продуктивности

Номер скважины	Продуктивный горизонт	Время, сут.		Коэффициент продуктивности, $м^3$/МПа		К1/К2
		пребывание бурового раствора в скважине	эксплуатации до исследования	до закачки раствора К1	после закачки раствора К2	
7	I	48	10	683	340	2,0
17	II	1435	182	323	126	2,6
21	II	1498	73	2638	542	4,8
66	II	77	2	1157	902	2,4
14	II	1756	220	1210	355	3,4
18	III	1007	13	805	204	3,9
23	III	55	2	1200	165	7,3
24	III	84	24	2321	859	2,7
30	III	69	113	1575	541	2,9

Практически этого можно достигнуть осуществлением следующих мероприятий:

ограничением высоты подъема тампонажного раствора в одну ступень путем применения специальных муфт при определенной скорости подъема раствора за колонной и уменьшении показателей его структурно-механических свойств, что позволяет снизить репрессию на пласты;

снижением плотности тампонажного раствора (по всей высоте зоны цементирования или выше кровли продуктивного пласта) путем применения облегчающих добавок или аэрацией;

уменьшением фильтратоотдачи тампонажных растворов путем добавок полимеров или применения растворов на углеводородной основе, что позволяет снизить эффект закупоривания фильтрационных каналов в коллекторе вследствие гидратации его глинистых компонентов, выпадения солевых осадков и проявления поверхностных сил;

креплением продуктивного пласта без цементирования с использованием гравийных фильтров, обсаживания продуктивного пласта перфорированной колонной - фильтром (хвостовиком), цементированием с установкой пакера в кровле продуктивного пласта и закачиванием тампонажного раствора за колонну через спецмуфту выше пакера и др.;

оставлением необсаженного (открытого) ствола в зоне продуктивного пласта со спуском и цементированием эксплуатационной колонны до кровли продуктивного пласта.

Таблица 2.6.

Изменение газопроницаемости образцов после проникновения в них фильтрата цементного раствора

Площадь	Номер скважины	Интервал отбора керна, м	№№ образцов	Газопроницаемость, мкм^2		
				до авто-клава	после первого опыта	после второго опыта
Северо-Восточная	120	3498 - 3504	П-3	1,5	0,0	0,0
То же	120	3538 - 3545	П-1а	20,0	17,0	11,0
-»-	120	3538 - 3545	П-1	11,0	5,5	1,5
-»-	120	3555 - 3563	П-4	20,0	7,5	1,5
-»-	-	3555 - 3563	П-110	39,0	2,4	15,1
Глубокий Яр	725	2067 - 2077	П-1	61,0	49,0	21,5
То же	720	1994 - 2022	П-1	299,0	311,5	223,5
Ключевая	190	3712 - 3717	П-6	1,5	1,0	0,5

Целесообразность применения того или иного мероприятия из перечисленных выше определяется геолого-физическими особенностями месторождений и устанавливается специальными исследованиями, которые требуют своего развития.

Качественное, надежное разобщение пластов при цементировании колонн приобрело особое значение на месторождениях, в разрезе которых водоносные горизонты удалены от нефтеносных на незначительное расстояние. Их отрицательное влияние проявляется особенно на заключительной стадии разработки месторождений. В последние годы с вводом в разработку месторождений со слабопродуктивными пластами и так называемыми «водоплавающими» залежами особенно остро встал вопрос о качестве разобщения пластов, отделения продуктивных частей разреза от водоносных.

В результате анализа технико-экономических показателей и баланса календарного времени испытания эксплуатационных скважин после окончания их бурения за несколько лет выявлено, что среднее время испытания одной скважины колебалось в пределах 17 - 18 сут. В подземном ремонте срок освоения больше. При этом производительное время составляет 30 %, т.е. около 5,4 сут., непроизводительное – 70 %, т.е. 12,6 сут., причем из них ожидание испытания занимает 22 % (4 сут.), простои – 44 % (8 сут.), остальное время, составляющее 3 - 4 % (0,6 сут.), уходит на ликвидацию осложнений и аварий. Примерно такая же картина вырисовывается при освоении скважин после их капитального ремонта.

При анализе состояния дел по вопросам освоения скважин после бурения и подземного ремонта прослеживается два направления по повышению эффективности работ в этой области:

улучшение организации работ с целью сокращения значительных (65 - 75 % общего времени строительства скважин) потерь непроизводительного времени;

разработка новых прогрессивных технических средств и технологических процессов.

Специальные жидкости (СЖ) для перфорации скважин. Кольматация перфорационных каналов значительно влияет на гидродинамическую связь скважины с продуктивным пластом. Однако сегодня на месторождениях в странах СНГ более 90 % объема работ по вторичному вскрытию пластов или их перепрострелу (при капитальном ремонте) проводится кумулятивными перфораторами в условиях превышения давления на забое скважины над пластовым. При этом по ныне действующим техническим правилам ведения буровых работ перед перфорацией требуется заполнять эксплуатационную колонну таким буровым раствором, который применялся при первичном вскрытии пластов, что приводит к необратимому загрязнению призабойной зоны пластов. За рубежом давно уже отказались от проведения перфорационных работ в среде бурового раствора и используют для этих целей специальные жидкости (СЖ) без твердой фазы или жидкости, вмещающие в себя кислоторастворимые наполнители.

Технология вторичного вскрытия пластов путем кумулятивной перфорации в наше время прошла три этапа развития.

На первом этапе кумулятивную перфорацию проводили в среде бурового раствора. Данные исследований однозначно свидетельствуют, что в этих условиях имеет место кольматация глинистыми частицами перфорационных каналов, вследствие чего их пропускная способность уменьшается в 2 раза и более. Однако такая технология сегодня применяется на большинстве месторождений, чем наносится значительный ущерб народному хозяйству. Наши эксперименты на скважинах Озен-Суата (Затеречный - Ставрополье) на глубине 3400 м показали полную закупорку отверстий перфорации во многих случаях.

Второй этап развития технологии вторичного вскрытия характеризуется использованием в качестве перфорационной среды специальных жидкостей без твердой фазы. Из таких жидкостей наиболее широкое применение нашли водные растворы солей, полимерные соляные растворы на углеводородной основе (РУО) и некоторые другие. Однако при этом не исключается кольматация пласта взвешенными частицами, которые попадают в СЖ во время ее приготовления, транспортирования и закачивания в скважину.

Основные источники загрязнения СЖ при закачке их в скважину – остатки бурового раствора в колонне, манифольде, задвижках и других элементах циркуляционной системы. Значительное количество нерастворенных твердых частиц находится в технической воде и солях, которые используются для приготовления СЖ. В частности, концентрация взвешенных частиц в воде поверхностных источников, используемых на нефтепромыслах, колеблется от 50 мг/л

(маломутные воды) до 250 мг/л и более (мутные). Как показали анализы проб, концентрация твердых частиц в СЖ после заполнения скважины достигает 1000 - 2000 мг/л. При таком загрязнении СЖ добиться положительного эффекта при вскрытии пласта невозможно.

Третьим этапом технологии вторичного вскрытия (или перепрострела) пластов является введение дополнительного комплекса работ по снижению концентрации взвешенных частиц, что предусматривает замену бурового раствора в скважине на СЖ в несколько этапов:

- замену бурового раствора в эксплуатационной колонне;
- отмывание ствола скважины от остатков бурового раствора путем циркуляции воды с добавками спиртов и поверхностно-активных веществ (ПАВ) по закрытому циклу: емкость - насос - фильтр; для удаления вымытых твердых частиц: скважина - емкость;
- замещение воды отфильтрованной перфорационной жидкостью. Для изъятия из воды вымытых твердых частиц и очищения СЖ используются фильтры разных конструкций: сетчатые, с фильтрующими элементами в виде пластин, заполненных кварцевым песком, и др. Такие фильтры позволяют снизить концентрацию взвешенных частиц до 2 мг/л, хотя практика подтверждает, что фильтрование снижает эту концентрацию только до 10 мг/л.

При выборе типа СЖ для заполнения зоны перфорации (и при перепрострелe) необходимо руководствоваться правилами, реглментирующими требования к фильтрату бурового раствора на стадии первичного вскрытия.

К наиболее перспективным СЖ в условиях первичного и вторичного вскрытия пластов и их перепрострела с использованием водных растворов следует отнести различные по плотности растворы солей Na^+, K^+ и Ca^{2+}. Для приготовления солевого раствора плотностью до 1400 кг/м^3 следует использовать хлорид кальция, а для получения более тяжелого СЖ – бромид кальция.

Буферные разделители. При порционном заполнении зоны перфорации СЖ важен выбор буферного разделителя между буровым раствором и СЖ. Этот буферный раствор должен предупреждать смешение перфорационной среды с буровым раствором как во время заполнения скважины, так и во время следующих нескольких суток при многоразовых спусках перфораторов или других геофизических приборов. При этом буферный разделитель должен иметь прочную структуру и создавать возможность свободного прохода сквозь него перфоратора. Для предупреждения процесса смешения рекомендуется применять инвертную эмульсию, в которой буферная жидкость противоположна по природе смачивания обеим разделяемым жидкостям. К таким жидкостям может быть отнесена инвертная эмульсия следующего состава: дизельное топливо - 48,5 %, эмультал - 1,5 %, вода - 50 %. Повышение плотности такой эмульсии достигается за счет ввода в нее мела или барита. В табл. 2.7 приведены некоторые рецептуры буферных жидкостей.

Таблица 2.7.

Буферные разделители

Номер рецептуры	Буферная жидкость			Контролируемые показатели свойств			Максимальная температура на применение, ^{0}C
	компонент	объемная доля, %	плотность, кг/м^3	условная вязкость, с	статическое напряжение сдвига через 1/10 мин., дПа	напряжение электропробоя, В	
1	Дизельное топливо Эмультал Пресная вода	28-36 2 60-70	920-940	100-150	15-35/20-55	140-180	90
2	Дизельное топливо Эмультал Водный раствор * $CaCl_2$	28-38 2 60-70	960-1200	120-180	15-40/25-70	150-200	90
3	Сырая нефть Эмультал Водный раствор * $CaCl_2$	38 2 60	960-1160	130-135	18-20/30-35	180-250	90
4	Дизельное топливо Эмульгатор Водный раствор * $CaCl_2$	27-37 3 60-70	960-1200	110-170	15-35/20-60	250-350	150

* Плотность 1020-1380 кг/м^3

На месторождениях предприятия «Кубаньгазпром» впервые в отечественной практике в широких промышленных масштабах нашел применение способ вскрытия продуктивного пласта путем перфорации в газовой среде. Наибольший эффект этот способ дает при переводе работы скважин с одного горизонта на другой, вышележащий или нижележащий, ранее не эксплуатировавшийся. После определения герметичности эксплуатационной колонны (если все ранее вскрытые объекты были изолированы) башмак насосно-компрессорных труб, оборудованный воронкой, устанавливается на 3 ÷ 5 м выше верхнего интервала перфорируемого горизонта. Устанавливается фонтанная арматура, и производится обвязка скважины для освоения и работы ее в газопроводе. С помощью воздушного компрессора и цементировочного агрегата производится полное удаление из скважины жидкости глушения. Газом из шлейфа производится продувка скважины для удаления воздуха. Устанавливается лубрикатор, через который в скважину по НКТ спускаются до заданной глубины специально разрушающиеся перфораторы ПР-54 или ПР-43 и производится выстрел.

О вскрытии горизонта свидетельствует быстрый подъем давления на устье скважины. В зависимости от интервала перфорации производится дополнительно необходимое число спусков перфоратора. Плотность перфорации составляет 10 отверстий на 1 м, а длина вскрываемого фильтра за один спуск достигает 15 м.

Практикой установлено, что перед производством выстрела желательно в скважине создать максимальное избыточное давление газа из шлейфа. В этом случае значительно уменьшается интенсивность поступления пластового флюида из вскрытых отверстий и предотвращаются имевшие место случаи смятия каротажного кабеля, расположенного ниже башмака НКТ. После извлечения каротажного кабеля и демонтажа лубрикатора скважина в течение 1 ÷ 2 ч. отрабатывается на факел, а затем подключается к коллектору для эксплуатации.

Высокая эффективность перфорации скважины в газовой среде обусловлена тем, что вскрываемый горизонт практически не контактирует с промывочной или специальной жидкостью, и скважина вводится в эксплуатацию сразу же после перфорации с максимально возможным дебитом.

2.3. ЖИДКОСТИ ГЛУШЕНИЯ

Повышение качества ремонтных работ в нефтяных и газовых скважинах – это, в первую очередь обеспечение восстановления проницаемости ПЗП. Эти работы могут быть обеспечены двумя направлениями деятельности: разработкой составов жидкостей глушения и технологии, не оказывающих отрицательного влияния на нефтегазопроводность продуктивного пласта и ПЗП.

В России развитие получило пока только первое направление. В качестве жидкостей глушения скважин применяют буровые (глинистые) растворы, водные растворы минеральных солей (рассолы), растворы на углеводородной основе, пены.

Основные требования к ЖГ состоят в том, чтобы они не снижали проницаемости ПП и обеспечивали успешное проведение различных операций. Главные компоненты жидкостей глушения: жидкость (фильтрат), закупоривающие частицы, добавки различного назначения. Для низкопроницаемых коллекторов используются жидкости без твердой фазы.

После капитального или текущего ремонта почти во всех скважинах отмечается снижение продуктивности из-за загрязнения ПЗП. ЖГ должны подбираться из условий нанесения минимального ущерба продуктивному пласту и обеспечения проведения необходимых операций по ремонту и измерениям в скважине. Воздействие жидкости глушения на продуктивный пласт происходит с помощью двух механизмов: химического и механического. Примером смешанного или химического воздействия является процесс глинизации пласта и его закупорки жидкостями. Механическое воздействие на пласт проявляется в закупорке пласта по стенке скважины и в призабойной зоне или в нарушении структуры пласта. Выбор ЖГ во многом определяется геолого-физическими условиями. Для выбора жидкости глушения на газовых площадях Кубани учитывают ряд факторов: снижение набухания глин, температуру замерзания, коррозийную стойкость, совместимость с пластовыми жидкостями, плотность, возможную опасность для персонала и окружающей среды. Уделяется внимание выбору жидкостей глушения в зависимости от ряда показателей назначения. В частности, выбор концентрации добавок солей к воде для приготовления различных жидкостей глушения с целью достижения ингибирования глин рекомендуется осуществлять в следующих пределах: для NaCl 5-10 %; $CaC1_2$ 1 - 4 %; КС1 1-3 %.

Плотность рассолов может составлять: NaC1 1-1,17; $CaC1_2$ 1-1,39; смесь NaC1 и $CaC1_2$ 1,2-1,4; КС1 1,0-1,16; смесь $CaC1_2$ и $CaBr_2$ 1,4-1,81 г/см^3. Верхний предел плотности устанавливается, исходя из условий растворимости соли при рабочей температуре замерзания, или условий создания необходимого противодавления на пласт.

Скорость коррозии труб жидкостями глушения считается приемлемой и безопасной, если она составляет не более 0,125 мм в год.

Наиболее распространенной в настоящее время при неаномально высоких пластовых давлениях жидкостью глушения является раствор NaC1. Широкому применению этой жидкости способствуют недефицитность и дешевизна NaC1, его относительно хорошая растворимость в воде. Реже в качестве жидкости глушения используют водные растворы $CaC1_2$. Вместе с тем, в условиях низкопроницаемых заглинизированных коллекторов применение упомянутых жидкостей глушения приводит к значительному снижению продуктивности скважин после глушения, увеличению продолжительности процесса вызова притока после ремонта.

В качестве рабочих жидкостей для заканчивания и ремонта скважин, наряду с растворами NaC1, $CaC1_2$ используют растворы КС1, Na_2SO_4, Na_2CO_3, $NaHCO_3$, $CaBr_2$, K_2CO_3 и их смеси. Как показали проведенные в б.ВНИИКРнефти исследования для искусственных кернов (спрессованная

смесь песка, 0,53 % глины, 3 % мела), значения β для растворов KCl, Na_2SO_4, CH_4Cl, Na_2CO_3, $NaHCO_3$, K_3PO_4 находятся в пределах 95-100 %, для $CaBr_2$ - до 85 %, для K_2CO_3 составляют 115-120 %.

Таким образом, из названных реагентов только раствор K_2CO_3 является обрабатывающим, способным не только восстанавливать, но и повышать проницаемость глинистого песчаника-коллектора. Причина этой способности у растворов K_2CO_3 объясняется высокой активностью ионов калия и относительно небольшим (например, по сравнению с ионом хлора у КС1) гидратным числом у иона CO_3. Поэтому при ионообмене с глинистыми минералами K_2CO_3 образует более тонкие (чем KCl) гидратные оболочки на глинистых частицах, чем обеспечивается повышение пористости и, соответственно, проницаемости заглинизированных песчаников.

К уменьшению толщины гидратных оболочек глинистых частиц приводит их обработка водными растворами комплексонов. В частности, в 1,6-1,7 раза уменьшается коэффициент набухания глин, обработанных 1 %-ным раствором НТФ, по сравнению с коэффициентом набухания глин в воде.

В качестве жидкостей глушения используются также пена, метанол, дизтопливо, сырая нефть, эмульсионные растворы, минерализованная различными добавками (KCl, NaCl, $CaCl_2$, $CaBr_2$) вода.

Нефть и нефтеэмульсионные растворы могут с успехом применяться в качестве жидкостей глушения в пластах с водочувствительными глинами. Однако повышенная пожароопасность и сложность приготовления являются причинами, препятствующими их широкому внедрению. По аналогичным и другим причинам не нашли распространения в качестве жидкостей глушения метанол и дизельное топливо.

Анализ регламентов на испытание скважин ряда производственных объединений России и СНГ показал, что в качестве жидкостей для глушения и перфорации скважин использовали: раствор $CaCl_2$ с добавкой мела и ПАВ («Укрнефть»), водный раствор ПАВ (там же), пластовая вода («Пермнефть», «Белоруснефть»), ВИЭР («Татнефть», «Саратовнефтегаз»), раствор $CaCl_2$ с добавками ПАВ («Саратовнефтегаз»), ИЭР («Куйбышевнефть», «Юганскнефтегаз»), ИБР («Коминефть», «Нижневолжскнефть»), нефть и пена («Белоруснефть»). В ПО «Уренгойгазпром» реализованы многокомпонентные блокирующие растворы; результативно использованы рецептура и технология глушения газовых скважин морозостойкой пеной в условиях АНПД, применяются нефтеэмульсионные растворы.

Проведенный анализ источников научно-технической информации по жидкостям глушения позволяет сделать следующие выводы:

- на проницаемость терригенных заглинизированных коллекторов существенное влияние оказывает химическая природа жидкости глушения;
- определяющим фактором в проблеме сохранения коллекторских свойств пласта, наряду с химической природой жидкости глушения, является наличие в ней механических примесей с диаметром частиц более 2 мкм;
- наиболее технологичными и безопасными в применении из-за просто-

ты приготовления и взрывобезопасности являются солевые растворы на водной основе без твердой фазы;

- разработка новых эффективных составов жидкостей глушения может осуществляться на основе водных растворов химических соединений с повышенными ингибирующими способностями по отношению к глинистой фазе коллектора, а также растворов на этой основе, содержащих растворимую твердую фазу;

- применение новых составов жидкостей глушения на водной основе «без твердой фазы» должно сопровождаться очисткой (используемого оборудования, скважины), при которой в призабойную зону исключается проникновение нерастворимых твердых мехпримессей с диаметром частиц 2 мкм.

Проблема наиболее полного использования добывных возможностей скважин в последние годы становится все более актуальной, так как условия разработки месторождений углеводородов усложняются в связи с вводом в эксплуатацию низкопродуктивных залежей. Основными условиями обеспечения наиболее полного решения этой задачи являются сохранение и улучшение коллекторских свойств ПЗП и пласта в процессе воздействия на них заканчивания и ремонта скважин. Решение этой задачи не может быть обеспечено без правильного выбора солевых составов, используемых в качестве жидкостей глушения и перфорации.

При проведении исследований для приготовления обрабатывающих жидкостей используются порошкообразные компоненты, поташ (K_2CO_3), нитрилотриметилфосфоновая кислота (НТФ), хлористый натрий (NaCl), хлористый кальций ($CaCl_2$), технический пентаэритрит, который представляет собой смесь формиата натрия, пентаэритрита, бисульфита натрия и в небольших количествах сахаристых веществ. Смесь хорошо растворима в воде. Растворы технического пентаэритрита имеют низкую температуру замерзания.

Исследования эффективности воздействия солевых составов проводились на искусственном керновом материале и оценивались по коэффициентам восстановления проницаемости кернов. Для исследования были сформированы искусственные керны, содержащие глинистые минералы. Пригодность кернов к исследованию определялись по их начальной воздухопроницаемости. Определение коэффициента восстановления проницаемости проводилось на установке УИПК-1-М по следующей методике (согласно РД 39-0147009-510-85).

1) образец керна насыщается 3 %-ным раствором $CaCl_2$;

2) создается гидрообжим образца керна;

3) осуществляется фильтрация через образец керна трансформаторного масла (ГОСТ 982-80) с постоянной объемной скоростью Q = 0,05 $см^3/с$;

4) после стабилизации фильтрации (20-30 мин.) определяется начальная маслопроницаемость образца:

$$K_0 = \frac{Ql\mu}{FP_0},$$

где Q - объемная скорость фильтрации, $м^3/с$;

μ - вязкость трансформаторного масла, при 30°С μ = 1,31 Па·с;

l, P - соответственно длина (в см) и площадь поперечного сечения (в $см^2$) керна;

P_0 - давление на входе в образец керна до его обработки солевым раствором, МПа;

5) образец керна насыщается испытываемым солевым раствором и выдерживается в течение заданного времени;

6) вытесняется солевой раствор трансформаторным маслом;

7) после стабилизации фильтрации определяется маслопроницаемость образца керна, обработанного солевым раствором, по вышеприведенной формуле, где вместо P_0 берется P, т.е. давление на входе образца керна.

Воздействие солевого раствора на керновый материал оценивают коэффициентом восстановления проницаемости $B = (K_0/K_1) \cdot 100$ % в соответствии с отраслевой инструкцией РД 39-0147009-510-85.

Наиболее перспективными в плане повышения естественной проницаемости кернового материала являются (табл. 2.8) солевые растворы на основе поташа (K_2CO_3). Удовлетворительные результаты дает использование в качестве жидкостей глушения растворов технического пентаэритрита. Однако он значительно уступает поташу в утяжеляющей способности и выпускается промышленностью в виде водного раствора плотностью 1,22-1,24 $г/см^3$. Таким образом, исследования на искусственном керновом материале показали, что наибольшим эффектом по повышению исходной проницаемости кернового материала обладают солевые растворы на основе поташа. В настоящее время только растворы на основе K_2CO_3 являются обрабатывающим материалом, способным не только восстанавливать, но и повышать проницаемость глинистого песчаника.

Таблица 2.8.

Значения коэффициентов β восстановления проницаемости искусственных кернов при обработке рабочими жидкостями на водной основе

Номер опытов	Состав	Соотношение компонентов (объемная доля в %) добавки к объему раствора	Плотность, $г/см^3$	β, %
1	KC1		1,15	108
2	NaC1 + KCl		1,15	102
3	NaC1 + KCl		1,15	98
4	NaC1	5 % KCl	1,15	100
5	KCl	5 % K_2CO_3	1,15	122
6	KCl	5 % K_2CO_3 + 2 % НТФ	1,15	127
7	K_2CO_3	-	1,03	126
8	K_2CO_3	-	1,50	131
9	K_2CO_3	2 % НТФ	1,15	145
10	Na_2CO_3	-	1,15	95
11	$CaCl_2$	-	1,15	105
12	Технический	-	1,15	117
13	Технический	2 % НТФ	1,15	122
14	NaCl	-	1,10	85

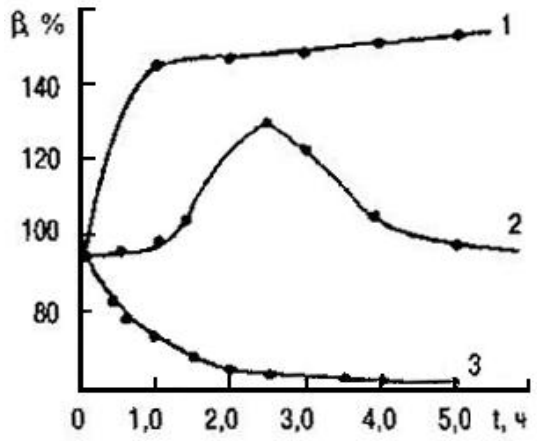


Рис. 2.1. Динамика изменения коэффициента β восстановления проницаемости во время контакта образца с исследуемой средой t: 1 – раствор поташа плотностью 1,1 г/см^3 + 3 % НТФ; 2 - раствор поташа плотностью 1,1 г/см^3; 3 – пресная вода

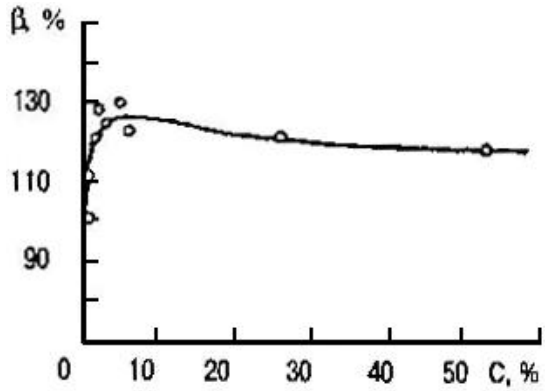


Рис. 2.2. Влияние массовой доли С водного раствора поташа на коэффициент восстановления проницаемости

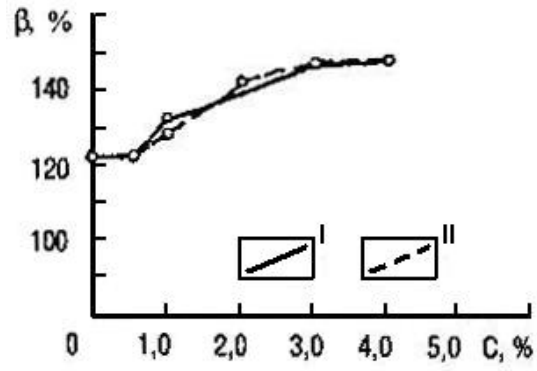


Рис. 2.3. Влияние массовой доли С комплексонов (НТФ и ОЭДФ) в водном растворе поташа на коэффициент восстановления проницаемости: I - обработка раствора НТФ; II – обработка раствора ЭДФ

Исследовалась (П.П. Макаренко) динамика изменения коэффициента восстановления проницаемости кернов в зависимости от времени контакта с используемой средой (рис. 2.1), а также влияние массовой доли поташа (рис. 2.2) и комплексонов (рис. 2.3) на коэффициент восстановления проницаемости. Исследования на коррозионную активность составов для глушения скважин и температуру их замерзания показали целесообразность их использования на практике.

Результаты изучения данной проблемы приводят к следующим выводам:

1. В качестве жидкостей глушения и перфорации, не снижающих проницаемость терригенных заглинизированных коллекторов, могут быть рекомендованы солевые составы без твердой фазы (не содержащие частиц размером более 2 мкм) на основе поташа (K_2CO_3) с добавками комплексонов (НТФ, ОЭДФ), так как они не только сохраняют, но и увеличивают естественную проницаемость кернового материала.

2. Солевые составы на основе поташа и комплексонов отличаются низкой коррозионной активностью.

3. Температура замерзания растворов поташа обеспечивает возможность круглогодичного использования их в качестве технологических жидкостей глушения.

Особые сложности глушения газовых и газоконденсатных скважин возникают в скважинах с низкими пластовыми давлениями ($p_{пл}$ = (0,1 - 0,8) $p_{гидр}$).

С целью исключения снижения проницаемости призабойной зоны при глушении скважин с пластовым давлением ниже гидростатического используется более перспективный метод глушения скважин – метод применения двухфазных и трехфазных пен с использованием эжектора.

2.4. ПЕНЫ

Перспективным для глушения скважин с пластовым давлением ниже гидростатического (особенно на завершающей стадии разработки месторождений) является способ и технология глушения с применением двух- и трехфазных пен. Их применение предполагает снижение или полное устранение репрессии на продуктивный пласт путем регулирования плотности пены и снижения интенсивности поглощения, или полное его прекращение путем регулирования структурно-механических свойств пены. В результате предотвращения поглощения пены продуктивным пластом достигается сохранение его естественной проницаемости.

В состав двухфазных пен входят – вода, ПАВ – пенообразователь и стабилизатор из группы водорастворимых полимеров, а трехфазных пен – дополнительно высокодисперсная твердая фаза.

Состав двухфазных пен

Для освоения скважин и удаления продуктов кислотной реакции используются двухфазные водные и кислотные пены:

продукты реакции кислоты + пенообразователь: неионогенные ПАВ 0,3 - 0,5 % – ОП-7, ОП-10, превоцелл;

продукты реакции кислоты + пенообразователь: ДС-РАС, дисолван, сульфонол, «Прогресс», превоцелл, ОП-10 + метанол – 20 – 40 %.

Спиртокислотная пена имеет преимущества по сравнению с обычной кислотой; она позволяет увеличить охват пласта обработкой по его толщине и размерам его поровых каналов, снизить поверхностное натяжение закачанного и нейтрализованного раствора кислоты, уменьшить скорость реакции, воздействовать на тонкопоровые каналы пористой среды, облегчить удаление продуктов кислотной реакции, глинистых загрязнений и воды из пласта и вынос их на поверхность, предотвратить гидратообразование.

Состав трехфазных пен

Анионные ПАВ 1 - 1,5 %: ПО-1Д, «Прогресс», ДС-РАС, КЧНР и сульфонол;

стабилизатор: КМЦ, ММЦ – 0,5 - 1,0 %;

высокодисперсная твердая фаза: бентонит – 10 %.

Анионные ПАВ повышают стабильность трехфазных пен, которая достигает 600 - 700 мин.

Неионогенные ПАВ – 1,5 - 2 %; ОП-10, неонол;

стабилизатор КМЦ; ММЦ – 0,5 - 1,0 %;

высокодисперсная твердая фаза: бентонит – 2 - 10 %.

Повышение содержания высокодисперсной фазы (бентонита) увеличивает устойчивость трехфазных пен в 10 - 50 раз. Применение ОП-10 исключает выпадение в призабойной зоне осадка при контакте с пластовыми водами.

Сульфонол	0,2 - 0,3 %;
КМЦ	3,5 %;
известь пушонка, химически осажденный мел	0,5 - 2,0 %;
вода	все остальное
Свойства:	
плотность	0,9 - 1,1 г/см3;
условная вязкость по ПВ-5	700 - 800 с;
водоотдача	4 см за 30 мин. по ВМ-6
СНС 1/10	1,5/3,0 дПа

2.5. ГЛУШЕНИЕ И ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ КОНЦЕНТРИРОВАННЫХ МЕЛОВЫХ СУСПЕНЗИЙ

В ООО «Кубаньгазпром» совместно с СевКавНИИгазом разработан способ глушения пласта на время ремонта концентрированной меловой суспензией на основе химически осажденного мела (меловая паста). Метод основан на способности последней в силу высокой дисперстности твердой фазы создавать в приствольной части пласта непроницаемый барьер, исключающий контактирование пород коллектора с рабочей жидкостью, находящейся в стволе скважины. При необходимости (после окончания ремонта) меловой барьер может быть разрушен солянокислотной обработкой, и гидродинамическая связь скважины с пластом восстанавливается. Определяющее значение при этом имеет то обстоятельство, что химически осажденный мел в силу высокой степени чистоты при взаимодействии с соляной кислотой не образует твердых осадков, а водный раствор хлористого кальция легко удаляется из пласта при освоении. Выделяющийся при реакции углекислый газ, способствуя разгазированию бурового раствора, или ЖГ, облегчает и ускорят процесс освоения. Метод широко реализован.

Химически осажденный мел представляет собой тонкодисперсный, микрокристаллический порошок, получаемый в промышленности карбонизацией известкового молока $Ca(OH)_2$ двуокисью углерода (CO_3). Содержание углекислого кальция колеблется в пределах 96 – 98 %, влажность составляет 1 - 1,5 %. Содержание примесей, не растворимых в соляной кислоте, изменяется в пределах 0,15 - 0,2 %, что практически исключает возможность загрязнения коллектора продуктами реакции.

В качестве стабилизатора - структурообразователя, придающего неустойчивым меловым суспензиям упругопластические свойства, используется КМЦ. КМЦ наиболее полно отвечает требованиям, предъявляемым к реагентам-стабилизаторам меловых суспензий. Для стабилизации меловых суспензий

можно использовать КМЦ со степенью полимеризации от 300 до 600, причем его стабилизирующая способность и термостойкость возрастают с увеличением степени полимеризации. Условная вязкость 5 % водного раствора КМЦ-300 составляет 50 - 70 с., КМЦ-500 – 250 - 300 с.

На основе данных лабораторных и промысловых исследований рекомендуются следующие составы для временного блокирования пласта при глушении скважин:

1) мел химически осажденный (2,7 - 2,8 г/см^3) – 35 - 40 %;

2) вода пластовая (1,01 - 1,05 г/см^3) – 58 - 63 %;

3) КМЦ-500 (или в переводе на КМЦ-500) – 1,5 - 2,5 % (все в весовых %).

При этом технологические параметры суспензии после выдерживания в течение 5 - 6 часов при t = 100°С изменяются в следующих пределах:

ρ = 1,28 - 1,31 г/см^3, водоотдача (по ВМ-6) = 4 - 10 см^3 за 30 мин., условная вязкость = 300 - 600 с., суточный отстой жидкой фазы = 1 - 2 %.

В нормальных условиях водоотдача достигает 20 см^3 за 30 мин., вязкость – 1000 с., суточный отстой – 0.

В сильно поглощающих скважинах (50 - 70 л/мин.) необходимо использовать суспензию с максимальным содержанием мела (40 %) или добавлять 10 - 15 % строительного мела.

Состав и параметры меловой суспензии, используемой для перфорационных работ, несколько отличаются от описанных выше. Это объясняется необходимостью свободного перемещения перфоратора в намечаемом к прострелу интервале:

- мел химически осажденный — 30 - 32 %;
- пластовая вода — 65 - 67 %;
- КМЦ-500 — 2,5 %.

С параметрами в нормальных условиях: плотность – 1,25 - 1,26 г/см^3, вязкость (условная) – 400 - 600 с, водоотдача – 10 - 12 см^3 за 30 мин., СНС – 4 - 6 дПа, стабильность – 0,02 г/см^3, суточный отстой – 0,3 %. После термостатирования (100 - 140°С): ρ – 1,22 - 1,26 г/см^3, вязкость по ПВ-5 – 200 - 300 с., водоотдача – 12 - 14 см^3 за 30 мин., стабильность – 0,01 г/см^3, суточный отстой – 0,3 %.

Порядок приготовления суспензии

1. После определения необходимого количества суспензии и выбора ее состава в 50 % общего объема воды растворяют КМЦ до получения однородной по вязкости массы. При использовании воронки или гидросмесителя для этого достаточно 30 мин.

2. В оставшихся 50 % воды затворяют мел. При помощи гидросмесителя интенсивно перемешивают получившуюся суспензию в течение 30 мин.

3. Оба раствора смешивают и, перемешивая в течение 1 часа, добиваются необходимых параметров.

2.5.1. ОСОБЕННОСТИ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН С ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫМ БЛОКИРОВАНИЕМ ПЛАСТА

Применение указанного метода рекомендуется при выполнении следующих ремонтных операций:

1) ревизии насосно-компрессорных труб и других подземных ремонтов;
2) переоборудовании скважин под плунжерный лифт;
3) ликвидации межколонных пропусков и замене устьевого оборудования;
4) временной консервации скважин;
5) устранении негерметичности эксплуатационных колонн с местом нарушения выше объекта разработки;
6) изоляции пластовых вод путем установки цементного моста с целью отключения нижней части объекта.

Промысловые эксперименты показали высокую эффективность перфорационных работ в среде меловой суспензии, в частности, при:

а) вскрытии объектов с низким пластовым давлением;
б) расширении (дострел) фильтра;
в) приобщении нового объекта;
г) повторной перфорации;
д) возвратных работах на ниже- и вышележащие горизонты.

Технологические схемы блокирования пласта при глушении скважин могут быть различными.

ПЕРВАЯ СХЕМА

Скважина заполнена газом.

Последовательность операций.

1. С целью очистки забоя скважина кратковременно продувается в атмосферу.
2. Для первичного блокирования часть расчетного количества пасты (от 1/3 до 1/2) закачивается по насосно-компрессорным трубам на забой.
3. Резкое повышение давления закачки свидетельствует о начале блокирования, и газ медленно, в темпе закачки, выпускается в атмосферу вплоть до появления циркулирующей жидкости.
4. Остальная паста транспортируется на забой сифоннымспособом и расходуется в зависимости от вида ремонта или идет на задавку в пласт (при длительном ремонте, высоких гидродинамических давлениях), или на заполнение части ствола в интервале существующего, или намечаемого к перфорации объекта.

ВТОРАЯ СХЕМА

Скважина имеет на забое столб жидкости, создающий противодавление, равное пластовому давлению (обводнившаяся скважина).

Рекомендуются два равноценных варианта.

Первый вариант

1. Скважина «разряжается» в атмосферу.
2. По насосно-компрессорным трубам закачивается расчетное количество меловой пасты и проталкивающая жидкость, объем которой равен объему насосно-компрессорных труб.
3. В затрубное пространство закачивается буровой раствор, объем которого равен объему затрубного пространства в интервале от устья до уровня пластовой воды.
4. Созданием избыточного давления расчетное количество меловой пасты залавливается в пласт.
5. Излишки меловой пасты удаляются из скважины обратной промывкой.
6. Выполняются работы по изоляции пластовых вод, предусмотренные планом ремонта (установка цементного моста без давления или взрывного пакера с заливкой небольшого количества цементного раствора желонкой).

Второй вариант

1. Скважина «разряжается» в атмосферу.
2. Замеряется уровень жидкости, определяется его высота Н и соответствующий ему объем жидкости V (рис. 2.4).
3. По насосно-компрессорным трубам закачивается расчетное (принятое) количество меловой пасты $V_п$ и продавливающей жидкость $V_{пр}$, объем которой равен объему насосно-компрессорных труб в интервале высоты жидкости (h), вытесненной меловой пастой в кольцевое (затрубное) пространство.

Пример расчета.

Известно:

Высота столба жидкости в скважине, Н = 500 м.
Диаметр эксплуатационной колонны, Д= 146 мм.
Диаметр насосно-компрессорных труб, $d_{тр}$ = 89 мм.
Объем меловой пасты, $V_п$ = 2000 л.
Объем столба жидкости в скважине, $V_{пв}$ = 5410 л.
Объем одного погонного метра 89 мм труб, $V_{тр}$ = 4,52 л.
Объем 1 пог. м кольцевого пространства, $V_к$ = 6,3 л.
Пластовое давление, $P_{пл}$ = 50 кг/см^2 (5МПа).

Насосно-компрессорные трубы опущены до нижних дыр фильтра. Требуется определить объем проталкивающей жидкости (вода, обработанная ПАВ).

При доставке меловой пасты ($V_п$ = 2000 л) на забой объем пластовой воды (жидкости) $V_{пв}$ = 5410 л,

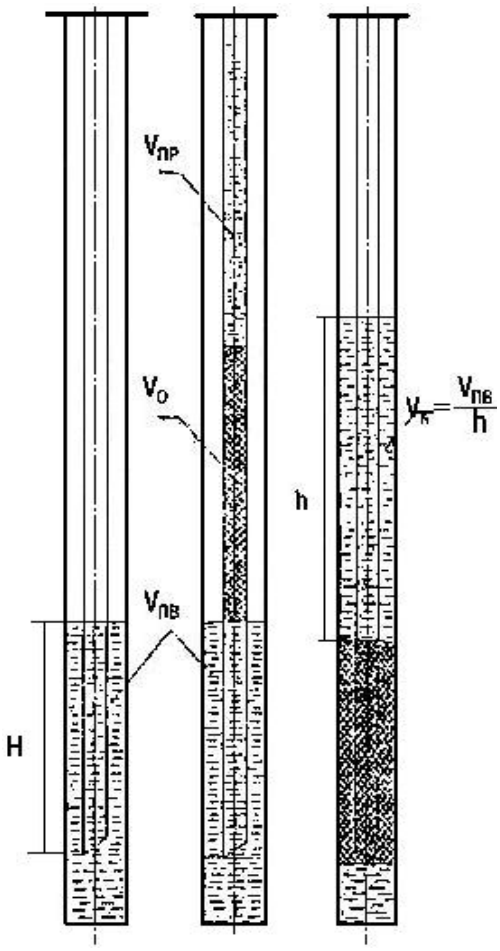


Рис. 2.4. Последовательность операций при блокировании пласта в обводнявшейся скважине

вытесняется в затрубное пространство и образует столб высотой:

$$h = \frac{V_{пв}}{V_к} = \frac{5410}{6{,}3} = 860 \text{ м}.$$

Для уравновешивания столба h необходимо закачать продавливающую жидкость, объем которой равен:

$$V_{пр} = hV_{тр} = 860 \cdot 4{,}52 = 3887 \text{ л}.$$

Следовательно, для транспортировки меловой пасты объемом 2000 л на забой «сифоном» необходимо закачать по насосно-компрессорным трубам 3887 л продавливающей жидкости. При этом достигается равенство уровней жидкостей (воды и меловой пасты) в скважине, равномерное распределение меловой пасты в заданном интервале и обеспечивается безопасность проведения ремонтных работ, поскольку гидростатическое давление будет превышать пластовое более чем в два раза.

4.Насосно-компрессорные трубы поднимают выше меловой пасты, и восстанавливают циркуляцию.

5.Выполняются работы по изоляции пластовых вод (аналогично пп. 4, 5, 6 первого варианта).

Основные элементы схем блокирования при выполнении различных видов ремонтных работ состоят в следующем. В качестве примера опишем последовательность операций при изоляции притока пластовых вод с отключением нижней части фильтра (позиция 8).

а) Дренируемый интервал, состоящий из трех объектов, блокируется меловой суспензией. Причем, способ блокирования выбирается, исходя из поглотительной способности скважин. При значительных поглощениях (3 - 4 $м^3$/час) суспензия высокой вязкости (до 1000 с. по ПВ-5) транспортируется на забой и оставляется в интервале фильтра на 6 - 8 часов, в течение которых происходит постепенное закупоривание пор пласта частицами мела. Скважина заполняется пластовой или технической водой, обработанной ПАВ. При небольших поглощениях ли их отсутствии для ускорения ремонтных работ применяется блокирование под давлением, когда суспензия в расчетном объеме задавливается в поры пласта, после чего восстанавливается циркуляция, и продолжаются ремонтные работы. В качестве рабочих жидкостей во всех случаях рекомендуется пластовая или техническая вода, обработанная ПАВ, тяжелый конденсат и дизтопливо.

б) Установкой цементного моста отсекается нижний обводнившийся пласт.

в) Оставшиеся два верхних газонасыщенных пласта деблокируются путем солянокислотной обработки под давлением. В скважинах, не склонных к поглощениям, после перфорационных работ в меловой среде чаще всего достаточно проведения солянокислотной ванны.

г) Приступают к освоению скважины.

Кроме основных схем временного блокирования пласта, может использоваться метод доставки меловой пасты в интервал, намечаемый к перфорации, с

помощью желонки. Эта работа выполняется геофизической партией непосредственно перед перфорацией заданного объекта, что позволяет упростить технологию закачи меловой пасты и сократить количество спуско-подъемных операций. Применение этого способа рекомендуется при перфорации объектов, не превышающих 10 - 13 м.

2.5.2. ДЕБЛОКИРОВАНИЕ ПЛАСТА И ТЕХНОЛОГИЯ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

При взаимодействии соляной кислоты с химически осажденным мелом образуется водный раствор хлористого кальция ($CaC1_2$) и углекислый газ (CO_2), легко удаляемые из пор пласта в процессе освоения. Реакция протекает по следующей схеме:

$$CaCO_3 + 2HCl = CaCl_2 + H_2O + CO_2.$$

Хлористый кальций ($CaCl_2$) хорошо растворим в воде. При температуре 100°С растворимость его достигает 180 г на 100 г воды. Вязкость 20 %-ного раствора $CaCl_2$ не превышает 16 с. (по ПВ-5).

Учитывая критические константы для углекислоты (давление $P_{кр}$ = 7,29 МПа, температура $T_{кр}$ = + 31,3°С), можно утверждать, что во всех случаях, когда кислота взаимодействует с мелом при температуре выше 31,3°С, реакция при любом давлении происходит с выделением CO_2 в виде газовой фазы. Выделяющийся углекислый газ создает дополнительную энергию, способствующую процессу освоения.

Технология деблокирования призабойной зоны выбирается с учетом индивидуальных особенностей каждой скважины и процесса блокирования при глушении. Возможны следующие варианты:

1. Обработка пласта кислотой в скважине, заполненной природным газом или воздухом. По первому варианту скважину перед освоением тщательно промывают водой, доставляют необходимое количество кислоты в интервал фильтра и в момент появления ее у верхних отверстий фильтра закрывают затрубное пространство. При этом после кислоты в общем объеме продавливающей жидкости закачивается 3 - 4 $м^3$ газового конденсата (для предотвращения контактирования воды с породами пласта). При пластовых давлениях в 3 - 4 раза меньше гидростатических в качестве рабочей жидкости при блокировании и деблокировании желательно использовать стабильный конденсат. После этого созданием избыточного давления с помощью агрегата (например, ЦА-320) кислота задавливается в пласт. Чтобы избежать прорыва кислоты на отдельном участке фильтра и ухода ее в глубь пласта, задавку кислоты необходимо вести интенсивно, с поддержанием начального давления до окончания процесса.

По окончании деблокирования пласта немедленно приступают к освоению скважины методом аэрации, так как кислота реагирует с химически осажденным мелом очень быстро, и времени, затрачиваемого для аэрации жидкости

в скважине, вполне достаточно для полной реакции. Промедление в начале освоения может привести к поглощению пластом продуктов реакции и части рабочей жидкости и снижению эффективности способа. Следует иметь в виду, что способ оттеснения продуктов реакции в глубь пласта, часто применяемый при кислотных обработках на более раннем этапе разработки, совершенно не приемлем на завершающей стадии, когда чувствительность скважин к засорению пласта резко возрастает.

Процесс освоения скважины способом аэрации целесообразно проводить в такой последовательности.

1. При открытой факельной линии начать закачку в затрубное пространство воды, обработанной сульфонолом (0,1 % концентрации, здесь и далее в пересчете на активное вещество), и воздуха. Агрегат ЦА-320 работает на второй скорости, компрессор УКП-80 – с максимальной производительностью 8 $м^3$ в мин. Закачку в указанном режиме производить до выхода аэрированной воды на «факел».

2. Увеличить концентрацию сульфанола в закачиваемой воде до 0,4 % (работа агрегата ЦА-320 на первой скорости компрессора – прежняя). Закачку в указанном режиме производить до получения на факеле аэрированной воды с пеной.

3. Увеличить концентрацию сульфонола до 0,8 %. Агрегат ЦА-320 работает на первой скорости в режиме: 10 мин. работы, 15 мин. остановки. Компрессор работает постоянно в прежнем режиме. Аэрацию вести в указанном режиме до получения на факеле обильной пены.

4. Концентрация сульфонола в воде доводится до 1 %. Работа агрегата на первой скорости и малых оборотах в режиме: 5 мин. работы, 20 мин. остановки. Аэрацию вести до интенсивного выхода пены.

5. Компрессор продолжает работать с постоянной максимальной производительностью, агрегат прекращает работу. Такой режим поддерживается до полного освоения скважины. Оптимальным режимом освоения скважины описанным выше способом надо считать процесс, проводимый при давлениях на агрегате и компрессоре в пределах 20 - 60 $кг/см^2$ (2 - 6 МПа).

При этом минимальное общее время, затраченное на опорожнение скважины глубиной 2500 м, должно составлять 7 - 8 часов, и распределяться по циклам следующим образом:

I цикл – 1 час 30 мин.

II цикл – 1 час 30 мин.

III - IV цикл – 3 часа.

Для образования устойчивых пен в процессе освоения можно рекомендовать, кроме сульфонола, следующие химреагенты: ДНС-А, превоцелл, дисолван, лисапол, ОП-4, ОП-10, ДС-РАС и др.

Качественное деблокирование (в равной мере и блокирование) пласта достигается при условии установки башмака насосно-компрессорных труб на расстоянии не более 5 м от нижних отверстий интервала перфорации. С целью уменьшения сроков освоения скважины в 1,5 - 2 раза рекомендуется процесс

освоения производить с помощью 2-х компрессоров типа УКП-80 с некоторыми поправками в режиме работы агрегата. При наличии газа высокого давления можно использовать его для освоения скважин, хотя такой прием неизбежно связан с потерями газа.

2. По второй схеме скважину осваивают способом аэрации, описанным выше, без предварительного деблокирования, и при получении притока газа или при полной продувке скважины воздухом доставляют расчетное количество соляной кислоты на забой, продавливая ее в призабойную зону газом или воздухом путем создания давления в трубном и затрубном пространствах одновременно. При этом необходимо использовать максимально возможное давление компрессора или газа из шлейфа. По окончании реакции (1,5 - 2 часа) скважину осваивают путем отработки на факел.

Освоение по II схеме целесообразно применять в скважинах, где пластовые давления не превышают 60 кг/см^2 (6 МПа), блокирование пласта и ремонт проводились без избыточных давлений, а лифтовые трубы опущены до нижних дыр фильтра или установлены с упором на забой.

3 УДАЛЕНИЕ ЖИДКОСТИ ИЗ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН

На заключительной стадии разработки газовых и газоконденсатных месторождений, как правило, возникает ряд осложнений, которые ухудшают условия эксплуатации скважин и снижают добывные возможности. Одним из таких осложнений является процесс накопления на забое и в стволе скважины жидкости, которая не выносится на поверхность из-за недостаточных скоростей восходящего потока газа.

На истощенных месторождениях основными методами удаления жидкости признаются те, которые дают возможность удалять жидкость и не создавать давление, уменьшающее возможность использования пластовой энергии для подъема углеводородов. Проблема чрезвычайно важная и актуальная.

Несмотря на широкое применение метода удаления жидкости из скважин с использованием ПАВ, известные в литературе физико-математические модели этого процесса не в полной мере отображают эффекты, сопровождающие движение пенных систем в трубах. Это связано с тем, что все известные модели базируются на уравнениях, где вторая фаза учитывается через аддитивное изменение плотности смеси. При этом не рассматриваются истинные концентрации фаз, отображающие гравитационные потери. Влияние же концентраций ПАВ оценивается интегрально через общие эффекты пенообразования.

П.П. Макаренко предпринята попытка описания пенного процесса удаления жидкости на основе дифференциальных уравнений движения газожидкостных систем:

уравнение неразрывности

$$(\beta_1\rho_1 - \beta_2\rho_2)\omega_{см} qF = G_{см}$$

уравнение движения

$$-\frac{\alpha p}{\alpha x} = \lambda_{см}\frac{\omega_{см}^2}{2D}\left(\frac{\beta_1^2}{\varphi_1}\rho_1 + \frac{\beta_2^2}{\varphi_2}\rho_2\right) + \frac{\alpha L}{\alpha x}(\alpha_1\rho_1 + \alpha_2\rho_2)q$$

где β_1, β_2 – объемные расходные концентрации фаз: $\beta_1 = 1-\beta_2$

ρ_1, ρ_1 – плотности жидкости и газа соответственно;

$\omega_{см} = \omega_1 + \omega_2$ – приведенные скорости смеси, жидкости и газа соответственно;

D – диаметр труб;

$\lambda_{см}$ – коэффициент гидравлического сопротивления пенной системы;

φ_1, φ_2 – истинные концентрации жидкости и газа; $\varphi_1 = 1-\varphi_2$;

$G_{см}$ – расход смеси.

В этих уравнениях параметром, определяющим гравитационные потери в лифте скважины, является величина φ_1 – истинное содержание жидкости. При эксплуатации скважин на поздней стадии разработки месторождений эти потери являются определяющими. Закономерности изменения φ_1 для газожидкостных смесей без ПАВ достаточно полно изучены в широком диапазоне изменения рабочих параметров и физических свойств смеси.

3.1. ТЕХНОЛОГИЯ УДАЛЕНИЯ ЖИДКОСТИ ИЗ СКВАЖИНЫ С ПОМОЩЬЮ ПЕНООБРАЗУЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

На истощенных месторождениях основным способом удаления жидкости из скважины утвердился способ вспенивания ее жидкими растворами ПАВ для обеспечения выноса потоком газа на поверхность. В промысловой практике водные растворы пенообразующих ПАВ вводятся в затрубное пространство работающих скважин. В зависимости от количества накапливающейся на забое и в лифтовой колонне скважин жидкости обработки их производятся от 1 - 2 раз в неделю до 1 - 3 раз в день.

Для ввода растворов ПАВ в скважины наиболее широкое распространение нашли ингибиторные установки УИ-1. Этими установками обычно оборудуются те скважины, которые требуют обработки не реже одного раза в день. В случаях необходимости обработки скважин один раз в сутки и более применяются автоматические устройства «Лотос-1», позволяющие автоматически вводить раствор ПАВ в затрубное пространство скважин в зависимости от изменения перепада давления буферного и затрубного пространства или через определенные промежутки времени. Для автоматического ввода растворов ПАВ в скважины широкое применение нашло упрощенное устройство, принцип действия которого основан на использовании часового механизма прибора ДЛ-430 или других самопишущих приборов. Через заданные промежутки времени (1 - 4 раза в сутки) часовой механизм с помощью пневматического реле выдает сигнал на открытие клапана для ввода раствора в скважину.

В случаях, когда обработка скважин производится не ежедневно, широко используются передвижные насосные установки (например, агрегаты ЦА-100).

На эффективность проводимых работ оказывают влияние:

минерализация и состав пластовых вод;
количественное соотношение воды и конденсата в удаляемой жидкости;
тип используемого ПАВ;
концентрация рабочих растворов ПАВ;
частота ввода раствора ПАВ в скважину и ряд других факторов.

Экспериментально установлено, что из всех компонентов пластовых вод на пенообразующие свойства ПАВ наибольшее негативное влияние оказывают соли кальция и магния. Обычно максимальному значению содержания в пластовой воде солей кальция и магния соответствует и максимальное значение общей минерализации. Пенообразующие свойства ПАВ значительно ухудшаются при повышении содержания ионов кальция в воде. Аналогичное влияние на пенообразующие свойства ПАВ и соответственно на эффективность удаления жидкости из скважин оказывает содержание в ней газового конденсата.

Итак, вода, скапливающаяся в стволах и на забое газовых и газоконденсатных скважин, различается как по общей минерализации, так и по составу солей. На процесс ценообразования заметное влияние оказывают в основном соли кальция и магния. Исходя из этого, пластовые воды, приуроченные к газовым и газоконденсатным месторождениям, по содержанию солей кальция и магния разделены на три типа. К водам первого типа относятся воды, в которых соли кальция и магния или отсутствуют, или их содержание в воде настолько мало, что они не оказывают существенного влияния на пенообразующие способности ПАВ. Суммарное содержание солей кальция и магния менее 0,1 г/л. Воды второго типа наиболее часто встречаются в пластовых условиях месторождений. Суммарное содержание солей кальция и магния составляет от 0,1 до 1 г/л. К водам третьего типа относятся воды, в которых содержание указанных солей превышает 1 г/л.

В зависимости от типа вод для удаления жидкости из скважин подбирается определенный тип пенообразователя и его концентрация. Наиболее благоприятные условия для ценообразования имеют место в скважинах, где содержатся воды первого типа. В этом случае для удаления жидкости в качестве пенообразователей могут быть использованы большинство ПАВ как ионогенные, так и неионогенные.

Для удаления вод второго типа, в связи с ухудшением пенообразующей способности ПАВ из-за повышения минерализации, требуется повышение концентрации рабочих растворов ПАВ. Для удаления вод третьего типа применение анионоактивных ПАВ становится неэффективным. Объясняется это взаимодействием ПАВ с ионами Ca^{2+} и Mg^{2+} , в результате чего образуются нерастворимые соединения, и пенообразующая способность ПАВ ухудшается. С учетом изложенного для удаления жидкости из газовых скважин подобраны пенообразователи и разработаны оптимальные концентрации их растворов для вод различной минерализации (табл. 3.1).

Наличие в удаляемой жидкости из газоконденсатных скважин углеводородной фазы намного осложняет процесс пенообразования, так как конденсат является активным гасителем пен. В зависимости от содержания углеводород-

ной фазы жидкости, удаляемые из скважин, разделены на три группы с содержанием конденсата 10, 25 и 50 %.

Таблица 3.1.

Пенообразователи и их концентрации, рекомендуемые к применению при удалении воды из газовых скважин

Пенообразователи	Суммарное соединение Ca^{2+} и Mg^{2+} в удаляемой воде, г/л		
	< 0,1	0,1 - 1	> 1
	Рекомендуемые концентрации, г/л		
Анионоактивные:			
Сульфонол НП-3	2 - 3	3 - 5	-
Сульфонол АДВ	2 - 3	3 - 5	-
ДС-РАС (натриевый)	2 - 4	-	-
Сульфанат	2 - 3	3 - 5	-
Прогресс	2 - 4	5 - 7	-
Авироль	2 - 3	5 - 7	-
Лаурилсульфат	2 - 3	3 - 5	-
ДНС-А	2 - 3	3 - 5	-
АДСП	2 - 3	3 - 5	-
Алкилсульфат	2 - 3	3 - 5	-
Синтетические моющие порошки:			
«Новость»	2 - 3	5 - 7	-
«Кристалл»	2 - 3	5 - 7	-
«Технический»	2 - 4	5 - 7	-
Катионоактивные:			
Лаурилпридинийсульфат	2 - 3	5 - 7	3 - 6
Вырывниватель А	2 - 3	5 - 7	3 - 5
Катапин А	2 - 4	5 - 7	5 - 7
Неионогенные:			
ОП-7	2 - 3	2 - 3	3 - 4
ОП-10	2 - 3	2 - 3	3 - 4
Синтанол ДС-10	2 - 3	2 - 3	3 - 4
Превоцелл W-OF-100	2 - 3	2 - 3	3 - 5
Превоцелл W-ON-100	2 - 3	2 - 3	3 - 4

В табл. 3.2 приведены рекомендуемые пенообразователи и концентрации их растворов для удаления жидкости из газоконденсатных скважин в зависимости от содержания углеводородной фазы в удаляемой жидкости и ее минерализации.

Таблица 3.2.

Пенообразователи и их концентрации, рекомендуемые к применению при удалении воды и газового конденсата из газоконденсатных скважин

ПАВ	Концентрация ПАВ, г/л								
	при 10%-ном содержании конденсата в смеси			при 25%-ном содержании конденсата в смеси			при 50%-ном содержании конденсата в смеси		
	при содержании Ca^{2+} и Mg^{2+}, г/л								
	<ОД	ОД— 1	>1	<ОД	ОД— 1	>1	<ОД	ОД— 1	>1
		2—3							
2 о о	3—4	3—4	4—5	4—5	5—7	5—7	6—8		
ОП-7	2—3	2—3-	3—4	3—4	4—5	5—6	5—7	5—8	7—8
ДИС-А	2—3	2—3	3—4	3—4	4—5	5—6	5—6	6—8	-
Превоцелл W-OF-100	2—3	2—3	3—4	5—7	5—7	5—7	6—7	6—7	7—8
Превоцелл W-ON-100	2—3	2—3	3—4	3—5	6—7	6—7	6—8	6—8	7—8
Прогресс	2—3	3—5	5—7	5—7	5—7	6—7	5—7	7—8	-
Лаурилсульфат	2—3	2—3	3—4	4—5	4—5	5—7	5—7	6—8	8—10
Сульфонол НП-3	3—4	4—5	-	5—7	6—8	-	7—10	-	-
ДС-РАС	3—5	3—5	-	5—7	8—10	-	-		-
Сульфонол АДВ-75	3—4	4—5	-	5—6	6—8	-	6—8	8—10	-
Синтанол ДС-10	2—3	2—3							
2 о о	3—5	3—5	5—7	5—7	6—8	8—10			
Оксид аминов	2—3	2—3	2—3	3—5	3—5	5—7	5—7	6—8	8—10
Неонол	2—3	2—3	2—3	3—5	3—5	5—7	5—7	6—8	8—10
Сульфонол + ОВ-7 в соотношении 3:1	2—3	2—3	2—3	3—4	3—5	4—5	5—6	5—7	7—8
ОП-1 + ОП-7 в соотношении 1:1	2—3	2—3	3—4	3—5	3—5	4—5	4—6	5—7	6—8
Лаурилсульфат + Превоцелл	2—3	2—3	3—4	3—4	5—6	6—7	6—7	6—8	8—10

Алкилсульфат	2—3	3—5	5—7	5—7	7—8		5—7	-	-
АДСП	2—3	2—3	3—4	3—5	4—6	5—7	4—6	6—8	-

Работы по удалению жидкости из скважин значительно осложняются в зимний период из-за замерзания растворов в емкостях и трубопроводах. Для предупреждения этого используются антифризы, в качестве которых рекомендуется метанол, диэтиленгликоль (ДЭГ), хлористый кальций и др. Метанол и ДЭГ можно вводить в растворы при использовании пенообразователей как неионогенного, так ионогенного типа. Хлористый кальций используется с пенообразователями неиногенного типа. Для приготовления рабочих растворов, используемых для закачивания в скважину, вначале готовится водный раствор антифриза, а затем в нем растворяется пенообразователь.

Расчетным путем (табл. 3.3) установлены количества антифризов, которые необходимо добавить в раствор ПАВ, для того чтобы снизить температуру его замерзания. На пенообразующие свойства ПАВ рекомендуемые антифризы практически не оказывает влияния и потому количество вводимого в скважину ПАВ зависит только от состава и количества удаляемой из скважины жидкости.

Таблица 3.3.

Антифризы и их концентрация в водных растворах

Антифриз	Температура замерзания раствора, ^{0}C					
	-5	-10	-15	-20	-25	-30
	количество антифризов, % по массе					
Метанол	8	14,7	20,6	25,5	30,0	34,0
ДЭГ	20	30	35	45	50	55
Хлористый кальций	9,4	14,7	18,9	21,9	23,8	25,7

Для определения оптимального количества вводимого в скважину пенообразователя предлагается следующая методика расчета. Объем и соотношение количества скапливающихся в скважине воды и конденсата можно определить прямым замером их на замерном узле после продувки скважины через сепаратор в низконапорный коллектор или атмосферу. В случае отсутствия замерного узла определение объемов жидкости проводят на специальном передвижном сепараторе, устанавливаемом непосредственно на устье скважины.

Однако в промысловой практике получила широкое распространение приближенная оценка объема скопившейся жидкости:

$$V = F\frac{10^5(P_{затр} - P_{буф})}{\gamma_ж},$$

где V - объем скопившейся жидкости, м^3;
F - площадь сечения лифтовых труб, м^2;
$P_{затр}$ - затрубное давление, МПа;
$P_{буф}$ - буферное давление, МПа;
$\gamma_ж$ - плотность жидкости, кг/м^3.

Количество ПАВ, необходимое для удаления этой жидкости, рассчитывается по формуле

$$X = \frac{CV}{\alpha};$$

где X - количество ПАВ, кг;

C - концентрация ПАВ, необходимая для вспенивания удаляемой жидкости, г/л;

α - активная масса ПАВ, доли единицы.

Количество растворителя для получения рабочего раствора ПАВ заданной концентрации определяется по формуле:

$$V_p = \frac{X}{\gamma_p}\left(\frac{\alpha}{n} - 1\right)\cdot 10^3;$$

где V_p - количество растворителя, л;

γ_p - плотность растворителя, кг/м^3;

n - объемная доля рабочего раствора, %;

α - активная масса ПАВ, %.

При вводе ПАВ в зимних условиях количество антифриза

$$V_\alpha = V_p \frac{C_\alpha \cdot \gamma_p}{100 \cdot \gamma_\alpha},$$

где C_α - массовая доля антифриза, %;

γ_α — плотность антифриза, кг/м^3.

В результате промысловых испытаний (для месторождений Краснодарского края) определены виды рекомендуемых к применению пенообразующих ПАВ, их концентрации в рабочих растворах в зависимости от минерализации удаляемой жидкости и количества конденсата в ней, а также объемы растворов на одну скважинообработку. Результаты этих работ приведены в табл. 3.4.

Для повышения эффективности применения ПАВ необходима разработка новых видов пенообразователей.

На основании теоретических и лабораторных исследований, а также промысловых испытаний разработаны следующие основные требования, которым должны удовлетворять специально создаваемые новые виды пенообразователей для удаления жидкости из газоконденсатных скважин:

— эффективно вспенивать водоконденсатные смеси;

— эмульсии, получаемые при вспенивании водоконденсатных смесей, не должны быть стойкими;

— пенообразующие свойства не должны ухудшатся при вспенивании высокоминерализованных вод.

Таблица 3.4.

Концентрации, объемы рабочих растворов и виды применяемых ПАВ

Месторождение	Вид применяемого ПАВ	Концентрация рабочих растворов ПАВ, % по весу	Объем растворов на одну скважино-обработку, л
Майкопское	Сульфонол	3—6	150
	Прогресс	3—6	150
	ОП-10	3—6	100—200
	Алкилсульфат	3	120
	ОП-7	3	120
Березанское	Сульфонол	5—10	50—100
	Прогресс	5—10	50—100
	Алкилсульфат	5	50
Ленинградское	Превоцелл	3	150—300
	Прогресс	5—10	100
	Триалон	2	80—100
	ОП-10	3	80—100
Староминское	Прогресс	3—4	70—120
Синявское	Прогресс	40	10
Каневское	Сульфам	5	20
	Прогресс	5	150—300
	Сульфонол	3	50—300
Челбасское	Сульфонол	5	50—110
	Прогресс	5	50—150
	Сульфам	5	100—300
Некрасовское	Сульфонол	3—4	150—200
Сердюковское	Алкилсульфат	5—10	50
	Прогресс	5—10	50
	Сульфонол	5	50
Азовское	Прогресс	40	30
Кущевское	Прогресс	10	100
	Триалон	2	100

Согласно этим требованиям институтом ВНИИПАВ разработаны, а совместно с СевКавНИИгазом, Кубаньнефтегазом и Кубаньгазпромом усовершенствованы составы пенообразователей, в результате которых созданы ПАВ двух новых видов «Пенолифт» и «Пенолифт-2» (табл. 3.5).

Таблица 3.5

Состав новых пенообразователей

Реагенты	Содержание, % по массе
«Пенолифт»:	
оксиэтилированные алкилфенолы «Неонол АФ-25»	40 + - 2
натрийсульфоэтоксилаты фракции C_{10}-C_{13}	15 + - 1
изоприловый спирт	15 + - 2
вода	30 + - 5
«Пенолифт-2»:	
олефинсульфонаты фракции C_{12}-C_{14}	20 + - 2
натрийсульфоэтоксилаты фракции C_{10}-C_{13}	5 + - 1
этиленгликолъ	15 + - 2
вода	60 + - 5

Лабораторные исследования новых пенообразователей на минерализованной воде до 50 г/л показали, что они обладают хорошими пенообразующими свойствами, а минерализация не более чем на 10 % снижает количество выносимой жидкости (рис. 3.1).

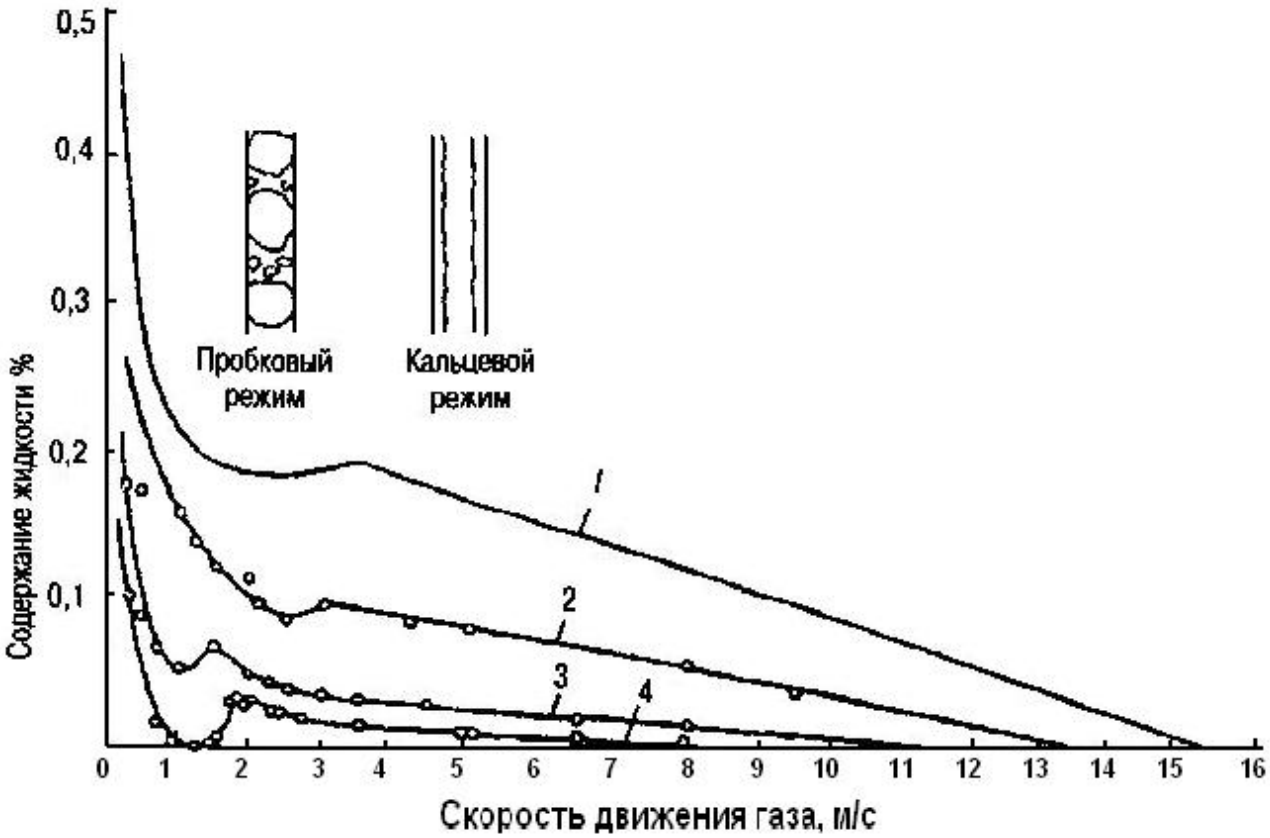


Рис. 3.1. Зависимость истинного содержания жидкости от скорости движения газа, типа и концентрации ПАВ:

1 - для воды;
2 - для 4 %-го раствора превоцела W-OF-100;
3 - для 1 %-го раствора «Пенолифт-2»;
4 - для 3 %-го раствора «Пенолифт-2».

Для сравнения эффективности нового пенообразователя приведены испытания 4 %-ного раствора превоцелла W-OF-100, результаты которых нанесены на график. На графике также нанесены данные аналогичных экспериментов для чистой воды и воздуха, проведенные во ВНИИГазе. Скорость газа, при которой достигается полный вынос жидкости смеси, получила название «скорости реверса».

Оптимальная концентрация ПАВ «Пенолифт-2» составляет 2,5 – 3 % от объема раствора.

В практике эксплуатации скважин режим реверса пленки соответствует минимально допустимой скорости газа или минимально допустимому дебиту, при котором не происходит накопление жидкости в стволе скважины.

Сопоставление кривых для жидкостей с различными значениями поверхностного натяжения σ показывает, что уменьшение α приводит к смещению границы перехода пробкового режима в область меньших скоростей газа, и для пенных систем при одном и том же значении скорости газа количество жидкости в трубах резко уменьшается.

Обобщение опытных данных позволило получить эмпирическую зависимость для определения скорости реверса жидкой пленки в пенных системах:

$$\omega_2 = W_{*exp}\left(-31\psi^{0,3}\right). \qquad (3.1)$$

В этом выражении W_* характеризует скорость реверса для систем без ПАВ и определяется по известной формуле:

$$W_* = 3{,}3\left(\frac{q\sigma}{\rho_1 - \rho_2}\right)^{0,25}\rho^{0,5}, \qquad (3.2)$$

где ρ_1, ρ_2 - плотность соответственно жидкости и газа;

$\rho = \rho_1/\rho_2$ - приведенная плотность;

σ - поверхностное натяжение;

ψ - массовое содержание ПАВ, %.

По результатам измерений построен график зависимости потерь давления на гравитацию от наличия жидкости в НКТ от скорости газа при использовании растворов «Пенолифт-2». На рис. 3.2 приведена зависимость $\frac{\Delta p}{L} = f(\omega_2)$, отображающая потери давления на единицу длины НКТ от скорости газа при 1- и 3 %-ном растворах пенолифта.

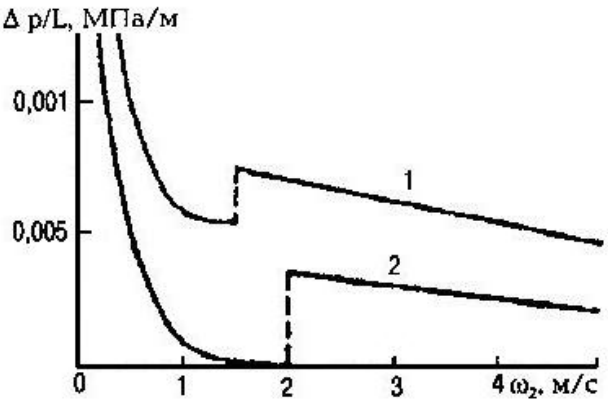


Рис. 3.2. Зависимость потерь давления на гравитацию, от скорости газа ω_2:
1 – 1 % -ный раствор «Пенолифт-2»;
2 – 3 % -ный раствор «Пенолифт-2».

Применение 3 %-го раствора «Пенолифт-2» не только обеспечивает полный вынос жидкости из НКТ, но и несколько расширяет диапазон скоростей

газа с максимальным эффектом выноса. Приведенный график удобен для практических расчетов, поскольку показывает не только диапазон скоростей газа, при которых будет достигнут максимальный эффект, но и абсолютные потери давления при этом.

3.2. ТЕХНОЛОГИЯ УДАЛЕНИЯ ИЗ СКВАЖИН ВЫСОКОМИНЕРАЛИЗОВАННОЙ ЖИДКОСТИ С БОЛЬШИМ СОДЕРЖАНИЕМ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

Недостатком применяемых в настоящее время ПАВ всех видов для удаления жидкости из газовых и газоконденсатных скважин является полная или подавляющая потеря их пенообразующей способности при минерализации воды более 50 г/л и содержании в смеси более 50 % газового конденсата. Для таких условий приемлимым оказался сульфам (продукт переработки кислого гудрона от сернокислотной очистки трансформаторного масла водным раствором аммиака), Пенообразующие свойства сульфаму придают сульфанаты аммония, получающиеся в результате переработки высших органических сульфокислот, содержащихся в кислом гудроне, водным раствором аммиака. При взаимодействии водорастворимых сульфанатов аммония с катионами Ca^{2+} и Mg^{2+}, содержащимися в удаляемой жидкости, образуются сульфанаты Ca и Mg, растворимые в конденсате и обладающие вспенивающей способностью по отношению к конденсату и жесткой воде.

Исследование пенообразующих свойств сульфама в водах различной жесткости в сравнении с сульфонолом приведено в табл. 3.6.

Таблица 3.6

Пенообразующие свойства сульфама

Жесткость воды, мг-экв/л	Кратность пены	
	сульфонол	сульфам
1	2,5	2,5
3,90	3,3	3,5
8,89	3,4	3,8
53,90	3,1	3,6
175,00	нет	3,2
190,00	нет	3,0

Как видно из результатов исследований, сульфам успешно вспенивает пластовые воды повышенной минерализации, в то время как сульфонол при жесткости воды 175 мг-экв/л и выше полностью выпадает в осадок, не образуя пены.

Рациональная концентрация сульфама в удаляемой жидкости в зависимости от содержания конденсата в ней приведена в табл. 3.7. Внедрение этого

способа позволило решить проблему удаления жидкости из скважин практически любой минерализации и с содержанием в ней до 80 % газового конденсата.

Таблица 3.7

Потребная концентрация сульфама

Содержание конденсата в удаляемой жидкости, %	Потребляемая массовая доля сульфама в удаляемой жидкости, %
49,4	0,40
76,0	0,70
78,2	0,72

3.3. УДАЛЕНИЕ ЖИДКОСТИ ИЗ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ ДИСПЕРГИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Новая конструкция диспергатора

Резкое изменение дебитов скважин или их полная остановка приводит к разделению фаз двигавшегося дисперсного потока и стеканию выделившейся жидкости на забой. Повторный пуск скважин после восстановления прежних параметров в газопроводах обычно связан с большими технологическими трудностями и эксплуатационными затратами, так как для удаления скопившейся на забое скважины жидкости необходимо применение передвижных компрессоров и другой техники.

Для преодоления этих трудностей предложен (П.П. Макаренко, Ю.М. Басарыгин и др.) новый способ удаления жидкости из ствола скважин, заключающийся в том, что по длине колонны лифтовых труб устанавливаются специальные устройства, совмещающие реверсный насадок и обратный клапан.

Схема установки клапана-диспергатора приведена на рис. 3.3. В колонне лифтовых труб 6 и муфты НКТ 4, расположенных в эксплуатационной обсадной колонне 1, устанавливается насадок 3 с посадочным седлом под шар 5. Над шаром устанавливается крестовина 2, которая является ограничителем хода шара. Первый клапан устанавливается в

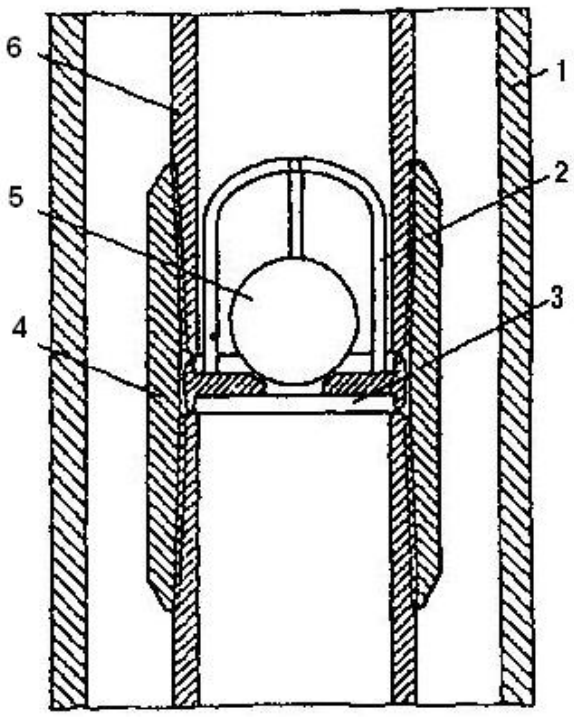


Рис. 3.3. Установка клапана-диспергатора в скважине

башмаке лифтовых труб, расположенных в зоне фильтра, а остальные по длине лифтовой колонны.

Принцип работы клапана-диспергатора заключается в следующем. Газ и жидкость проходят через суженное отверстие в клапане-диспергаторе, получают первичную диспергацию. Скоростной напор поднимает шар на определенную высоту, обеспечивающую заданную скорость потока в щели между шаром и его посадочным седлом в диспергаторе. В указанной щели происходит основное диспергирование потока. Проходя через крестовину, поток дополнительно диспергируется и направляется к следующему клапану-диспергатору. Одновременно за щелью происходит диспергирование жидкости, стекающей по стенкам лифтовых труб. При уменьшении дебитов газа и жидкости шар опускается, уменьшая высоту щели и обеспечивая тем самым необходимую скорость потока в ней.

После остановки скважины каждый клапан закроется практически мгновенно. Выделившаяся из дисперсного потока жидкость не опустится на забой, а останется над клапаном. При последующем пуске скважин в работу происходит ступенчатое разгазирование столбов жидкости, начиная с расположенного над самым верхним клапаном, что обеспечивает запуск скважины в работу без проведения дополнительных операций по удалению жидкости из скважины с помощью компрессоров.

4 УСТАНОВКА ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ

Установка цементных мостов – это ответственная технологическая операция, составляющая основу большинства видов ремонтно-изоляционных работ при бурении, заканчивании и эксплуатации нефтяных и газовых скважин. Она является отправной точкой при забуривании второго ствола скважины и т. д. Так как установка мостов – это технологическая операция с применением различных тампонажных материалов (что вносит элемент неопределенности), она сама может сопровождаться осложнениями, которые иногда приводят к авариям и ликвидации скважины.

4.1. НАЗНАЧЕНИЕ ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ И ТРЕБОВАНИЯ К НИМ

Цементные мосты устанавливают в целях:

— изоляции водонапорных и непродуктивных горизонтов при испытании и ликвидации скважин;

— возвращения на вышерасположенный горизонт;

— изоляции зон поглощения или проявления;

— забуривания нового ствола;

— создания опоры для испытания пластов и секции обсадных труб;

— ликвидации каверн и желобных выработок.

К цементным мостам предъявляются определенные требования по долговечности, герметичности, прочности, несущей способности, а также высоте и глубине нахождения. Требования основываются на конкретных геолого-технических условиях и обусловлены назначением моста.

Из приведенных в табл. 4.1 данных видно, что на мосты могут создаваться давления до 85 МПа, осевые нагрузки до 210 т, а напряжения сдвига (при высоте моста 1м) — до 2,8 МПа.

Такие значительные нагрузки на мост возникают и при опробовании скважин с помощью испытателя пластов. Так, осевая нагрузка на хвостовик испытателя пластов может достигать 100 т и более при высоте моста 1 м.

Это обусловливает напряжение сдвига до 1,5 МПа.

Таблица 4.1

Допустимые депрессии и внутренние давления в обсадных колоннах

Параметры обсадной колонны			Нагрузки, действующие на мост при создании					
			депрессии, равной допускаемому давлению на смятие*			внутреннего допускаемого давления**		
диаметр, мм	толщина стенок, мм	марка стали	депрессия, МПа	осевая нагрузка, т	напряжение сдвига при высоте моста 1 м, МПа	внутреннее давление, МПа	осевая нагрузка, т	напряжение сдвига при высоте моста 1 м, МПа
114	9,0	Д	40,0	29	4,2	40,0	29	1,2
		М	7,4	51	1,7	79,0	54	1,8
127	9,0	Д	35,0	33	1,0	36,0	34	1,0
		М	62,0	58	1,7	71,0	66	1,9
140	9,0	Д	30,0	35	0,9	32,0	37	1,0
	12,0	М	82,0	86	2,4	85,0	89	2,5
168	9,0	Д	23,0	41	0,9	27,0	48	1,0
	12,0	М	64,0	102	2,3	71,0	113	2,6
219	9,5	Д	16,0	51	0,8	22,0	70	1,1
	12,5	М	42,0	122	2,0	57,0	166	2,8
273	9,0	Д	8,5	38	0,5	17,0	81	1,0
	12,0	М	19,0	92	1,2	44,0	213	2,7
325	9,0	Д	5,0	37	0,4	14,0	104	1,1
	12,0	М	11,0	78	0,8	27,0	191	2,0

* Коэффициент запаса прочности на смятие 1,3.

** Коэффициент запаса прочности на разрыв под воздействием внутреннего давления 1,5.

Несущая способность цементных мостов в значительной мере зависит от их высоты, а также от наличия, состояния и толщины слоя глинистого раствора на колонне и фильтрационной корки на стенке скважин. Если удалена рыхлая часть глинистой корки, напряжение сдвига в начальный момент составляет 0,15 - 0,2 МПа. В этом случае даже при возникновении максимальных нагрузок достаточна высота моста 10 - 20 м. Наличие же на стенках колонны слоя глинистого раствора толщиной 1 - 2 мм приводит к уменьшению напряжения сдвига до 0,01 - 0,02 МПа и увеличению необходимой высоты моста до 180 - 250 м. В связи с этим высоту моста $H_м$ следует рассчитывать по формуле:

$$H_м \geq \frac{Q_м}{\pi D_c [\tau_м]}, \qquad (4.1)$$

где $Q_м$ - ожидаемая суммарная осевая нагрузка на мост;

D_c - диаметр скважины;

$[\tau_м]$ - удельная несущая способность моста, величина которой определяется как адгезионными свойствами тампонажного материала, так и способом установки моста.

Герметичность моста также зависит от его высоты и состояния поверхности контакта, так как давление, при котором происходит прорыв воды, прямо пропорционально длине и обратно пропорционально толщине корки. При наличии между обсадной колонной и цементным камнем глинистой корки толщиной 3 - 12 мм градиент давления прорыва воды составляет соответственно 1,8 - 0,6 МПа на 1 м. При наличии на корке пленки нефти давление резко уменьшается. При отсутствии корки между стенкой трубы и цементным камнем прорыв воды происходи при градиенте давления свыше 7 МПа/м. Следовательно, герметичность моста в значительной мере зависит также от условий и способа его установки. Корка при твердении цементного раствора обезвоживается, появляются в ней трещины.

В связи с этим высоту цементного моста следует корректировать, используя следующую формулу:

$$H_м \geq \frac{P_м}{[\Delta P]}, \qquad (4.2)$$

где $P_м$ - максимальная величина перепада давления, действующего на мост при его эксплуатации;

$[\Delta P]$ - допустимый градиент давления прорыва флюида по зоне контакта моста со стенкой скважины; эту величину также определяют в основном в зависимости от способа установки моста и применяемых тампонажных материалов.

Из значений высоты цементных мостов, определенных по формулам (4.1) и (4.2), выбирают большее.

Ориентировочные значения $[\tau_м]$ и $[\Delta P]$ при установке мостов чрез заливочную колонну с применением раствора из портландцемента в зависимости от технологии установки приведены в табл. 4.2.

Таблица 4.2

Ориентировочные значения $[\tau_м]$ и $[\Delta P]$ при установке мостов

Условия и технологические мероприятия по установке моста	$[\tau_м]$, МПа/м	$[\Delta P]$, МПа
В обсаженной скважине		
С применением скребков и моющих буферных жидкостей	5	1
С применением моющих буферных жидкостей	2	0,5
Без скребков и буферных жидкостей	1	0,05
В необсаженной скважине		
С применением скребков и моющих буферных жидкостей	2	0,5
С применением абразивных буферных жидкостей	1	0,2
С применением неабразивных буферных жидкостей	1	0,05
Без буферных жидкостей	0,5	0,01

Цементные мосты должны быть достаточно прочными. Практика работ показывает, что, если при испытании на прочность мост не разрушается при создании на него удельной осевой нагрузки 3 - 6 МПа и одновременной промывке, то его прочностные свойства удовлетворяют условиям как забуривания нового ствола, так и нагружения от силы тяжести колонны труб или испытателя пластов.

При установке мостов для забуривания нового ствола к ним предъявляется дополнительное требование по высоте. Это обусловлено тем, что прочность верхней части моста Н! должна обеспечить возможность забуривания нового ствола с допустимой интенсивностью искривления, а нижняя часть H_0 - надежную изоляцию старого ствола.

$$H_м = H_1 + H_м = \sqrt{2D_c R_c} + H_0;$$

где R_c - радиус искривления ствола.

Верхняя часть моста часто бывает непрочная, рыхлая, за счет водоотстоя и смешивания с буровым раствором.

Опыт бурения и эксплуатации скважин показывает, что оптимальная величина интенсивности искривления ствола составляет 1° на 10 м, что соответствует радиусу искривления 573 м. Величину H_0 определяют из условия 4.1 и 4.2.

В практике установки цементных (и прочих) мостов применяют следующие способы:

- закачку тампонажного раствора в интервал формирования моста при уравновешивании его столбов в заливочных трубах и кольцевом пространстве (балансовый способ);
- закачку тампонажного раствора с применением двух разделительных пробок;
- закачку цементного раствора в интервал установки моста под давлением;
- с использованием разделительного пакера;
- с использованием цементировочной желонки.

При распространенном балансовом способе в колонну заливочных труб, спущенную до глубины, соответствующей подошве моста, после промывки закачивают тампонажный раствор. Высота подъема раствора в кольцевом пространстве производится до расчетной высоты (с учетом объема труб). Затем заливочные трубы поднимают до кровли моста и прямой или обратной промывкой вымывают излишек тампонажного раствора.

Способ установки цементного моста с использованием двух разделительных пробок аналогичен предыдущему. Разнятся они тем, что во втором случае в нижней части заливочной колонны устанавливается пробкодержатель, после чего трубы спускают на расчетную глубину. В процессе закачки цементного раствора нижняя пробка проходит через пробкодержатель. После прокачки цементного раствора через трубы верхняя пробка, движущаяся за ним, садится на пробкодержатель. Возникает скачок давления. Заливочные трубы поднимают

до кровли моста, повышают давление в трубах, что приводит к срезанию шпилек пробкодержателя и открыванию циркуляционных отверстий. Прямой или обратной промывкой вымывают излишек тампонажного раствора. Вследствие повышенной точности способа его применяют в глубоких скважинах, хотя он эффективен во всех случаях.

Установка моста с использованием цементировочной желонки для повышения вероятности получения качественного моста предусматривает установку пробки или пакера. Затем с помощью желонки тампонажный раствор «выливается» на них. Точность установки такого моста высока, но качество определяется рядом факторов: некоторые из них исключают возможность формирования значительных по высоте мостов, не всегда обеспечивают достаточную прочность камня и др.

Используют СТС-стреляющие тампонажные снаряды, в которые впрессовывается пробка; снаряд, спущенный на заданную глубину в скважину, выстреливает ее. Увеличенная в диаметре пробка останавливается в колонне, образуя мост. Для повышения его прочности одним из известных способов на нем формируют цементную часть моста.

Основными причинами безуспешной установки мостов в открытом стволе скважины (реже в обсадной колонне) является перемешивание тампонажного (особенно если взято небольшое его количество) и бурового растворов; уменьшение конечного объема тампонажного раствора за счет налипания на стенку заливочной колонны; образование цементного конгломерата, находящегося в буровом растворе (после подъема заливочных труб)г особенно в местах расширения ствола (у каверн). При «успешной» установке моста он может оказаться негерметичным даже в случае правильно подобранной для конкретных условий рецептуры тампонажного раствора; причина – прохождение газа по зазору между собственно цементным камнем и трубами вследствие процесса контракции, т. е. обезвоживания оставшегося бурового раствора между стенкой трубы и цементным камнем и образования в этих местах каналов. А при формировании камня в открытом стволе каналы будут больше.

Осложненные условия (большая – более 4000 м – глубина, высокие температуры и давления, высокие структурно-механические свойства буровых растворов, значительная кавернозность ствола скважины и другие) обязывают более внимательно относиться к каждому звену всего процесса установки мостов: приведению в норму параметров бурового раствора, очистке скважины, подбору рецептуры тампонажного раствора, срокам ОЗЦ и технологически правильному проведению операции.

Мосты могут испытываться опрессовкой, нагрузкой трубами (особенно при забуривании второго ствола), снижением уровня жидкости в скважине, а в ответственных случаях испытателем пластов.

4.2. ОСОБЕННОСТИ ВЫБОРА РЕЦЕПТУРЫ И ПРИГОТОВЛЕНИЯ ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА ДЛЯ УСТАНОВКИ МОСТОВ

Тампонажные материалы для установки мостов следует выбирать, исходя из требований, предъявляемых к данному мосту, а также специфических особенностей работ по его установке.

При выборе рецептуры цементного раствора для установки моста в глубоких скважинах необходимо проводить исследования на консистометре (КЦ) по программе, имитирующей процесс установки моста не только по времени, давлению и температуре, но и по характеру проводимых работ.

Данные о программе исследования представлены в табл. 4.3.

Таблица 4.3

Программа исследования тампонажного раствора

Условия исследования на КЦ			Продолжительность исследования
$t_{оп}$	$P_{оп}$	вращение мешалки	
Нагрев от комнатной температуры до $t_{дин}$	Повышение давления до $P_{дин}$	Да	$T_1 + T_2 + T_3$
$t_{дин} < t_{оп} < t_{ст}$	$P_{ст} < P_{оп} < P_{дин}$	Нет	$1{,}5\ (T_4 + T_5 + T_6)$
То же	То же	Да	$1{,}2\ T_7$

Примечание: $t_{оп}$ и $P_{оп}$ – температура и давление при проведении опыта; $t_{дин}$, t_c – динамическая и статическая температура в интервале установки моста; $P_{дин}$ и $P_{ст}$ - динамическое и статическое давление в скважине соответственно.

При этом время загустевания цементного раствора $T_{заг}$, должно соответствовать условию:

$$T_{заг} > T_1 + T_2 + T_3 + 1{,}5\ (T_4 + T_5 + T_6) + 1{,}2\ T_7,$$

где T_1, T_2, T_3 – затраты времени соответственно на приготовление, закачивание и продавливание цементного раствора в скважину;

T_4, T_5, T_6 – затраты времени на подъем колонны труб до глубины срезки моста, герметизацию устья и подготовку к срезке моста;

T_7 – затраты времени на срезку моста.

При установке мостов в глубоких скважинах по указанной программе также необходимо исследовать смеси цементного раствора с находящимися с ним в контакте жидкостями, взятыми в соотношениях 3:1, 1:1 и 1:3. В некоторых случаях необходимо применение буферных жидкостей.

Другим не менее важным фактором является реализация выбранной рецептуры при приготовлении цементного раствора. Главными условиями при этом являются поддержание необходимых концентраций химреагентов в жидкости затворения и водоцементного отношения. Для этого количество используемых материалов нужно определять соответствующими способами: жидкие — по объему, сухие — по массе с необходимой точностью. Поскольку в процессе приготовления возможно насыщение раствора воздухом, контроль только по плотности не может быть достаточным, поэтому весь объем раствора следует готовить в осреднительной емкости, контролируя его качество по общему расходу жидкости затворения и цемента. При этом схема приготовления должна предусматривать возможность дополнительного ввода в раствор какого-либо из его компонентов.

Перед установкой цементного моста подбирают тампонажный материал и рецептуру его приготовления. Состав тампонажного раствора определяется геолого-техническими условиями скважины (пластовое давление, температура, давление гидроразрыва пласта, высота столба моста). Поэтому рекомендуют следующий выбор тампонажных материалов.

1. Облегченные цементы для получения растворов плотностью 1400 ÷ 1600 кг/м^3, на базе тампонажного цемента для «холодных» и «горячих» скважин, а также на основе шлакопесчаной смеси для температур 90 ÷ 140°С — ШПЦС-120 и для температур 160 ÷ 250°С — ШПЦС-200.

2. Утяжеленные цементы для получения растворов плотностью не менее 2150 кг/м^3 на базе тампонажного цемента для «холодных» и «горячих» скважин, а также на основе шлакопесчаной смеси для температур 90 ÷ 140°С — УШЦ-120; для температур 160 ÷ 250°С — УШЦ-200.

Из тампонажного портландцемента получают цементный раствор плотностью 1820 - 1850 кг/м^3 с водоцементным отношением 0,5. Причем, начало схватывания при температуре 20 ÷ 30°С длится до 10 часов. При более высоких температурах время схватывания меньше, и при температуре 75°С схватывание цемента длится уже 1,5 ÷ 2 часа, что порой недостаточно при производстве тампонажных работ. Поэтому в зависимости от температуры применяют добав-

ки реагентов: ССБ в количестве от 0,1 до 0,5 %, хроматы – от 0,1 до 0,5 %, ОКЗИЛ – от 0,1 до 0,5 % от массы цемента.

Для снижения водоотдачи тампонажных растворов в них вводят поливиниловый спирт — до 1% и др. Количество химических реагентов определяют лабораторным путем в зависимости от характера скважины, способа цементирования и сорта тампонажного цемента.

4.3. РАЗРУШЕНИЕ ЗАСТОЙНЫХ ЗОН ПОПЕРЕЧНЫМ РАСХАЖИВАНИЕМ КОЛОННЫ ТРУБ

Застойные зоны тиксотропной жидкости в кольцевом пространстве скважины образуются при недостаточном центрировании колонны труб, при неизменности положения вектора эксцентричности в поперечном сечении скважины. При изменении направления вектора эксцентричности изменяется местоположение застойных зон и потока, вследствие чего поток распространяется на застойные зоны. При этом ликвидация застойных зон достигается без повышения давления.

Анализ показывает, что при эксцентричном положении колонны в скважине циркуляция восстанавливается при значительно меньших давлениях.

Изменение вектора эксцентричности достигается при поперечных перемещениях колонны труб в скважине, что приводит также к более интенсивному разрушению структуры раствора и дальнейшему уменьшению потерь давления в кольцевом пространстве.

Поперечное расхаживание может быть осуществлено путем применения эксцентриков, располагаемых на колонне в интервале установки цементного моста, с одновременным вращением колонны, а также при расхаживании колонны с разгружением на забой.

При вращении колонны с эксцентриками трубы, опираясь на них, перемещаются в поперечном сечении скважины, что обусловливает разрушение застойных зон. При использовании эксцентриков буровой раствор полностью вытесняется из кольцевого пространства скважины значительно большего диаметра, чем при применении центратора, даже при наличии больших каверн. В случае одновременного вращения и расхаживания колонны в осевом направлении загустевшие массы бурового раствора и скопления шлама разрушаются в результате непосредственного воздействия на них самих эксцентриков.

Бурильные эксцентрики (табл. 4.4, рис. 4.1) для скважин диаметром: 214, 243, 269 и 295 мм выполнены в виде ряда радиальных ребер, жестко соединенных с корпусом и образующих в поперечном сечении своими периферийными гранями прерывистую окружность, эксцентричную по отношению к корпусу. Подобрано такое число ребер, чтобы в контакте с породой находилось не менее двух из них, а удельная нагрузка на стенки скважины не превышала 1 МПа даже при угле наклона ствола 30°С. При такой конструкции эксцентрика достигается минимальное перекрытие ствола скважины, обусловливается плавное скольжение этого устройства и предотвращаются провалы колонны в желоб.

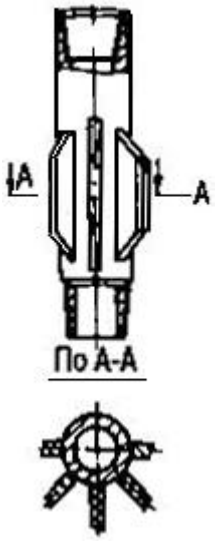


Рис. 4.1. Эксцентрик для поперечного расхаживания колонны

Для расхаживания и вращения колонн диаметром 114 - 168 мм применяется цементировочная головка ГЦУ-ЗН-197-300, устанавливаемая между рабочей трубой и вертлюгом. Головка позволяет проводить цементирование с двумя разделительными пробками. В каждой секции головки имеются отвод с краном для подсоединения цементировочных агрегатов и винтовой стопор для фиксации разделительной пробки. В случае цементирования с одной пробкой или вообще без пробки используют одну секцию головки вместе с обратным клапаном, который необходим для предупреждения аварийных ситуаций на скважине в случае разрыва бурового шланга.

Для операций по установке цементных мостов в кавернозной части ствола скважины характерна крайне низкая успешность. В большинстве случаев успех достигается только в результате проведения нескольких операций.

Таблица 4.4.

Бурильные эксцентрики

Шифр эксцентрика	Техническая характеристика					
	число ребер, шт.	диаметр эксцентрика, мм	диаметр корпуса, мм	высота, мм	масса, кг	эксцентриситет, мм
ЭБ-3-178-214	3	204	178	750	108	26
ЭБ-5- 178-243	5	233	178	750	111	55
ЭБ-5- 178-269	5	259	178	750	119	81
ЭБ-5- 178-295	5	285	178	750	123	107

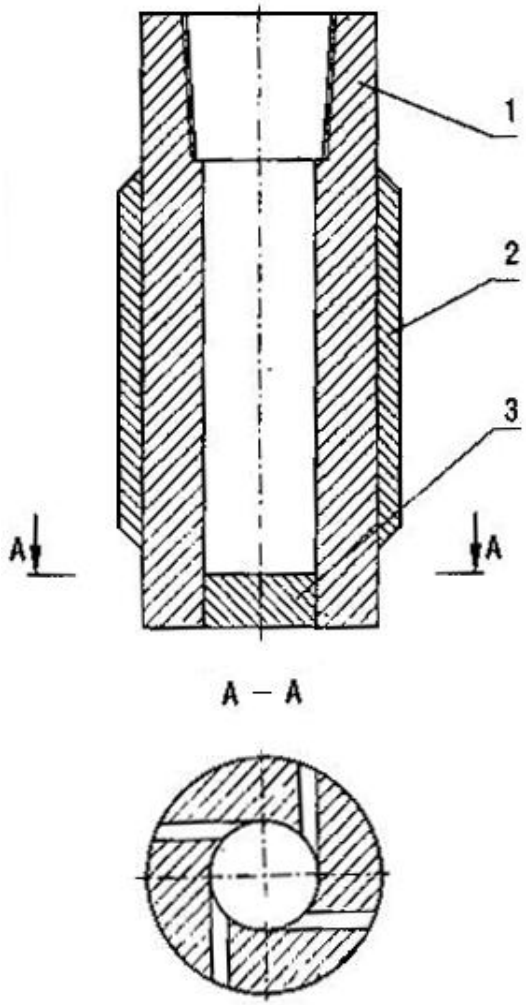


Рис. 4.2. Турбулизатор
1 – корпус; 2 – стабилизатор;
3 – заглушка.

Основной причиной низкой успешности работ по установке цементных мостов в кавернозной части ствола является наличие в ней загустевших масс бурового раствора и шлама, статические напряжения сдвига которых могут быть на три - четыре порядка больше нормальных значений. Естественно, что за счет касательных напряжений на границе потока застойные зоны в кавернах разрушиться не могут. Для этого необходимо радиальное истечение жидкости (рис. 4.2) через боковые отверстия в колонне (гидромониторный эффект) либо механико-гидравлическое воздействие, возникающее при работе эксцентриков.

Практика установки цементных мостов в условиях проявлений и частичных поглощений выдвигает необходимость создания в скважине баритовых пробок в целях перекрытия объекта, возникновения осложнения, сохранения контроля за стволом скважины и установки цементных мостов по всему сечению ствола скважины. На практике известны случаи, когда создание баритовой пробки не уравновешивало гидростатическое давление пластов и не предотвращало развитие проявлений. Однако известны и другие случаи, когда ликвидировать проявление за один раз не удавалось, и баритовую пробку приходилось устанавливать несколько раз, увеличивая ее высоту.

4.4. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ УСТАНОВКИ ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ

Мост в скважинах устанавливают по одной из трех схем: 1) мост из твердеющего состава, не ограниченный ни сверху, ни снизу уплотнениями; 2) мост из твердеющего состава, залитого на предварительно созданное уплотнение; 3) уплотнение без твердеющего состава. Для реализации разработаны цементировочное оборудование и оснастка заливочной колонны. Анализ оборудования, применяемого в настоящее время при установке мостов, показал, что для сложных условий наиболее приемлемыми могут быть только некоторые устройства (табл. 4.5).

Таблица 4.5

Оборудование для установки цементных мостов

Оборудование для установки мостов	Наиболее приемлемое	Преимущества	Недостатки
Скважинные устройства	УКЗЦ	Исключение перемешивания тампонажного раствора при прокачивании по колонне бурильных труб	Контроль за срабатыванием (срезом шпильки) неэффективен на большой глубине
Оснастка заливочной колонны	Эксцентрики бурильные	Эффективное удаление шлама из кавернозной части	Необходимо вращение колонны
Изолирующие пробки	Стреляющий тампонажный снаряд	Перекрытие ствола при поглощениях и газопроявлениях	Невозможна установка в кавернозном стволе
Пакеры	Разбуриваемый пакер ПРГМ	То же	Неприменим в кавернозном стволе и при высокой температуре
Цементировочная головка	Цементировочная головка	Отсутслвие выступающих узлов	Невозможно использование двух разделительных пробок
Разделительные пробки	Эластичная сферическая цементировочная пробка	Способность прохождения по колонне с различным сечением	Требуются специальные посадочные устройства
Устройства для раздельной доставки компонентов смеси	Тампонажное устройство	Раздельная доставка компонентов в скважину	Существует только конструкторская разработка

Из скважинного оборудования достаточно эффективным является устройство для контроля при забойном цементировании (УКЗЦ), разработанное в УкрНИИПНД. Устройство (рис. 4.3) состоит из корпуса 1, посадочной плиты 2, сменных шпилек 3, направляющей пробки 4 и двух резиновых, наполненных жидкостью разделителей 5.

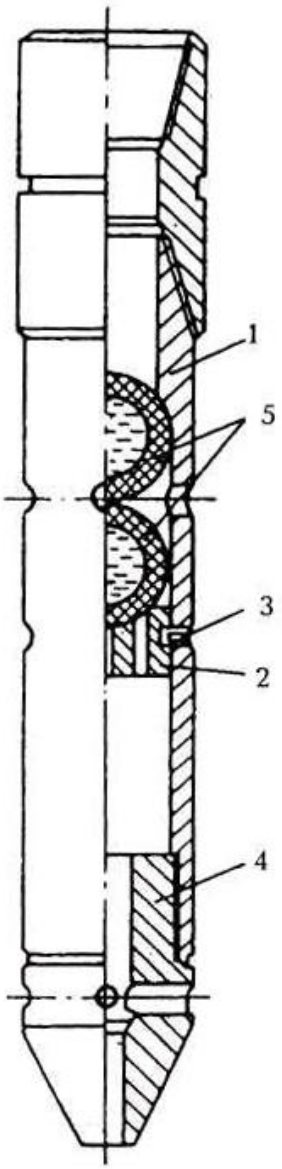


Рис. 4.3. Устройство для контролируемой установки цементных мостов конструкции УкрНИИПНД

Последовательность технологических операций при установке цементных мостов с помощью УКЗЦ показана на рис. 4.4.

Устройство в собранном виде (без шаровых разделителей) спускают до нижней отметки интервала установки цементного моста. Затем на заливочную колонну устанавливают цементировочную головку, в которой размещают два шаровых разделителя. После промывки скважины и закачки буферной жидкости освобождают первый шаровой разделитель, закачивают расчетное количество тампонажного раствора, затем освобождают второй шаровой разделитель и начинают продавливание. До посадки первого шарового разделителя на опорную плиту (рис. 4.4, I) буровой раствор свободно выходит из заливочных труб 1 в скважину через радиальные отверстия 2 и вертикальные отверстия 3 в опорной плите 4, а после посадки этого разделителя (в период продавливания тампонажного раствора в заколонное пространство) через радиальные отверстия 2 уже выходит тампонажный раствор (рис. 4.4, II). Последние 1 - 2 $м^3$ продавочной жидкости закачивают на пониженной скорости одним ЦА, благодаря чему на поверхности четко фиксируется момент схождения шаровых разделителей 5 и 6 (рис. 4.4, III). После подъема УКЗЦ до верхней отметки интервала установки цементного моста в колонне заливочных труб создается избыточное давление, в результате чего происходит срез стопорных шпилек 7, опорная плита с двумя шаровыми разделителями опускается до упора в торец направляющего башмака 8 (рис. 4.4, IV), радиальные отверстия 2 открываются и через них осуществляется прямая или обратная промывка при срезке кровли моста.

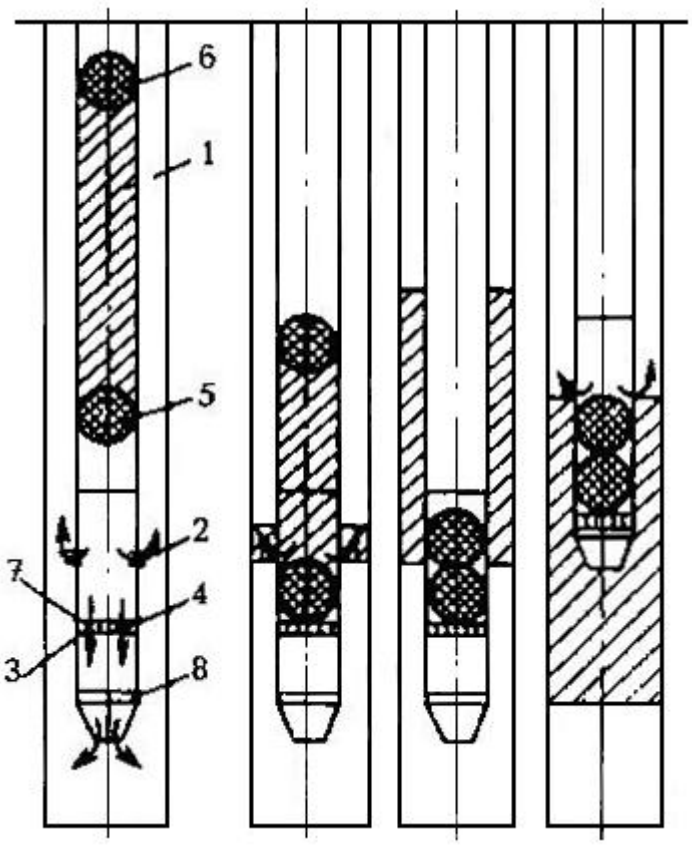


Рис. 4.4. Последовательность технологических операций при установке мостов с помощью устройства УКЗП: I – закачка тампонажного раствора; II – продавливание тампонажного раствора в кольцевое пространство; III – окончание продавливания раствора; IV – срезка кровли моста.

Эффективность работы устройства зависит от надежности фиксации момента схождения пробок и среза шпилек 7. При установке цементного моста на большой глубине обеспечить нормальную работу УКЗЦ не всегда удается. Другим недостатком этой технологии установки цементных мостов является необходимость подъема колонны заливочных труб перед срезкой кровли моста. В этом случае имеет место эффект поршневания, что неизбежно приводит к перемешиванию внутрискважинной жидкости с тампонажным материалом. Так как для установки моста используют небольшое количество тампонажного раствора, то перемешивание может существенно повлиять на успешность операции с применением УКЗЦ.

Аналогичное устройство для контролируемой установки цементных мостов разработано в АзНИПИнефти (рис. 4.5). Оно состоит из неподвижной и подвижной частей. Неподвижная часть представляет собой корпус 1, на верхнем конце которого имеется замковая резьба, а на нижний конец навинчивается направляющая пробка 6. Подвижная часть состоит из упругого седла 2 и стакана 5 с уплотнительным кольцом 4. Подвижная часть удерживается в корпусе с помощью двух штифтов 3. Кольцевое пространство между корпусом и направляющей пробкой представляет собой гидравлический амортизатор, заполняемый консистентной смазкой.

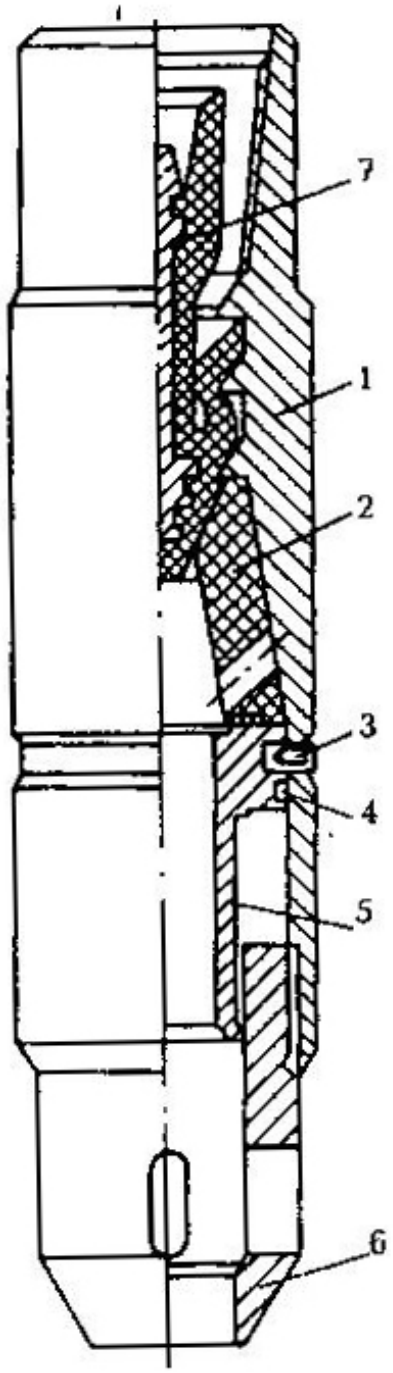


Рис. 4.5. Устройство для контролируемой установки цементных мостов конструкции АзНИПИнефти.

Устройство спускают в скважину на колонне бурильных труб до нижней отметки устанавливаемого цементного моста. После окончания закачивания тампонажного раствора проталкивают разделительную пробку 7 из цементировочной головки в бурильные трубы и продавливают тампонажный раствор до получения сигнала «стоп» в момент посадки пробки 7 на упругое седло 2 устройства. Затем поднимают УКЗЦ до верхней отметки цементного моста и закачивают продавочную жидкость в бурильные трубы. При повышении давления штифты 3 срезаются и подвижная часть устройства вместе с пробкой 7 и упругим седлом 2 перемещается в крайнее нижнее положение, выдавливая при этом жидкость из гидравлического амортизатора. Переход упругого седла в расширенную часть корпуса сопровождается его расширением, и пробка проталкивается в скважину, открывая центральный канал для промывки, что фиксируется по резкому снижению давления.

Технология установки мостов с применением УКЗЦ конструкции АзНИПИнефти обладает теми же недостатками, что и с использованием предыдущего устройства.

Из устройств, обеспечивающих прохождение в заливочную колонну продавочных и разделительных пробок, как наиболее совершенное можно назвать цементировочную головку б. ВНИИКРнефти (рис. 4.6).

Она состоит из корпуса 1, переключающего механизма, в который входят колокол 2, цилиндр 3, поворотная втулка 4 с внутренней резьбой, и размещенных в пазах цилиндра сухарей 5, имеющих ответную резьбу. Во внутренней полости цилиндра 3 установлена цементировочная пробка 6, зафиксированная стопором 7 в полости колокола 2. Стопор 7, удерживающий пробку 6, фиксируется от осевого перемещения цилиндром 3 в положении, при котором перекры-

ты радиальные отверстия 8, выполненные в колоколе. В цилиндре и колоколе имеются циркуляционные отверстия 9. Переводник 10 служит для соединения головки с обсадной колонной. Уплотнительные элементы 11 служат для герметизации головки.

Цементировочная головка работает следующим образом. В положении, показанном на рис. 4.6, она устанавливается на верхнюю трубу заливочной колонны. На головку навинчивается ведущая труба, и в дальнейшем промывку и цементирование проводят через стояк, буровой шланг и вертлюг. При промывке скважины и во время закачивания тампонажного раствора циркуляция осуществляется через циркуляционные отверстия 9 в цилиндре и колоколе. После закачки тампонажного раствора осуществляют продавливание цементировочной пробки. Для этого вращают втулку 4, что приводит к перемещению сухарей 5 и цилиндра 3, жестко связанного с сухарями. Изменение положения цилиндра 3 приводит к перекрытию циркуляционных отверстий 9, открытию радиальных отверстий 8 и освобождению стопора 7. Под действием давления пробка 6 смещает стопор 7 в осевом направлении и начинает движение по колонне. В дальнейшем тампонажный раствор продавливается через отверстия в колоколе — циркуляционные 9 и радиальные 8. Во время закачивания и продавливания раствора расхаживают заливочную колонну, что улучшает вытеснение бурового раствора и повышает качество работ.

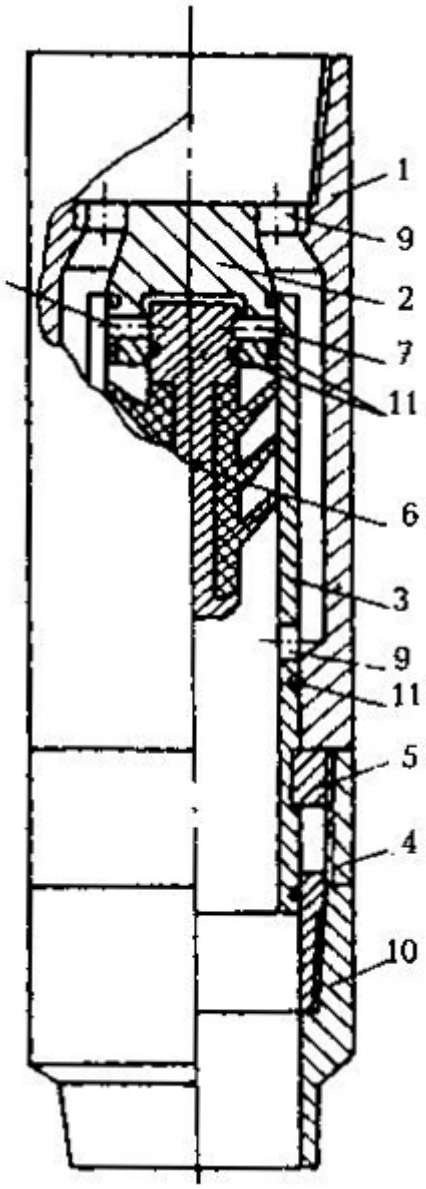


Рис. 4.6. Цементировочная головка б.ВНИИКРнефти

Важную роль в технологии доставки тампонажного материала к месту установки моста играют разделительные пробки. В б.ВНИИКРнефти разработан комплекс разделительных пробок — КРП (рис. 4.7). Конструктивно пробка состоит из легко разбуриваемого корпуса 1, резиновых эластичных манжет 2, собранных на корпусе без гумирования. Нижняя разделительная пробка обору-

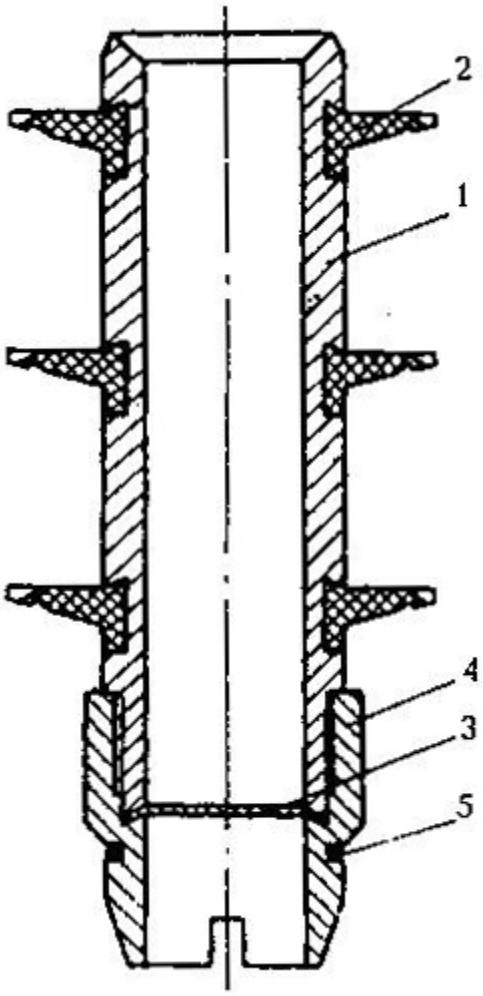


Рис. 4.7. Разделительная пробка конструкции ВНИИКРнефти.

дуется мембраной 3, которая установлена в обойме 4 с уплотнительным кольцом 5. Пробка применяется совместно с клапаном ЦКОД. При посадке ее на седло этого клапана повышается давление в колонне заливочных труб, в результате чего разрушается мембрана 3. Повышение давления, отмеченное на устье, свидетельствует о достижении пробкой посадочного узла. В качестве разделительной пробки для колонны бурильных труб со ступенчатым профилем внутреннего канала применяется эластичный сферический разделитель, имеющий клапан, через который внутренняя полость пробки заполняется рабочей жидкостью. За счет избыточного внутреннего давления обеспечивается необходимая поверхность контакта пробки с трубами. Чтобы пробка при прохождении сечений переменного профиля не сплющивалась и работала как поршень, внутрь ее помещается шар из прочного материала, более плотного, чем жидкость. По диаметру шар несколько больше отверстия в упорном кольце. Благодаря эластичности материала сферы и избыточному давлению рабочей жидкости внутри нее разделительная пробка способна обратимо менять форму при прохождении через места значительного сужения в колонне труб, особенно при цементировании скважин через бурильные трубы, без ущерба для качества разделения перекачиваемых жидкостей.

4.5. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ОПЕРАЦИЙ ПО УСТАНОВКЕ ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ

1. Определение необходимых объемов цементного раствора, продавочной и буферной жидкостей

Если при установке цементных мостов средства контроля за положением уровня тампонажного раствора в трубах не используются, то расчет потребных объемов цементного раствора $V_ц$ и продавочной жидкости $V_{пр}$ производится по следующим формулам:

$$V_{ц} = HS_{к} + V_{тр}(\Delta V + C_0 + C_2); \quad (4.3)$$

$$V_{пр} = CV_{тр}(1 - \Delta V_{пр}); \quad (4.4)$$

где ΔV - относительный объем тампонажного раствора, оставляемого в заливочной колонне,

$$\Delta V_{пр} = C_1 + C_3 + \frac{HS_{тр}}{V_{тр}}; \quad (4.5)$$

H - проектная высота моста;

$S_к$, $S_{тр}$ - соответственно площади проходного сечения в кольцевом пространстве и в трубах в интервале установки моста;

$V_{тр}$ - внутренний объем заливочной колонны;

C - коэффициент, учитывающий несоответствие между расчетными и фактическими объемами заливочной колонны; при использовании бурильных и насосно-компрессорных труб C = 1,00; в случае применения обсадных труб C = 1,03;

C_0 - коэффициент, учитывающий случайные ошибки при продавливании тампонажного раствора в скважину; если средства контроля за движением жидкостей не используются, то C_0 = 0,03 - 0,04, если используются – C_0 = 0;

C_1, C_2, C_3 - коэффициенты, учитывающие потери темпонажного раствора соответственно на стенках труб и при смешивании с соседней жидкостью на I и II границах (табл. 4.6); при установке мостов с использованием верхней и нижней разделительных пробок коэффициенты C_1, C_2 и C_3 принимаются равными нулю; при использовании только верхней пробки нулю равны C_1 и C_3.

При установке моста без разделительной пробки или второй порции буферной жидкости необходимо принимать условие:

$$\Delta V \geq 0{,}065, \quad (4.6)$$

в противном случае, но без средств контроля за движением тампонажного раствора:

$$\Delta V \geq 0{,}048. \quad (4.7)$$

При установке мостов с использованием верхней разделительной пробки и средств контроля за ее движением условия 4.6 и 4.7 не учитываются.

Объем I порции буферной жидкости, закачиваемой перед тампонажным раствором, рассчитывается как:

$$V_I = C_4 V_{тр} + C_5 HS_{к}; \quad (4.8)$$

а объем II порции, нагнетаемой после цементного раствора, определяется из выражения:

$$V_{II} = C_4 V_{пр}; \qquad (4.9)$$

где C_4 и C_5 - коэффициенты из табл. 4.6.

Величина $V_п$ входит в общий объем продавочной жидкости $V_{пр}$.

Таблица 4.6

Величины коэффициентов, учитывающих потери тампонажного раствора на стенках труб и при смешении с буровым раствором

Показатели	Обозн. коэфф.	Величина коэффициента			
		для бурильн. труб		для НКТ	
Тип буферной жидкости		вода	нет	вода	нет
Потери цементного раствора на стенках труб	C_1	0,008	0,029	0,02	0,011
Потери цементного раствора из-за смешения с соседней жидкостью на 1 границе	C_2	0,023	0,037	0,012	0,020
Потери цементного раствора из-за смешения с соседней жидкостью на 2 границе	C_3	0,017	0,030	0,011	0,020
Потери буферной жидкости при движении по заливочной колонне	C_4	0,020	-	0,020	-
То же при движении по кольцевому пространству	C_5	0,400	-	0,400	-

Таблица 4.7

Допустимый градиент давления при определении высоты цементного моста

Условия и способ установки моста	[ΔP], МПа/м
В обсаженной скважине	
С применением скребков и моющих буферных жидкостей на водной основе	5,0
С применением моющих буферных жидкостей	2,0
Без скребков и буферных жидкостей	1,0
В необсаженной скважине	
С применением скребков и буферных жидкостей	2,0
С применением буферных жидкостей	1,0
Без скребков и буферных жидкостей	0,5

Таблица 4.8

Допустимые касательные напряжения для определения обеспечения необходимой несущей способности моста

Условия и способ установки моста	[τ], МПа
В обсаженной скважине	
С применением скребков и моющих буферных жидкостей на водной основе	1,0
С применением моющих буферных жидкостей	0,5
Без скребков и буферных жидкостей	0,05
В необсаженной скважине	
С применением скребков и моющих жидкостей	0,5
С применением абразивных буферных жидкостей	0,2
С применением неабразивных буферных жидкостей	0,05
Без буферных жидкостей	0,01

2. Определение высоты цементного моста

Расчет высоты моста необходимо производить, исходя из условия обеспечения соответствующей герметичности, несущей способности и забуривания нового ствола. Исследования показывают, что оценочный расчет высоты моста может быть проведен. Так, при наличии между колонной и цементным камнем глинистой корки толщиной 3 - 12 мм давление прорыва воды составляет 0,6 - 1,8 МПа на 1 м. Давление прорыва прямо пропорционально длине и обратно пропорционально толщине корки. По данным американских исследователей, прорыв воды между стенкой трубы и цементным камнем происходит при градиенте давления 0,70 МПа/м. В связи с этим высоту цементного моста рекомендуется определять по формуле:

$$H_0 = \frac{P}{[\Delta P]}, \qquad (4.10, а)$$

где P - максимальная величина перепада давления, действующего на мост при его испытании или эксплуатации;

[ΔP] - допустимый градиент давления (табл. 4.7).

Высота цементного моста, подошва которого находится выше забоя скважины или другой опоры, должна проверяться, исходя из условия обеспечения необходимой несущей способности, по формуле

$$H_0' = \frac{Q_м}{[\tau]\pi D_c} \geq H_0, \qquad (4.10)$$

где $Q_м$ - осевая нагрузка, создаваемая на мост колонной труб или перепадом давления Р;

D_c - диаметр скважины;

$[\tau]$ - допустимые касательные напряжения (табл. 4.8).

При забуривании нового ствола высота моста определяется из выражения:

$$H = 18{,}5\sqrt{\frac{D_c}{\alpha_i}} \qquad (4.11)$$

где α_i - интенсивность искривления ствола в градусах на 1 м. При $\alpha_i = 0{,}1^0$ на 1 м формула (4.11) имеет вид:

$$H = 58{,}6\sqrt{D_c}, \qquad (4.12)$$

где размерность D_c и Н дана в метрах.

Формула (4.11) выведена из условия, чтобы после забуривания нового ствола расстояние между ближними стенками старого и нового стволов было равно двум диаметрам скважины.

В табл. 4.9 приведены рекомендуемые значения высоты моста, определенные по формуле (4.12), а также высота моста Н', на которой при интенсивности искривления $\alpha_i = 0{,}1^0$ на 1 м происходит забуривание нового ствола.

Таблица 4.9

Рекомендуемые значения высоты моста при забуривании нового ствола

D_c, м	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
Н, м	18,9	26,2	32,2	37,2	41,7	45,6	49,0	52,5
Н, м	10,8	15,0	18,4	21,3	23,8	26,0	28,0	30,0

3. Расчет времени установки моста

Продолжительность установки моста Т должна определяться, исходя из оптимальной скорости движения жидкости в кольцевом пространстве и сроков схватывания (загус-тевания) тампонажного раствора.

$$T = T_1 + T_2 + T_3 + T_4 + T_5 = 0{,}75T_{заг}, \qquad (4.13)$$

где T_1 - затраты времени на приготовление и закачку тампонажного раствора в скважину;

T_2 - продолжительность введения разделительных пробок в колонну;

T_3 - затраты времени на продавливание тампонажного раствора в интервал установки моста;

T_4 - продолжительность снятия цементировочной головки и подъема заливочной колонны из зоны тампонажного раствора;

T_5 - затраты времени на установку цементировочной головки и срезку кровли моста;

$T_{заг}$ - время загустевания тампонажного раствора, определяемое по консистометру.

Время T_3 определяется, исходя из необходимости обеспечения эффективной скорости $W_э$ подъема жидкости в интервале установки моста:

$$T_э = \frac{V_{пр}}{W_э S_к}. \qquad (4.14)$$

В связи с этим перед установкой мостов в скважинах необходимо проводить гидравлические исследования с целью определения оптимального режима работы цементировочных агрегатов. Если конструкция скважины не позволяет создавать скорость восходящего потока более 1 м/с, то в нижней части заливочной колонны необходимо установить трубы большего диаметра. Если последнее условие невыполнимо, установка цементного моста осуществляется при скорости восходящего потока $W_э < 0,5$ м/с.

5 РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫЕ РАБОТЫ

Эксплуатационная нефтяная или газовая скважина должна представлять собой долговечный герметичный канал для транспортирования нефти или газа от продуктивного пласта до земной поверхности, что обеспечивается качественным разобщением пластов и наличием в скважине прочной обсадной колонны. Обеспечение этих условий является основной задачей первичного цементирования нефтяных и газовых скважин. Однако некачественная крепь — это источник осложнений в течение всей жизни скважин, вызывающий необходимость проведения ремонтных работ. Некачественное цементирование — весьма частое явление, так как связано с вытеснением бурового раствора тампонажным, а этот процесс в стесненном заколонном пространстве не всегда происходит удачно.

5.1. ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ (РИР) И ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ВЫПОЛНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОПЕРАЦИЙ

Работы по ремонту крепи включают исправление негерметичности цементного кольца, наращивание цементного кольца за колонной, устранение негерметичности колонны и изоляцию подошвенных, контурных и нагнетаемых вод. План ремонта скважины должен включать геолого-технические данные, причины и цель ремонта, состояние ствола к моменту ремонта, перечень намеченных мероприятий, описание технологического цикла ремонтных работ с указанием количественных характеристик параметров операций, а также ответственных исполнителей по каждой технологической операции.

5.1.1. ТЕРМИНОЛОГИЯ

НКТ	Насосно-компресорные трубы.
ОЗЦ	Ожидание затвердения цементного раствора (или другой тампонирующей смеси).
Трубное пространство	Пространство внутри НКТ.
Затрубное пространство	Кольцевое пространство между НКТ и эксплуатационной колонной.
Заколонное пространство	Кольцевое пространство между за эксплуатационной колонной в необсаженном интервале ствола скважины.
Межколонное пространство	Кольцевое пространство между за эксплуатационной колонной в обсаженном интервале ствола скважины.
Межколонное (заколонное, затрубное) давление	Давление в межколонном (заколонном, затрубном) пространстве
Задавленная (заглушенная) скважина	Скважина, ствол которой заполнен буровым раствором, гидростатическое давление которого уравновешивает пластовое давление.
Колонна-летучка (летучка)	Перекрывающее устройство, состоящее из одной ил нескольких соединенных между собой обсадных труб, устанавливаемых в обсадной колонне большого диаметра в интервале ее дефекта.
Разрядить скважину	Снизить давление в эксплуатационной колонне на устье до атмосферного.
«Скользящее» тампонирование	Метод тампонирования под давлением, при котором тампонирующая смесь прокачивается по затрубному пространству скважины под избыточным давлением.
Закачивание тампонирующей смеси, бурового раствора или технологической жидкости (закачивание)	Подача приготовленной тампонирующей смеси, бурового раствора или технологической жидкости в НКТ (затрубное или межколонное пространство, обсадную колонну).
Продавливание тампонирующей смеси, технологической жидкости или механического устройства (продавливание)	Закачка расчетного количества бурового раствора в НКТ (заколонное, затрубное или межколонное пространство, обсадную колонну) для транспортирования тампонирующей смеси (технологической жидкости или механического устройства) на заданную глубину скважины.
Задавливание тампонирующей смеси (задавливание)	Нагнетание тампонажной смеси в изолируемую зону заколонного (межколонного) пространства скважины.
Зона ввода	Отверстия в обсадной колонне, через которые внутренняя полость обсадной колонны сообщается с заколонным (межколонным) пространством.

5.1.2. ПОДГОТОВКА К РИР

Перед началом производства ремонтных работ крепи скважин наземные сооружения, буровое и вспомогательное оборудование, инструменты и контрольно-измерительные приборы, исходя из предстоящих работ на скважине, должны быть проверены и приведены в соответствие с действующими требованиями, обеспечивающими безопасное проведение работ.

Подготовка насосно-компрессорных (НКТ) и бурильных труб осуществляется в соответствии с действующими РД. На трубных базах производят гидравлические испытания, калибровку резьб, шаблонирование, маркировку и сортировку труб. Транспортирование труб на скважину должно производиться специальным транспортом. При погрузке между рядами труб размещают деревянные прокладки, предохраняющие трубы от ударов. При этом концы труб не должны свешиваться или выступать за габариты транспортного средства более чем на 1 м. Транспортирование труб без предохранительных колец и ниппелей запрещается. При разгрузке и укладке труб у скважины необходимо, чтобы муфтовые концы были направлены в сторону устья скважины. Не допускается сбрасывать трубы, ударять их друг о друга, перетаскивать волоком.

Непосредственно на буровых проводят наружный осмотр, повторное шаблонирование, укладку труб в порядке спуска в скважину и замер их длины.

Опыт показал, что на каждые 1000 м, необходимых для работы труб, требуется подготовить дополнительно 50 м резервных труб.

Подготовленные трубы укладывают штабелями на стеллажи в порядке очередности спуска в скважину, между рядами помещают деревянные прокладки. Торцы муфт каждого ряда труб устанавливают на общей прямой линии.

Составление колонны НКТ для различных операций при РИР осуществляется согласно РД 39-1-306-79 и имеет свои специфические особенности. Для тампонажных и вспомогательных работ обычно применяются НКТ размером 60, 73, 89, 114 мм. Для цементирования используют новые или незначительно изношенные трубы. При тампонажных и вспомогательных работах в глубоких скважинах, исходя из условий прочности на разрыв, следует применять комбинированные колонны труб. Основные размеры НКТ приведены в табл. 5.1.

Выбор размеров труб производится в зависимости от глубины скважины и диаметра эксплуатационной колонны согласно данным, приведенным ниже.

Диаметр эксплуатационной колонны, мм	178 и более 168 140, 146
Диаметр заливочных труб, мм	114 или 89 89 или 73 73 или 60

Допустимые глубины спуска НКТ определяют из расчета прочности резьбовых соединений труб. Предельная безопасная глубина спуска труб вычисляется по следующим формулам:

для гладких труб

$$l_{доп} = \frac{Q_{стр}}{K_2 g q_т};$$

Таблица 5.1.

Основные размеры НКТ для тампонажных и вспомогательных работ

Условный диаметр трубы, мм	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр, мм	Наружный диаметр муфты, мм	Теоретическая масса, кг			Допускаемая осевая нагрузка, кН ($К_2$ = 1,5)					Допускаемая глубина спуска, м ($К_2$ = 1,5)				
					1 м гладкой трубы	двух высадок	муфты	Группа прочности стали					Группа прочности стали				
								Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М
Гладкие НКТ																	
60	60,3	5,0	50,3	73,0	6,84	-	1,3	150	200	210	250	290	2140	2860	3000	3570	4140
73	73,0	5,5	62,0	89,0	9,16	-	2,4	200	260	290	340	390	2110	2750	3060	3590	4120
73	73,0	7,0	59,0	89,0	11,39	-	2,4	270	360	390	460	530	2310	3080	3340	3930	4530
89	88,9	6,5	76,0	107,0	13,22	-	3,6	290	390	420	500	580	2120	2850	3070	3650	4240
102	101,6	6,5	88,6	121,0	15,22	-	4,5	330	430	470	550	640	2090	2720	2980	3490	4060
114	114,3	7,0	100,3	132,5	18,47	-	5,1	400	520	570	680	780	2020	2720	2980	3560	4080
НКТ с высаженными наружу концами																	
60	60,3	5,0	50,3	78,0	6,84	0,7	1,5	220	290	330	380	440	3250	4280	4800	5560	6450
73	73,0	5,5	62,0	93,0	9,10	0,9	2,8	300	390	440	510	590	3250	4280	4800	5560	6450
73	73,0	7,0	59,0	99,0	11,39	0,9	2,8	370	490	550	630	735	3250	4280	4800	5560	6450
89	88,9	6,5	76,0	114,3	13,22	1,3	4,2	430	570	630	735	850	3250	4280	4800	5560	6450
89	88,9	8,0	73,0	114,3	15,98	1,3	4,2	520	680	70	890	1030	3250	4280	4800	5560	6450
102	101,6	6,5	88,6	127,0	15,22	1,4	5,0	495	650	730	850	980	3250	4280	4800	5560	6450
114	114,3	7,0	100,3	141,3	18,47	1,6	6,3	600	790	890	1030	1190	3250	4280	4800	5560	6450

для равнопрочных труб (с высаженными наружу концами)

$$l_{доп} = \frac{Q_{стр}}{K_2 \rho_м g};$$

где K_2 - коэффициент запаса прочности, $K_2 = 1{,}3 - 1{,}5$; $q_т$ - масса 1 м труб, кг; g - ускорение силы тяжести, g = 9,8 м/с^2; $\rho_м$ - плотность материала труб, кг/м^3; $Q_{стр}$ - страгивающая нагрузка для резьбового соединения, рассчитывается по формуле Яковлева, Н; $\sigma_т$ - предел текучести материала труб, Па; $l_{доп}$ - допустимая глубина подвески труб, м (значения $l_{доп}$ приведены в табл. 5.1).

Определение допустимых глубин списка комбинированных двухступенчатых колонн производится следующим образом.

Условие прочности верхней трубы определяется уравнением:

$$h_1 g q_{т1} + h_1 g q_{т2} = \frac{Q_1}{K_2};$$

где h_1 и h_2 - длина нижней и верхней ступени соответственно, м;

$q_{т1}$ и $q_{т2}$ - масса 1 м труб соответственно нижней и верхней ступени, кг;

Q_1 - максимальная растягивающая нагрузка для верхней трубы, Н.

Для гладких труб $Q = Q_{стр}$.

Для труб с высаженным наружу концами $Q = \sigma_т f_c$, где f_c - площадь поперечного сечения трубы, м^2.

Решая приведенное уравнение относительно различных сочетаний диаметров, получаем для составных колонн уравнения, приведенные в графической форме на рис. 5.1 - 5.5.

Пример. По номограмме рис. 5.8 для составной колонны гладких НКТ 114×73 (5,5) мм из стали группы прочности Д при h_2 = 1500 м, получаем h_1 = 1200 м.

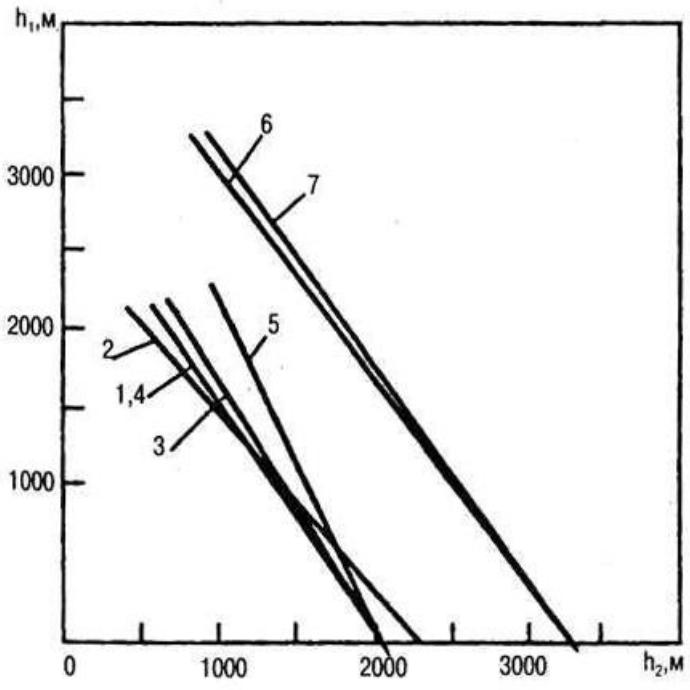


Рис. 5.1. Номограмма для расчета длины секций составных колонн НКТ из стали группы прочности Д:
1 – 73(5,5)х60 мм;
2 – 73(7)х73(5,5) мм;
3 – 89х73(5,5) мм;
4 – 114х89 мм;
5 – 114х73(5,5) мм;
6 – 73(5,5)х60 мм; (высаженные)
7 – 89х73(5,5) мм (высаженные)

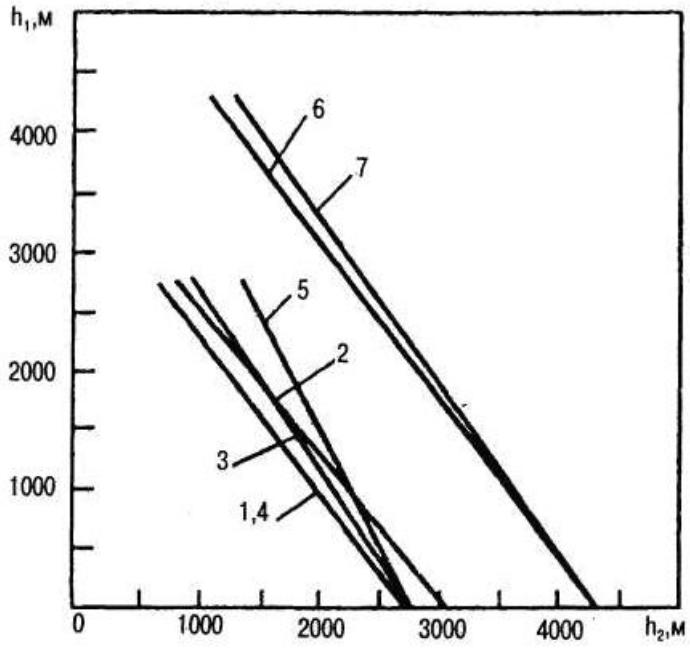


Рис. 5.2. Номограмма для расчета длины секций составных колонн НКТ из стали группы прочности К:
1 – 73(5,5)х60 мм;
2 – 73(7)х73(5,5) мм;
3 – 89х73(5,5) мм;
4 – 114х89 мм;
5 – 114х73(5,5) мм;
6 – 73(5,5)х60 мм (высаженные)
7 – 89х73(5,5) мм (высаженные)

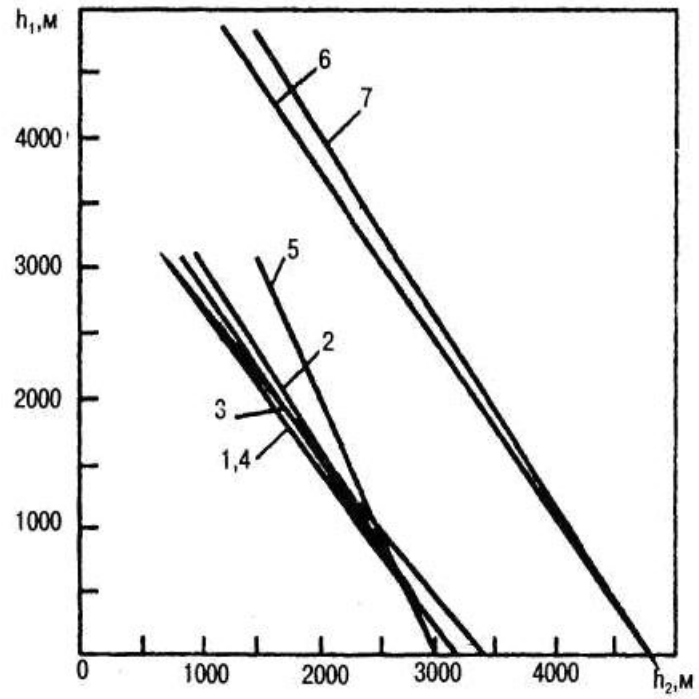


Рис. 5.3. Номограмма для расчета длины секций составных колонн НКТ из стали группы прочности Е:
1 – 73(5,5)х60 мм;
2 – 73(7)х73(5,5) мм;
3 – 89х73(5,5) мм;
4 – 114х89 мм;
5 – 114х73(5,5) мм;
6 – 73(5,5)х60 мм (высаженные)
7 – 89х73(5,5) мм (высаженные)

Независимо от целей РИР в первую очередь выясняют техническое состояние обсадной колонны и глубину фактического забоя скважины путем спуска в скважину печати на НКТ или бурильных трубах. Если инструмент спускают впервые, то обследование состояния колонны необходимо производить полномерной конусной печатью, имеющей диаметр на 6 - 7 мм меньше, чем внутренний диаметр обсадных труб. При посадке печати выше требуемой глубины размер следующей спускаемой печати уменьшают на 6 - 12 мм до получения ясного отпечатка, характеризующего величину и характер нарушения колонны. С этой же целью, а также для характеристики посторонних предметов на забое скважины после конусной спускают

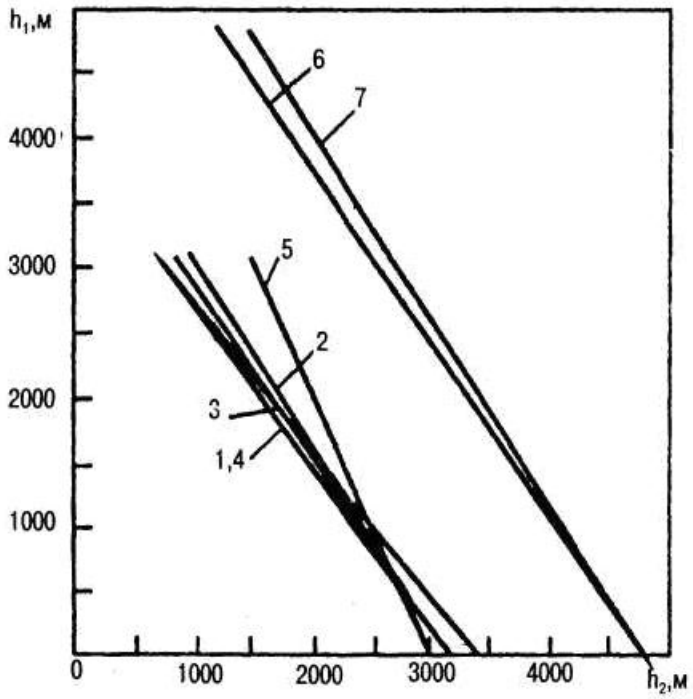


Рис. 5.4. Номограмма для расчета длины секций составных колонн НКТ из стали группы прочности Л:
1 – 73(5,5)х60 мм;
2 – 73(7)х73(5,5) мм;
3 – 89х73(5,5) мм;
4 – 114х89 мм;
5 – 114х73(5,5) мм;
6 – 73(5,5)х60 мм (высаженные)
7 – 89х73(5,5) мм (высаженные)

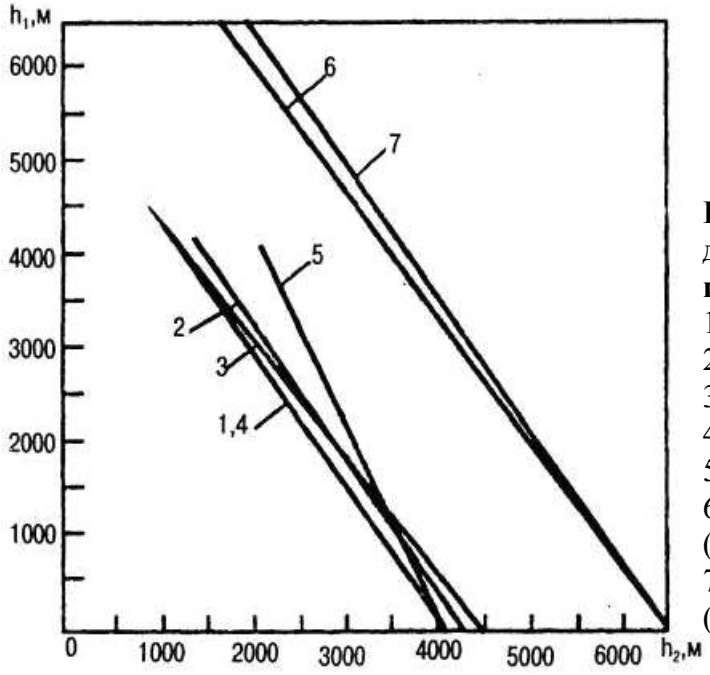


Рис. 5.5. Номограмма для расчета длины секций составных колонн НКТ из стали группы прочности М:
1 – 73(5,5)х60 мм;
2 – 73(7)х73(5,5) мм;
3 – 89х73(5,5) мм;
4 – 114х89 мм;
5 – 114х73(5,5) мм;
6 – 73(5,5)х60 мм (высаженные)
7 – 89х73(5,5) мм (высаженные)

плоскую печать. В процессе обследования производят одноразовую посадку печати при нагрузке не более 20 кН. В скважинах глубиной до 800 м допускается спуск печати на стальном канате. Необходимо иметь в виду, что без предварительного обследования ствола находившейся в эксплуатации скважины печатями определение глубины забоя шаблонами, спускаемыми на металлической проволоке или каротажном кабеле, производить нельзя.

5.1.3. ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИНЫ

Исследование скважин при планировании и осуществлении ремонта крепи выполняют в целях:

- выявления и выделения интервалов негерметичности обсадных колонн и цементного кольца за ними;
- изучения гидродинамических и температурных условий ремонтируемого участка ствола;
- контроля положения муфт обсадной колонны, интервалов перфорации, искусственного забоя, инструмента, спущенного для ремонтных операций, вспомогательных мостов, изолирующий патрубков;
- оценки качества промежуточных операций и ремонта в целом.

Исследования проводятся технологическими и геофизическими методами. Метод или комплекс методов выбирают, исходя из цели ремонта и состояния скважины, после тщательного изучения особенностей ее строительства и процесса эксплуатации.

Включаемые в план ремонта скважины параметры исследования крепи скважины указаны в табл. 5.2.

Глубину или интервал расположения нарушения колонны определяют методами расходометрии, резистивиметрии, термометрии. Если колонна имеет несколько нарушений с различной пропускной способностью, все нарушения указанными методами могут не выявиться. Поэтому после исследований интервал колонны над верхним нарушением проверяют на герметичность, а нижние предполагаемые интервалы негерметичности отключают путем установки песчаной или цементной пробки или пакера. После проведения изоляционных работ исследования повторяют.

При незначительных приемистости и притоке через нарушение, когда негерметичность колонны по жидкости регистрируется лишь падением давления при опрессовке, глубину дефекта можно определить поинтервальной опрессовкой колонны вязкой жидкостью или сжатым газом. Эти методы применяют, когда в процессе эксплуатации наблюдаются межколонные газопроявления на устье скважины.

Таблица 5.2.

Параметры исследования крепи скважины

Технологический метод исследования крепи скважин	Параметры исследования, которые следует указывать в утверждаемом плане работ
Опрессовка колонны	Глубина установки моста (пакера), отключающего интервал перфорации (нарушения); тип и плотность жидкости опрессовки; величина устьевого давления опрессовки
Поинтервальная опрессовка	Глубина установки моста, отключающего интервал перфорации (нарушения); глубина спуска насосно-компрессорных труб; тип, вязкость, плотность и объем вязкой буферной жидкости; тип, вязкость и плотность промывочной жидкости; направление прокачивания (прямое, обратное); объем прокачивания и число этапов прокачивания вязкой буферной жидкости; продолжительность и устьевое давление опрессовки
Снижение и прослеживание восстановления уровня жидкости в колонне	Глубина установки моста, отключающего интервал перфорации (нарушения); способ и глубина снижения уровня жидкости в скважине; способ и периодичность регистрации положения уровня в скважине
Определение пропускной способности нарушения или специальных отверстий в колонне	Режимы продавливания жидкости через нарушение колонны; устьевое давление на каждом режиме; тип; плотность и вязкость продавливаемой жидкости
Шаблонирование колонны	Тип, материал, наружный диаметр и длина шаблона; тип (насосно-компрессорные, бурильные) и условный диаметр труб для спуска шаблона; скорость спуска шаблона; величина максимальной разгрузки труб при остановке шаблона в процессе спуска в скважину; интервал (глубина) шаблонирования
Снятие отпечатка с дефекта крепи	Тип печати (плоская, конусная и др.); материал поверхности для снятия отпечатка; наружный диаметр и длина печати; тип и условный диаметр труб (троса) для спуска печати; глубина спуска печати; величина разгрузки труб и необходимость промывки при посадке печати
Прокачивание индикатора (красителя)	Тип или химический состав индикатора; концентрация и объем раствора индикатора

5.1.4. ГИДРОАЭРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКА МЕСТ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Определение местоположения негерметичных резьбовых соединений обсадных колонн

Каналами в резьбе являются щелевые зазоры раскрытостью в десятые и сотые доли миллиметра. Пропускная способность таких каналов столь незначительна, что при опрессовке непрерывная закачка жидкости при допускаемых для обсадных колонн давлениях невозможна. После прекращения прокачки избыточное давление в колонне постепенно снижается. При этом величина снижения давления в течение контрольного времени опрессовки может быть в пределах допускаемой, т. е. обсадная колонна в соответствии с действующими нормами может считаться герметичной. Однако при освоении или эксплуатации скважин выделяющийся из нефти растворенный газ проникает через негерметичную резьбу и, скапливаясь в заколонном пространстве, осложняет процесс добычи нефти.

Местоположение каналов утечки флюидов из колонны часто определяют гидроаэродинамическими методами. Гидроаэродинамические методы исследования включают поинтервальную опрессовку негерметичной колонны газообразным агентом или пачкой высоковязкой жидкости. Поинтервальная опрессовка обсадных колонн газообразным агентом осуществляется для поиска мест утечки газа, являющихся причиной межколонных проявлений на устье при освоении и эксплуатации скважин.

Поинтервальную опрессовку обсадных колонн пачкой высоковязкой жидкости проводят, если негерметичность колонны по жидкости регистрируется лишь падением давления при опрессовке. В последнем случае нередко применяют поинтервальную опрессовку колонны с помощью пакера.

Поиск интервала негерметичности методом поинтервальной опрессовки колонны газообразным агентом

Для определения интервала негерметичности методом поинтервальной опрессовки на скважине устанавливают цементировочный агрегат (ЦА), газонагнетающий агрегат – автомобильную газификационную установку (АГУ) со сжиженным азотом или паропроизводительную установку (ППУ). По согласованию с местными органами РГТИ допускается применение воздушного компрессора (УКП-80 и др.).

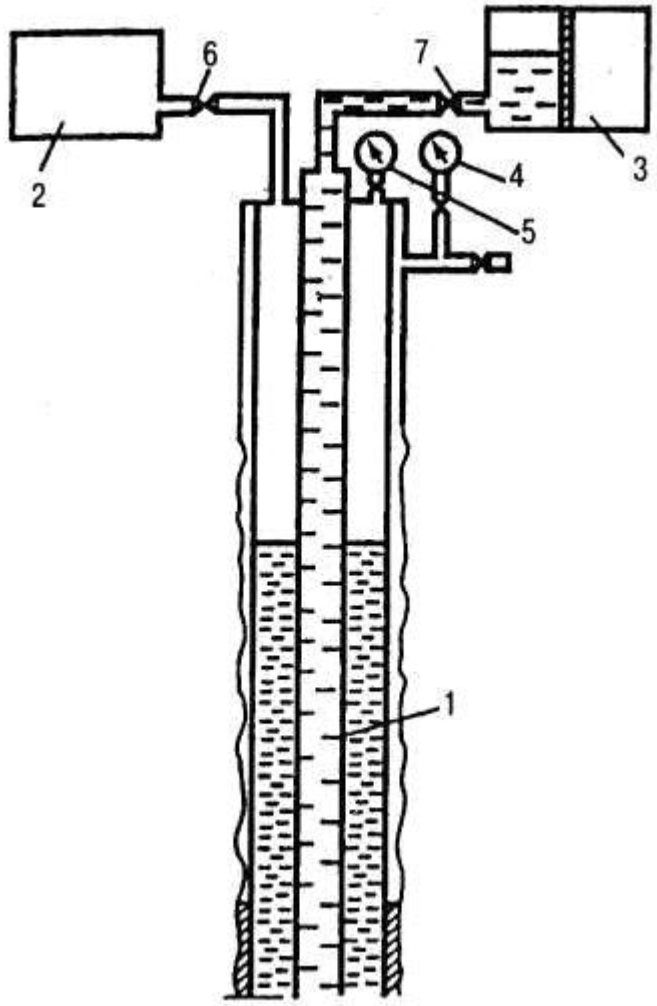


Рис. 5.6. Схема поинтервальной опрессовки колонны газообразным агентом:
1 – НКТ; 2 – газонагнетающий агрегат;
3 – мерная емкость; 4, 5 – манометры;
6, 7 – краны

Затрубное пространство скважины обвязывают с газонагнетающим агрегатом 2, а трубное - с мерной емкостью 3 цементировочного агрегата (рис. 5.6). Для опорожнения и опрессовки исследуемого интервала через открытый кран 6 в затрубном пространстве подают газообразный агент. При этом замеряют объем вытесняемого из НКТ бурового раствора, поступающего через открытый кран 7 в мерную емкость.

Положение уровня жидкости в колонне h определяется по формуле

$$h = \frac{V_м}{V_0},$$

где $V_м$ – объем жидкости, вытесненной в мерную емкость, $м^3$; V_0 – объем 1 м затрубного пространства скважины, $м^3$.

При достижении уровня жидкости глубины h, равного 50 - 100 м, закрывают кран 7. Продолжая нагнетать газ (пар), давление в затрубном пространстве доводят до величины не менее p_3.

Затем подачу газообразного агента прекращают, кран 6 перекрывают. Скважину выдерживают под давлением в течение времени $T_в$.

Если за это время давление в межколонном пространстве не возросло, то открывают кран 7 и, продолжая нагнетать газ (пар) в затрубное пространство, дополнительно снижают уровень в затрубном пространстве на величину от 50 до 100 м.

Очередной интервал колонны спрессовывают таким же способом и в том же порядке. Участки колонны опрессовывают до тех пор, пока повышение давления в межколонном пространстве не укажет на наличие негерметичности в очередном исследуемом интервале. Затем скважину заполняют буровым раствором до устья.

Определение интервала негерметичности поинтервальной опрессовкой обсадной колонны высоковязкой жидкостью

В этом случае в качестве высоковязких жидкостей используются загущенные водные растворы полимеров (например, КМЦ, ПАА и др,). Рецептуры растворов подбирают в лабораторных условиях.

Вязкость этих растворов, как показывает практика, должна быть не менее чем в 10 раз выше вязкости бурового раствора.

Башмак НКТ располагают на расстоянии 5 - 10 м выше искусственного забоя или цементного моста, установленного над интервалом перфорации. Колонну спрессовывают, фиксируют величину падения давления Δр.

В специальной емкости или мерной емкости ЦА приготавливают не менее 1 $м^3$ высоковязкого раствора. При открытом выкиде из затрубного пространства закачивают приготовленный раствор в НКТ. Высоковязкий раствор промывочной жидкостью продавливается и вытесняется из НКТ.

Выкид из затрубного пространства закрывают и, продолжая закачку бурового раствора, доводят давление в затрубном пространстве эксплуатационной колонны до значения, допускаемого при опрессовке. Колонну выдерживают под давлением в течение контрольного времени, фиксируют величину снижения давления Δр. Если результат опрессовки не отличается от данных, полученных ранее, то снижая давление в затрубном пространстве и продолжая закачивать буровой раствор в НКТ, перемещают высоковязкий раствор по затрубному пространству для опрессовки следующего, расположенного выше интервала колонны.

Поинтервальную опрессовку продолжают до тех пор, пока резкое снижение Δр не укажет на перекрытие высоковязкой жидкостью негерметичного интервала колонны. Количество продавочной жидкости для очередного перемещения высоковязкого раствора должно составлять не более 80 % от его объема.

Местоположение верхней $L_в$ и нижней $L_н$ границ интервала негерметичности определяют по формулам:

$$L_в = H_1 - n\frac{0{,}8V_в}{V_0};$$

$$L_н = H_1 - (n-1)\frac{0{,}8V_в}{V_0}.$$

Здесь: H_1 - длина НКТ, м; $V_в$ - объем высоковязкой жидкости, $м^3$; V_0 - объем 1 м затрубного пространства эксплуатационной колонны, $м^3$; n - порядковый номер спрессовываемого интервала колонны, где установлена негерметичность.

Определение местоположения сквозных дефектов обсадных колонн

Если негерметичность колонны характеризуется поглощением бурового раствора при проверке на приемистость, то поинтервальную опрессовку колонны следует производить при спуске пакера в скважину через каждые 300 - 500 м. После установки пакера опрессовке рекомендуется подвергать подпакерное пространство. Это ускоряет процесс поиска, так как не требуется герметизация затрубного пространства. Отсутствие поглощения при очередном цикле опрессовки укажет на наличие нарушения в интервале наращенных труб. Местоположение нарушения можно уточнить при последующем подъеме пакера опрессовкой колонны, при необходимости — после каждой поднятой трубы. Если при проверке скважины на приемистость наблюдается выход циркуляции на поверхность и количество закачиваемой и вытекающей жидкости одинаково, то осуществляют закачку индикатора (красителя). Глубину дефекта $L_в$ определяют по формуле:

$$L_в = \frac{4V_п}{\pi D_к^2} = \frac{V_п}{0{,}78 D_н^2},$$

где $V_п$ - объем закачанной в скважину продавочной жидкости (включая объем раствора индикатора) до появления красителя на поверхности; $D_к$ - внутренний диаметр кондуктора (промежуточной колонны).

В прошаблонированных полномерной печатью обсадных колоннах, негерметичность которых характеризуется поглощением бурового раствора при проверке на приемистость, применяется метод определения местоположения дефекта путем продавливания цементировочной пробки по колонне.

Продавочная пробка, используемая при цементировании обсадных колонн, вводится с поверхности внутрь колонны, а затем проталкивается буровым раствором, нагнетаемым с устья скважины. Количество закачиваемого раствора должно быть не меньше объема колонны. Глубину нарушения определяют по месту остановки пробки, которое устанавливается с помощью аппарата Яковлева. Конструкцией пробки может быть предусмотрена возможность ее извлечения из скважины с помощью приспособления для захвата ловильным инструментом.

Исследование зацементированного заколонного пространства

Для определения интервала и качества цементирования колонны используют аппаратуру акустического и гамма-контроля цементирования. Ввиду принципиального различия информации, получаемой указанными методами, рекомендуется совместное их использование.

Для определения наличия интервалов и направления перетоков флюидов за эксплуатационной колонной применяют термометрию в соответствии с РД, а на участках ствола, прилегающих к интервалу перфорации, также метод радиоактивных изотопов и другие методы. Исследования перетоков за кондуктором или промежуточной колонной выполняют снятием термограмм по внугреннему пространству эксплуатационной колонны либо кольцевому зазору между эксплуатационной колонной и кондуктором (промежуточной колонной).

Перед исследованием скважину заполняют жидкостью до устья в стволе и кольцевом пространстве между колонной и кондуктором (промежуточной колонной) и оставляют в покое на 48 ч. При высоком положении статического уровня предпочтительнее проводить замеры в колонне.

Замеры по кольцевому зазору выполняют серийными электротермометрами диаметром 32 и 35 мм, которые спускают на одно- или трехжильном кабеле с регистрацией показаний каротажными станциями АКС или АПЗА. Замер может быть проведен между 146-мм и 245-мм или 324-мм колоннами, а также между 168-мм и 299-мм или 324-мм колоннами. Перед исследованием кольцевое пространство за колонной шаблонируют и определяют положение уровня жидкости.

Для оценки возможности и целесообразности повторного тампонирования обсадной колонны методом обратного цементирования и определения необходимого объема тампонажного раствора проводится термометрия с закачкой жидкости в кольцевое пространство с устья. Термометр спускают в колонну. С контрольной термограммой сравнивают кривые, Снятые после закачивания воды в объеме 3 - 4 м^3 (первая порция) и двух объемов предполагаемой зоны цементирования (вторая порция). В первом случае снимают замер через 20 - 30 мин., во втором — через 20 - 30 мин. и 1,5 - 2 ч. Температура закачиваемой воды должна отличаться от температуры горных пород не менее чем на 4 - 6° С.

Исследованиями могут быть выявлены:

глубина, до которой наблюдается движение жидкости за колонной и кондуктором (промежуточной колонной);

интервалы поглощения закачиваемой жидкости;

нарушение в кондукторе (промежуточной колонне) и глубина нарушения.

Для уточнения температурных условий в заданной зоне ствола скважины перед РИР в НКТ через лубрикатор спускают электротермометр. После выполнения замера температуры на заданной глубине и закачки бурового раствора имитируют планируемый процесс цементирования, регистрируя изменение температуры. После прокачивания жидкости, не перемещая прибор из заданной зоны, выполняют запись восстановлеуия температуры во времени. Данные исследования используют при подборе композиции тампонажных растворов, резко реагирующих на изменение температуры, и определении сроков проведения отдельных операций в процессе тампонирования скважин. Все промыслово-геофизические исследования проводят по специальным планам.

5.2. ТАМПОНАЖНЫЕ РАБОТЫ ПРИ РЕМОНТЕ КРЕПИ СКВАЖИН

Основным методом ликвидации негерметичности обсадных колонн и заколонного пространства является тампонирование под давлением. Этот и другие методы РИР включают вспомогательные операции по установке разделительных тампонажных мостов, наращиванию цементного стакана, насыпке песчаных пробок, намыву наполнителей. Тампонажные материалы и технологические схемы проведения тампонажных работ следует выбирать в зависимости от целей РИР, геолого-технических и гидротермальных условий в изолируемой зоне скважины.

Способ тампонирования под давлением необходимо планировать в зависимости от положения динамического уровня жидкости в колонне при проверке скважины на заполнение и расчетной продолжительности операции Т, которая должна составлять не более 75 % от срока загустевания $T_з$, используемой тампонирующей смеси:

$$T = 0{,}75\ T_з.$$

При тампонировании под давлением в зависимости от условий необходимо провести дополнительные работы и расчеты.

5.2.1. РАСЧЕТЫ ПРИ ПРОВЕРКЕ СКВАЖИНЫ НА ПРИЕМИСТОСТЬ

В зависимости от положения динамического уровня в колонне при проверке скважины на заполнение устанавливается перечень допускаемых способов тампонирования под давлением (табл. 5.3). В заполняющихся скважинах указанный перечень уточняется по результатам проверки скважины на приемистость, наличию или отсутствию обратной отдачи пластом части закачанной жидкости.

Количество жидкости, отдаваемое пластом, определяется следующим образом. Перед проверкой на приемистость скважину следует промыть в течение не менее одного цикла циркуляции до выравнивания плотностей жидкости в трубах и затрубном пространстве.

После прекращения нагнетания жидкости для проверки скважины на приемистость скважину оставляют в покое на 10 - 15 мин. и фиксируют установившееся в колонне давление $P_у$. Затем открывают выкид из затрубного пространства и замеряют объем вытекающей жидкости $V_ж$. По номограмме на рис. 5.7 определяют объем вытекающей жидкости $V_у$, обусловленный упругими деформациями обсадной колонны, и заполняющей ее промывочной жидкости под действием давления $P_у$.

Таблица 5.3

Выбор способа тампонирования по результатам исследования скважины и условиям формирования изоляционного экрана

Номер п/п	Способ тампонирования под давлением	Результат проверки на приемистость скважины				
		заполняющейся			незаполняющеися	
			нет отдачи			
		есть отдача	ОЗЦ под давлением	ОЗЦ без давления	ОЗЦ под давлением	ОЗЦ без давления
1	Через обсадную колонну	+	+	-	+	-
2	Через НКТ и обсадную колонну	+	+	-	-	-
3	Через НКТ, установленные над зоной ввода	-	-	+	-	+
4	Через НКТ, установленные под зоной ввода	-	-	+	-	-
5	Комбинированный способ	+	+	-	+	-
6	Скользящее тампонирование	-	-	+	-	-
7	С пакером	-	-	+	-	+

Количество жидкости, отдаваемое пластом,

$V_{оп} = V_{ж} – V_{у}$.

В скважинах, где наблюдается отдача пласта, способ тампонирования должен обеспечить ОЗЦ под избыточным давлением без промежуточной разгрузки колонны от давления для подъема части НКТ в безопасную зону (способы 1, 2, 5 в табл. 5.3). Эти же способы следует применять в не заполняющихся скважинах, а также в заполняющихся скважинах, где отдача пласта отсутствует, в случаях, когда условия РИР требуют формирования изоляционных экранов под избыточным давлением при ОЗЦ, например, при ремонте колонн в зоне слабосцементированных пород, ликвидации межпластовых перетоков в неперфорированных интервалах колонны и др. Следует отметить, что ОЗЦ под давлением допускается и при других способах тампонирования (способы 3, 4, 7 в табл. 5.3), однако, в связи с промежуточными разгрузками колонны от избыточного давления и разрывом процесса во времени эффективность этого технологического приема несколько ниже.

5.2.2. ТАМПОНИРОВАНИЕ ПОД ДАВЛЕНИЕМ

Тампонирование под давлением через обсадную колонну

Способ применяется при изоляции сквозных дефектов обсадных колонн и наращивании цементного кольца за ними, а также при тампонировании каналов межпластовых перетоков между непродуктивными горизонтами, когда условия проведения РИР не допускают разгрузки колонны от избыточного давления после задавливания тампонирующей смеси. Использование этого способа допускается как в заполняющихся, так и незаполняющихся скважинах.

Сначала приготовляют тампонирующую смесь и закачивают ее в обсадную колонну. Необходимость применения разделительных пробок и пачек буферных жидкостей устанавливается в зависимости от характера взаимодействия бурового раствора и используемой тампонирующей смеси. Закачивают расчетный объем продавочной жидкости.

Тампонирующую смесь задавливают в изолируемую зону при давлении, не превышающем значения, регламентированного для опрессовки колонны.

Скважину оставляют в покое на период ОЗЦ под достигнутым или предварительно плавно сниженном давлением (не более 0,5 МПа/мин.) до планируемой величины.

Тампонирование под давлением через НКТ и обсадную колонну

Способ применяется для ускорения процесса доставки тампонирующей смеси к изолируемой зоне в скважинах, заполняющихся буровым раствором при проверке на приемистость.

Нижний конец НКТ устанавливают над зоной ввода (отверстия в колонне) на расстоянии, вмещающем расчетный объем тампонирующей смеси. Закачивая буровой раствор в НКТ, следует восстановить циркуляцию.

При открытом выкиде из затрубного пространства закачивают и продавливают тампонирующую смесь в скважину. После достижения тампонирующей смесью нижнего конца НКТ выкид из затрубного пространства закрывают и продолжают продавливание до выхода всей смеси из труб.

При обратной промывке производят контрольный вымыв для гарантии отсутствия тампонирующей смеси в кольцевом пространстве за НКТ. Тампонирующую смесь задавливают в пласт до достижения требуемого давления.

Скважину оставляют в покое на период ОЗЦ под давлением.

Тампонирование под давлением через НКТ, установленные над зоной ввода тампонирующей смеси за колонну

Данный способ используют:

при изоляции чужих пластовых флюидов и подошвенных вод;

при изоляции сквозных дефектов обсадных колонн для ускорения доставки быстросхватывающихся тампонирующих смесей к изолируемой зоне.

Применять способ для изоляции чуждых пластовых флюидов и подошвенных вод допускается как в заполняющихся, так и в незаполняющихся скважинах при использовании тампонирующих составов на основе минеральных вяжущих, полимерных тампонажных материалов (ПТМ) с инертными или активными наполнителями. Использовать фильтрующиеся ПТМ без наполнителей в незаполняющихся скважинах при данном способе не рекомендуется. Быстросхватывающиеся тампонирующие смеси применяют только в заполняющихся скважинах.

Нижний конец НКТ устанавливают на 10 - 15 м выше зоны ввода, закачивают буровой раствор в НКТ, восстанавливают циркуляцию.

При открытом выкиде из затрубного пространства тампонирующую смесь закачивают и продавливают в скважину. После достижения тампонирующей смесью нижнего конца НКТ выкид из затрубного пространства перекрывают и смесь задавливают в пласт.

Излишки смеси вымывают из скважины обратной промывкой с противодавлением, значение которого должно быть не меньше запланированного на период ОЗЦ.

НКТ приподнимают на 100 - 150 м для гарантии отсутствия прихвата. Скважину оставляют на ОЗЦ под запланированным давлением.

Если при работах скважина не заполняется, то перед тампонированием под давлением необходимо установить глубину статического уровня жидкости в колонне для расчета параметров операции.

При открытом затрубном пространстве необходимо закачать в НКТ:

тампонирующую смесь;

продавочную жидкость в количестве, равном внутреннему объему НКТ.

Если циркуляция не восстановилась, то приступают к закачке бурового раствора в затрубное пространство.

В затрубное пространство при открытом трубном закачивают буровой раствор в количестве, равном

$$V_з = V_{к.у.} - V_т;$$

где $V_{к.у.}$ – объем обсадной колонны от устья скважины до статического уровня; $V_т$ – объем НКТ.

Если восстановления циркуляции не произошло, то следует прокачать в НКТ и затрубное пространство одновременно контрольное количество бурового раствора, равное удвоенному внутреннему объему участка колонны от нижнего конца НКТ до нижней границы зоны ввода, а затем поднять трубы над зоной ввода на расстояние, вмещающее объем тампонирующей смеси. После ОЗЦ операцию следует повторить.

Если циркуляция восстановилась, то оставшуюся в затрубном пространстве и НКТ тампонирующую смесь следует задавить в пласт.

Тампонирование под давлением через НКТ, установленные под зоной ввода тампонирующей смеси за колонну

Этот способ применяется в следующих случаях:

при изоляции нижних и подошвенных вод, когда планируется нарастить цементный стакан над искусственным забоем;

при изоляции нижних и подошвенных вод, когда протяженность интервала перфорации составляет более 10 м;

при изоляции дефектов крепи, когда приемистость скважины меньше 0,5 $м^3/(ч \cdot МПа)$;

при изоляции дефектов крепи, когда планируется вымыв тампонирующего состава из изолируемого объекта после РИР.

В заполняющихся скважинах способ осуществляют при выполнении следующих условий:

использовании тампонирующих составов с пониженной водоотдачей, обработанных пластифицирующими стабилизирующими добавками;

применении НКТ с алюминиевым хвостовиком или наличии специального устьевого оборудования с сальниковыми уплотнениями, допускающего расхаживание НКТ при задавливании тампонирующей смеси в пласт.

Нижний конец НКТ устанавливают ниже зоны ввода на 1 - 2 м или у нижней границы планируемого цементного стакана. Затем закачивают буровой раствор в НКТ при открытом затрубном пространстве, восстанавливают циркуляцию. Тампонирующую смесь закачивают и продавливают в скважину до заполнения ею перфорированного или нарушенного интервала колонны.

Закрывают выкид из затрубного пространства и задавливают тампонирующую смесь в пласт при непрерывном расхаживании НКТ.

После достижения требуемого давления нижний конец НКТ поднимают на 10 - 15 м выше зоны ввода тампонирующей смеси за колонну.

Продолжая расхаживать НКТ, в скважине вновь создают требуемое давление для нагнетания тампонирующей смеси в пласт. Излишки тампонажной смеси вымывают из скважины при обратной промывке с противодавлением, значение которого должно быть не меньше запланированного на период ОЗЦ.

НКТ поднимают на 100 - 150 м и скважину оставляют в покое на период ОЗЦ под запланированным давлением.

Если планировались РИР с вымывом излишка тампонирующей смеси из изолируемого объекта, то после задавливания тампонирующую смесь при расхаживании труб вымывают из колонны, затем приподнимают НКТ на 100 - 150 м над зоной ввода. Колонну заполняют буровым раствором и скважину оставляют в покое на ОЗЦ.

Комбинированный способ тампонирования под давлением

Этот способ применяется при любом виде РИР в заполняющихся и незаполняющихся скважинах, когда вымыв тампонирующего состава из зоны изоляции не планируется.

При доставке тампонирующей смеси в скважину нижний конец НКТ находится ниже зоны ввода, а при задавливании смеси в пласт – выше него. Нижний конец НКТ устанавливают ниже зоны ввода на 1 - 2 м или у нижней границы планируемого цементного стакана. Закачивают и продавливают тампонирующую смесь до равновесия столбов жидкости в трубах и кольцевом пространстве за НКТ. НКТ приподнимают выше уровня тампонирующей смеси в колонне на 30 - 50 м. При обратной промывке производят контрольный вымыв для гарантии отсутствия тампонирующей смеси в кольцевом пространстве за НКТ. Тампонирующую смесь задавливают в пласт до достижения требуемого давления. Затем давление плавно снижают до планируемого значения и скважину оставляют в покое на время ОЗЦ.

Тампонирование под давлением с непрерывной прокачкой тампонирующей смеси по затрубному пространству

Способ применяется для устранения негерметичности обсадных колонн, когда местоположение дефекта не установлено и непрерывная закачка жидкости через него при давлениях, допустимых для колонны, невозможна, а приемистость характеризуется лишь падением при опрессовке колонны на воде.

Нижний конец НКТ устанавливают на 5 - 10 м выше искусственного забоя. В качестве тампонажного материала используются гелеобразующие или водонерастворимые отверждающиеся ПТМ, рецептура которых подбирается по максимальной температуре в стволе скважины. Приготовленную тампонирующую смесь перекачивают в одну из половин мерной емкости цементировочного агрегата (ЦА). Другую половину заполняют буровым раствором. Закачивая буровой раствор в затрубное пространство при открытом трубном с подачей 3 - 5 л/с, восстанавливают циркуляцию. Штуцеруя выкид из НТК, устанавливают давление в колонне при циркуляции жидкости, не превышающее регламентированное при опрессовке скважины.

Не прекращая закачки, переключают краны ЦА на подачу тампонажного состава в скважину. Тампонажный раствор прокачивают по затрубному пространству, не допуская превышения давления в колонне над допустимым. По мере перехода раствора из затрубного пространства в НКТ, постепенно уменьшая подачу насосов, снижают давление прокачки от 20 до 30 % ниже первоначального и вымывают излишки тампонирующей смеси на поверхность. Скважину оставляют в покое на период ОЗЦ.

При использовании отверждающихся полимерно-тампонажных материалов (ПТМ) после РИР НКТ поднимаются из скважины.

Тампонирование под давлением прокачкой тампонирующей смеси по затрубному пространству с остановками

При этом способе допускаются периодические остановки при прокачке тампонирующей смеси по затрубному пространству для наблюдения за динамикой изменения избыточного давления, что позволяет установить местоположение негерметичного интервала колонны. При выполнении работ в качестве тампонажных материалов используются только гелеобразующие ПТМ. Приготовляют не менее 1 $м^3$ вязкой тампонирующей смеси. Колонну спрессовывают водой, фиксируют величину снижения давления Δp в течение контрольного времени $t_К$. При открытом выкиде из затрубного пространства закачивают приготовленный тампонирующий состав в НКТ. Смесь продавливается буровым раствором и вытесняется из НКТ. Выкид из затрубного пространства закрывают и, продолжая закачку бурового раствора, давление в затрубном пространстве колонны доводят до значения, допускаемого при опрессовке.

Колонну выдерживают под давлением в течение контрольного времени $t_к$ фиксируют величину снижения давления Δp. Если результат опрессовки не отличается от предыдущих работ, то, снижая давление в затрубном пространстве и продолжая закачивать буровой раствор в НКТ, тампонирующую смесь перемещают по затрубному пространству для опрессовки следующего, расположенного выше интервала колонны. Поинтервальную опрессовку продолжают до тех пор, пока резкое уменьшение p не укажет на перекрытие тампонирующим составом негерметичного интервала колонны.

Количество продавочной жидкости для очередного перемещения состава должно составлять не более 80 % от его объема. Местоположение верхней $L_в$, и нижней $L_н$ границ интервала негерметичности определяют по формулам:

$$L_в = H_1 - n\frac{0{,}8V_в}{V_0};$$

$$L_н = H_1 - (n-1)\frac{0{,}8V_в}{V_0}.$$

где H_1 - длина НКТ, м;

$V_в$ - объем высоковязкой жидкости, $м^3$;

V_0 - объем 1 м затрубного пространства эксплуатационной колонны, $м^3$;

n - порядковый номер спрессовываемого интервала колонны.

Затем скважину выдерживают под давлением до истечения срока ОЗЦ. Излишки состава вымывают из скважины.

Тампонирование под давлением с применением пакера

Этот способ применяется в следующих случаях:

— для защиты обсадных колонн при давлении нагнетания, значение которого превышает допустимое для опрессовки;

— для защиты продуктивных пластов от загрязнения при нагнетании тампонирующей смеси в изолируемый интервал, расположенный ниже зоны перфорации:

— для направленной подачи тампонирующей смеси под давлением в изолируемый объект, выше которого имеются негерметичные отверстия в колонне.

Применение способа допускается в заполняющихся и незаполняющихся скважинах. Тампонирование под давлением по затрубному пространству при установленном пакере запрещается, кроме случаев применения гелеобразующих ПТМ или использования алюминиевых или других легкоразбуриваемых НКТ.

НКТ спускают с пакером, который располагается над зоной ввода тампонирующей смеси за колонну. Рекомендуется низ пакера оборудовать алюминиевым хвостовиком длиной не менее 3 м, башмак которого устанавливают над зоной ввода на расстоянии до 3 м. Проверяют чистоту спущенных труб прокачкой в НКТ бурового раствора в количестве, равном их внутреннему объему от устья до статического уровня. Устанавливают пакер. Проверяют приемистость изолируемого объекта при установившемся режиме подачи насосов прокачкой в НКТ бурового раствора в количестве не менее внутреннего объема труб. Тампонирующую смесь закачивают в НКТ. Закачивают расчетный объем продавочной жидкости. Если надпакерное затрубное пространство герметично, то для уменьшения осевой нагрузки на пакер рекомендуется в кольцевое пространство закачать буровой раствор и создать давление, допускаемое при опрессовке колонны.

Тампонирующую смесь залавливают в пласт. Снижают давление в трубном и затрубном пространствах. Освобождают пакер. Распакеровку контролируют расхаживанием колонны НКТ. При наличии циркуляции излишки тампонирующей смеси вымывают из скважины обратной или прямой промывкой. Поднимают 100 - 150 м НКТ, заполняют скважину буровым раствором и оставляют в покое на время ОЗЦ. В заполняющихся скважинах после работ НКТ поднимают на 50 - 100 м выше поглощающего интервала (зоны дефекта колонны, интервала перфорации). Перед ОЗЦ для вытеснения возможных остатков тампонирующей смеси прокачивают в трубное и затрубное пространство буровой раствор в количестве, равном объему НКТ и объему колонны от башмака труб до нижней границы поглощающей зоны.

5.2.3. РАСЧЕТ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ ТАМПОНИРОВАНИЯ ПОД ДАВЛЕНИЕМ

В табл. 5.4. приведены формулы для расчета продолжительности тампонирования под давлением различными способами. В формулах приняты следующие условные обозначения:

T - продолжительность процесса тампонирования, которая должна составлять не более 75 % от срока загустевания (T_3) тампонирующей смеси,

$$T \le 0{,}75T_з \qquad (5.1)$$

t_1 - продолжительность приготовления тампонирующей смеси,

$$t_1 = \frac{V}{q_{max}},$$

где V - объем тампонирующей смеси; q_{max} - максимальная подача ЦА.

$t_2^к$, $t_2^т$, $t_2^{к.п.}$ - продолжительность закачивания расчетного объема продавочной жидкости $V_п$ соответственно в колонну, НКТ, кольцевое пространство,

$$t_2 = \frac{V_п}{q},$$

t_3 - продолжительность задавливания тампонирующей смеси в пласт,

$$t_3 = \frac{V}{q_{min}},$$

где q_{min} - минимальная подача ЦА.

t_0 - общая продолжительность пауз при задавливании тампонирующей смеси,

$t_0 = tN$;

где t - продолжительность одной паузы; N - число пауз, $t_в$ - расчетное время вымыва излишков тампонирующей смеси при обратной промывке. Рассчитывается из условия вымыва всего объема смеси как:

$$t_в = \frac{V + V_п}{q_c},$$

где $V_п$ – объем продавочной жидкости, закачанной в НКТ;

q_c – средняя подача ЦА.

Таблица 5.4

Расчет продолжительного тампонирования под давлением

Способ тампонирования под давлением	Расчетные формулы	
	заполняющаяся скважина	незаполняющая скважина
Через обсадную колонну	$T = t_1 + t_2^к + t_3 + t_0$	$T = t_1 + t_2^к + t_3 + t_0$
Через НКТ и обсадную колонну	$T = t_1 + t_2^т + t_3 + t_0$	-
Через НКТ, установленные над зоной ввода	$T = t_1 + t_2^т + t_3 + t_0 + t_в + t_д$	$T = t_1 + t_2^т + t_3 + t_0 + t_в + t_д$
Через НКТ, установленные под зоной ввода	$T = t_1 + t_2^т + t_3 + t_0 + t_п + t_м + t_{оп} + t_в + t_д$	-
Комбинированный способ	$T = t_1 + t_2^т + t_п + t_м + t_3 + t_0$	$T = t_1 + t_2^т + t_п + t_м + t_2 + t_3 + t_0$
Скользящее тампонирование:		-
6.1. непрерывное	$T = t_1 + t_2^{к.п.} + t_в$	
6.2. с остановками	$T = t_1 + t_2^т + t_0 + t_в$	-
С пакером*	$T = t_1 + t_2^т + t_3 + t_0 + t_р + t_м + t_в + t_д$	$T = t_1 + t_2^т + t_3 + t_д + t_р + t_п + t_2^т + t_2^{к.п.}$

* Если планируется ОЗЦ под давлением, то в продолжительность тампо-нажных работ включается дополнительное время $T_д = t_п + t_м + t_{оп}$, в течение которого тампонирующая смесь должна сохранять исходные свойства: $T + T_д = 0{,}75T_3$.

Для прямой промывки:

$$t_в = \frac{V + V_3}{q_{max}},$$

где V3 - объем затрубного пространства;

$t_д$ - продолжительность демонтажа устьевого оборудования,

$t_п$ - продолжительность подъема части НКТ;

$t_м$ - продолжительность монтажа устьевого оборудования;

$t_{оп}$ - продолжительность опрессовки обсадной колонны после подъема части НКТ:

$$t_{оп} = \frac{V_у}{q_{min}},$$

где V_y - объем продавки, обусловленный упругими деформациями обсадной колонны и заполняющей ее продавочной жидкости.

t_p - продолжительность распакеровки.

По расчетной продолжительности операции в соответствии с условием (5.1) регулируют сроки загустевания используемой тампонирующей смеси или по T_3 выбирают схему тампонирования (см. табл. 5.3).

5.2.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМА ТАМПОНИРУЮЩЕЙ СМЕСИ

Объем цементного раствора или другого состава минеральных вяжущих V выбирают на основе накопленного регионального опыта РИР в зависимости от результатов проверки скважины на приемистость.

В лабораторных условиях в зависимости от требуемых свойств тампонирующей смеси устанавливают ее плотность $\rho_т$ и водоцементное отношение m.

Количество сухого цемента или другого тампонажного материала q, требующегося для приготовления 1м^3 раствора, определяется из соотношения:

$$q = \rho_м \frac{\rho_т - \rho_ж}{\rho_м - \rho_з};$$

где $\rho_м$ - плотность сухого тампонажного материала;

$\rho_з$ - плотность жидкости затворения.

Общее количество сухого тампонажного материала G, потребного для приготовления заданного объема тампонирующей смеси φ_c (м^3), составляет

$$G = K_ц q V_c;$$

где $К_ц$ = 1,03 + 1,05 — коэффициент, учитывающий потери сухого цемента.

Объем жидкости затворения $V_ж$ (м^3) для приготовления тампонирующей смеси вычисляют по формуле:

$$V_ж = \frac{К_ж G_m}{\rho_ж};$$

где $К_ж$ = 1,08 + 1,10 — коэффициент, учитывающий потери жидкости.

Количество тампонирующей смеси ограничено значением допускаемого давления, необходимого на вымыв ее из скважины при обратной или прямой промывке при условии, что вся смесь осталась в трубах.

5.2.5. РАСЧЕТ ДАВЛЕНИЙ ПРИ ВЫМЫВЕ ТАМПОНИРУЮЩЕЙ СМЕСИ ИЗ СКВАЖИНЫ

Давление на выкиде насоса для вымыва тампонирующей смеси при прямой промывке $p_п$ является суммой следующих величин:

— давления на преодоление разности гидростатических давлений столбов тампонирующей смеси и бурового раствора в затрубном пространстве и НКТ $p_{г.с.}$.

— давления на преодоление гидравлических сопротивлений при движении промывочной жидкости по НКТ $p_т$;

— давления на преодоление гидравлических сопротивлений при движении по затрубному пространству столбов бурового раствора в тампонирующей смеси p_3.

$$p_п = p_{г.с.} + p_г + p_з.$$

Давление на выкиде насоса для вымыва тампонирующей смеси при обратной промывке p_0 - сумма следующих величин:

— давления на преодоление разности гидростатических давлений столбов тампонирующей смеси и промывочной жидкости в трубах и затрубном пространстве $p_{г.с.}$.

— давления на преодоление гидравлических сопротивлений при движении бурового раствора по затрубному пространству p_3;

— давления на преодоление гидравлических сопротивлений при движении по трубам столбов бурового раствора и тампонирующей смеси $p_т$.

1. Значение $p_{г.с}$ определяется по формуле:

$$p_{г.с.} = h_ц g(\rho_ц + \rho_ж).$$

где $h_ц$ - высота столба цементного раствора в трубах или затрубном пространстве;

$\rho_ц$, $\rho_ж$ - соответственно плотность цементного и бурового раствора;

$g = 9{,}81$ м/с^2.

Для выбора формул при расчете давления на преодоление гидравлических сопротивлений определяют режимы течения тампонирующей смеси и бурового раствора в трубах и затрубном пространстве.

Режимы течения бурового и цементного растворов устанавливают сопоставлением расчетной критической $\omega_{кр}$ и фактической $\omega_ф$ скоростей движения жидкости в трубах ($\omega_т$) или затрубном пространстве (ω_3);

при $\omega_ф < \omega_{кр}$ — режим течения структурный;

при $\omega_ф > \omega_{кр}$ — режим течения турбулентный.

$$\omega_{кр} = 25\sqrt{\tau / \rho}\ ;$$

где τ — динамическое напряжение сдвига цементного ($\tau_ц$) или глинистого ($\tau_г$) растворов;

ρ — плотность бурового ($\rho_г$) или цементного ($\rho_ц$) растворов.

$$\omega_ф = q/F,$$

где q — расход жидкости;

F — площадь поперечного сечения канала.

При структурном режиме течения

$$p_т = \frac{16}{3}\frac{h_р}{d_в}\left(\tau + \frac{24\eta 4}{\pi d_в^2}\right); \qquad (5.2)$$

$$p_з = \frac{6h_р}{D - d_н}\left(\tau + \frac{32\eta\, q}{\pi(D - d_н)^2(D + d_н)}\right); \qquad (5.3)$$

Здесь $h_р$ — высота столба бурового или цементного раствора в трубах или затрубном пространстве; η — структурная вязкость бурового или цементного раствора; D, $d_н$, $d_в$ — соответственно внутренний диаметр колонны, наружный и внутренний диаметры НКТ.

Для практических расчетов в табл. 5.5. приведены значения η и τ, наиболее широко применяемых цементных растворов.

При турбулентном режиме течения бурового или цементного растворов в трубах и затрубном пространстве

$$p_т = \frac{8\lambda_{т(т)}}{\pi^2 d_в^3} h_р \rho q^2; \qquad (5.4)$$

$$p_з = \frac{8\lambda_{т(з)}}{\pi^2 (D + d_н)(D - d_н)^2} h_р \rho q^2; \qquad (5.5)$$

Здесь $\lambda_{т(т)}$, $\lambda_{т(3)}$ – соответственно коэффициент гидровлических сопротивлений в трубах и затрубном пространстве.

Для практических расчетов при турбулентном режиме течения буровых и цементных растворов можно принять:

$\lambda_{т(т)} = 0{,}028$; $\lambda_{т(3)} = 0{,}054$.

2. Режимы течения воды или водных растворов солей устанавливают сопоставлением расчетного значения параметра Re при течении жидкости в трубах ($Re_т$) или затрубном пространстве ($Re_з$) с его критическим значением $Re_{кр}$ = 2300:

Таблица 5.5.

Максимальные значения реологических параметров наиболее широко применяемых цементных растворов

Шифр (обозначение) цемента	ПЦХ	ПЦГ	ШПЦС-120	ШПЦС-200	УШЦ1-120	УШЦ1-200	УЦГ-2	ОЦГ
СДБ	–	0,1 – 0,5 %	0,1 – 0,5 %	0,3 - 0,5 %	0,1 – 0,5 %	0,1 – 0,5 %	0,1 – 0,5 %	0,3 – 0,8 %
	–	0,024 – 1,81	0,046 – 2,19	0,042 – 1,20	0,04 – 3,22	0,016 – 1,31	0,067 – 0,82	0,028 – 5,87
КМЦ	0,5 – 2,0 %*	0,5 – 2,0 %	0,5 – 2,0 %	0,5 – 2,0 %	0,5 – 2,0 %	0,5 – 2,0 %	0,5 – 2,0 %	0,5 – 2,0 %
	0,186– 55,2**	0,15 – 59,4	0,094 – 55,2	0,11 – 52,1	0,025 – 62,7	0,19 – 38,6		
Гипан	0,5 – 2,0 %	0,5 – 2,0 %	0,5 – 2,0 %	0,5 – 2,0 %	–	–	–	0,5 – 2,0 %
	0,049 – 6,37	0,023 – 3,01	0,031 – 4,18	0,024 – 1,57	–	–	–	
ВКК	–	0,3 – 0,5 %	0,4 – 1,5 %	0,4 – 1,5 %	0,4 – 1,5 %	0,4 – 1,5 %	0,4 – 1,0	0,4 – 1,5 %
(СВК)	–	0,02 – 0,77	0,046 – 4,18	0,052 – 6,85	0,025 – 3,30	0,035 – 5,01		
ПВС-ТР	0,2 – 0,6 %	0,5 – 2,0 %	–	–	–	–	0,5 – 2,0 %	0,5 – 2,0 %
	0,093 – 27,5	0,041 –	–	–	–	–	0,32– 20,2 %	
	1 – 3 %	2,73	–	–	–	–	–	–
	0,045 – 2,42	–	–	–	–	–	–	–
	1 – 3 %	–	–	–	–	–	–	–
								–
	1 – 3 %	–	–	–	–	–	–	–
	0,08 – 6,68	–	–	–	–	–	–	–
Без добавок	–	–	–	–	–	–	–	–
	0,097 – 7,04	0,26 – 2,94	0,048 – 2,08	0,077– 10,45	0,02 – 1,96	0,086 – 5,68	0,223– 11,17	0,029 – 5,78
Водоцемент-ное отношение В/Ц	0,50	0,50	0,43	0,40	0,35	0,35	0,32	0,95

*Массовая доля (%) дана в пересчете от массы сухого цемента.

** Первое число – структураная вязкость, Па·с, второе – динамическое напряжение сдвига, Па.

при Re ≤ 2300 – режим течения ламинарный;
при Re > 2300 – режим течения турбулентный.

$$Re_т = \frac{\omega_т d_в}{\mu}\rho; \quad (5.6)$$

$$Re_з = \frac{\omega_з (D - d_н)}{\mu}\rho. \quad (5.7)$$

3. Рассчитывают коэффициенты гидравлических сопротивлений в трубах и затрубном пространстве:
при структурном режиме

$$\lambda_с = 64/Re, \quad (5.8)$$

при турбулентном режиме

$$\lambda_т = \frac{0{,}3164}{Re^{0{,}25}}. \quad (5.9)$$

4. Определяют давление на преодоление гидравлических сопротивлений:

$$p_т = \lambda \frac{h_р}{d_в}\frac{\omega_т^2 \rho}{2}; \quad (5.10)$$

$$p_з = \lambda \frac{h_р}{D - d_н}\frac{\omega_з^2 \rho}{2}. \quad (5.11)$$

5.2.6. РАСЧЕТ ТАМПОНИРОВАНИЯ ПОД ДАВЛЕНИЕМ ЧЕРЕЗ НКТ, УСТАНОВЛЕННЫЕ НАД ЗОНОЙ ВВОДА ТАМПОНИРУЮЩЕЙ СМЕСИ ЗА КОЛОННУ, В НЕЗАПОЛНЯЮЩЕЙСЯ СКВАЖИНЕ

Расчет проводится для скважин, в которых динамический уровень жидкости при заполнении до устья не поднимается.

В процессе закачки и продавки в НКТ в зависимости от условий призабойной зоны часть цементного раствора поглощается пластом, а часть поднимается в затрубное пространство скважины.

Для упрощения расчетов принимается, что момент насыщения пласта совпадает с поглощением всего цементного раствора. Тогда закачиваемая после раствора продавочная жидкость в количестве Vт, равном внутреннему объему

НКТ, расходуется на наполнение скважины, т.е. объем колонны от статического уровня до устья $V_{к.у.}$ уменьшается на объем, равный $V_т$.

Для заполнения колонны потребуется закачать в затрубное пространство дополнительное расчетное количество бурового раствора $V_{з.р.} = V_{к.у.} - V_т$.

На заполнение колонны укажет появление циркуляции жидкости через НКТ.

Если фактически прокачанное количество жидкости $V_{з.ф.}$ оказалось меньше расчетного ($V_{з.ф.} < V_{з.р.}$), то это будет свидетельствовать о том, что в скважине остался цементный раствор.

При этом количество раствора, находящегося в кольцевом пространстве и внутри НКТ, можно ориентировочно оценить по избыточному давлению на манометре, контролирующем затрубное пространство.

5.2.7. РАСЧЕТЫ ПРИ УСТАНОВКЕ РАЗДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ ПО МЕТОДИКЕ б.ВНИИКРнефти

1. Высота цементного моста должна удовлетворять условию:

$$H_т = \frac{Q_2}{\pi D \tau_c} \geq H_{min},$$

где Q_2 – осевая нагрузка на мост от массы труб или перепада давления; τ_c – касательные напряжения при сдвиге моста (табл. 5.6.);

H_{min} – требуемая минимальная высота моста.

Таблица 5.6

Количественные показатели качества мостов в зависимости от технологических мероприятий

Условия и способ установки моста	grad p, МПа/м	τ_c, МПа
В обсаженной скважине:		
с применением скребков к буферных жидкостей	5,0	1,00
с применением буферных жидкостей	2,0	0,50
без скребков и буферных жидкостей	1,0	0,05
В необсаженной скважине:		
с применением скребков и буферных жидкостей	2,0	0,50
с применением буферных жидкостей	1,0	0,05
без скребков и буферных жидкостей	0,5	0,01

2. Объем цементного раствора рассчитывается по формуле:

$$V = H_т F + V_т (C_0 + C_1 + C_2 + C_3),$$

где F - площадь сечения скважины;

$V_т$ - объем НКТ или бурильных труб;

C_0 - коэффициент, учитывающий случайные ошибки при продавливании тампонирующей смеси в скважину: если средства контроля за движением жидкостей не используются, то $C_0 = 0{,}02 + 0{,}03$, если используются, то $C_0 = 0$; C_1, C_2, C_3 — коэффициенты (табл. 5.7).

Таблица 5.7.

Расчетные коэффициенты

Наименование коэффициента	Обозначение	Значения для бурильных труб с высаженными внутрь концами		Значения для насосно-компрессорных труб	
		тип буферной жидкости			
		вода	нет	вода	нет
Потери цементного раствора на стенках труб	C_1	0,01	0,03	—	0,01
Потери цементного раствора в результате смещения с соседней жидкостью на I границе	C_2	0,02	0,04	0,01	0,02
То же на II границе	C_3	0,02	0,03	0,01	0,02
Потери буферной жидкости при движении по заливочной колонне	C_4	0,02	—	0,02	—
То же при движении по кольцевому пространству	C_5	0,40	—	0,40	—

Объем продавочной жидкости:

$$V_п = V_т\left(1 - \frac{H_т f}{V_т} - C_1 - C_3\right),$$

где f – площадь сечения труб.

3. Объемы буферной жидкости, закачиваемой перед цементным раствором ($V_{\sigma 1}$) и после него ($V_{\sigma 2}$), равны:

$$V_{\sigma 1} = C_4 V_т + C_5 H_т F,$$

где C_4, C_5 - коэффициенты (см. табл. 5.7).

Если установить цементный мост требуемой высоты невозможно (например, при недостаточном расстоянии до очередного объекта испытания), то следует применить тампонажные материалы с более высокими физико-механическим показателями (τ_c и др.) или использовать другие разделительные устройства.

5.2.8. РАСЧЕТ ДОПУСТИМОЙ ГЛУБИНЫ ОПОРОЖНЕНИЯ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ ПРИ ТАМПОНИРОВАНИИ

Допустимую глубину опорожнения H_0 рассчитывают по разности между наружным и внутренним давлениями на колонну, которая не должна превышать давления смятия обсадных труб. Расчет проводится по формуле:

$$H_0 \le \frac{1}{\rho_ж}\left(\frac{K_1 p_{см}}{(1-K_2)g} - (\rho_ц - \rho_ж)H + (\rho_ц - \rho_\sigma)h'\right),$$

где ρ - плотность жидкости внутри колонны, кг/м^3;
$p_{см}$ - давление смятия труб, установленных на глубине Н, Па;
$\rho_ц$ - плотность цементного раствора за колонной, кг/м^3;
$\rho_б$ - плотность бурового раствора за колонной, кг/м^3;
Н - глубина скважины, м;
h' - глубина границы цемент – глинистый раствор за колонной, м;
g - ускорение силы тяжести, равное 9,8 м/с^2.

5.3. ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПАКЕРОВ И ЯКОРЕЙ К НИМ

Таблица 5.8

Якоря для удержания пакеров на месте их установки (ТУ 39-005-72, ТУ 26-02-645-75, ТУ 26-02-226-76)

Шифр	Наружный диаметр, мм	Перепад давления, МПа	Температура, °С	Диаметр канала, мм	Длина, мм	Масса, кг
Г31М/120	120	150	100	48	1350	—
Г31М/140	140	150	100	60	1360	—
ЯГМ-118-350	118	350	150	45	630	26
ЯГМ-136-350	136	350	150	56	630	39
ЯГ-118-500	118	500	150	52	600	24
ЯГ- 136-500	136	500	150	70	600	37

Таблица 5.9

Пакеры типов ПШ и ППГМ

Показатели	Пакер шлипсовый ПШ			Пакер ППГМ-1 с гидромеханическим уплотнением			
	ГШ-5"	ГШ-6"	ГШ-8"	ППГМ1-114-160	ППГМ1-122-160	ППГМ1-133-160	ППГМ1-142-160
Условный диаметр колонны, мм	146	168	219	146	146	168	168
Наибольший перепад давления на пакер, МПа	30	30	30	16	16	16	16
Габаритные размеры, мм:							
наружный диаметр	118	136	187	114	122	133	142
длина	1760	1840	2000	1655	1655	1880	1880
диаметр канала	54	54	68	62	62	76	76
Масса, кг	61	69	121	43	47	63	70

Таблица 5.10

Взрывные пакеры, спускаемые на кабеле

Показатели	Взрывной пакер типа ВП						Шлипсовый взрывной пакер типа ВПШ	
	ВП 88	ВП 92	ВП 102	ВП 110	ВП 118	ВП 135	ВПШ 82	ВПШ 102
Наружный диаметр, мм	86	92	102	110	118	135	82	102
Длина, мм	475	490	535	570	605	605	1238	1265
Внутренний диаметр колонны, мм:								
минимальный	96,3	100,3	109,0	117,7	125,2	144,0	88,0	109,0
максимальный	98,3	102,3	115,0	124,0	133,0	152,0	96,0	120,0
Масса, кг	5,1	6,3	7,9	9,6	11,6	15,7	34,2	49,3

Таблица 5.11

Пакеры гидравлические, механические, гидромеханические (ТУ 26-16-10-76, ТУ 26-02-313-77)

Шифр	Наружный диаметр, мм	Перепад давления,	Температура, ^{0}С	Диаметр канала, мм	Герметизируемый диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг
ПН-ЯГ-90-500	90	50	120	38	102,3	1510	43
ПВ-ЯГ-90-500		50	120	38	102,3	1066	45
ПД-ЯГМ-90-350		35	120	62	102,3	1785	51
ПН-ЯГ-90-500К		50	150	38	102,3	1510	43
ПВ-ЯГ-90-500К		50	150	38	102,3	1510	43
ПН-ЯГ-90-500К1		50	150	38	102,3	1510	43
ПВ-ЯГ-90-500К1		50	150	38	102,3	1510	43
ПН-ЯМ-90-210		21	120	40	102,3	2170	45
ПД-ЯГ-1 12-500	112	50	120	50	121,7	2095	80
ПД-ЯГ-1 12-500		50	120	62	121,7	1850	90
ПН-ЯГМ-112-210		21	120	62	121,7	1655	43
ПД-ЯГМ-112-210		21	120	62	121,7	1895	66
ПН-ЯМ-1 12-210		21	120	62	121,7	2170	52
ПД-ЯГ-1 18-500	118	50	120	50	133,0	2095	89
ПД-ЯГИ-1 18-350		35	120	50	133,0	2330	103
1 ПД-ЯГ-1 18-350		35	120	61	133,0	2680	124
2ПД-ЯГ-1 18-500		50	120	62	128,0	1850	94
2ПД-ЯГ-118-350К1		35	120	61	133,0	2680	124
2ПД-ЯГ-118-350К2		35	120	61	133,0	2680	136
ПН-ЯГМ-1 18-210		21	120	62	128,0	1655	46
ПД-ЯГМ-118-210		21	120	62	128,0	1895	69
ПН-М-1 18-210		21	120	—	133,0	1030	40
ПН-ЯМ-1 18-210		21	120	62	133,0	2170	55
1 ПД-ЯГ-1 22-500	122	50	120	62	133,0	1850	98
ПН-ЯГМ-122-210		21	120	62	133,0	1655	47
ПД-ЯГМ- 122-2 10		21	120	62	13,0	1895	73
ПН-ЯГМ-132-210	132	21	120	76	140,3	1880	55
ПД-ЯГМ- 132-2 10		21	120	76	140,3	2000	74
ПД-ЯГ-1 36-500	136	50	120	61	155,3	2325	130
ПД-ЯГИ-1 36-350		35	120	61	155,3	2704	136
1 ПД-ЯГ-1 36-500		50	120	76	146,3	1900	122
ПН-ЯГМ-145-210		21	120	76	155,8	1880	68
ПД-ЯГМ- 145-2 10		21	120	75	155,8	2000	84
ПН-ЯГМ-1 50-2 10	150	21	120	89	163,8	2000	90

Продолжение таблицы 5.11

Шифр	Наружный диаметр, мм	Перепад давления,	Температура, 0С	Диаметр канала, мм	Герметизируемый диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг
ПД-ЯГМ- 150-2 10		21	120	89	163,8	2090	102
ПН-ЯГМ- 160-2 10	160	21	120	100	173,7	2000	102
ПД-ЯГМ- 160-2 10		21	120	100	173,7	2090	127
ПН-ЯМ-160-210		21	120	76	173,7	2460	95
ПН-ЯГМ-170-210	170	21	120	100	179,7	2000	110
ПД-ЯГМ-170-210		21	120	100	179,7	2090	134
1ПД-ЯГ- 185-350	185	35	120	100	205,	2200	180
ПН-ЯГМ-185-210		21	120	100	205,	2110	123
ПД-ЯГМ-185-140		14	120	100	205,	2210	142
1ПД-ЯГМ- 185-2		21	120	130	205,	2700	155
ПН-ЯМ-185-140		14	120	100	205,	2030	100
ПН-ЯГМ-236-140	236	14	120	40	253,	2230	150
ПД-ЯГМ-200-140		14	120	145	253,1	2575	172
2ПД-ЯГ- 136-350	136	35	120	76	155,3	2710	142
2ПД-ЯГ-136-350К1		35	120	76	155,3	2710	142
ЗПД-ЯГ-136-350К1		35	120	80	146,3	2800	150
2ПД-ЯГ-136-350К2		35	120	76	155,3	2710	156
ЗПД-ЯГ-136-350К2		35	120	80	146,3	2800	174
ПД-ЯГ- 136-2 10		21	120	50	155,3	3886	175
ПН-ЯГМ- 136-2 10		21	120	76	146,3	1880	60
ПД-ЯГМ-136-210		21	120	76	146,3	2000	75
ПН-М-136-210		21	120		155,3	1090	55
ПН-ЯМ- 136-2 10		21	120	62	155,3	2260	70
1 ПД-ЯГ- 140-500	140	50	120	76	150,3	1900	128
ПН-ЯГМ-140-210		21	120	76	150,3	1880	64
ШН-ЯГМ-140-210		21	120	90	155,3	2550	70
ПД-ЯГМ- 140-2 10		21	120	76	150,3	2000	81
ПД-ЯГ- 145-350	145	35	120	76	163,8	2750	140
1 ПД-ЯГ- 145-500		50	120	76	155,8	1900	138
ЗПД-ЯГ-145-350К1		35	120	80	155,8	3000	173
ЗПД-ЯГ-145-350К2		35	120	80	155,8	3000	198
ПД-ЯГР-243-140	243	14	120	150	259,1	2850	180
ПН-ЯГМ-243-140		14	120	50	259,1	2230	160
1ПД-ЯГМ-243-140		14	120	145	259,1	2575	182
ПВ-ЯГМ-Т-122-	122	14	325	45	133,0	1690	70
ПВ-ЯГМ-Т-140-	140	14	325	59	150,3	2370	100

Примечания: 1. Резьба 146 и 168 мм по ГОСТ 632-64. 2. Я - якорный тип. Т - термостойкий. 3. Способ посадки: Г - гидравлический, ГМ - гидромеханический, М - механический. 4. - рабочая среда: без индекса - нефть, газ, газоконденсат, вода; К - то же с наличием водопесчаной смеси; К1 - газ, газоконденсат с содержанием $CO_2 \leq 6\%$; К2 — то же с содержанием $H2S \leq 6\%$. 5 - воспринимаемая нагрузка: В - перепад давления направлен вверх, Н - перепад давления направлен вниз, Д - перепад давления направлен вверх и вниз.

Таблица 5.12

Гидравлико-механические пакеры при тампонировании зон поглощения (ТУ 39-096-75)

Шифр	Наружный диаметр, мм	Уплотняемый диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг
А19М2/175	175	220	2120	176
А19М2/195	195	240	2215	254

Примечание: Перепад давления 15 МПа, температура 100°С, диаметр 20 мм, резьба 3-147.

Таблица 5.13

Пакеры рукавные (ТУ 26-16-15-76)

Шифр	Наружный диаметр, мм	Диаметр колонны, мм	Уплотняемый диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг
ПД-Г-1 18-210	118	62	133	3294	80
1ПД-Г-118-210	118	50	133	4025	100
2ПД-Г-118-210	118	60	133	3950	95
ЗПД-Г-118-210	118	62	133	3810	96
ПД-Г-1 36-210	136	76	150	3357	108
1ПД-Г-1 36-210	136	62	150	3987	128
2ПД-Г- 136-210	136	76	150	3950	125
ЗПД-Г- 136-210	136	76	150	3810	116

Примечание: Перепад давления 21 МПа, температура 100° С.

Таблица 5.14

Пакеры механические (ТУ 26-02-644-75, ТУ 26-02-213-77)

Шифр	Наружный диаметр, мм	Диаметр колонны, мм	Температура, °С	Диаметр канала, мм	Уплотняемый диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг
ПВ-М- 118-350	118	35	Не обу-	45	140	730	24
ПН-М- 118-350	118	35	словлена	45	1.40	730	24
ПВ-М-122-350	122	35	То же	45	140	730	24
ПН-М- 122-350	122	35	«	45	140	730	24
ПВ-М- 136-350	136	35	«	56	160	840	33
ПН-М- 136-350	136	35	«	56	160	840	33
ПВ-М- 140-350	140	35	«	56	160	840	33
ПН-М- 140-350	140	35	«	56	160	840	33
ПВ-М-1 18-500	118	50	«	45	140	790	24
ПВ-М- 122-500	122	50	«	45	140	790	24
ПВ-М- 136-500	136	50	«	56	160	840	33
ПВ-М- 140-500	140	50	«	56	160	840	33
ПВ-М-Т-122-140	122	14	325	45	133	930	27
ПВ-М-Т-140-140	140	14	325	59	154	1030	35

5.4. ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ ТАМПОНАЖНЫЕ РАБОТЫ ПРИ РИР

Перед вспомогательными тампонажными работами лифтовые трубы необходимо поднять из скважины для ревизии и обследовать состояние обсадной колонны.

5.4.1. УСТАНОВКА РАЗДЕЛИТЕЛЬНЫХ ТАМПОНАЖНЫХ МОСТОВ В НЕПОГЛОЩАЮЩИХ СКВАЖИНАХ

Для того чтобы установить разделительный мост, башмак НКТ располагают у нижней границы устанавливаемого моста. Скважину промывают в течение не менее полутора циклов циркуляции для выравнивания плотностей бурового раствора в трубах и затрубном пространстве. Промывка считается законченной, если после отсоединения ведущей трубы перелива не наблюдается. Приготовление тампонирующей смеси производится в осреднительной емкости. В НКТ закачивают расчетный объем тампонирующей смеси и продавливают до равновесия столбов жидкости в трубах и затрубном пространстве. Башмак НКТ поднимают до верхней границы устанавливаемого моста. Вымывают излишек тампонирующей смеси при обратной или прямой промывке. НКТ поднимают на 20 - 30 м выше уровня тампонирующей смеси и скважину оставляют на ОЗЦ.

Если по условиям операции высокой точности расположения моста не требуется, то следует поднять башмак НКТ на 50 - 60 м над расчетным интервалом установки моста, произвести контрольный вымыв для проверки отсутствия тампонирующей смеси за НКТ и оставить скважину в покое на ОЗЦ. В скважинах глубиной до 1500 м при расчетных объемах тампонирующих смесей, плотность которых выше плотности бурового раствора (технической воды) не более чем на 0,3 г/см^3, допускается установка разделительных мостов без использования цементировочных агрегатов. Находящиеся в скважине НКТ герметично соединяют верхней муфтой с конусообразной воронкой для направленной подачи приготовленной в емкости тампонирующей смеси. Ведущую трубу поднимают над устьем скважины, нижний ее конец устанавливают над горловиной воронки.

Тампонирующую смесь из осреднительной емкости подают в воронку ведрами со скоростью, обеспечивающей постоянное заполнение воронки. После подачи тампонирующей смеси, вытесняющей из-за разности плотностей жидкость из труб, не прерывая процесс, приступают к закачке продавочной жидкости (технической воды).

Закачку продолжают до равновесия столбов жидкости в трубах и затрубном пространстве; на это укажет постепенное прекращение циркуляции и интенсивный перелив жидкости из воронки.

5.4.2. УСТАНОВКА РАЗДЕЛИТЕЛЬНЫХ ТАМПОНАЖНЫХ МОСТОВ В ПОГЛОЩАЮЩИХ СКВАЖИНАХ

В незаполняющихся скважинах нижний конец НКТ располагают у нижней границы устанавливаемого моста. Определяют глубину статического уровня в колонне от устья скважины $H_{ст}$.

В НКТ закачивают расчетный объем тампонирующей смеси.

Затем закачивают продавочную жидкость, объем которой $V_п$ определяют по формуле:

$$V_п = [(H_1 - H_{ст})\rho_ж - H_т\rho_т]f/\rho_ж,$$

где $\rho_ж$, $\rho_т$ - соответственно плотность бурового раствора и тампонирующей смеси;

H_1 - глубина установки нижнего конца НКТ от устья;

$H_т$ - высота тампонажного моста в колонне;

f - площадь проходного сечения НКТ.

НКТ поднимают до статического уровня жидкости в колонне и оставляют скважину в покое на ОЗЦ.

5.4.3. НАРАЩИВАНИЕ ЦЕМЕНТНОГО СТАКАНА В ОБСАДНОЙ КОЛОННЕ

В этом случае нижний конец НКТ устанавливают на расстоянии 10 - 15 м над наращиваемым цементным стаканом. Проверяют чистоту труб, прокачав в НКТ буровой раствор в количестве, равном их внутреннему объему. Плавным допуском НКТ со скоростью не более 0,5 м/с при одновременной закачке бурового раствора в трубы уточняют местоположение наращиваемого цементного стакана. Разгрузка труб на забой допускается не более 5 - 10 кН (0,5 - 1 т). Если цементный стакан наращивается над песчаной пробкой, то местоположение ее определяют без прокачки жидкости. Затем приподнимают нижний конец НКТ на 1 - 2 м от забоя и скважину промывают. В заполняющихся скважинах промывку проводят в течение 1,5 - 2 циклов циркуляции. В незаполняющихся скважинах в трубы и затрубное пространство прокачивают буровой раствор в количестве не менее 1,5 объема скважины от статического уровня до нижнего конца НКТ.

Если необходимо обеспечить определенную глубину нового искусственного забоя, то нижний конец НКТ поднимают до требуемой глубины и приступают к вымыву излишка тампонирующей смеси. Подачу бурового раствора в НКТ производят при минимальном расходе и прокачивают в количестве не менее 1,5 объема колонны от нижнего конца НКТ до поглощающей зоны скважины. Одновременно с прокачкой в трубы осуществляют закачку бурового рас-

твора в затрубное пространство на поглощение. НКТ поднимают до статического уровня жидкости в колонне и оставляют скважину на ОЗЦ.

5.4.4. НАСЫПКА ПЕСЧАНЫХ ПРОБОК В СКВАЖИНАХ

При этой операции нижний конец НКТ устанавливают на расстоянии 30 - 50 м над искусственным забоем. Скважину промывают. Доставляют к устью скважины просеянный песок в количестве, определяемом расчетной высотой песчаной пробки в колонне. С верхней муфтой находящихся в скважине НКТ герметично соединяют конусообразную воронку для направленной подачи песчаной пульпы. Над устьем скважины поднимают ведущую трубу, нижний конец которой устанавливают над горловиной воронки. Приступают к подаче бурового раствора в воронку при минимальном расходе, одновременно насыпая в нее песок.

По мере подачи песка и увеличения скорости вытеснения жидкости из труб пульпой подачу жидкости увеличивают, обеспечивая постоянное заполнение воронки. Песок следует подавать равномерно, чтобы не допустить закупорки труб. Особую осторожность необходимо соблюдать при использовании комбинированной колонны НКТ. В заполняющихся скважинах после засыпки песка подачу жидкости в трубы продолжают до гидростатического равновесия в трубах и затрубном пространстве. На это укажут постепенное прекращение циркуляции и интенсивный перелив жидкости из воронки.

В незаполняющихся скважинах после засыпки песка в НКТ прокачивают буровой раствор в количестве, равном внутреннему объему НКТ.

Затем их поднимают выше расчетного интервала заполнения песком на 30 - 50 м и оставляют скважину в покое на 3 - 4 ч. для осаждения песка. В непоглощающих скважинах после осаждения песка для проверки чистоты труб восстанавливают циркуляцию. Прекратив прокачку раствора, плавным допуском НКТ со скоростью не более 0,5 м/с определяют верхнюю границу песчаной пробки при разгрузке труб не более 5 - 10 кН (0,5 - 1т). В поглощающих скважинах (заполняющихся или незаполняющихся), где песчаная пробка насыпалась для отключения поглощающей зоны, допуск НКТ без предварительной проверки скважины на заполнение запрещается из-за опасности закупорки и прихвата труб в рыхлой песчаной пробке. В незаполняющихся скважинах допускается насыпка песчаной пробки через обсадную колонну.

5.4.5. НАМЫВ НАПОЛНИТЕЛЕЙ В ПОГЛОЩАЮЩУЮ ЗОНУ СКВАЖИНЫ

Работы производят в соответствии с РД. В заполняющихся скважинах намыв наполнителя производят при герметизированном устье путем закачки суспензии в пласт под избыточным давлением через НКТ, башмак которых установлен над поглощающей зоной. В незаполняющихся скважинах башмак НКТ размещают напротив поглощающей зоны. В муфту верхней трубы ус-

танавливают конусообразную воронку, над которой располагают нижний конец ведущей трубы.

В воронку подают буровой раствор с расходом 6 - 10 л/с, одновременно равномерно засыпая в нее наполнитель небольшими порциями. Для предотвращения подъема взвешенного наполнителя в кольцевое пространство за НКТ закачивают буровой раствор в затрубное пространство с расходом, равным подаваемому в НКТ. После насыщения поглощающей зоны, на что укажет восстановление циркуляции, соединяют ведущую трубу с колонной НКТ и излишки наполнителя вымывают из скважины. В качестве наполнителя используют песок, резиновую крошку, кожу-горох, ореховую скорлупу, кордное волокно, улюк и другие закупоривающие агенты.

В качестве жидкости-носителя применяют воду, буровой раствор, водобентонитовую суспензию, приготовленную непосредственно перед закачиванием в скважину.

5.4.6. ИСПРАВЛЕНИЕ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЦЕМЕНТНОГО КОЛЬЦА (КР1 - 3)

Исправление негерметичности цементного кольца для ликвидации заколонных перетоков пластовых флюидов производится методом тампонирования под давлением. Подъем лифтовых труб из скважины для ревизии и последующая шаблонировка ствола в интервале объекта изоляции обязательны. Приемистость объекта изоляции проверяют с использованием воды при трех установившихся режимах прокачки. При необходимости принимаются меры по увеличению приемистости (кислотная обработка и др.).

Технологическую схему и тампонажные материалы для РИР выбирают в зависимости от принадлежности изолируемого флюида и геолого-технических условий в осложненном интервале скважины.

5.5. РИР ПРИ ЛИКВИДАЦИИ ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

При негерметичности цементного кольца возможны следующие осложнения:

перетоки воды, нефти и газа по заколонному пространству между невскрытыми перфорацией пластами, грифоны;

обводнение продуктивных пластов;

прорыв газа в перфорированную зону нефтяного пласта.

Эффективность изоляционных работ во многом зависит от информации о причине и местоположении источника перетока, а технологические схемы и приемы при цементировании под давлением во всех случаях практически одинаковы и могут отличаться выбором зоны ввода тампонажного состава в заколонное пространство.

Воды нефтяных месторождений по отношению к продуктивным коллекторам разделяют на чуждые (верхние и нижние), контурные, подошвенные и промежуточные (рис. 5.7).

1. Чуждые воды залегают в водоносных горизонтах, расположенных выше или ниже нефтяных пластов. В естественных условиях нефтеносные и водоносные горизонты отделены друг от друга плотными, чаще глинистыми разделами. При бурении скважины непроницаемые перемычки между пластами разрушаются, создавая тем самым потенциальные условия для межпластового перетока. Если кольцевое пространство в зоне плотного раздела зацементировано некачественно, то при освоении или эксплуатации обводнение скважины чуждой водой неизбежно.

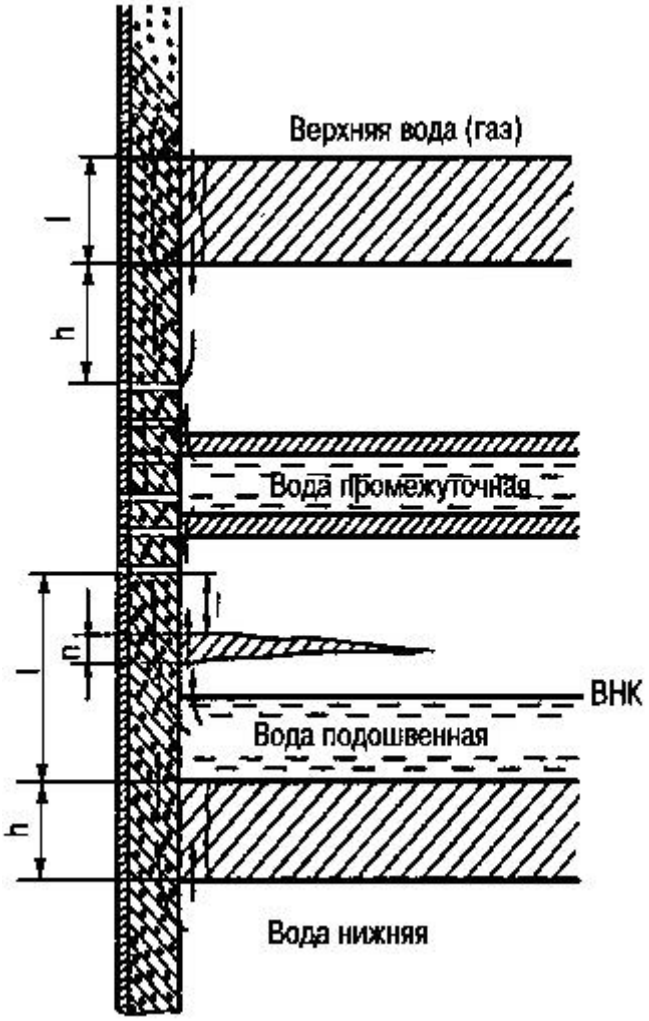


Рис. 5.7. Упрощенная схема обводнения скважины чуждыми, подошвенными и промежуточными водами

2. Подошвенная вода залегает в одном пласте с нефтью и занимает его нижнюю часть.

Нефтяные пласты, как правило, литологически неоднородны и характеризуются слоистым строением с включением различных по мощности алевролитовых и глинистых пропластков. Последние по простиранию могут выклиниваться, поэтому пласт представляет единую гидродинамическую систему. Однако профиль большинства участков продуктивного пласта включает один или несколько плотных разделов, которые в условиях скважины выполняют роль естественных экранов, отделяющих подошвенные воды от нефтенасыщенной части. Поэтому подошвенная вода может быть надежно изолирована, если качественно зацементированы участки заколонного пространства напротив плотных разделов, залегающих между водонефтяным контактом и нижними перфорационными отверстиями.

3. Воды, находящиеся в нефтяном пласте на крыльях складок и подпирающие нефть, называются контурными.

4. В нефтяном пласте со слоистым строением некоторые пропластки могут быть водоносными. Кроме того, по высокопроницаемым пропласткам продуктивного горизонта нередко наблюдаются прорывы контурных или закачиваемых для поддержания пластового давления вод. Указанные воды называют-

ся промежуточными. Данный вид осложнения не связан с качеством крепи скважин, поэтому технология его ликвидации не рассматривается.

Каналами перетока могут служить дефекты в цементном кольце или зона контакта последнего с обсадной колонной или плотным разделом. Мощность непроницаемых перегородок, а следовательно, и протяженность каналов перетока изменяются по скважинам в широких пределах. Однако, как установлено, их поперечные размеры характеризуются зачастую долями миллиметра. В то же время расчеты свидетельствуют о том, что нередко режимы течения флюида в таких каналах близки к ламинарному. Вследствие этого трудно ожидать очистки изолируемых каналов от глинистой корки или продуктов ее разрушения. Тампонажный же материал, доставленный в неочищенный канал перетока, часто не выполняет своего назначения.

Из этого следует, что перед проведением изоляционных работ в скважине необходимо создать условия, обеспечивающие очистку каналов перетока от глинистой корки. С этой целью скважину перед остановкой на ремонт необходимо несколько дней отработать при максимально допускаемых депрессиях.

При выборе тампонажных материалов исходят из следующих положений.

1. Расстояние от перфорированных отверстий в колонне до плотных разделов (см. рис. 5.7) по скважинам изменяется в широких пределах. По пути к непроницаемой перегородке цементный раствор ввиду высокой водоотдачи и больших перепадов давления при нагнетании интенсивно отфильтровывает воду в окружающий коллектор. Снижение водоцементного отношения уменьшает подвижность тампонажной смеси вследствие загустевания и приводит к резкому сокращению сроков схватывания вяжущего.

При определенных условиях тампонажная смесь может не достигнуть непроницаемой перегородки или перекрыть ее незначительную часть, что снизит эффективность изоляции каналов перетока. Указанное явление в значительной мере устраняется при использовании цементных растворов с пониженной водоотдачей.

2. Каналы перетока характеризуются исключительно малыми поперечными размерами. Это накладывает жесткие требования на проникающую способность тампонажных растворов.
3. Мощность непроницаемых разделов (см. рис. 5.7) также различна. Поэтому тампонажный материал должен обладать высокими изолирующими свойствами, в частности, повышенной адгезией к стенкам канала перетока.
4. С момента приготовления до окончания процесса цементирования под давлением проходит значительное время, часть которого закачанный в скважину тампонажный раствор не может находиться в покое. Поэтому необходимо предусмотреть мероприятия по обеспечению стабильности и сохранению исходной подвижности тампонирующей системы.

В качестве тампонирующих материалов следует применять составы на основе минеральных вяжущих, подвергнутые специальной обработке, или ПТМ.

А. Для снижения водоотдачи цементных растворов рекомендуется использовать реагенты ММЦ-БТР и ПВС-ТР, выгодно отличающиеся от традиционных: они не влияют на сроки схватывания и подвижность цементных растворов соответственно до температуры 50 и 70°С, затвердевший камень обладает улучшенными физико-механическими показателями.

Б. Для улучшения реологических свойств цементного раствора и их стабилизации во времени, а также повышения прочности тампонажного камня необходимо при приготовлении суспензии применять добавки, облагораживающие смесь: окзил, КССБ, полимер ТЭГ с отвердителем ПЭПА, тонкодисперсные окислы кремния и др. Для обеспечения надежного контроля за плотностью цементного раствора при приготовлении суспензии целесообразно использовать осреднительную емкость.

В. В качестве составов смесей с высокой проникающей способностью могут использоваться фильтрующиеся системы с ограниченным содержанием твердой фазы — отверждаемые глинистые растворы (ОГР), водные растворы фенолформальдегидных смол, водонерастворимые ПТМ, а также гелеобразующие составы (ВУС, гипан и др.). Наиболее целесообразно их применение в скважинах с низкой приемистостью. Однако использование перфорационных отверстий в качестве зоны ввода фильтрующейся смеси в каналы перетока нежелательно, так как одновременно можно закупорить часть продуктивного пласта. В данном случае следует использовать специальные перфорационные отверстия в колонне, выполненные напротив плотного раздела. При этом весь интервал перфорации предварительно перекрывают пробкой или изолируют.

Схема проведения операции и используемые при этом технологические приемы определяются результатами исследований по выявлению причины обводнения скважины.

При любом способе цементирования, если не достигнуто требуемое давление нагнетания, следует всю тампонажную смесь задавить в пласт, а затем повторить операцию.

После разбуривания цементного моста, к которому приступают после 24 ч ОЗЦ качество изоляционных работ проверяют геофизическими исследованиями, опрессовкой колонны и вызовом притока жидкости.

В комплексе геофизических исследований включение записи кривой АКЦ обязательно, так как сравнение ее с записью до изоляционных работ дает ценную информацию.

Опрессовка колонны сама по себе не является достаточным критерием оценки качества изоляции каналов перетока. Однако при этом могут быть выявлены существенные дефекты крепления скважины.

Вызов притока — основной способ контроля за качеством изоляции каналов перетока, которое считается удовлетворительным, если после создания депрессии в колонне приток постороннего флюида не превышает нормативного

значения. Величину депрессии, а также допускаемый объем притока устанавливают местные геолого-технические службы в зависимости от условий скважины и способа эксплуатации.

5.6. ИЗОЛЯЦИЯ ЧУЖДЫХ ВОД (ГАЗА)

Для защиты продуктивного пласта от загрязнения тампонажным раствором нижнюю часть перфорированного интервала колонны следует перекрыть песчаной пробкой. Неперекрытым достаточно оставить не более 1 м интервала перфорации. Допускается установка взрывпакера. Для РИР используются цементные растворы на водной основе с добавками понизителей водоотдачи, стабилизаторов и пластификаторов или нефтецементные растворы. При РИР в сильнодренированных пластах используются пеноцементы.

Если, несмотря на принятые меры (дренирование, кислотные обработки и др.), приемистость скважины меньше 0,5 $м^3/(ч·МПа)$, следует в качестве зоны ввода тампонажной смеси в каналы перетока использовать специальные перфорационные отверстия в колонне, выполненные напротив плотных разделов между продуктивным и водоносным пластами. Перед выполнением спецотверстий в колонне перфорированный интервал необходимо перекрыть песчаной пробкой или взрывным пакером. При РИР кроме цементных растворов целесообразно использовать полимерные тампонажные материалы (ПТМ). При использовании гелеобразующих ПТМ необходимо в качестве заключительной порции тампонирующей смеси, задавливаемой за колонну, использовать цементный раствор. При применении отверждающихся ПТМ над песчаной пробкой следует установить цементный стакан для предупреждения фильтрации смолы. При изоляции нижних, контурных и нагнетаемых в пласт вод с целью поддержать пластовое давление применяют различные ПТМ, пригодные к использованию только после лабораторной проверки, приемлемые для условий конкретной залежи.

Тампонирование каналов перетока следует осуществлять через специальные отверстия, выполненные в колонне напротив плотных разделов между перфорированным интервалом продуктивного горизонта и водоносным пластом (или ВНК). Для защиты продуктивного пласта от загрязнения нагнетание тампонирующей смеси необходимо производить через пакер, устанавливаемый между интервалом перфорации и спецотверстиями. Для РИР необходимо использовать цементные растворы, подвергнутые специальной обработке. При приемистости скважины менее 0,5 $м^3/(ч·МПа)$ используют ПТМ.

Допускается проведение РИР без применения пакера в скважинах, эксплуатирующих слабодренированные пласты. Предварительно цементированию под давлением подвергается весь интервал перфорации.

После разбуривания цементного моста следует испытать колонну на герметичность опрессовкой под избыточным давлением. При этом допускается падение давления. Важно констатировать, что непрерывная закачка жидкости в изолируемый объект при давлениях, допустимых для колонны, невозможна. Далее надо перфорировать колонну (2 - 5 отверстий) напротив плотного разде-

ла и повторно провести РИР. После РИР интервал от спецотверстий до верхней границы плотного раздела необходимо перекрыть в колонне цементным стаканом, мощность которого должна быть не менее 1 м.

РИР без прострела спецотверстий допускается производить также в скважинах, не имеющих плотных разделов между перфорированным интервалом продуктивного горизонта и водоносным пластом (или ВНК), или когда доступ к ним в колонне по техническим причинам невозможен. Целесообразно при этом применять нефтецементные растворы.

5.7. НАРАЩИВАНИЕ ЦЕМЕНТНОГО КОЛЬЦА ЗА КОЛОННОЙ (КР1 - 4)

Наращивание цементного кольца за незацементированной обсадной колонной следует производить в следующих случаях:

для защиты обсадных колонн от коррозии агрессивными пластовыми флюидами;

для ликвидации или предупреждения перетока пластовых флюидов по незацементированному заколонному пространству;

для заполнения заколонного пространства тампонажным материалом в зоне дефекта обсадной колонны или подлежащих эксплуатации продуктивных горизонтов.

Закачку тампонажного состава в заколонное пространство необходимо осуществлять через специальные отверстия в колонне (прямое цементирование) или непосредственно в заколонное пространство с устья скважины (обратное цементирование). Выбор способа цементирования должен основываться на изучении материалов по строительству и эксплуатации скважин, результатах дополнительных гидродинамических и геофизических исследований. Материалы по строительству и эксплуатации скважины включают следующие сведения:

конструкцию скважины;

осложнения в незацементированном интервале ствола в процессе бурения скважины (поглощения, обвалы, сальникообразование, зоны посадок и затяжек инструмента при спуско-подъемных операциях, интервалы проработок и др.);

характеристику пластов в незацементированном интервале разреза;

параметры бурового раствора перед спуском обсадной колонны;

данные инклинометрии, профилеметрии и кавернометрии ствола в незацементированном интервале;

сведения о РИР в незацеменитрованном интервале обсадной колонны.

Гидродинамические исследования предусматривают испытания обсадной колонны на герметичность опрессовкой, проверку приемистости заколонного пространства при закачке бурового раствора с устья скважины, проверку наличия круговой циркуляции через спецотверстия в колонне при подаче жидкости в колонну или заколонное пространство. Буровой раствор по параметрам должен соответствовать буровому раствору, используемому при креплении скважины. Затем проводят геофизические исследования с целью уточнить местопо-

дожение верхней границы наращиваемого цементного кольца и его состояние, наличие закупоривающих пробок в заколонном пространстве, выделение поглощающих зон в незацементированном интервале ствола скважины при закачке промывочной жидкости в заколонное пространство с устья или через спецотверстия в колонне.

Обратное цементирование без прострела спецотверстий в колонне применяется при следующих условиях в скважине:

наличии поглощения при закачке промывочной жидкости в заколонное пространство;

если поглощающая зона расположена над уровнем наращиваемого цементного кольца на расстоянии не более 100 м. В противных случаях следует применять прямое цементирование.

Затем осуществляется перфорация 2 - 5 спецотверстий в обсадной колонне на расстоянии от 50 до 100 м над наращиваемым цементным кольцом в зоне залегания плотных разделов. При наличии спецотверстий в колонне обратное цементирование производится в случаях, когда:

восстановлена циркуляция;

расчетное давление продавки тампонажного раствора при прямом цементировании превышает величину, допускаемую для данной колонны;

расчетное гидродинамическое давление столба тампонажного раствора при прямом цементировании превышает давление гидроразрыва пласта в интервале цементирования.

При прямом способе цементирования для снижения интенсивности поглощения необходимо принять меры. Для цеменирования используют цементные растворы с добавками понизителей водоотдачи, стабилизаторов и пластификаторов.

При приемистости поглощающей зоны 2 $м^3$/ч·МПа применяют цементные растворы с наполнителями, пеноцементы.

Количество тампонажного раствора определяется по объему заполняемого заколонного пространства с учетом данных кавернометрии и профилеметрии ствола скважины, а также опыта аналогичных работ в регионе.

При прямом цементировании необходимо планировать оставление цементного моста над спецотверстием в колонне высотой не менее 10 м.

После ОЗЦ и разбуривания цементного моста в зоне спецотверстий следует выполнить оценку качества изоляционных работ.

При негерметичности колонны в зоне спецотверстий проводят дополнительные изоляционные работы.

5.8. УСТРАНЕНИЕ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Работы по устранению негерметичности обсадных колонн включают изоляцию сквозных дефектов обсадных труб и повторную герметизацию

их соединительных узлов (резьбовых соединений, стыковочных устройств, муфт ступенчатого цементирования).

Ликвидацию каналов негерметичности в соединительных узлах обсадных колонн следует производить тампонированием под давлением. При негерметичности резьбовых соединений обсадных колонн рекомендуется применять метод довинчивания обсадных труб с устья скважины.

5.8.1. ТАМПОНИРОВАНИЕ НЕГЕРМЕТИЧНЫХ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Работы проводят в соответствии с РД 39-1-844-82 для ликвидации утечки жидких или газообразных флюидов из колонны через резьбовые соединения, являющиеся причиной негерметичности колонн при опрессовке и источниками межколонных проявлений при эксплуатации скважин. В качестве тампонирующих материалов рекомендуется использовать фильтрующиеся полимерные составы, превращающиеся в предельном состоянии в газонепроницаемый камень (отверждающиеся составы) или гель (гелеобразующие составы).

Применение цементного состава результатов не дает. Возможно использование тампонирующих составов на основе минеральных вяжущих, фильтрат которых отверждается или образует гель. С этой целью следует остановить скважину, замерить затрубное $p_з$ и межколонное $p_{м.к.}$ давления на устье, затем открыть выкид из межколонного пространства, снизить давление до атмосферного или до некоторого значения $p'_{м.к.}$. После этого закрывают выкид из межколонного пространства и определяют время восстановления $T_в$ давления в межколонном пространстве от атмосферного или $p'_{м.к.}$ до $p_{м.к.}$.

Из паспорта скважины выписывают плотность бурового раствора $\rho_ж$, использованного при креплении обсадной колонны, и глубину $H_ц$ до уровня цементного кольца за обсадной колонной. Затем скважину заглушают и измеряют $p_{м.к.}$. Продолжение межколонных газопроявлений укажет на наличие перетоков газа по негерметичному заколонному пространству. Если межколонные газопроявления прекратятся, то негерметичность колонны подтверждается однозначно. Если устье скважины оборудовано колонной головкой с клиновой подвеской труб, то герметичность сальниковых уплотнений и сварных соединений головки проверяют опрессовкой сжатым газом.

К обследованию обсадной колонны приступают, когда установлена герметичность колонной головки.

Из скважины поднимают и подвергают ревизии НКТ. Обсадную колонну шаблонируют полномерной печатью до глубины, превышающей на 200 - 300 м нижнюю границу интервала, в котором имеется негерметичность. Расстояние до этой границы от устья ориентировочно оценивают по следующим формулам:

при $H_ц < \dfrac{10^6 p_з}{\rho g}$

$$L = \frac{10^6 p_з}{\rho g} - H_ц\left(\frac{\rho_ж}{\rho} - 1\right);$$

при $H_ц > \frac{10^6 p_з}{\rho g}$

$$L = \frac{10^6 p_з}{\rho g};$$

где $H_ц$ - глубина до уровня цемента за обсадной колонной, м;

ρ - плотность воды (ρ = 1000 кг/м^3);

$\rho_ж$ - плотность бурового раствора, использованного при креплении обсадной колонны, кг/м^3;

g - ускорение силы тяжести (g = 9,8 м/с^2);

$p_з$ - давление в затрубном пространстве при эксплуатации, МПа.

Устанавливают цементный мост на 100 - 200 м ниже глубины L. После 24 ч. ОЗЦ проверяют прочность моста разгрузкой не менее 10 % веса НКТ при одновременной промывке с расходом не менее 5 - 6 л/с. Буровой раствор в колонне заменяют на воду. Колонну спрессовывают на герметичность водой, фиксируют снижение давления Δp в течение контрольного времени. Затем устанавливают нижний конец НКТ на глубине L. Поиск негерметичных резьбовых соединений ведут методом поинтервальной опрессовки эксплуатационной колонны газообразным агентом или пачкой высоковязкой жидкости. Если интервал, содержащий негерметичность, находится в пределах допускаемой глубины снижения уровня жидкости в колонне, то для изоляционных работ применяют схему, предусматривающую закачку тампонирующего состава в скважину, опорожненную до нижней границы негерметичности.

В качестве изолирующих материалов используют растворимые или нерастворимые в воде отверждающиеся тампонирующие составы.

Если интервал, содержащий негерметичность, находится ниже допускаемой глубины опорожнения колонны, то рекомендуется применять схему, предусматривающую закачку тампонирующего состава в заполненную буровым раствором скважину.

Если местоположение интервала, содержащего негерметичность, установить не удалось, то для изоляции каналов утечки применяют метод «скользящего» тампонирования. Изолирующими материалами служат гелеобразующие составы. В скважинах с высокими межколонными давлениями ($p_{м.к.}$ > 4,0 МПа) допускается использовать водонерастворимые отверждающиеся тампонирующие составы. Для этого необходимо уточнить рецептуры тампонирующих составов, исходя из времени начала загустевания или гелеобразования для конкретной партии компонентов раствора и температуры в изолируемой зоне.

В зависимости от выбранной технологической схемы и уточненной рецептуры на скважину доставляются компоненты тампонирующей смеси в количествах, обеспечивающих приготовление раствора в расчетном объеме, который определяется по формуле:

$$V = 0{,}785D^2lk_1,$$

где D - внутренний диаметр ремонтируемой колонны, м;

l - протяженность интервала негерметичности, м;

k_1 - коэффициент запаса, $k_1 = 1{,}2$.

На скважине устанавливают газонагнетающий агрегат, два цементировочных агрегата и емкость вместимостью от 3 до 5 м^3. При заполненной скважине поднимают часть НКТ, нижний конец которых устанавливают на 10 - 15 м ниже интервала, содержащего негерметичность колонны.

5.8.2. ПРОВЕДЕНИЕ РИР ПРИ ЗАКАЧКЕ ТАМПОНИРУЮЩЕГО СОСТАВА В КОЛОННУ, ОПОРОЖНЕННУЮ ДО НИЖНЕЙ ГРАНИЦЫ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ

В этом случае открывают выкид из трубного пространства. Закачивая газообразный агент, вытесняют жидкость из затрубного пространства через НКТ и опорожняют обсадную колонну до глубины спуска труб (рис. 5.8., а, б). Скважина разряжается. Через 2 ч. проверяют наличие притока жидкости в колонну. Поступление жидкости из НКТ при закачке газообразного агента в затрубное пространство укажет на наличие притока из заколонного пространства в колонну. При отсутствии притока производят подъем части НКТ, нижний ко-

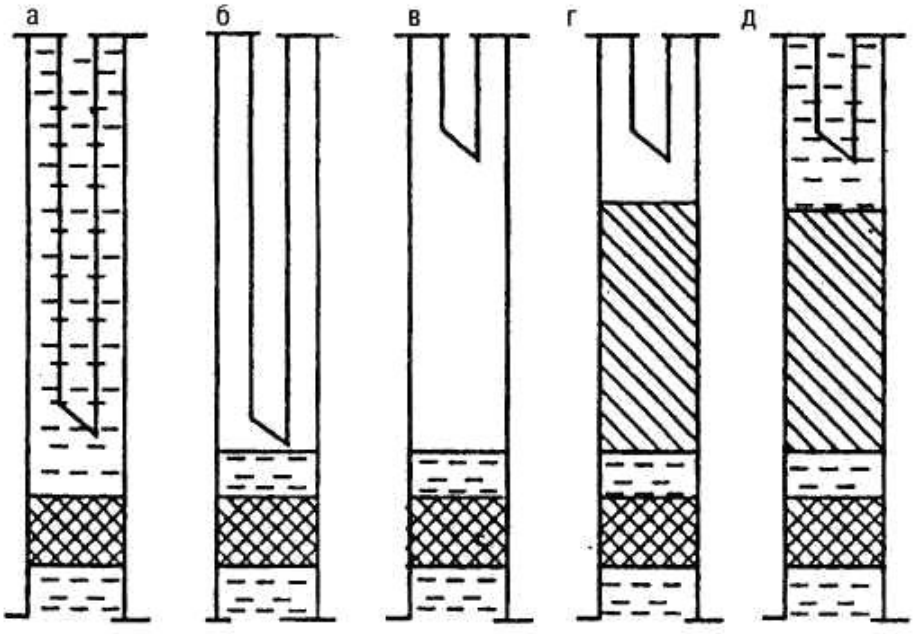


Рис. 5.8. Схемы РИР (а—д) при закачке тампонирующего состава в колонну, опорожненную до нижней границы негерметичности:
1 — промывочная жидкость (вода); 2 — тампонажный мост; 3 — опорожненное пространство скважины; 4 — тампонирующий состав

нец которых устанавливают на расстоянии от 100 до 200 м над верхней границей интервала негерметичности, т.е. на расстоянии l + (100 + 200) м над уровнем жидкости в скважине (рис. 5.8, в). Готовят раствор полимерный смолы. Отбирают пробы смолы для корректировки времени ОЗЦ и закачивают через НКТ раствор в скважину (рис. 5.8, г). С интервалом от 2 до 3 мин. закачивают через НКТ буровой раствор и заполняют колонну, после чего перекрывают выкид из затрубного пространства (рис. 5.8, д). Для нагнетания смеси в каналы негерметичности в обсадной колонне создают избыточное давление в пределах допускаемого при опрессовке. Периодическим подкачиванием добиваются его стабилизации.

На период твердения состава (ОЗЦ) скважину оставляют под давлением не менее $p_з$. После ОЗЦ плавным допуском НКТ уточняется верхняя граница тампонажного моста.

Для разбуривания моста используют трехшарошечное долото. Бурение производят «с навеса».

5.8.3. ПРОВЕДЕНИЕ РИР ПРИ ЗАКАЧКЕ ТАМПОНИРУЮЩЕГО СОСТАВА В КОЛОННУ, ЗАПОЛНЕННУЮ БУРОВЫМ РАСТВОРОМ

Данная схема применяется в случае притока жидкости после снижения уровня в колонне. После установки НКТ скважину промывают до выравнивания плотностей жидкости внутри НКТ и затрубном пространстве. На это укажет отсутствие перелива при открытых трубном и затрубном пространствах. При использовании гелеобразующих составов целесообразно применять схему обвязки в соответствии с рис. 5.9. Через НКТ закачивают тампонирующую смесь и продавливают до равновесия столбов жидкости в трубах в кольцевом пространстве. Для нагнетания смеси в каналы негерметичности в колонне создается избыточное давление в пределах регламентированного. Периодическим подкачиванием добиваются его стабилизации. Скважину оставляют на ОЗЦ под давлением на 24 ч.

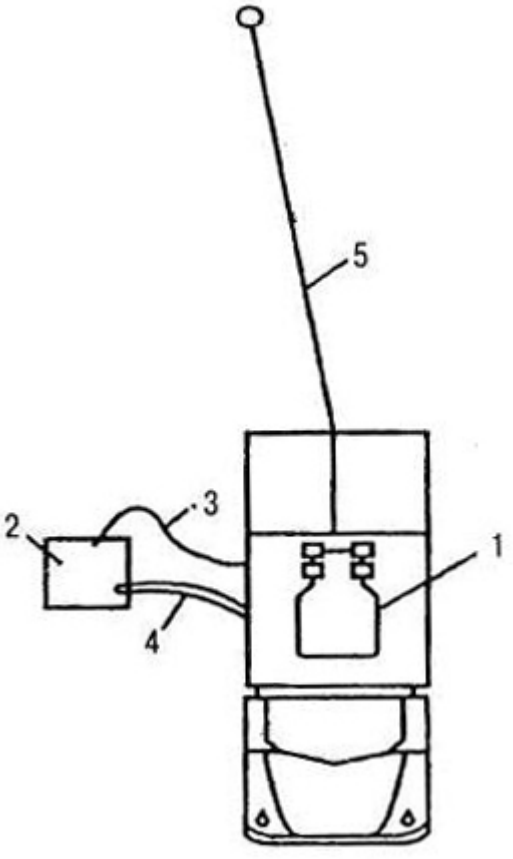


Рис. 5.9. Схема обвязки цементировочного агрегата для приготовления и закачивания гелеобразущего состава в скважину:
1— цементировочный агрегат;
2— приемный бачок;
3— выкидная труба насоса;
4— приемная труба насоса;
5— нагнетательная линия

После ОЗЦ оставшийся в затрубном пространстве тампонирующий состав, превратившийся в гель, вымывают из скважины. При использовании отверждающихся тампонирующих составов нижний конец НКТ приподнимают над уровнем тампонирующей смеси на расстояние от 30 до 50 м. При обратной промывке производят контрольный вымыв для проверки отсутствия тампонирующей смеси в кольцевом пространстве за НКТ.

5.8.4. ПРОВЕДЕНИЕ РИР ПРИ НЕУСТАНОВЛЕННОМ ИНТЕРВАЛЕ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ КОЛОННЫ

Если в скважине не наблюдалось межколонных проявлений, а негерметичность выявлена при опрессовке колонны жидкостью, то нижний конец НКТ следует расположить на 5 - 10 м выше искусственного забоя или цементного моста, установленного над интервалом перфорации. В качестве тампонажного материала используются гелеобразующие составы. Вязкость состава по ПВ-5 должна быть в пределах от 150 до 200 с. Обвязку выполняют в соответствии с рис. 5.9.

Приготавливают тампонирующий состав, который затем перекачивают в одну из половин мерника ЦА. Другую половину заполняют буровым раствором. Закачивая буровой раствор в затрубное пространство с подачей 3 - 5 л/с при открытом трубном, восстанавливают циркуляцию. Штуцеруя выкид из НКТ частичным перекрытием крана, устанавливают давление в обсадной колонне при циркуляции жидкости, не превышающее величины, регламентированной при опрессовке скважины. Не прекращая закачки, переключают краны на подачу тампонирующего состава в скважину. Состав прокачивают по затрубному пространству, не допуская превышения давления в колонне над допускаемым при опрессовке.

По мере перехода состава из затрубного пространства в трубы постепенно открывают кран на выкиде из НКТ; снижают давление прокачки и вымывают излишки состава на поверхность. Скважину оставляют на ОЗЦ.

Если при эксплуатации в скважине наблюдались межколонные проявления, то после отключения интервала перфорации нижний конец НКТ устанавливают на глубине L.

Рецептуру отверждающегося тампонирующего состава подбирают по температуре в скважине на глубине L. При использовании отверждающихся составов порядок работ аналогичен последовательности работ с применением гелеобразующих составов. После прокачки состава по затрубному пространству и вымыва излишка его на поверхность НКТ поднимают из скважины. В фонтанных скважинах допускается повторная герметизация резьбовых соединений колонн гелеобразующим составом без отключения перфорированной зоны. До наступления срока планово-предупредительного ремонта внутрискважинного оборудования работы допускаются без подъема НКТ.

5.8.5. ПРОВЕДЕНИЕ РИР В ПЕРФОРИРОВАННОЙ НЕОСВОЕННОЙ СКВАЖИНЕ

Буровой раствор закачивают в затрубное пространство и восстанавливают циркуляцию. Выкид из НКТ перекрывают и проверяют приемистость скважины. С этой целью при максимальной подаче ЦА осуществляют нагнетание бурового раствора и фиксируют наблюдаемое при этом давление $p_{пр}$ без превышения его над допускаемым при опрессовке. При необходимости для предупреждения загрязнения продуктивного пласта в качестве буровых растворов используются инертные жидкости (дегазированная нефть и др.). РИР проводится, если $p_{пр} > 10{,}0$ МПа.

При необходимости для увеличения $p_{пр}$ в призабойную зону прокачивают 1 - 2 $м^3$ высоковязкого (не менее 200 с по ПВ-5 при забойной температуре) водного раствора полимера (например, КМЦ, ПАА). С этой целью раствор полимера закачивают в НКТ и при закрытом затрубном пространстве вытесняют из труб в призабойную зону. Возможно использование композиции ВУС, которая после вытеснения в призабойную зону должна находиться в покое в течение периода гелеобразования. Приготовленный расчетный объем гелеобразующего состава при закрытом выкиде из НКТ закачивают в затрубное пространство. Буровым раствором состав продавливается до предполагаемого местоположения интервала, в котором имеется негерметичность. Если этот интервал неизвестен, то объем продавочной жидкости рассчитывают, исходя из глубины, рассчитанной по приведенным выше формулам. При закачке и продавке тампонирующего состава подача насосов регулируется для создания в затрубном пространстве максимально возможного давления, но не выше допускаемого при опрессовке данной колонны. Затем скважину оставляют на ОЗЦ.

Гелеобразный состав из затрубного пространства вымывается, скважина осваивается и переходит в эксплуатацию.

5.8.6. ПРОВЕДЕНИЕ РИР В ПЕРФОРИРОВАННОЙ ФОНТАНИРУЮЩЕЙ СКВАЖИНЕ

В этом случае необходимо остановить скважину, выпустить газ из затрубного и межколонного пространства до выхода жидкости. Закачивая дегазированную нефть в затрубное пространство, следует проверить приемистость скважины, РИР проводят, если $p_{пр} > 10{,}0$ МПа.

Приготавливают расчетный объем гелеобразующего состава (например, композиции ВУС) с облегчающими добавками, закачивают в затрубное пространство. Состав продавливается дегазированной нефтью до глубины установки верхней пусковой муфты. При отсутствии пусковых муфт композицию ВУС устанавливают на глубине L.

При закачке и продавке тампонирующего состава подачу насосов следует регулировать для создания в затрубном пространстве максимально возможного

давления, но не выше допускаемого при опрессовке данной колонны. Скважину оставляют в покое на период гелеобразования.

Не вымывая состава из затрубного пространства, скважину пускают в эксплуатацию. Если в процессе дальнейшей эксплуатации вновь появляются межколонные газопроявления, необходимо периодически выпускать газ из затрубного и межколонного пространства и тем самым перемещать тампонирующий состав в кольцевом пространстве. Прекращение межколонных проявлений укажет на перекрытие составом негерметичного интервала.

При опрессовке отремонтированного интервала газообразным агентом межколонные проявления должны отсутствовать. Качество РИР без отключения перфорированной зоны оценивают по результатам изменения $p_{м.к.}$ при освоении и эксплуатации отремонтированных скважин. Для определения показателя долговечности — среднего срока службы изолирующего тампона устанавливают ежемесячный контроль за эксплуатацией отремонтированных скважин.

5.9. ЛИКВИДАЦИЯ КАНАЛОВ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ В СТЫКОВОЧНЫХ УСТРОЙСТВАХ И МУФТАХ СТУПЕНЧАТОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

Если негерметичность стыковочного устройства или муфты ступенчатого цементирования характеризуется лишь падением давления при опрессовке и непрерывная прокачка жидкости при давлениях, допустимых для колонны, невозможна, то тампонирование каналов утечки производят так же, как тампонирование негерметичных резьбовых соединений обсадных колонн.

При пропускной способности каналов негерметичности, позволяющей вести непрерывную закачку жидкости при допустимых для колонны давлениях, РИР проводятся методами, используемыми при изоляции сквозных дефектов обсадных колонн.

5.9.1. ИЗОЛЯЦИЯ СКВОЗНЫХ ДЕФЕКТОВ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

С целью изоляции сквозных дефектов в обсадных колоннах осуществляют замену дефектной части колонны, производят цементирование под давлением или устанавливают трубы меньшего диаметра против дефекта.

Рассматриваемый метод применяется в случаях, когда замена дефектной колонны или перекрытие ее трубами меньшего диаметра невозможны. Интервал перфорации перекрывают песчаной пробкой или цементным мостом. Допускается установка взрывпакера. Скважину проверяют на заполнение прокачкой при максимальной подаче на рабочем режиме работы насосов не менее 1,5 объема колонны от статического уровня до устья скважины. В заполняющихся скважинах следует проверить приемистость дефекта колонны на воде при трех установившихся режимах прокачки, обследовать колонну печатью и при необходимости исправить дефектную часть справочным инструментом. Затем определяют местоположение дефекта колонны: рекомендуется уточнить его путем

поинтервальной опрессовки колонны с помощью пакера. Если зона нарушения колонны расположена более чем на 500 м выше интервала перфорации, целесообразно установить дополнительный цементный мост мощностью не менее 5 м на расстоянии от 20 до 30 м ниже дефекта. Наличие моста сократит трудоемкость ловильных работ в случае падения инструмента в скважину, предотвратит гравитационное опускание цементного раствора при тампонировании или падение кусков тампонажного камня на забой при разбуривании цемента в зоне дефекта.

При наличии нескольких дефектов в колонне проводится последовательное тампонирование каждого нарушения сверху вниз. Перед тампонажными работами под очередным нарушением на расстоянии от 20 до 30 м устанавливают разделительный цементный мост мощностью не менее 5 м. При приемистости дефекта колонны более 2 $м^3$/(ч-МПа), для снижения поглотительной способности скважины, используется намыв наполнителей, закачка тампонажных материалов и т. д. Повторную проверку приемистости дефекта для оценки эффективности мероприятий по снижению поглотительной способности скважины следует проводить на воде при минимальном расходе и кратковременной прокачке жидкости. Рекомендуется исходить из обобщения регионального опыта применения отдельных мероприятий, стремясь к исключению данной операции перед тампонированием. При РИР используются цементные растворы, подвергнутые специальной обработке. При приемистости дефекта менее 0,5 $м^3$/(ч-МПа) применяют ПТМ. Следует отдавать предпочтение способам тампонирования под давлением, позволяющим исключить разгрузку колонны от избыточного давления при подъеме части заливочных труб перед ОЗЦ: тампонированию через обсадную колонну, тампонированию через НКТ и обсадную колонну, комбинированному способу тампонирования под давлением. При тампонировании под давлением не рекомендуется вымывать излишки тампонажного раствора из зоны дефекта колонны.

На ОЗЦ скважину оставляют под избыточным давлением в пределах от 40 до 60% от достигнутого при задавливании тампонажного раствора за колонну. Через 24 ч. ОЗЦ давление в колонне снимают и допуском труб определяют местоположение цементного моста. Колонну спрессовывают, трубы поднимают из скважины и при необходимости проводят геофизические исследования.

Цементный мост разбуривают до глубины не менее чем на 3 м меньше глубины расположения дефекта колонны. К разбуриванию цементного моста в зоне дефекта колонны приступают не ранее чем через 96 ч. после окончания тампонажных работ (при температуре 80° С и выше время ОЗЦ может быть сокращено вдвое).

5.10. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРИЕМЫ, РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ПРИ ТАМПОНАЖНЫХ РАБОТАХ В СКВАЖИНАХ

Результаты РИР во многом зависят от свойств используемого тампонажного материала. Однако качество материала само по себе еще не определяет результативность изоляционных работ. Нередко тампонажный материал, прошедший успешные лабораторные испытания в условиях, моделирующих забойные, попав в скважину, не выполняет своего назначения. Видимо, технологические приемы, используемые при его доставке в изолируемую зону, не могут обеспечить условия, при которых данный материал проявляет все присущие ему полезные свойства. Поэтому вопросам управления технологическим процессом тампонирования следует уделять самое серьезное внимание. Следует отметить, что влияние управляющих воздействий на механизм формирования изоляционных экранов изучено недостаточно. В то же время анализ результатов РИР позволяет выделить ряд технологических приемов, эффективность которых подтверждена накопленным опытом.

1. Приготовление тампонирующей смеси следует производить в осреднительной емкости, положение которой обеспечивает работу насосов ЦА под залив. При этом повышается коэффициент наполнения насосов, что благотворно влияет на режим работы агрегатов, достигается гомогенность тампонирующей смеси при колебаниях плотности раствора по объему не более 0,02 г/см^3, уменьшается содержание атмосферного воздуха в системе, подсасываемого при затворении цемента в гидросмесителе. Это позволяет транспортировать к изолируемой зоне тампонирующую смесь, практически идентичную использованной при лабораторных испытаниях.

2. В процессе закачивания и продавливания тампонирующей смеси высокой плотности в трубах наблюдается вакуум. При этом возможен подсос атмосферного воздуха через не плотности запорной арматуры и аэрация закачиваемых жидкостей (тампонажной и продавочной), значительное опережение головной пачки тампонирующей смеси по сравнению с расчетным ее положением из-за разрыва потока. Часть состава может оказаться за НКТ до закрытия выкида из трубного пространства; возможны ошибки в расчетных параметрах процесса вследствие аэрации жидкости.

Поэтому при транспортировании тампонирующей смеси по НКТ следует штуцеровать выкид из затрубного пространства. Наличие некоторого избыточного давления в трубном пространстве исключит явление вакуума, что обеспечит необходимый контроль за движением тампонажной смеси.

3. При тампонировании под давлением в незаполняющихся скважинах после закачивания продавочной жидкости в НКТ рекомендуется делать паузы от 3 до 10 мин. При этом происходит выравнивание гидростатических давлений в трубном и затрубном пространствах, равномерное распределение тампонирующей смеси в заколонном пространстве самотеком, деаэрация жидкости в НКТ.

4. При нагнетании не следует допускать высоких скоростей подачи жидкости. Даже если приемистость нарушения колонны хорошая, необходимо плани-

ровать минимальную подачу жидкости. Следует помнить, что конечной целью работ является не только заполнение каналов утечки тампонажной смесью, но и формирование на их стенках прочной фильтрационной корки в результате кольматации твердой фазой раствора. Поэтому целесообразно периодически прекращать подачу жидкости. Продолжительность остановок зависит от интенсивности поглощения раствора и может составлять от 1 до 10—15 мин. и более.

Каждая очередная остановка стимулирует наращивание фильтрационной корки, вследствие чего каналы утечки сужаются. При этом наблюдается постепенный рост давления нагнетания, что способствует уплотнению фильтрационной корки. В некоторый момент каналы утечки оказываются перекрытыми фильтрационной коркой, на что указывает резкий рост давления нагнетания. Если достигнутое давление неустойчиво, то периодическим подкачиванием добиваются его стабилизации.

Снижение эффективности работ при очень высоких давлениях нагнетания связано, по-видимому, с выдавливанием сформированной корки из каналов утечки. Другой возможной причиной могут быть необратимые процессы в окружающих колонну цементном кольце и горных породах — гидроразрывы, раскрытие трещин и др.

При использовании химически не обработанных цементных растворов на стенках каналов утечки формируется толстая рыхлая фильтрационная корка. При хорошей приемистости и высокой скорости нагнетания такая корка легко разрушается потоком цементного раствора. Если она все же перекрывает каналы утечки, то затвердевший камень характеризуется невысокими физико-механическими показателями (особенно при низких температурах), не всегда отвечающими требованиям качественной изоляции.

Цементные растворы с пониженной водоотдачей обеспечивают формирование тонкой и прочной фильтрационной корки. Периодическими остановками процесса при низких скоростях нагнетания наращивание корки ускоряется. И в конечном счете каналы утечки оказываются надежно изолированными.

Таким образом, если при низкой приемистости скважины использование цементных растворов с пониженной водоотдачей обязательно, то при хорошей приемистости — всегда желательно.

5. Многолетняя практика цементирования под давлением свидетельствует о том, что лучшие результаты получают в том случае, когда давление нагнетания, достигнув планируемого значения, не снижается после прекращения подачи жидкости в течение 5—10 мин. Тенденция к повышению давления нагнетания не всегда оправдана.

Высокие давления планируют, как правило, при низкой приемистости скважины или тогда, когда последняя практически отсутствует. Утечка жидкости из колонны в этих случаях происходит по микроканалам, проникнуть в которые твердая фаза раствора зачастую не может даже при высоких давлениях. Кроме того, частичному заполнению канала утечки способствует высокая водоотдача

цементного раствора, вследствие чего подвижность раствора резко снижается и твердая фаза закупоривает зону ввода.

В указанных случаях, когда приемистость скважины меньше $\frac{0{,}5\ м^3/ч}{МПа}$, целесообразно использовать цементные растворы с пониженной водоотдачей. При этом задавливание следует вести при минимальной подаче ЦА с перепуском части продавочной жидкости в мерную емкость агрегата.

6. Расположение НКТ в зоне фильтра или дефекта колонны при задавливании водоцементных растворов в пласт недопустимо. При наличии перепада давления в поглощающей части скважины из тампонирующей смеси интенсивно отфильтровывается жидкая фаза. При использовании водоцементных растворов это приводит из-за снижения В/Ц к резкому сокращению сроков схватывания смеси, что в совокупности с другими факторами (температура, давление, время проведения операции) может служить причиной прихвата НКТ.

В случае применения цементных растворов, затворенных на дизтопливе, процесс отфильтровывания жидкой фазы идет еще интенсивнее. В интервале перфорации образуется плотная спрессованная пробка из обезжиженного цемента, которая также может стать причиной прихвата НКТ.

7. Изоляцию сквозных дефектов обсадных колонн следует проводить, оставляя цементный мост против зоны ввода тампонирующей смеси за колонну. Накопленный опыт работ с вымыванием тампонажного раствора из зоны дефекта свидетельствует о низкой эффективности РИР. Это, повидимому, связано с тем, что при вымыве тампонажного раствора промывочная жидкость под перепадом давления (нередко значительного) фильтруется в зону дефекта и частично размывает формирующийся экран.

8. На ОЗЦ, особенно при ремонте колонн, скважину следует оставлять под избыточным давлением, что исключает отдачу задавленного за колонну цементного раствора и обусловливает напряженное состояние стенок скважины под действием внутреннего давления и упругого сопротивления горных по род. При этом затвердевший тампонажный экран будет испытывать дополнительное сжатие от воздействия массива горных пород, окружающих колонну. Поэтому допускаемая нагрузка при опрессовке возрастет на величину давления, необходимо го для снятия напряжения сжатия с изоляционного экрана.

9. Следует иметь в виду, что в обсадных колоннах диаметром 214 мм и более, заполненных водой, происходит интенсивное гравитационное оседание цементных растворов. Поэтому под дефектом колонны или нижней границей устанавливаемо го разделительного моста рекомендуется устанавливать взрывной пакер или другие несущие устройства.

10. Избыточное давление в колонне при ОЗЦ имеет некоторое экстремальное значение, превышение которого снижает качество работ. Объясняется это, повидимому, тем, что при разрядке скважины после ОЗЦ вследствие упругой деформации обсадных труб происходит отрыв колонны от окружающего цементного кольца. Образующаяся кольцевая щель может служить каналом для жидкости в колонне, допускаемый объем утечки которой при опрессовке стро-

го регламентирован. Можно также предположить, что при разрядке скважины происходит разрушение экрана под воздействием упругих деформаций горного массива.

Ориентировочно величину избыточного давления при ОЗЦ следует устанавливать в пределах от 40 до 60% от достигнутого при цементировании.

Опыт исправительного цементирования свидетельствует о том, что наилучшие результаты получают в том случае, когда достигнутое при нагнетании цементного раствора давление не сбрасывают (для вымыва излишка цемента и подъема НКТ в безопасную зону), а плавно снижают до некоторого значения, при котором скважину оставляют на ОЗЦ.

Этот прием возможен, когда башмак НКТ устанавливают над интервалом нарушения колонны на расстоянии, вмещающем расчетный объем тампонажной смеси, или при комбинированном способе цементирования. Необходимость разбуривания в некоторых случаях цементных стаканов несколько большей протяженности не должна сдерживать применение этого способа, так как в общем балансе времени на разбуривание цемента приходится незначительная доля, вполне оправданная благодаря полученному результату работ.

Однако необходимо иметь в виду, что при использовании комбинированного способа цементирования необходимо применять пластифицирующие и стабилизирующие добавки, обеспечивающие в течение расчетного времени исходную подвижность раствора. Следует учитывать, что закачанный в скважину необработанный раствор во время подъема НКТ находится в покое и в результате структурообразования может превратиться в непрокачиваемую или малоподвижную массу.

11.При изоляции сквозных дефектов обсадных колонн продолжительность ОЗЦ должна составлять не менее 3 сут. Исследования свидетельствуют о том, что к этому времени прочность цементного камня достигает удовлетворительных значений (при температурах 80° С и выше время ОЗЦ может быть снижено).

Через сутки после окончания цементирования в скважине можно проводить необходимые работы. Однако от разбуривания цементного моста в непосредственной близости к интервалу нарушения колонны (от 15 до 20 м) следует воздержаться до истечения запланированного времени во избежание нарушения цементного кольца от ударов долота и труб о колонну.

12. Перед опрессовкой колонны необходимо тщательно промыть скважину. Нежелательно попадание в жидкость, заполняющую колонну, воздуха, который может исказить результат испытания на герметичность. Поэтому перед установкой опрессовочной головки устье скважины должно быть доступно для визуального контроля.

Не следует сразу поднимать давление до требуемого значения. Подавать жидкость рекомендуется при минимальном расходе с периодическими остановками, способствующими равномерному распределению давления на цементный экран.

При выдержке колонны под давлением в течение контрольного времени нагнетательную линию следует отсоединить от опрессовочной головки для визуального контроля за утечками из запорной арматуры.

Если в колонне был установлен разделительный мост (взрывной пакер) и расстояние до искусственного забоя $п_3$ значительно меньше расстояния до забоя скважины Н, то герметичность колонны следует оценивать по формуле:

$$\Delta P_{ф} = \frac{\Delta P_{н} \cdot h}{H};$$

где $\Delta P_ф$ — фактическое снижение давления в колонне при опрессовке, МПа;

$\Delta P_н$ — наблюдаемое снижение давления, МПа.

Если $\Delta P_ф$ согласуется с нормативными требованиями, то после разбуривания искусственного забоя герметичность колонны контролируют повторной опрессовкой.

14. В соответствии с действующими правилами избыточное давление на устье при опрессовке колонны должно на 10% превышать максимальное пластовое давление в разрезе скважины. Тем самым исключается возможность пропуска жидкости (газа) через колонну в наиболее жестких режимах эксплуатации или при прорыве флюида из наиболее активного пласта. Одновременно обеспечиваются условия для РИР, связанные с созданием в колонне значительных избыточных давлений (цементирование под давлением, кислотные обработки и др.).

Однако нередко при цементировании под давлением для изоляции дефектов в верхних интервалах обсадных колонн, приуроченных к слабосцементированным высокопроницаемым участкам разреза, РИР носят затяжной характер, связаны с многократным повторением операций и не обеспечивают требуемой степени герметичности колонны после ремонта. Это объясняется тем, что тампон из цементного камня не имеет прочной опоры, так как подстилается горными породами с низкими значениями давления гидроразрыва и при опрессовке колонны разрушается. Для формирования в таких условиях высокопрочных экранов необходимы тампонажные материалы с пределом текучести, близким к давлению опрессовки обсадной колонны.

Если использование других методов РИР, связанных с изменением конструкции скважины (спуск дополнительной колонны и др.), по условиям эксплуатации скважины невозможно, то рекомендуется после согласования с геолого-технической службой предприятия-заказчика, как исключение, снизить требования к герметичности отремонтированной колонны.

Действительно, фактический перепад давления на отремонтированный дефект при прорыве флюида из наиболее активного пласта разреза определяется как разность между внутренним и наружным давлением на колонну.

С учетом принятого коэффициента запаса прочности надежность изоляции будет обеспечена, если сформированный тампонажный экран будет отвечать нормам герметичности при избыточном давлении в колонне для опрессовки, равном:

$$P_{оп} = 1{,}1 \cdot (P_{пл} - P_{н});$$

где $P_{пл}$ — пластовое давление проявляющего пласта;

$P_н$ — поровое (пластовое) давление горизонта, к которому приурочен дефект колонны.

Так, при наличии в разрезе скважины газового пласта, характеризующегося $P_{пл}$ = 12 МПа, обсадная колонна в соответствии с действующими правилами должна быть герметична при $P_{оп}$ = 15 МПа. Если отремонтированный дефект колонны приурочен к горизонту, где $P_н$ = 5,0 МПа, то при прорыве газа перепад давления на тампонажный экран составит $P - P_н$ = 8МПа.

Переток газа за колонну будет исключен, если тампонажный экран будет герметичен при

$$P_{оп} = 1{,}1 \cdot 8 \approx 9 МПа;$$

Подобные скважины при эксплуатации должны находиться под специальным контролем.

При последующих технологических операциях в стволе, связанных с высокими перепадами давления на колонну, дефект может быть изолирован с помощью пакерующих устройств.

6 РЕМОНТ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

6.1. ВИДЫ И ПРИЧИНЫ НАРУШЕНИЯ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Изучению видов и причин нарушений обсадных колонн уделено большое внимание как в отечественной, так и в зарубежной литературе. Однако достаточно полная их классификация отсутствует, бее основные факторы, определяющие потерю герметичности обсадных колонн, можно разделить на четыре группы: геологические, технико-экономические, физико-механические и субъективные.

Первая группа факторов характеризуется частыми обвалами стенок ствола скважины, выбросом бурового раствора, воды, нефти и газа, смятием промежуточных и эксплуатационных колонн, аномально высокими пластовыми давлениями, наличием высоких пластовых температур, набуханием породы (в т. ч. в продуктивных пластах), пробкообразованием, высокой сейсмической активностью.

Главнейшие факторы второй группы — не соответствующие условиям конструкции скважин, способ бурения, качество и компоновка применяемых обсадных труб, скорость и способ спуска, технология цементирования обсадной колонны, продолжительность работы в обсадной колонне, технология оборудования устья скважин, освоения, эксплуатации, ремонтные работы, искривление ствола скважины.

К основным параметрам третьей группы факторов относятся: прочность, проницаемость, коэффициент линейного расширения, пластичность тампонажного камня; прочность, коррозионная и абразивная стойкость материала труб; коэффициент линейного расширения горных пород; технологические свойства фильтрационной корки.

Четвертая группа факторов в основном зависит от организации произвоства, опыта и квалификации исполнителей. Однако их роль в потере герметичности обсадных колонн велика. К ним относятся нарушение организации процесса спуска обсадной колонны, подача на буровую некачественных труб, неточный расчет обсадной колонны, несвоевременный долив промывочной жидкости при спуске колонны.

Схема классификации повреждений обсадных колонн (по М. Л. Кисельману) выглядит следующим образом:

1-я группа — дефекты металлургического производства (нарушения обсадных труб при изготовлении);

2-я группа — дефекты, возникающие при нарушениях правил погрузки, разгрузки, перевозки и хранения труб (нарушения обсадных труб при транспортировке и хранении);

3-я группа — дефекты, появляющиеся в процессе эксплуатации (нарушения осадных труб при эксплуатации).

А. А. Федоров на основании анализа промысловых данных по месторождениям Прикарпатья и изучения материалов других работ предложил свою классификацию повреждений обсадных колонн и их причин (табл. 6.1).

К типичным (часто встречающимся) видам нарушения герметичности обсадных колонн в скважинах можно отнести: раковины коррозионного и эрозионного износа (отверстия); продольные, поперечные, полые порывы, порезы (трещины); некачественную геометрию и недовинчивание резьбовых соединений; перфорацию труб и пр.

Количество и номенклатуру нарушений обсадных колонн можно значительно уменьшить, если строго соблюдать технологический процесс бурения скважин; применять обсадные трубы с антикоррозионным и термостойким покрытием; использовать предохранительные кольца, центраторы на бурильных и насосно-компрессорных трубах; применять защитные оболочки для долот при спуске их в забой и др.

6.2. СПОСОБЫ И СРЕДСТВА ВОССТАНОВЛЕНИЯ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Существующие способы восстановления герметичности можно разделить на три основные группы:

1) не уменьшающие внутренний диаметр обсадной колонны;
2) незначительно уменьшающие внутренний диаметр колонны;
3) существенно уменьшающие внутренний диаметр.

К первой группе относятся: герметизация резьбовых соединений колонны путем до-крепления их в скважине;

цементирование межтрубного пространства через устье скважины;

замена поврежденной части колонны новой.

Во вторую группу входят:

цементирование через внутритрубное пространство;

установка металлических накладок;

установка гофрированных пластырей.

Третья группа включает:

спуск насосно-компрессорных труб с отсекающими пакерами;

установку колонн-летучек;

спуск дополнительной колонны.

Отечественный и зарубежный опыт показывает, что область применения тонкостенных продольно-гофрированных стальных пластырей не ограничивается только восстановлением герметичности обсадных колонн эксплуатационного фонда. Они могут быть использованы при строительстве и закачивании скважин, а также для повышения прочностных свойств обсадных труб в скважинах с аномальным давлением и другими геологическими особенностями.

В скважинах эксплуатационного фонда широкое применение получили стальные продольно-гофрированные пластыри, которые устанавливают на поврежденные или негерметичные резьбовые соединения, перфорационные отверстия, локальные повреждения (трещины, износ, коррозия), а также при восстановлении герметичности разорванных труб.

Установка пластырей в открытом стволе скважины является перспективным техническим решением для временной и промежуточной изоляции поглощающих и проявляющих горизонтов при строительстве скважин. Стендовые и промышленные испытания показали, что наиболее перспективны стальные двухканальные профильные перекрыватели.

Перекрыватель состоит из профильной двухканальной трубы, герметизирующих головок и переводника с уплотнительной манжетой. Переводник соединен с профильной трубой с помощью левой трапецеидальной резьбы. Перекрыватель спускают в скважину на бурильных трубах. Выправляют перекрыватель, нагнетая в него жидкость насосом или цементировочным агрегатом. В процессе выправления Перекрыватель плотно прижимается к стенкам скважины и изолирует зону осложнения. От осевых и радиальных перемещений его удерживают силы трения металла о породу. После установки пе-рекрывателя бурение продолжают. Потеря диаметра составляет 14—15,9 мм.

Перекрыватели типа П219/216 входят в комплект оборудования для изоляции зон осложнений без уменьшения диамет□а скважины и без применения тампонажного материала. Разработан ТатНИПИнефтью.

Технология изоляции зон осложнений профильными пере-крывателями включает следующие операции:

увеличение диаметра скважины расширителем;

спуск перекрывателя и выправление его закачкой жидкости под давлением;

развальцовывание цилиндрических концов и самого перекрывателя развальцевателем.

Место установки перекрывателя определяют известными геофизическими и гидродинамическими методами.

Таблица 6.1

Классификация повреждений обсадных колонн при бурении, креплении и эксплуатации Нефтяных и газовых скважин, причины их возникновения

А. Смятие обсадных колонн	Б. Разрыв колонн (продольный или поперечный)	В. Нарушение герметичности колонн
I. неправильный расчет колонн на прочность 1. Не учтено анамально высокое давление нефти, воды или газа в пластах, вскрытых скважинах 2. Не учтено горное давление соленосных пород 3. Не учтено горное давление пластичных пород 4. Не учтено давление, возникающее при набухании пород 5. Использованы не по назначению формулы для определения прочностных характеристик 6. Не учтено снижение прочности труб при действии осевых усилий от собственного веса колонны 7. Не учтено снижение прочности труб при изменении температурного режима, наружного и внутреннего давления	I. Не правильный расчет колонн на прочность 1. Не учтено максимальное внутреннее давление, создаваемое при проведении различных работ в колонне 2. Не учтено увеличение осевых нагрузок при изменении температурного режима скважины, избыточного наружного и внутреннего давления 3. применены неточные формулы для определения допустимых нагрузок	I. Неправильный расчет колонн на прочность 1. Не учтены дополнительные осевые усилия, возникающие при изменении температурного режима, наружног8о и внутреннего давления 2. Не учтено максимальное внутреннее давление, создаваемое при проведении различных работ в колонне 3. Не учтены максимальные осевые нагрузки

Продолжение таблицы 6.1

А. Смятие обсадных колонн	Б. разрыв колонн (продольный или поперечный)	В. Нарушение герметичности колонн
8. Не учтено снижение прочности труб при перфорации II. Нарушение технологии 1. Спуск обсадных труб с заводским дефектом 2. Неправильная маркировка труб 3.Гидравлическое давление при спуске колонны с большой скоростью 4. Не долив колонны при спуске с обратными клапанами 5. Некачественное цементирование обсадных колонн 6. Спуск на клиньях тяжелых обсадных колонн 7. Свинчивание при не контролируемом крутящем или «через нитку» III. Стихийные явления 1. Землетрясения 2. Тектонические смещения пластов 3. Оползни и осыпи пород	II. Нарушение технологии 1. Спуск обсадных труб с заводским дефектом 2. Гидравлический удар при цементировании 3.Некачественное соединение секций обсадных колонн 4. Разгрузка колонны на забой в скважинах в скважинах 5. Внутреннее давление в колонне выше допустимого 6. Отсутствие контроля крутящего момента при свинчивании резьбовых соединений 7. Некачественное цементирование колонны III. Стихийные явления 1. Землетрясения 2. Тектонические смещения пластов 3. Оползни и осыпи пород	II. Нарушение технологии 1. Спуск труб с дефектами резьбовых соединений 2. Резьба и смазочный материал не соответствуют условиям скважины 3. Конструкция муфт для двухступенчатого цементирования несовершенна 4. Колонна некачественно зацементирована 5. Колонна спущена в скважину имеющую резкие перегибы ствола 6. колонна разгружается на забой в скважинах, имеющие большие каверны 7. Крутящий момент при свинчивании резьбовых соединений не контролируется III. Стихийные явления 1. Землетрясения 2. Тектонические смещения пластов 3. Оползни и осыпи пород

6.3. ДИАГНОСТИКА СОСТОЯНИЯ КРЕПИ СКВАЖИН

6.3.1. СУЩНОСТЬ И СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ ДИАГНОСТИКИ КРЕПИ СКВАЖИН В НАШЕЙ СТРАНЕ И ЗА РУБЕЖОМ

Исследования показали, что от эффективности применяемых средств и методов контроля технического состояния крепи скважин во многом зависит успех проведения ремонтов. В связи с этим сначала в б.ВНИИКРнефти, затем в ТНЦ «Кубаньгазпром» были выполнены работы по совершенствованию средств и методов контроля технического состояния крепи скважин на основе детального изучения взаимодействия обсадной колонны (объекта контроля) со скважинными зондами (средства контроля), в которых использованы первичные измерительные преобразователи-датчики для съема информации о характеристиках дефектов крепи с помощью физических полей (магнитных, элекромагнитных, акустических и т.п.).

Скважинные зонды построены по функционально-блочному принципу; первичные измерительные преобразователи обеспечивают получение информации не только о контролируемых параметрах, но и о дестабилизирующих факторах (помехах), что позволяет компенсировать их влияние на результаты исследований, повысить помехозащищенность и информативность средств контроля.

Разработана технология комплексной оценки качества перфорации скважин, позволяющая определить не только границы проперфорированного интервала и сообщаемость через него внутрикоконного пространства с пластом, но и изоляцию его от ближайших пластов-коллекторов или ГНК, ГВК, ВНК.

В странах СНГ для исследования состояния обсадных колонн применяются гамма-дефектомеры-толщиномеры СГДТ-2, СГДТ-3 и скважинный индукционный индикатор дефектов ДСИ, использующие бесконтактные методы съема информации.

С помощью СГДТ-2 можно определить толщину и внутренний диаметр труб независимо от плотности раствора в скважине и отложений раствора на внутренней поверхности труб. Интерпретация диаграмм этого прибора позволяет установить эксцентриситет, среднюю толщину и средний диаметр колонны труб, качество заполнения затрубного пространства цементным раствором, места расположения муфт и центраторов. Этот прибор имеет высокую чувствительность и разрешающую способность, но область его применения пока ограничена по температуре (не выше 100° С).

СГДТ-3 предназначен для оценки качества цементирования и технического состояния обсадных колонн диаметром 146— 168 мм. С его помощью могут быть определены интервалы механического и коррозионного износа и средняя по периметру толщина стенки обсадных труб в диапазоне 5—12 мм, а также эксцентриситет колонны в скважине. При этом измерительные зонды толщиномера и дефектомера совмещены.

Аппаратура ДСИ позволяет обнаруживать дефекты обсадных колонн типа порывов и трещин, размер проекции которых на ось колонны не менее 60—120 мм, а также локальные дефекты типа вздутий и смятий при протяженности их не менее 60 мм в колоннах диаметром 146 мм и не менее 120 мм в колоннах диаметром 245 мм. Аппаратура чувствительна к дефектам, направленным параллельно оси колонны. Дефекты, расположенные перпендикулярно оси колонны, вообще не обнаруживаются. С помощью ДСИ не выявляется характер дефекта, его пространственное положение/что весьма важно для правильного выбора техники и технологии ремонтно-восста-новительных работ (особенно с использованием стальных пластырей) .

Из зарубежных разработок приборов для дефектоскопии обсадных колонн наибольший интерес представляет аппаратура ETT-A и ETT-Д фирмы ЗсЫитЪегдег, УегШод фирмы AMP ТиЪозсоре 1пс. и Мадпе1од фирмы Огеззег АНаз.

С помощью бесконтактных вихретоковых приборов ETT-A и ETT-Д выявляют коррозионные повреждения, вертикальные трещины и определяют внутренний диаметр. Возможно выявление сквозного повреждения с образованием отверстий диаметром более 2 дюймов (50 мм). В этих приборах использование трех частот снижает влияние электромагнитных характеристик материала труб на надежность показаний, однако для проведения детальных исследований их необходимо применять в комплексе с приборами, имеющими более высокую разрешающую способность.

Контактный электромагнитный прибор УегШод фирмы AMP ТиЬозсоре 1пс. предназначен для исследования обсадных колонн на наличие внутренних и наружных дефектов, классификации труб по степени коррозионного повреждения и определения интервалов перфорации. Он имеет высокую чувствительность, но получение количественных характеристик дефектов сильно затруднено вследствие истирания рабочих поверхностей датчиков, изменения их параметров, образования люфтов в соединениях.

Бесконтактный электромагнитный прибор Мадпе1од фирмы Огеззег А11а8 имеет блок интегрального толщиномера и блок электронного каверномера, что позволяет определять порывы колонн, их интегральный по периметру износ, интенсивность коррозии и потерю металла массовую. Однако на показания прибора сильное влияние оказывают дестабилизирующие факторы и электромагнитные характеристики труб, поскольку выходным информационным параметром является сдвиг фазы. Кроме того, этим прибором нельзя определить пространственное положение дефектов.

Таким образом, с помощью применяемых в настоящее время в СНГ и за рубежом приборов невозможно получить однозначный ответ о характере и пространственном положении дефекта труб, учитывая их многообразие.

6.3.2. СОСТАВ И ХАРАКТЕРИСТИКИ КОМПЛЕКСА СРЕДСТВ ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ КРЕПИ СКВАЖИН, РАЗРАБОТАННОГО ПРЕДПРИЯТИЕМ «КУБАНЬГАЗПРОМ»

Коллективом сотрудников «Кубаньгазпрома» и его научно-технического центра создан комплекс средств и методов контроля технического состояния крепи скважин, применение которого доказало его высокую эффективность при поиске мест повреждений обсадных колонн и заколонных перетоков.

Комплекс средств контроля технического состояния крепи скважин включает следующую аппаратуру:

малогабаритный локатор муфт МЛМ-36;

дифференциальный магнитный локатор ДЛМ-42;

локатор потери металла ЛПМ-42 (80);

аппаратуру механоакустического каротажа СМАШ-42;

индукционный дефектомер колонны ИДК.

На базе этих приборов разработана технология комплексной оценки качества перфорации скважин.

Применение комплекса аппаратуры и технологии позволяет значительно повысить точность и оперативность определения дефектов крепи скважин и качества перфорации.

На рис. 6.1. показан общий вид разработанной аппаратуры.

Малогабаритный локатор муфт МЛМ-36 предназначен для определения местонахождения муфтовых соединений в обсадных колоннах и НКТ, привязки диаграмм ГИС к характерным элементам колонн и контроля за спуском скважинных приборов в нефтяных и газовых скважинах.

МЛМ-Зб обладает повышенным соотношением сигнал/помеха и возможностью установки и регистрации магнитных меток.

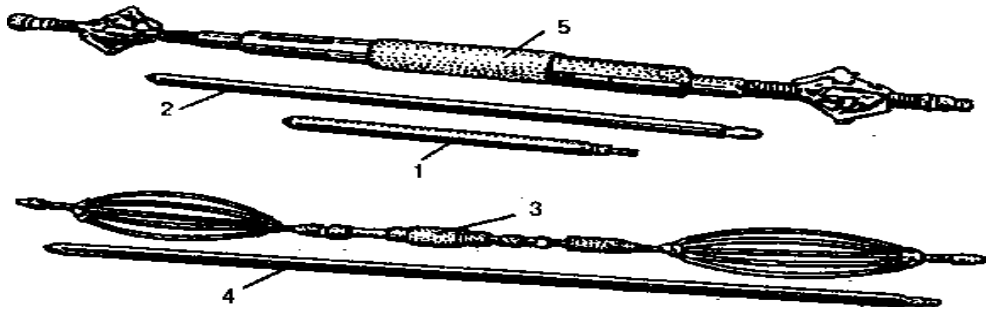


Рис. 6.1. Приборы комплекса технических средств для диагностики крепи скважин:

1— малогабаритный локатор муфт МЛМ-36;

2—дифференциальный магнитный локатор ДАМ — 42;

3— локатор потери металла ЛПМ-42;

4— аппаратура механоакустического каротажа СМАШ-42;

5— индукционный дефектомер колонны ИДК

Техническая характеристика МЛМ-36

Максимальная рабочая температура, °С……4- 200
Максимальное рабочее давление, МПа……60
Максимальная длина кабеля, м.....……6000
Габариты, мм:
длина……...950
диаметр ..... ……36
Масса, кг ……9,7
Скорость подъема локатора при записи диаграмм, м/ч……..1000:1200

МЛМ-3б работает на одножильном кабеле с любой каротажной станцией и может быть скомплектован с другими скважинными приборами.

Дифференциальный магнитный локатор ДЛМ-42 предназначен для определения месторождения муфтовых соединений в обсадных (бурильных) колоннах и НКТ, привязки диаграмм ГИС к характерным элементам колонн, выделения интервалов перфорации, порывов и трещин труб.

В ДЛМ-42 установлен дополнительный датчик, считывающий фон помех для их последующей компенсации, что позволяет значительно увеличить соотношение сигнал/помеха и чувствительность к повреждениям труб (обрывы, порывы, трещины и т. п.),

Техническая характеристика ДЛМ-42

Максимальная рабочая температура, °С ……..+ 200
Максимальное рабочее давление, МПа ……..60
Максимальная длина кабеля, м .....……6000
Габариты, мм:
длина……..1120
диаметр……...42
Масса, кг ……..11,8
Скорость подъёма локатора при записи диаграмм, м/ч ……..1000-1200

ДЛМ-42 работает с одножильным кабелем и любой каротажной станцией.

На рис. 6.2. показан фрагмент диаграммы в интервалах перфорации и муфтового соединения (скв. № 5 Челбасская), полученной с помощью дифференциального магнитного локатора ДЛМ-42.

Локатор потери металла ЛПМ-42 предназначен для обнаружения интервалов интенсивной коррозии обсадных колонн и НКТ, определения местоположения муфтовых соединений труб, привязки диаграмм ГИС к характерным элементам колонн, выделения интервала перфорации.

Выходной сигнал ЛПМ-42 пропорционален массе металла в зоне чувствительного элемента, представлен в частотной форме и не снижается при уменьшении скорости движения прибора, что позволяет комплектовать его с приборами радиоактивного каротажа для одновременной привязки глубин к муфтовым соединениям и геологическому разрезу.

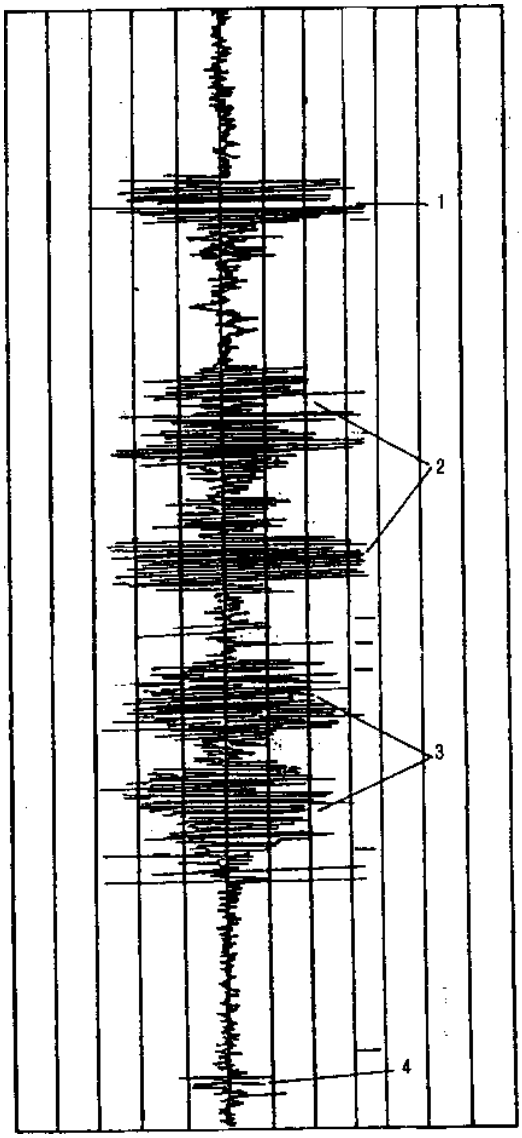


Рис. 6.2. Фрагмент диаграммы в интервале перфорации (1—3) и муфтового соединения (4), полученной с помощью прибора ДЛМ-42

Техническая характеристика ЛПМ-42

Максимальная рабочая температура, °С ……+125
Максимальное рабочее давление, МПа……80
Максимальная длина кабеля, м..... ……5000
Скорость регистрации кривой, м/ч ……200; 800
Габариты, м:
длина..... ……960
диаметр ..... ……80 (42)
Масса, кг ..... ……18,7

Локатор потери металла ЛПМ-42 работает с одножильным кабелем и любой каротажной станцией.

Аппаратура механоакустического каротажа СМАШ-42 предназначена для измерения изменений внутреннего диаметра обсадных колонн и НКТ, выявления мест их повреждений, определения заколонных перетоков путем регистрации акустических сигналов в скважинах, выделения негерметичностей в муфтовых

соединениях и дефектных участках обсадных колонн при комплектовании гидродинамическими приборами.

Акустические шумы регистрируются с помощью широкополосного приемника, который имеет высокую разрешающую способность и чувствительность при измерении внутреннего диаметра труб и акустических сигналов, работает на трехжиль-ном кабеле; скважинный прибор снабжен тремя управляемыми с поверхности сменными измерительными рычагами.

Техническая характеристика СМАШ-42

Максимальная рабочая температура, °С. ……..+ 125
Максимальное рабочее давление, МПа..... ……35
Максимальная длина кабеля, м ..... ……4000
Погрешность измерения диаметра обсадных труб и НКТ, мм . . ……4-1,0
Число полос регистрации акустических сигналов……6
Частотный диапазон, Гц ..... ……10 ÷30000
Габариты, м:
длина ..... ……2350
диаметр..... . . .. ……42
Масса, кг ..... ……26

На рис. 6.3. показан фрагмент диаграммы микрокавернометрии сква-жинных повреждений эксплуатационной колонны в интервале 844—848 м разбуренного пакера, полученной на скв. № 117 Краснодарского ПХГ с помощью СМАШ-42. На рис. 6,4. показан фрагмент кривой широкополосной шумомет-рии, характеризующейся повышением уровня шума заколонного перетока газа из продуктивной толщи к поверхности с аномалиями против сужений канала перетока; исследования выполнены СМАШ-42 на той же скважине.

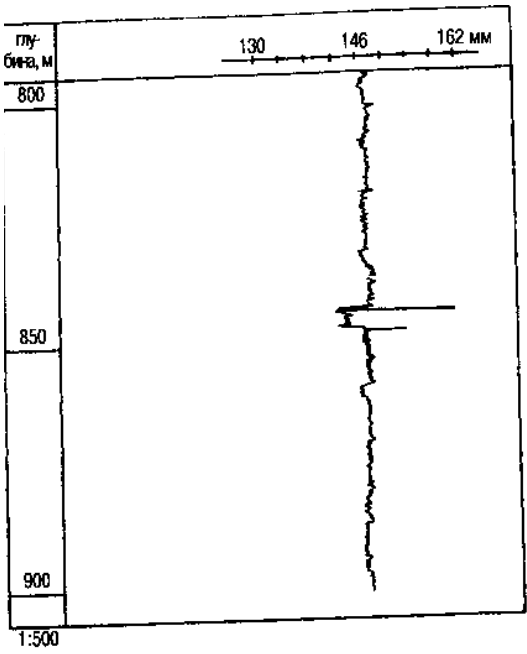


Рис.6.3. Фрагмент диаграммы микрокавернометрии повреждений экс/колонне 844-848 м. разбуренного пакера

Индукционный дефектомер колонны ИДК предназначен для выявления повреждений обсадных колонн (порывов, трещин, сквозных отверстий и других дефектов) в скважинах, заполненных буровым раствором, водой, газом, нефтью и их смесями. ИДК позволяет обнаруживать трещины как продольной, так и поперечной ориентации по телу труб с одновременной «привязкой» их к муфтовым соединениям, что в свою очередь обеспечивает выбор наиболее эффективной технологии ремонтно-восстановительных работ.

Техническая характеристика ИДК

Диаметр обсадных колонн, мм..... ……139,7; 146; 168
Наружный диаметр скважинных приборов, мм……105; 127

Длина, мм.....1970; 2300
Масса, кг.....50-70
Протяженность выявленных дефектов в колоннах диаметром 140, 146 мм, мм
продольной ориентации.....50
поперечной ориентации.....70
Протяженность выявляемых дефектов в колоннах диаметром 168 мм, мм:
продольной ориентации.....70
поперечной пориентации.....80÷100
Избыточное давление для скважинного прибора, МПа.....до 50
Температура окружающей среды, °С 125
Напряжение питания наземной аппаратуры, В.....220
Частота тока питания, Гц.....60±5
Потребляемая мощность, Вт.....170

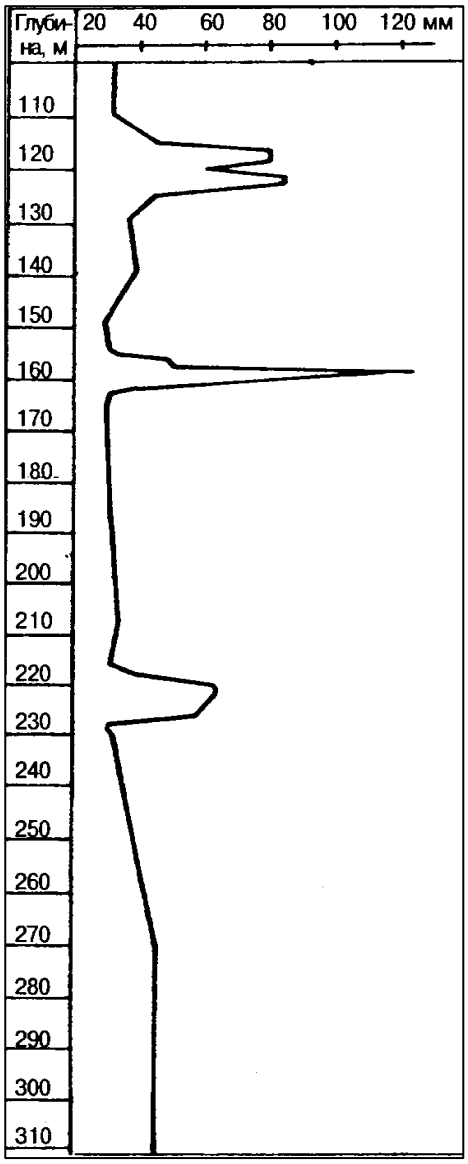


Рис. 6.4. Фрагмент кривой широко-полосной шумометрии, выполненной на СМАШ-42

На рисунке 6.5 показан фрагмент диаграммы ИДК по скв. №6 Элитной площади.

6.3.3. ОСНОВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ДИАГНОСТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА, РАЗРАБОТАННОГО «КУБАНЬГАЗПРОМОМ»

Применяемые в странах СНГ приборы СГДГ-2 и СГДГ-3 не выявляют дефекты труб поперечной ориентации. Помехи от неоднородной намагниченности колонн в них не компенсируются, искажающие влияния скважинных условий не устраняются. В этих приборах не возможна одновременная регистрация данных микрокавернометрии и шумометрии, редко оценивается характер сообщаемости с внутриколонным пространством, не определяется

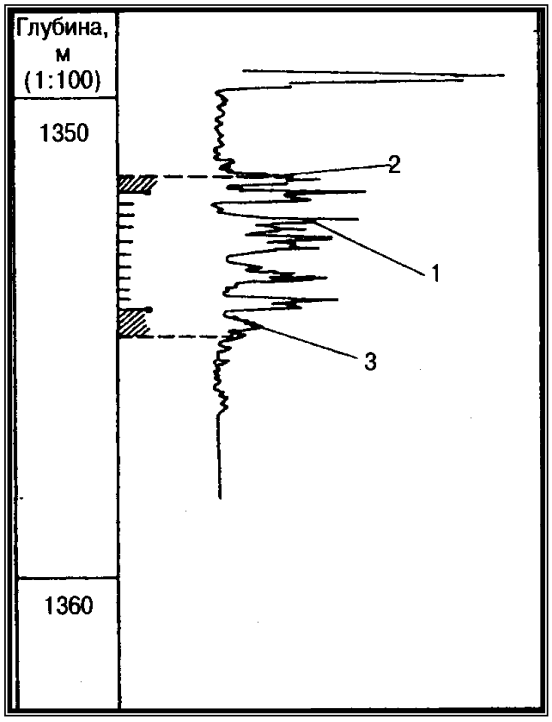


Рис. 6.5. Фрагмент диаграммы ИДК:
1 — интервал перфорации;
2, 3 — зоны растрескивания эксплуатационной обсадной колонны выше и ниже интервала перфорации соответственно

степень изоляции от соседних пластов или газонефтяного (ГНК), газоводяного (ГВК) и водонефтяного (ВНК) контактов проперфорированного интервала скважины.

Аналогичные недостатки присущи зарубежным техническим средствам, описанным выше, с той лишь разницей, что в них сделана попытка компенсировать помехи от неоднородной намагниченности и искажающих влияний сква жинных условий, однако, полностью достичь этой компенсации и устранить их негативные влияния не удалось.Разработанный «Кубань-газпромом» комплекс приборных средств и методов дефектоскопии крепи скважин выгодно отличается от известных отечественных и зарубежных аналогов следующим:

позволяет определить и зафиксировать на диаграмме трещины колонн поперечной ориентации;

компенсирует помехи от неоднородной намагниченности колонны;

устраняет искажающие влияния сква-жинных условий;

производит одновременную регистрацию данных микрокавернометрии и шумометрии;

позволяет оценить сообща-емость с внутриколонным пространством;

определяет степень изоляции проперфорированного интервала от соседних пластов или ГНК, ГВК и ВНК.

Анализ дефектограмм позволяет дифференцировать дефекты по видам: продольные, поперечные, направленные под углом к оси. Большим преимуществом является практически одинаковая чувствительность к дефектам с различной ориентацией; кроме того, выходной сигнал пропорционален протяженности дефекта на его проекции на ось трубы.

6.3.4. ТЕХНОЛОГИЯ КОМПЛЕКСНОЙ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА ПЕРФОРАЦИИ СКВАЖИН

Технология предназначена для определения соответствия проперфорированного интервала проектному, оценки сообщаемости проперфорированной части пласта с внутриколонным пространством и степени изоляции ее от соседних пластов (или ГНК, ГВК, ВНК) по колонне и заколонному пространству.

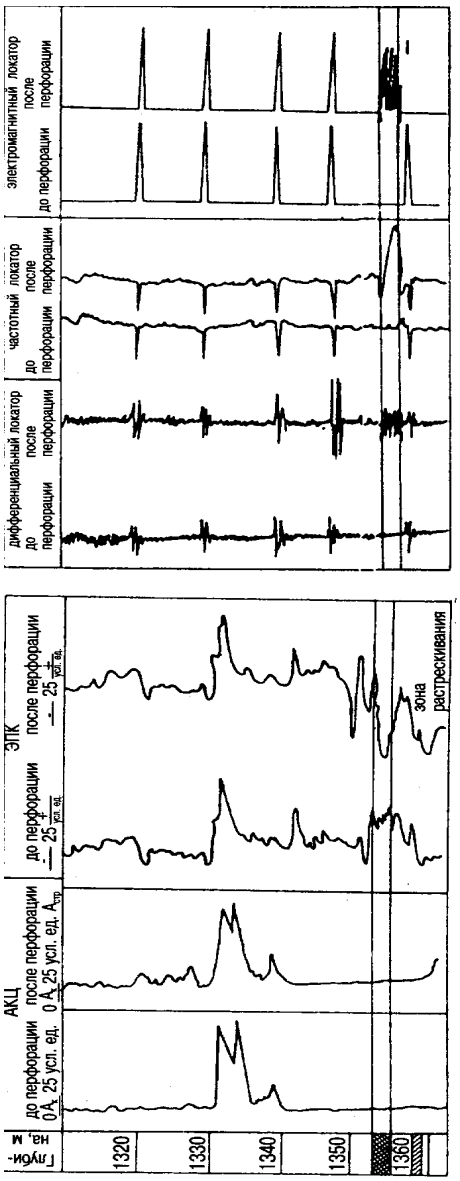


Рис. 6.6. Сводная диаграмма комплексной оценки качества перфорации (скв. 6 Элитной площади)

Основные результаты применения технологии иллюстрируются сводной диаграммой (рис. 6.6.):

сопоставление кривых АКЦ до и после перфорации характеризует отсутствие ухудшения качества цементирования после перфорации выше и ниже ее интервала;

сопоставление кривых электрического потенциала колонны (ЭПК) до и после перфорации характеризует удовлетворительную сообщаемость проперфорированного пласта с внутриколонным пространством;

сопоставление кривых дифференциального магнитного локатора до и после перфорации показывает возможность определения трещин колонны, образовавшихся выше и ниже проперфорированного интервала, а также изменение состояния муфтового соединения над ним;

сопоставление кривых частотного локатора потери металла до и после перфорации дает возможность определить интервал перфорации;

сопоставление кривых индукционного дефектомера обсадных колонн до и после перфорации характеризует изменение физических свойств колонны, а также ее трещиноватость и ниже проперфорированного интервала.

Анализ всего комплекса зарегистрированных кривых показывает, что, несмотря на растрескивание колонны выше и ниже интервала перфорации, проперфорированный пласт изолирован от нижезалегающего водоносного пласта, сообщается с внутриколонным пространством и поэтому качество его перфорации можно оценить как удовлетворительное. При испытании скважины получен чистый газ.

Применение технологии комплексной оценки качества перфорации скважин позволяет не только оценить характер сооб-щаемости проперфорированной части пласта с внутриколонным пространством и качество ее вскрытия, но и уточнить границы проперфорированного интервала, а также определить степень его изоляции по колонне и заколонному пространству от ближайших выше- и нижезалегающих пластов-коллекторов или ГВК, ГНК, ВНК.

Поэтому применение технологии особенно эффективно при перфорации в условиях частого чередования в разрезе скважины пластов-коллекторов с различным характером насыщения или при близкорасположенных к интервалу перфорации газонефтяного, газоводяного или водонефтяного контактов.

В случае удовлетворительных результатов оценки качества перфорации скважины по этому способу появление воды или газа при испытании проперфорированной части нефтенасыщенного пласта или нефти, или воды при испытании газового пласта обусловливается прорывом флюида по пласту, а не по заколонному пространству, и для его ликвидации применяются известные изоляционные мероприятия.

6.4. ТЕХНОЛОГИЯ РЕМОНТА ОБСАДНЫХ КОЛОНН СТАЛЬНЫМИ ПЛАСТЫРЯМИ

Из применяемых в отечественной практике методов установка тонкостенных продольно-гофрированных стальных труб (пластырей) в большинстве случаев является наиболее перспективной, экономичной и простой.

Суть этого метода заключается в том, что продольно-гофрированный пластырь, изготовленный из тонкостенной цилиндрической трубы и покрытый герметизирующим материалом, спускают в подготовленный участок скважины на специальном устройстве и расширяют лорнирующим элементом этого устройства до сопряжения с обсадной колонной в месте ее дефекта.

6.4.1. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ОПЕРАЦИЙ ПРИ РЕМОНТЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН СТАЛЬНЫМИ ПЛАСТЫРЯМИ

Основные требования к технологическому процессу:

1. Изоляция продуктивного пласта от ремонтируемого участка обсадной колонны.
2. Проверка ствола обсадной колонны на проходимость инструмента.
3. При наличии смятия обсадной колонны его ликвидация.
4. Определение местонахождения негерметичности (дефекта) обсадной колонны с точностью + 500 мм.
5. Очистка внутренней поверхности обсадной колонны в интервале дефекта.
6. Определение характера, формы и размеров дефекта.
7. Установка на дефект пластыря.
8. Нанесение на наружную поверхность пластыря герметизирующего материала.
9. Устройство, предназначенное для установки пластыря и снабженное гидравлической дорнирующей головкой, должно обеспечивать ее заход в пластырь без давления, а прочность его элементов на разрыв должна удовлетворять условию

$$[N_y] > 1{,}6\,[N_p] > 400\text{кН},$$

где $[N_y]$ — допустимая прочность устройства на разрыв, кН;

$[N_р]$ — допустимое рабочее усилие протяжки дорнирующего элемента при расширении пластыря, кН, $[N_р]$ — 250 кН.

10. При расширении пластыря в момент захода в него гидравлической дорнирующей головки для зацепления его с обсадной колонной при наличии упора создаваемое давление в головке должно быть в 1,3—1,5 раза выше, чем при последующей протяжке после снятия упора.

11. При использовании устройства с якорем как упора для пластыря создаваемое первоначальное избыточное давление на якорь для «сцепления» его с колонной должно быть в 1,5—1,7 раза выше, чем при протяжке дорнирующей головки для расширения пластыря.

12. При калибровке (повторной протяжке пластыря) давление в гидравлической дорнирующей головке должно создаватьсяв 1,3—1,5 раза выше, чем оно было при первой протяжке после снятия упора пластыря.

13. Определение качества установки пластыря опрессов-кой скважины различным по значению и виду давлением согласно техническим данным паспорта, а также в зависимостиот характера, формы и размеров дефекта обсадной колонны.

Технологическая последовательность операций ремонта обсадных колонн пластырями

Ремонт обсадных колонн при восстановлении герметичности методом установки стальных пластырей включает в себя три группы и 11 технологических операций (рис. 6.7.).

Первая группа — подготовительные работы

Операция I. Установка цементного моста для отсечения продуктивного пласта.

Операция П. Шаблонирование в целях проверки проходимости инструмента.

Операция III. Ликвидация смятия при его наличии (восстановление проходимости).

Операция IV. Определение местоположения дефекта (негерметичности).

Операция V. Подготовка (очистка) внутренней поверхности обсадной колонны в интервале дефекта.

Операция VI. Уточнение места дефекта.

Операция VII. Определение характера, формы и размера дефекта и более точного его местоположения.

Операция VIII. Определение (измерение) внутреннего периметра (диаметра) обсадной колонны в интервале дефекта.

Вторая группа — основные работы

Операция IX. Транспортировка и установка пластыря в зоне нарушения герметичности обсадной колонны.

Третья группа — завершающие работы

Операция X. Испытание (опрессовка) на герметичность и прочность отремонтированного участка.

Операция XI. Разбуривание пробки-моста.

В полном объеме выполнение всех операций требуется не всегда, это зависит от технологических и геологических условий работы скважины, ее технического состояния и других обстоятельств.

Первая, вторая, четвертая, шестая, десятая и одиннадцатая операции являются традиционными для всех ранее применявшихся в отечественной практике методов ремонта скважин.

Вторая операция (шаблонирование) — контрольная, выполняется в отдельных (при необходимости) случаях.

Третью операцию (ликвидацию смятия) проводят только при наличии смятия обсадной колонны.

Вторую и третью операции можно совмещать при использовании универсального (комбинированного) устройства, позволяющего производить шаблонирование и при наличии смятия — его ликвидацию.

Измерение внутреннего периметра ремонтируемого участка обсадной колонны (восьмая операция) является контрольным процессом, осуществляемым в исключительных случаях. Это обусловлено тем, что, во-первых, конструкция скважины и диаметр (периметр) обсадной колонны известны и указаны в проектной и исполнительной документации. Во-вторых, при износе внутренних стенок обсадных колонн устройство, с помощью которого устанавливается пластырь при наличии гидравлической лорнирующей головки, позволяет увеличить его периметр по диаметру за счет пластичности материала пластыря до сопряжения с обсадной колонной при увеличении радиальных нагрузок в головке; осевые усилия при протяжке не изменяются.

Точное определение места дефекта геофизическим способом (четвертая операция) исключает применение шестой операции. А если четвертая операция выполняется методом фото- или телеметрии, то не имеет смысла выполнять как шестую, так и седьмую операции.

Седьмая операция (определение характера и формы дефекта) может быть совмещена с восьмой (измерение периметра) или с пятой (очистка).

Десятая операция может быть совмещена с девятой. В этом случае спрессовывают всю колонну после установки пластыря, не поднимая устройство на поверхность.

Шестая операция (уточнение места дефекта) может быть совмещена с девятой (установка пластыря).

Опыт показал, что в большинстве случаев при ремонте обсадных колонн стальными пластырями выполняются, как правило, четвертая, пятая, седьмая и девятая операции.

В рассматриваемом методе ремонта обсадных колонн стальными пластырями новыми являются пятая, седьмая и девятая операции, для выполнения которых предназначены следующие устройства:

для очистки внутренней поверхности обсадной колонны — скребок гидромеханический (СГМ);

для определения формы и размеров дефекта обсадной колонны — печать боковая гидравлическая (ПГ);

для транспортирования и установки стального пластыря на дефект ремонтируемого участка обсадной колонны в целях восстановления герметичности скважин — ДОРН.

ДОРН, скребок, печать и пластырь входят в комплект устройств и серийно изготавливаются для ремонта обсадных колонн диаметром 146 и 168 мм, как наиболее часто применяемых в отрасли при строительстве скважин.

Технологический процесс восстановления герметичности обсадных колонн стальными пластырями осуществляется при наличии на скважине:

спуско-подъемного агрегата с высотой подъема инструмента над устьем не менее 15м;

насосно-цементировочного агрегата при максимальном давлении не менее 20 МПа и подаче до 10 л/с;

комплекта устройств и пластыря согласно установленному плану работ (проводимых технологических операций);

комплекта насосно-компрессорных труб диаметром 73 мм, нагнетательной системы.

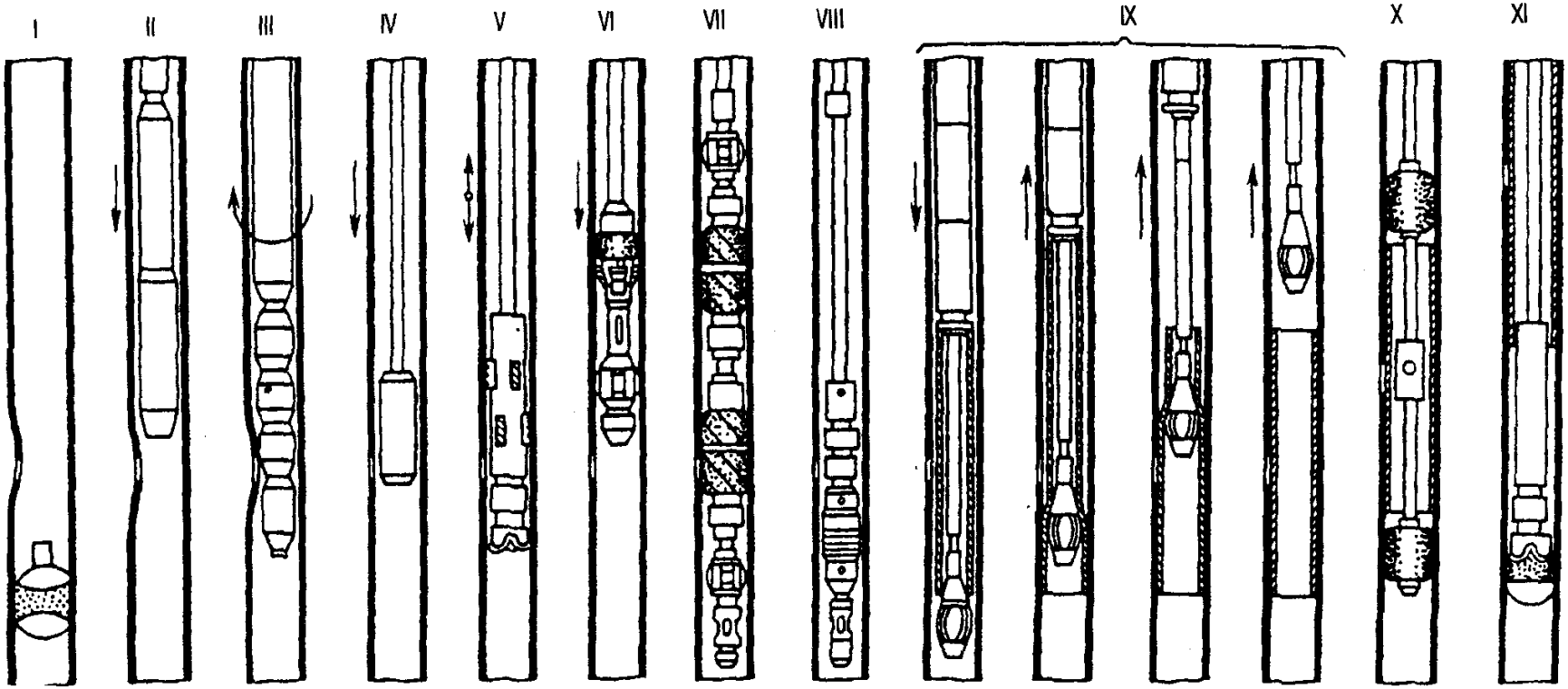


Рис. 6.7 Технологическая последовательность операций ремонта обсадных колонн

6.4.2. КОНСТРУКТИВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ, МАТЕРИАЛЫ И СРЕДСТВА ИЗГОТОВЛЕНИЯ ПЛАСТЫРЯ

Основным материалом для восстановления герметичности обсадных колонн методом установки заплат служит пластырь — тонкостенная продольно-гофрированная стальная труба.

С целью повышения качества герметизации пластырь покрывают пластичным герметизирующим материалом.

Для герметизирующего покрытия применяют следующие материалы:

полимерный состав на основе эпоксидной смолы ЭД-5, ЭД-б;

гуммировочный состав на основе наирита НТ (ТУ 38-10518-77).

Полимеры на основе эпоксидных смол более прочны и надежны для герметизации при заполнении раковин и пустот между пластырем и обсадной колонной, но менее удобны при приготовлении и нанесении на поверхность пластыря, так как быстро схватываются (твердеют).

Для обеспечения сохранности равномерно нанесенного на поверхность пластыря герметизирующего покрытия, обладающего свойствами текучести, в процессе транспортирования к месту работ пластырь обертывают предохранительным материалом (например, марлей, стеклотканью).

Гуммировочный состав, медленнее твердеющий, удобен при нанесении на поверхность пластыря, но менее эффективен, токсичен, диапазон его применения по температурным режимам ограничен (до Ч-70°С).

В настоящее время работают над созданием и внедрением новых видов герметизирующих материалов, лишенных указанных недостатков, а также над использованием мягких металлов (свинца, цинка и др.), которые могут быть нанесены на поверхность пластыря методом напыления.

Практический интерес для проведения экспериментальных испытаний представляет герметик типа «Спрут», разработанный Киевским институтом химии высокомолекулярных соединений.

Авторы разработки предложили применять в качестве материала герметизирующую ленту ГЕРЛЕН-Д (ТУ 400-1-165-79), которая изготавливается методом экструзии смеси синтетического каучука, мягчителя и наполнителей с дублированным нетканым синтетическим материалом. Лента обладает высокой пластичностью, имеет длительный срок хранения (более 12 мес.), температуроустойчива (от -60 до +120°С), повышает коррозионную стойкость пластыря и обсадной колонны, является изолятором от блуждающих токов, нетоксична, проста в нанесении на поверхность пластыря. Толщина ленты 2-3 мм, ширина — 100, 120 и 200 мм, длина — 12 м. Серийно выпускается Московским заводом кровельных и полимерных материалов.

Анализ результатов испытаний ленты ГЕРЛЕН-Д показал:

высокую склеиваемость (адгезию) с пластырем;

хорошую заполняемость раковин, пор и пустот, резьбовых соединений между обсадной трубой и пластырем;

полную заполняемость дефекта;

набухание в нефти через двое суток;

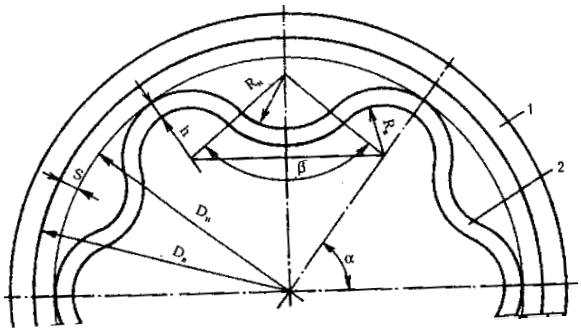
отсутствие кристаллизации.

Кроме того, лента не меняет своих свойств в буровом растворе и воде при температуре 120° С.

В настоящее время лента ГЕРЛЕН-Д испытана в стендовых и промысловых условиях и рекомендована для промышленного применения.

Для качественного восстановления герметичности скважин при ремонте обсадных колонн важно правильно выбрать оптимальную форму, периметр поперечного сечения и материал пластыря. Он должен свободно проходить в обсадной колонне с зазором 6—10 мм с последующим плотным прижатием без механического нарушения к внутренней поверхности ремонтируемого участка трубы. Для этого поперечному сечению пластыря придают вид фигуры, состоящей из сопряженных участков выступов и впадин (рис. 6.8,).

Периметр пластырей может быть рассчитан по методике, применяемой для звездообразных труб. Для пластырей с n гофрами длину периметра определяют по формуле:



$$L_n = \frac{\pi \cdot n}{180^0}(R + k \cdot h) \cdot (2\beta + \alpha), \qquad (6.2)$$

где n — количество гофр;

R — радиус выступов и впадин;

k — коэффициент, учитывающий положение нейтрального слоя при изгибе;

h — толщина стенки пластыря;

α — угол между соседними выступами;

β — угол, определяющий длину дуги впадины.

При расчете геометрии поперечного сечения пластыря, примененного для обсадных колонн диаметром 146 мм, количество гофр было принято равным 6. Для других размеров труб форма выступов и впадин принимается равной или близкой пластырю с шестью гофрами, их количество изменяется в соответствии с диаметром обсадной колонны и определяется по формуле:

$n = 0{,}049\ D_в$ (6.3)

где n —расчетное число гофр пластыря,

$D_в$ — внутренний диаметр обсадной колонны.

Ниже приведены принятые количества гофр (лучей) для труб разного диаметра.

Наружный диаметр обсадной колонны, мм	140	146	168	178	194	219	245	273	299	325
Количество гофр пластыря (выступов и впадин), не менее	6	6	8	8	8	10	12	12	14	14

Наиболее пригодны для изготовления пластырей стали марок 10, 20 и Х18Н10Т. Наряду с хорошей пластичностью эти материалы обладают достаточной прочностью, незначительно уступающей прочности материалов обсадных труб. Сталь Х18Н10Т, кроме того, обладает высокой коррозионной стойкостью. Изготовленные из нее пластыри могут применяться в условиях высокоагрессивных сред.

Выпускавшиеся ранее отечественной промышленностью трубы фасонного профиля (ГОСТ 13664-76) не могут использоваться на нефтяных промыслах для ремонта скважин из-за малого размера по периметру поперечного сечения (диаметру) .

Для решения промысловых задач необходимы продольно-гофрированные тонкостенные стальные трубы, обладающие требуемыми конфигурацией, размером поперечного сечения, механическими и прочностными свойствами.

Для изготовления таких труб в качестве заготовки можно использовать тонкостенные цилиндрические стальные трубы, выпускаемые промышленностью по ГОСТ 8734-75 и 8732-78.

6.4.3. ПОИСК ДЕФЕКТА В ОБСАДНЫХ КОЛОННАХ

Эффективность ремонта негерметичных обсадных колонн методом установки металлического пластыря на дефект зависит от качества обследования скважины с целью выявления дефекта, его местонахождения, формы и размера.

В отечественной и зарубежной практике поиск негерметичности колонны осуществляется разнообразными методами и техническими средствами, имеющими свои преимущества и недостатки.

Эффективными техническими средствами для поиска дефекта являются пакеры и самоуплотняющиеся манжеты многоразового действия различных конструкций. К недостаткам этих устройств относится то, что они не позволяют определить характер (форму и размер) дефекта.

Такие приборы, как фото- и телекамеры, дают информацию не только о глубине расположения, но и характере дефекта. Однако их широкое практическое применение — дело будущего.

Пакер

Пакер конструкции ОКБ типа ПШ (рис. 6.9.), применяемый в основном при гидравлических разрывах пласта и изоляционных работах, состоит из штока 4, на который надеты конус 7, дюралюминиевые кольца 2, 5, 6 и резиновые манжеты 3. На верхний конец штока навинчена головка 1, на нижний — короткий хвостовик 10. На хвостовике укреплен фонарь 9, имеющий плашки 8, пружины 11 и замок 13. Положение фонаря на хвостовике фиксируется замком 13 при помощи штифта 12.

Пакер спускают в скважину на трубах. Для удержания его в колонне над ним устанавливают гидравлический якорь. Спустив пакер на необходимую глубину, проворачивают трубы вправо на один-два оборота.

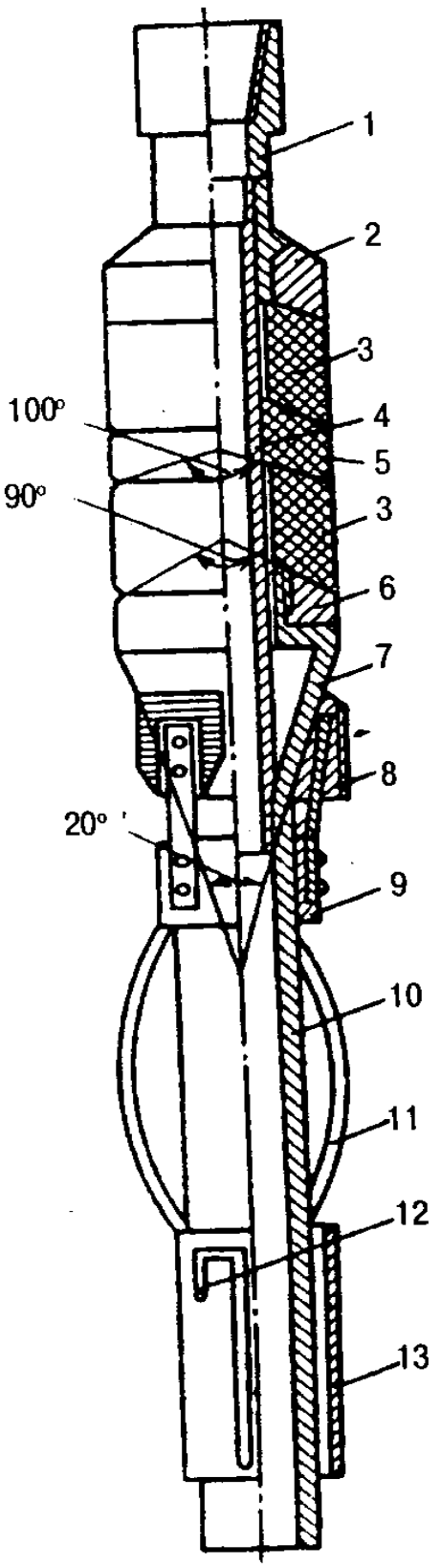


Рис. 6.9. Пакер ПШ-168:
1-головка; 2,5,6 - дюралюминиевые кольца; 3-манжета; 4-шток; 7-конус; 8-плашка; 9-фонарь; 10-хвостовик; 11-пружина; 12-штифт; 13-замок

Вследствие этого штифт 12 попадает в длинную прорезь замка 13. Затем трубы спускают вниз, при этом фонарь 9 удерживается пружинами 11 в эксплуатационной колонне в верхнем положении.

Конус 7 распирает плашки 8, удерживает пакер в эксплуатационной колонне. При сжимающей нагрузке до 100 кН (10 т), создаваемой массой колонны труб, резиновые манжеты 3 расширяются и герметизируют кольцевое пространство скважины. Резиновые манжеты пакера устроены так, что в сжатом виде они принимают грушеобразную форму. С повышением давления под пакером края манжет плотно прижимаются к стенке эксплуатационной колонны, создавая дополнительное уплотнение, что является основным преимуществом пакера типа ПШ.

Пакер извлекают на поверхность при подъеме труб, при этом конус пакера выходит из-под шлипсов и контакт их со стенкой колонны нарушается, уп-лотнительные манжеты разгружаются и принимают размеры, близкие к первоначальным.

Промежуточный пакер ППГМ1 с гидромеханическим управлением состоит из уплотняющего и заякоривающего узлов, устройства гидропривода и шарового клапана.

Пакер без шарика спускают в скважину на колонне насосно-компрессор-ных труб на необходимую глубину. Затем колонну труб приподнимают на определенную высоту, сбрасывают в нее шарик и подают давление. Под давлением цилиндр гидропривода перемещается вверх, плашки находят на конус, и пакер заякоривается в скважины. Затем колонну насосно-компрессорных труб спускают, под действием массы труб уплотнительные элементы сжимаются и герметично разобщают два пространства в скважине.

При дальнейшем увеличении давления срезаются винты клапана. Клапан с шариком падает на забой скважины.

Пакер извлекают из скважины при подъеме колонны на-сосно-компрессорных труб без проведения дополнительных работ.

Техническая характеристика пакеров ППГМ1

	ППГМ1-114-160	ППГМ1-122-160	ППГМ1-133-160	ППГМ1-142-160
Условный диаметр экслуатационной колонны, мм	146	146	168	168
Максимальный перепад давлений на пакере, МПа	16			
Максимальная температура рабочей среды, °С	50	150	150	150
Диаметр присоединительной резьбы гладких насосно-компрессорных труб, мм	73	73	89	89
Габаритные размеры, мм:				
наружный диаметр	114	122	133	42
диаметр канала	62	62	76	76
длина канала	1655	1655	1880	1880
Масса, кг	43	47	63	70

Гидравлический модернизированный пакер ПГ-500 (рис. 6.10.) состоит из головки 1, к верхней части которой присоединены гидравлический якорь и колонна заливочных труб, а к нижней — шток 5 и опорное дюралюминиевое кольцо 2. На шток надеты ограничитель 4 с ограничительной манжетой 3, упор б и гидравлическая манжета 7.

К нижней части штока присоединен корпус фонаря 8 закрытого типа. Фонарь имеет три башмака, расположенные под углом 120° по окружности корпуса. Каждый башмак подпирается изнутри тремя цилиндрическими пружинами, находящимися в глухих отверстиях корпуса фонаря. Верхнее и нижнее упорные кольца предотвращают выпадение башмаков. К нижней части корпуса крепится клапан пакера с дроссельным штуцером 10.

Для уплотнения пакера ПГ-500 в колонну заливочных труб закачивают жидкость с расходом 2—2,5 л/с. При этом в штуцере возникает перепад давления 0,3—0,5 МПа. Через отверстия в корпусе фонаря жидкость проходит во внутреннюю полость гидравлической манжеты 7 и расширяет ее до соприкосновения со стенкой колонны. Под влиянием перепада давления сжимается пружина клапана, открываются его прямоугольные окна, и жидкость проходит в пространство под пакером. При дальнейшем повышении давления под пакером гидравлическая манжета расширяется и окончательно уплотняет затрубное пространство. В результате создания высокого давления под пакером он выталкивается вверх вместе с колонной заливочных труб, вследствие чего нарушается его уплотнение. Для удержания пакера на месте применяют гидравлический якорь, который

устанавливают непосредственно над пакером. На промыслах нашей страны наибольшее распространение получили гидравлические якори конструкции ОКБ «По бесштанговым насосам».

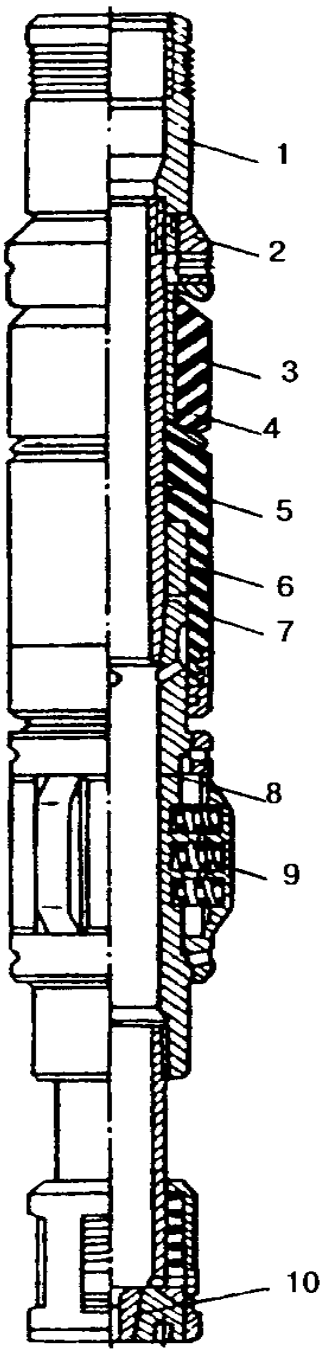


Рис. 6.10. Пакер гидравлический, модернизированный ПГ-500:
1-головка; 2-кольцо опорное; 3-ограничительная манжета; 4-ограничитель; 5-шток; 6-упор; 7-гидравлическая манжета; 8-фонарь; 9-башмаки; 10-штуцер

На промыслах Азербайджана для определения места дефекта эксплуатационной колонны применяют самоуплотняющийся гидравлический пакер (рис. 6.11.). Пакер спускают в скважину с открытой манжетой 1 при крайнем нижнем положении корпуса 2 в цилиндре 4.

Поинтервальную опрессовку эксплуатационной колонны ведут сверху вниз, закачивая жидкость в кольцевое пространство между обсадными и насосно-компрессор-ными трубами. Под действием избыточного давления, создаваемого над пакером, резиновая манжета 1, расширяясь, изолирует кольцевое пространство в колонне. Место дефекта в эксплуатационной колонне обнаруживается по падению давления или уровня в кольцевом пространстве скважины. Для извлечения пакера из скважины в колонну насосно-компрессорных труб бросают шар 5 и закачивают жидкость. Шар садится на седло заглушки б, а жидкость, протекая через отверстия в нижней части патрубка 7, давит на поршень снизу. Кожух 8 и поршень поднимаются вверх. Ход поршня вверх прекращается, когда нижняя уплотнительная манжета поднимается выше отверстий в верхней части цилиндра и давление в трубах упадет. При полном подъеме поршня срабатывает стопорное устройств, благодаря чему предотвращается произвольное освобождение резиновой манжеты 1 при подъеме пакера.

Устройство для опрессовки обсадных колонн (рис. 6.12.) состоит из корпуса 3 с верхним 4 и нижним 11 отверстиями. На наружной поверхности корпуса расположена самоуплотняющаяся манжета двустороннего действия 9; выше манжеты напротив отверстия 4 зафиксирована уплотняющая срезная втулка 5 с седлом под шар 2. Ниже втулки размещено с зазором гнездо б и шпилевая опора 7 с перфорацией.

Устройство опускается в скважину на насосно-компрессорных трубах 1 для опрессовки обсадной колонны 10 и поиска ее дефектов 8.

После спуска устройства в скважину без шара 2 создается поочередно гидравлическое давление соответственно по колонне и по НКТ.
В случае герметичности выше манжеты или ниже ее стрелка манометра стабильно показывает заданное опрессовочное давление, созданное насосным агрегатом.

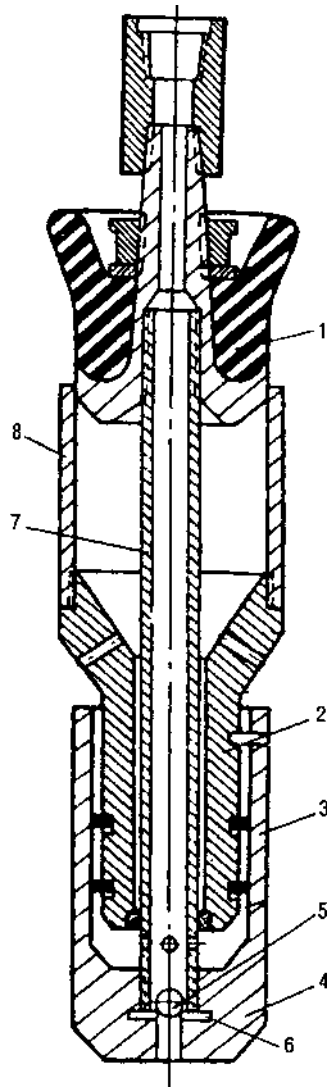


Рис. 6.11 Схема самоуплотняющегося гидравлического пакера

Если давление падает, то соответственно выше манжеты или ниже ее колонна негерметична. В этом случае давление снимают, а устройство поднимают или соответственно опускают в заданный интервал. Процесс опрессовки повторяют. Таким образом, при шаговом спуске или подъеме устройства спрессовывают колонну и определяют место ее дефекта.

По окончании процесса опрессовки колонны в НКТ спускают шар 2, создают избыточное давление. Втулка 5 с помощью шара 2, залегшего в ее седло, срезается и открывает отверстие 4. Шар 2, проталкивая втулку 5, остается на шпилевой опоре 7, втулка падает в гнездо 6. Так обеспечивается при подъеме устройства переток жидкости в колонне через отверстие 4, перфорационное отверстие шпилевой опоры 7 и отверстие 11. Для определения характера, формы и размеров дефекта обсадной колонны, а также уточнения места его нахождения применяют фото- и телекамеры, резиновые баллоны, прижимные рычажные плашки с оттискным слоем (печати).

Устройство для снятия оттисков с внутренней поверхности обсадных колонн

Устройство предназначено для снятия оттисков с внутренней поверхности негерметичных обсадных колонн. Его применяют при обследовании негерметичного интервала колонн. Спуск, подъем и управление работой устройства осуществляется с помощью каротажного кабеля.

Устройство (рис. 6.13) помещено в корпус 1, в верхней части которого расположены реверсивный электродвигатель 2 и редуктор 3, связанный с составным (из двух частей) валом 5, соосно установленным в нижней части корпуса. На обоих концах вала установлены раздвижные узлы, состоящие из ползунов б, 10 с левой и правой резьбой, сочлененные с соответствующими резьбами вала 5.

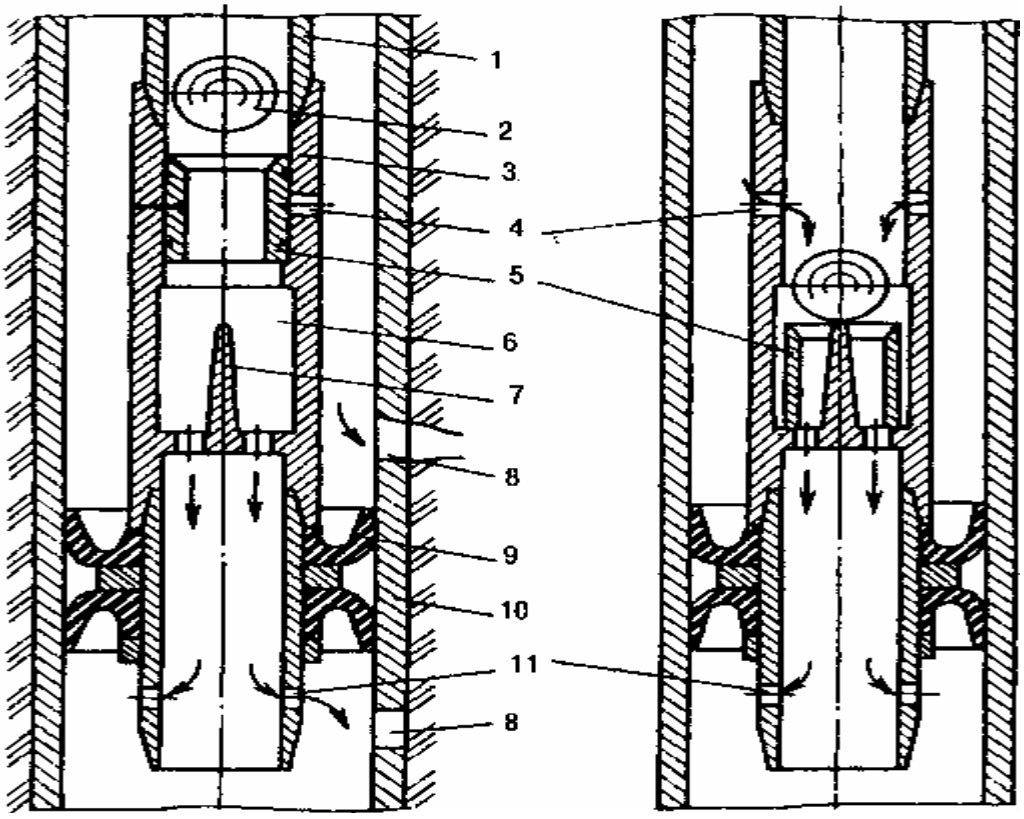


Рис. 6.12. Устройство для опрессовки обсадных колонн:
1-НКТ; 2-шар; 3-корпус; 4,11-отверстия; 5-втулка; 6-гнездо; 7-опора; 8-дефект; 9-манжета самоуплотняющаяся; 10-обсадная колонна.

На ползунах имеются шарнирные рычаги 7, попарно связанные с опорами 8 прижимных лыж 9 через прорезные окна 12 корпуса. Прижимные лыжи покрыты пластичным материалом 11. Устройство в нижней и верхней части снабжено центрирующими элементами 4.

Работает устройство следующим образом. В транспортном положении его спускают в скважину на каротажном кабеле в обследуемый интервал колонны. Подают постоянное напряжение (по каротажному кабелю) к электродвигателю 2. При этом вращение через редуктор 3 передается валу 5. Вращение вала (благодаря наличию левой и правой резьбы) вызывает сближение ползунов 6, 10, которые с помощью шарнирных рычагов 7, раздвигая лыжи 9, приводят их в рабочее положение, т. е. прижимают к внутренней поверхности обсадной колонны. В результате на пластичном материале 11 остается оттиск с внутренней поверхности обсадных колонн. После этого к электродвигателю подается постоянное напряжение другой полярности, что позволяет возвратить прижимные лыжи в первоначальное транспортное положение. После подъема устройства по полученному оттиску на пластичном материале судят о характере негерметичности или повреждения обсадных колонн.

Техническая характеристика устройства для снятия оттисков

Диаметр эксплуатационной колонны, мм ……..140, 146, 168
Длина получаемого оттиска, мм … ……..1000

Длина, мм ..... ……2500
Диаметр, мм
минимальный ..... ……115
максимальный ..... ……160
Масса устройства, кг..... ……25

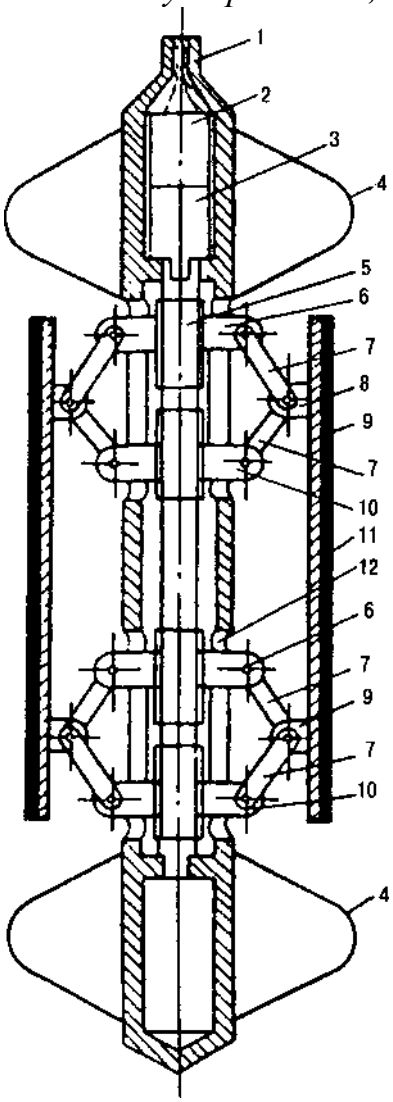


Рис. 6.13. Устройство для снятия оттисков с внутренней поверхности обсадных колонн:
1-корпус; 2-электродвигатель; 3-редуктор; 4-центраторы; 5-вал; 6, 10-ползуны; 7-рычаги; 8-опоры; 9-лыжи; 11-пластичный материал; 12-окна

В б.ВНИИКРнефти разработана боковая гидравлическая многосекционная печать ПГ по ТУ 39-1106-86 (рис. 6.14).

Секция гидравлической печати ПГ состоит из перфорированной штанги, наконечников, резинового баллона с оттисковым слоем.

Печать снабжена заливным и сливным клапанами и центраторами. Длина резинового баллона ограничена техническими возможностями его изготовления.

Принцип работы печати

Для определения характера, формы, размеров и уточнения места нахождения дефекта гидравлическую печать опускают на НКТ или бурильных трубах в интервал нарушения герметичности обсадной колонны.

В печати создается избыточное гидравлическое давление, под действием которого резиновый баллон расширяется оттисным слоем и прижимается к стенке обсадной колонны. Затем после выдержки во времени увеличивают давление, которое обеспечивает срез штифтов и смещение втулки сливного клапана для слива жидкости при подъеме инструмента. Давление снимают, печать поднимают на поверхность. При этом резиновый баллон возвращается по диаметру в исходное (транспортное) положение.

Дефект обсадной колонны отпечатывается на от тискном слое в виде четкой линии, повторяющей контуры места негерметичности (отверстие, щель и т. п.).

Отпечатки негерметичности муфтового соединения имеют вид колец от торцов труб и резьбы между ними.

При необходимости печать может быть выполнена из двух и более секций с повторным расширением резиновых баллонов и смещением печати на 1 м для перекрытия «мертвой» зоны между секциями.

В настоящее время в гидравлической печати типа ПГ для оттискного слоя применяется на клею сырая резина марки 7-3826, изготовляемая по ТУ 38-005-204-84. Недостатком такой резины является быстрое естественное старение, в результате чего она теряет пластичность и неспособна проявлять (оставлять) отпечатки дефектов со стенки обсадной трубы.

Процесс старения (вулканизация) ускоряется при использовании резины в средах с температурой выше + 30°С.

Операция по определению характера, формы, размеров и более точного местонахождения негерметичности осуществляется гидравлической печатью ПГ.

Длину рабочей части печати определяют по формуле

$$L = L_Д + 2L_З \qquad (6.14)$$

где L — длина рабочей части печати;

$L_д$ — длина дефекта (ориентировочно находят геофизическим методом, операция IV, см. рис. 6.7);

$L_З$ — длина запаса для перекрытия дефектов, Ц = 1 — 1,5 м.

Процесс получения отпечатка

Печать ПГ в сборе, соответствующую типоразмеру обсадной колонны, после профилактики и зарядки клапанов спускают в скважину к месту дефекта на насосно-комп-рессорных трубах со скоростью до 6 м/с.

Колонна спущенных труб соединяется через нагнетательную систему с насосным агрегатом.

После спуска в скважину на заданную отметку в печати создается избыточное гидравлическое давление в пределах 4МПа, при этом резиновый баллон расширяется и своей рабочей поверхностью, покрытой тонким эластичным слоем мягкой (сырой) резины, плотно прижимается к внутренним стенкам обсадной колонны.

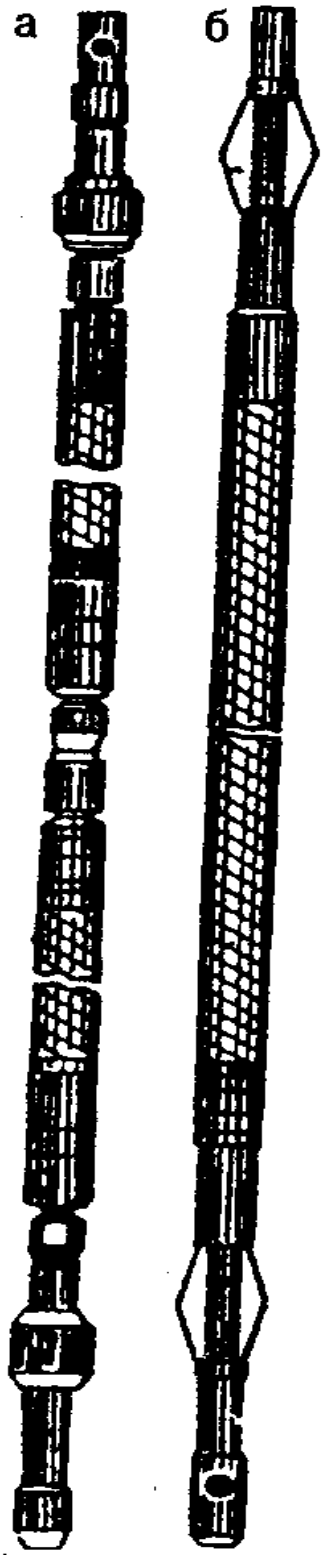


Рис. 6.14. Боковая гидравлическая печать:
а-типа ПГ-2
б-типаПГ-3

Время выдержки печати под давлением составляет 10—15 мин., после чего его снимают. При этом края дефекта оставляют отпечатки на поверхности эластичного слоя резинового баллона.

Заполнение жидкостью полости инструмента при его спуске производится через отверстие заливного клапана печати. Слив происходит при подъеме инструмента на устье через отверстия сливного клапана, которые открываются при смещении втулки после среза штифтов расчетным давлением 3—9 МПа (после спуска шара в седло клапана).

После подъема на устье печать демонтируют, промывают и тщательно осматривают ее рабочую поверхность. Размер дефекта несколько меньше реального, четко выделяется на эластичной поверхности оттискного слоя баллона.

Если дефект герметичности находится в резьбовом соединении муфты, то отпечаток выглядит как два кольца, между ними — резьбовые следы муфты.

В случае дефектов (длинных трещин, порывов, перфораций), отпечатки которых в полном объеме не могут быть получены на баллоне из-за его короткой длины, печать собирают из двух (или более) секций или производят дополнительный спуско-подъем другой печати для снятия отпечатка соответственно выше или ниже того места, откуда уже получен отпечаток дефекта.

В б.ВНИИКРнефти разработана гидравлическая печать типа ПГ-3 (рис. 6.14,6) с резиновыми баллонами длиной 2, 4 и 6 м, что позволяет устранить недостатки, присущие печати типа ПГ-2.

Для оттискного слоя используется герметизирующая само-клеющая лента ГЕРЛЕН-Д, которая наносится на резиновый баллон без применения клея, дублированным нетканным синтетическим материалом наружу.

6.4.5. ШАБЛОНИРОВАНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ СМЯТИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Для ликвидации смятия обсадных колонн существуют различные по конструкции приспособления.

Наибольшее распространение получило приспособление Н. Родненского (рис. 6.15). Оно состоит из полого стержня 7, на нижнем конце которого закреплена полая головка (цилиндр) 8 с цилиндрическим отверстием для поршня 3, плотно уложенного в головке и снабженного каналом 9. На верхний конец стержня насажен хомут 6, с которым шарнирно связаны верхние концы плашек 4; нижние их концы находятся под действием пружины 10, постоянно стремящейся их сблизить, и прилегают к головке 8 и выступающему из нее концу поршня 3.

Приспособление на бурильных или насосно-компрессорных трубах спускают в скважину к месту сужения обсадной колонны 2 и создают давление в его полости. Вследствие этого поршень 3 выдвигается из головки до тех пор, пока направленное книзу отверстие канала 9 не выйдет из края 1 головки 8. После этого давление на поршень 3 сразу понижается, автоматически прекращая раздвигать плашки 4 за нормальный диаметр обсадной колонны, что фиксируется

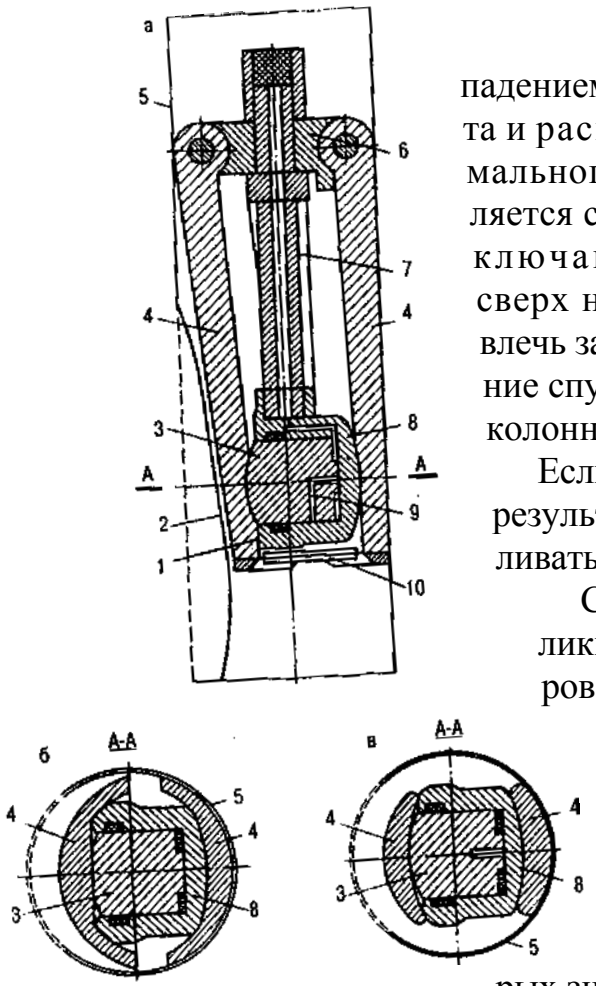


Рис. 6.15. Приспособление для выпрямления смятых обсадных труб в скважине:
а-общий вид; б-с плашками прямой по длине формы; в-с плашками конусной к низу формы;
1-край головки; 2-сужение колонны; 3-поршень; 4-плашки 5-колонна; 6-хомут; 7-стержень; 8-головка; 9-канал; 10-пружина

падением давления на манометре насосного агрегата и расширением колонны в этом месте до нормального диаметра. Таким образом, канал 9 является своего рода предохранителем, исключающим возможное расширение колонны сверх нормального диаметра, что могло бы повлечь за собой разрыв колонны. Затем приспособление спускают ниже на длину выровненного участка колонны, и операцию повторяют.

Если сечение трубы имеет сложную форму (в результате деформации), то целесообразно изготавливать плашки 4 суживающимися книзу.

С целью использования приспособления для ликвидации смятия колонн различных диаметров плашки 4 снабжают накладками, имеющими одинаковую толщину и перекрывающими всю рабочую поверхность плашек. Имея соответствующий набор накладок различной толщины, легко скрепляемых с плашками, можно применять приспособление для выпрямления труб, диаметры которых значительно отличаются друг от друга.

Оправка конструкции В. П. Панкова для выпрямления смятых обсадных колонн (рис. 6.16, а) содержит корпус 1, на котором эксцентрично установлены ролики 2, кулачковый механизм 4 с замком 5 и конусным наконечником эллипсной формы 6.

Оправку через переходник соединяют с УБТ и бурильными (насосно-компрессорными) трубами и спускают к месту смятия колонны.

После фиксации инструмента бурильные трубы вращаются с частотой 3÷80 об/мин. При этом конусный наконечник б вступает в контакт со смятым участком обсадной колонны. Благодаря эллипсной форме наконечник не вращается, что обеспечивает надежную работу кулачкового механизма без создания значительных осевых нагрузок. При вращении бурильных труб и постоянной осевой нагрузке кулачковый механизм 4 совершает удары по конусному наконечнику 6. Выправление смятой колонны достигается воздействием осевых ударных нагрузок на смятый участок конусного наконечника 6 и радиальных нагрузок эксцентриковых роликов 2 при интенсивной промывке скважины. После прохода смятого участка эксцентриковыми роликами, ликвидации посадок и затяжек инструмента процесс выправления заканчивается, и оправку извлекают на поверхность.

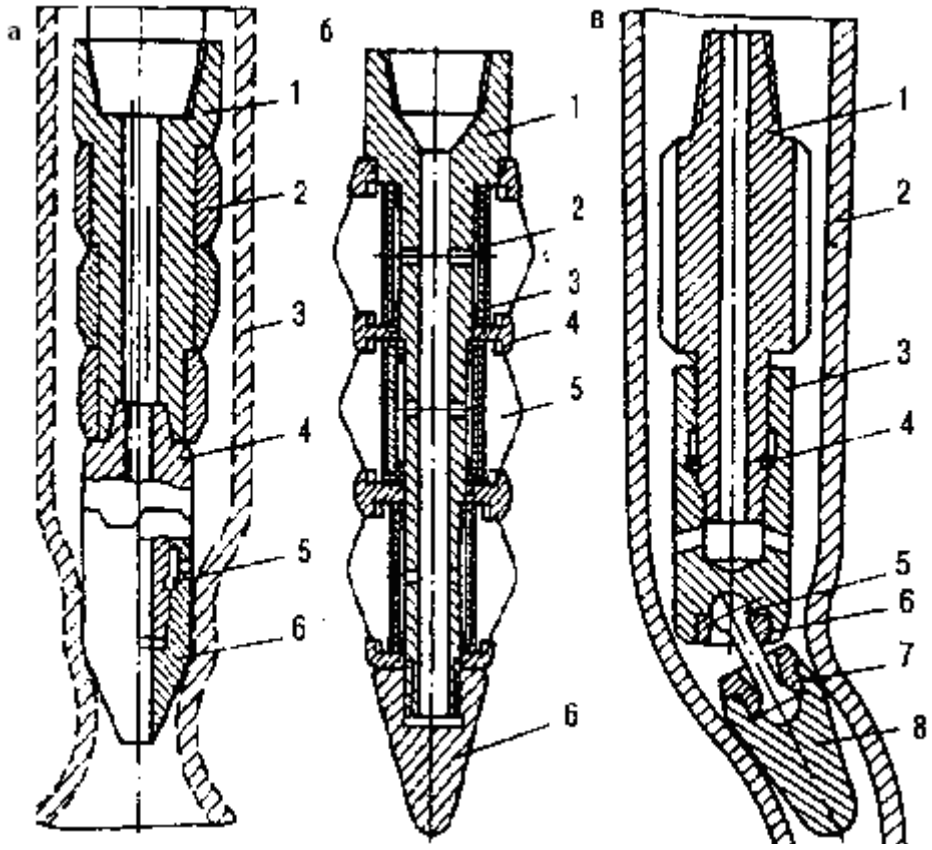


Рис. 6.16. Оправка для выпрямления смятых обобсадных колонн
а-эксцентриковая; б-гидравлическая с подвижными секторами; в-шарнирная

На рис. 6.16, б показана оправка, состоящая из полой перфорированной штанги 1, фигурных вкладышей 2, упругих цилиндрических диафрагм 3, ограничителей 4, радиальных подвижных секторов 5 и конусного пуансона 6.

Штанга 1 соединяется с колонной УБТ определенного веса для создания осевой нагрузки на смятый участок трубы. При этом подвижные секторы 5 сжимаются и опираются на упругие диафрагмы 3, а фигурные вкладыши 2 уменьшают удельное давление на диафрагмы 3 и предохраняют их торцевые уплотнения от разрушения при создании радиальных нагрузок.

После создания соответствующей осевой нагрузки создают перепад давления, и жидкость через каналы штанги 1 направляется в полость упругой диафрагмы 3, раздвигая подвижные секторы 5, которые в свою очередь разжимают смятый участок колонны. Этот участок получает форму цилиндра, так как подвижные секторы имеют ограничители и, если один сектор радиально переместился до ограничителя 4 раньше других, то он будет находиться там до тех пор, пока остальные секторы не дойдут до своего ограничителя.

При выпрямлении смятой колонны оправку спускают вниз постепенно, воздействуя радиальными усилиями секторов сначала нижней ступени, а потом верхней, наружный диаметр которой соответствует номинальному внутреннему диаметру обсадной колонны. Когда оправка начнет двигаться вверх и вниз по колонне без затяжек и посадок, процесс выпрямления смятой колонны заканчи-

вают. Давление в трубах снижают до нуля, и устройство извлекают на поверхность.

Оправка шарнирного типа (рис. 6.16, в) содержит корпус 1, наконечники 3, 8, радиальную опору 4, шарнир 5 и резьбовые пробки б, 7.

Оправку спускают на трубах в скважину до места смятия обсадной колонны 2. Наконечник 8 упирается в смятый участок и, поворачиваясь на шарнире, проходит свободно его поперечный изгибающий момент в теле устройства не возникает. В результате резко уменьшается опасность перегрузки и возникновения разрушающих напряжений, а следовательно, повышается надежность работы устройства.

Кроме того, происходит расклинивание наконечника 8 в смятой стенке колонны. Возникающие при этом распорные усилия в плоскости контакта наконечника со стенкой колонны не имеют тенденции к ее продавливанию или прорыву, так как наконечник перемещается почти параллельно стенке смятой колонны. Таким образом, исключается возможность самопроизвольного выхода наконечника 8 и всей оправки за колонну.

После того как обсадная колонна выправлена нижней частью наконечника, в нее свободно входит верхняя часть, имеющая сечение меньше, чем внутреннее сечение выправленного участка колонны.

Оправку через смятый участок спускают неоднократно до тех пор, пока затяжки и посадки при движении оправки вверх или вниз не исчезнут. После этого устройство поднимают на поверхность.

В зарубежной практике применяются оправки для выправления труб аналогичной конструкции.

Для сокращения времени при обследовании скважин на проходимость инструмента целесообразно шаблонирование и выпрямление смятого участка обсадной колонны совмещать в одну спуско-подъемную операцию. При этом необходимо вместо простой оправки использовать оправки (приспособления), применяемые для ликвидации смятия обсадных колонн.

6.4.6. ОЧИСТКА ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Для качественного ремонта скважин методом установки пластырей технологический процесс предусматривает в интервале ремонта очистку внутренней поверхности обсадной колонны от глинистой и цементной корки, парафина, заусенцев, застрявших пуль перфоратора, ржавчины и других отложений.

К наиболее распространенным методам очистки можно отнести гидроструйный, пескоструйный, химический и механический.

При механическом методе очистки обсадных колонн применяют щетки, ерши, скребки различных конструкций.

Устройство типа «Скрепер» (рис. 6.17, а), обеспечивающее очистку внутренних стенок обсадных колонн диаметром от 60 до 240 мм, разработано и серийно вы-

пускается американскими фирмами «Бейкер», «Хомко», «Трай-Стейн», «Секьюрити», «Боуэн» и др.

Компания «Пан-Американ» очистку обсадных колонн производит набором стальных щеток, смонтированных на колонне труб (рис. 6.17, б).

Скребки типа 2ИК и СК для очистки внутренней поверхности стенок обсадных колонн диаметром 140; 146; 168; 178; 219; 273 мм выпускаются бакинским заводом «Неф-тебурмашремонт».

Такие скребки, как и устройства американских фирм, очищают колонну при контакте подпружиненных в окнах корпуса режущих плашек с ее поверхностью в процессе расхаживай ия инструмента сверху вниз или снизу вверх. Это обусловлено конструкцией устройства и направлением режущих элементов. Плашки расположены в два-три ряда и смещены относительно друг друга так, чтобы полностью охватить колонну по периметру.

Скребок спускают в скважину на бурильных или насосно-компрессорных трубах.

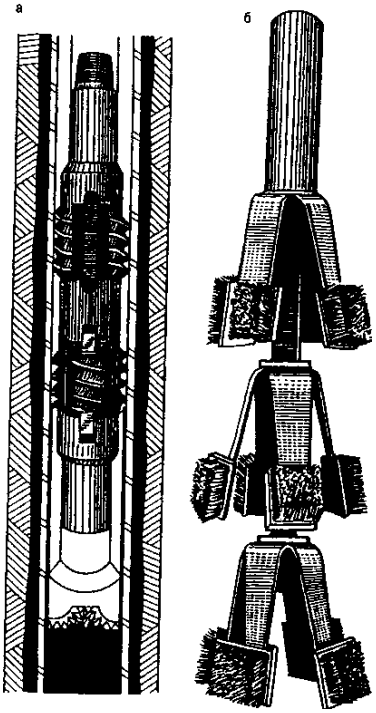


Рис. 6.17. Устройство для очистки внутренних стенок обсадных колонн:
а-устройство типа «Скрепер» фирмы «Бейкер»
б-устройство с набором стальных щеток компании «Пан-Американ

Интервал очистки определяют а по формуле:

$$L = L_П + 2L_Д \qquad (6.5)$$

где L — длина очищаемого участка;

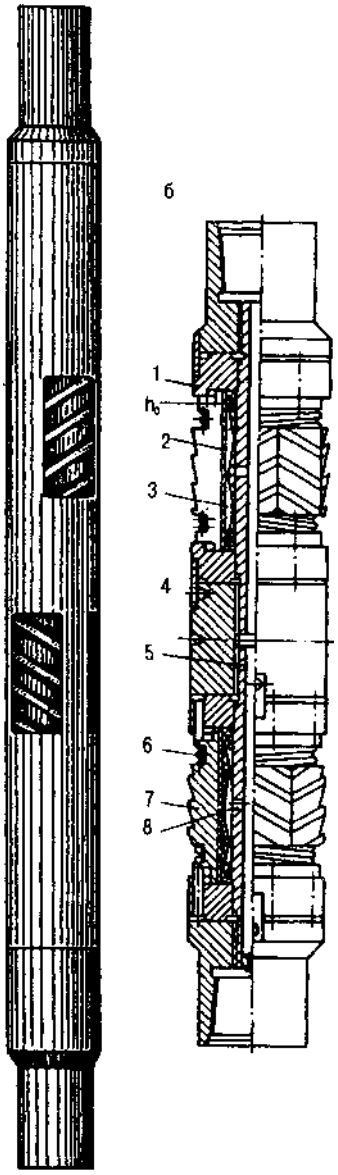
$L_п$ — длина устанавливаемого пластыря;

$L_д$ — дополнительная длина участка выше и ниже установки пластыря, $L_Д = 10 – 20$ м.

Очистку обсадных колонн проводят также скребками гидромеханического действия СГМ-1 и СГМ-2 (рис. 6.18).

Отличие этих скребков от механических заключается в том, что режущие плашки, расположенные в окнах корпуса, в транспортном положении не выступают за пределы корпуса, а усилие при контакте их с очищаемой поверхностью в процессе очистки регулируется гидравлическим давлением с поверхности.

Скребок типа СГМ-1 (см. рис. 6.18, а), разработанный в б.ВНИИКр-нефти, изготовляется по ТУ 39-1105-86 в опытном производственном объединении «Карпатнефтемаш» и предназначен для очистки обсадных колонн диаметром 140, 146 и 168 мм.



Скребок СГМ-2 (см. рис. 6.18, б) прост в изготовлении, сборке и обслуживании. От СГМ-1 он отличается тем, что режущие плашки размещены в каждом ярусе без зазора на самоуплотняющихся манжетах.

Скребок состоит из корпуса 4 с перфорационными отверстиями, против которых между ограничительными обоймами 1 размещены самоуплотняющиеся манжеты 3 с кожухом 2 и режущими плашками 7 в кольцевых пружинах 6.

Лезвия плашек могут быть выполнены к оси скребка как наклонно, так и перпендикулярно, при этом плашки монтируются с наклоном лезвий по винтовой спирали в одном направлении одного яруса и в противоположном направлении другого яруса, а также в противоположном с периодическим чередованием в каждом ярусе.

Смещение плашек верхнего яруса по оси относительно нижнего на 1/2 их ширины обеспечивает надежную и качественную очистку за два-три прохода.

По окончании операции очистки колонны давление в скребке снимают, плашки 7 под действием пружин б возвращаются в исходное (транспортное) положение и инструмент извлекают на поверхность.

Рис. 6.18. Скребки гидромеханического действия
а-скребок СМГ-1
б-скребок СМГ-2

6.4.7. КОНСТРУКЦИЯ И ПРИНЦИП РАБОТЫ СРЕДСТВ ДЛЯ СПУСКА И УСТАНОВКИ ПЛАСТЫРЕЙ В ОБСАДНЫХ КОЛОННАХ

Разработка способов ремонта обсадных колонн с помощью металлической продольно-гофрированной трубы, спускаемой в скважину до места повреждения и расширяемой там до плотного контакта со стенками обсадных колонн, была начата в США в 1959-1962 гг. Американскими специалистами предложены различные устройства для расширения гофрированных труб в скважине, среди них: использующие энергию взрыва; включающие в конструкцию эластичный резиновый баллон, расширяющийся под воздействием внутреннего

давления; основанные на протаскивании через трубы расширяющей металлической оправки.

Ряд устройств, используемых для расширения гофрированного патрубка, спускают в скважину на трубах, тросе или каротажном кабеле.

Для протаскивания металлической расширяющей оправки предложены устройства с использованием силы гидравлических цилиндров, талевой системы буровых установок, электроэнергии, энергии сжатого газа, образующегося непосредственно в них в результате химических реакций.

Для заполнения неровностей между стенками обсадной колонны и пластырем с целью герметизации, а также для изоляции обсадных колонн от металла пластыря во избежание возникновения электролитической коррозии гофрированную трубу перед спуском в скважину обматывают снаружи стекло- тканью, пропитанной эпоксидной смолой. Гофрированные патрубки изготовляют из труб с толщиной стенки 1,65 мм для НКТ диаметром 70 мм и с толщиной стенки 3,125 мм — для всех остальных размеров обсадных труб, при этом уменьшение внутреннего диаметра составляет соответственно 4,3 и 7,6 мм с учетом толщины стеклопластика. Степень восстановления прочности обсадных колонн зависит от размеров повреждения. При установке пластыря на перфорированный участок и изоляции отверстия диаметром до 25 мм прочность обсадной колонны при воздействии внутреннего и внешнего давления восстанавливается полностью. Этот способ успешно используют при ремонте обсадных колонн на глубине до 4000 м и с температурой в зоне установки пластыря до 115° С.

Широкое промышленное применение на промыслах и при бурении скважин в США получили способ и устройство для ремонта обсадных колонн, разработанные специалистами фирмы «Пан-Американ петролеум корпорейшн».

Основными частями устройства являются пружинная расширяющаяся головка и двойной силовой цилиндр с гидравлическим якорем, между которыми перемещается металлическая гофрированная труба. Устройство спускают в скважину на НКТ или бурильных трубах, внутри силовых цилиндров создают давление в пределах 15-20 МПа, и силовые цилиндры протаскивают расширяющую головку через гофрированную трубу. Ход цилиндров равен 1,5 м, поэтому расширение ведется ступенями.

После первого хода цилиндров дальнейшую протяжку расширяющей головки можно выполнить с помощью талевой системы, когда усилия протяжки, равные в среднем 140-160 кН, но достигающие иногда 250 кН, будут действовать на обсадную колонну.

Ведущими американскими фирмами по производству устройств для спуска и установки стальных гофрированных пластырей в обсадных колоннах являются «Лайенс» и «Хомко».

К недостаткам устройств фирмы «Лайенс» (рис. 6.19) необходимо отнести возможность порыва трубчатого эластичного баллона при его расширении, неплотное прилегание пластыря до необходимого контакта с поверхностью ремонтируемого участка обсадной колонны, отсутствие технологической возможности изготовления трубчатого баллона достаточной длины (5 м и более).

Технология установки пластыря этим устройством включает калибровку пластыря роликовой или какой-либо другой оправкой с дополнительной спуско-подъемной операцией в скважине.

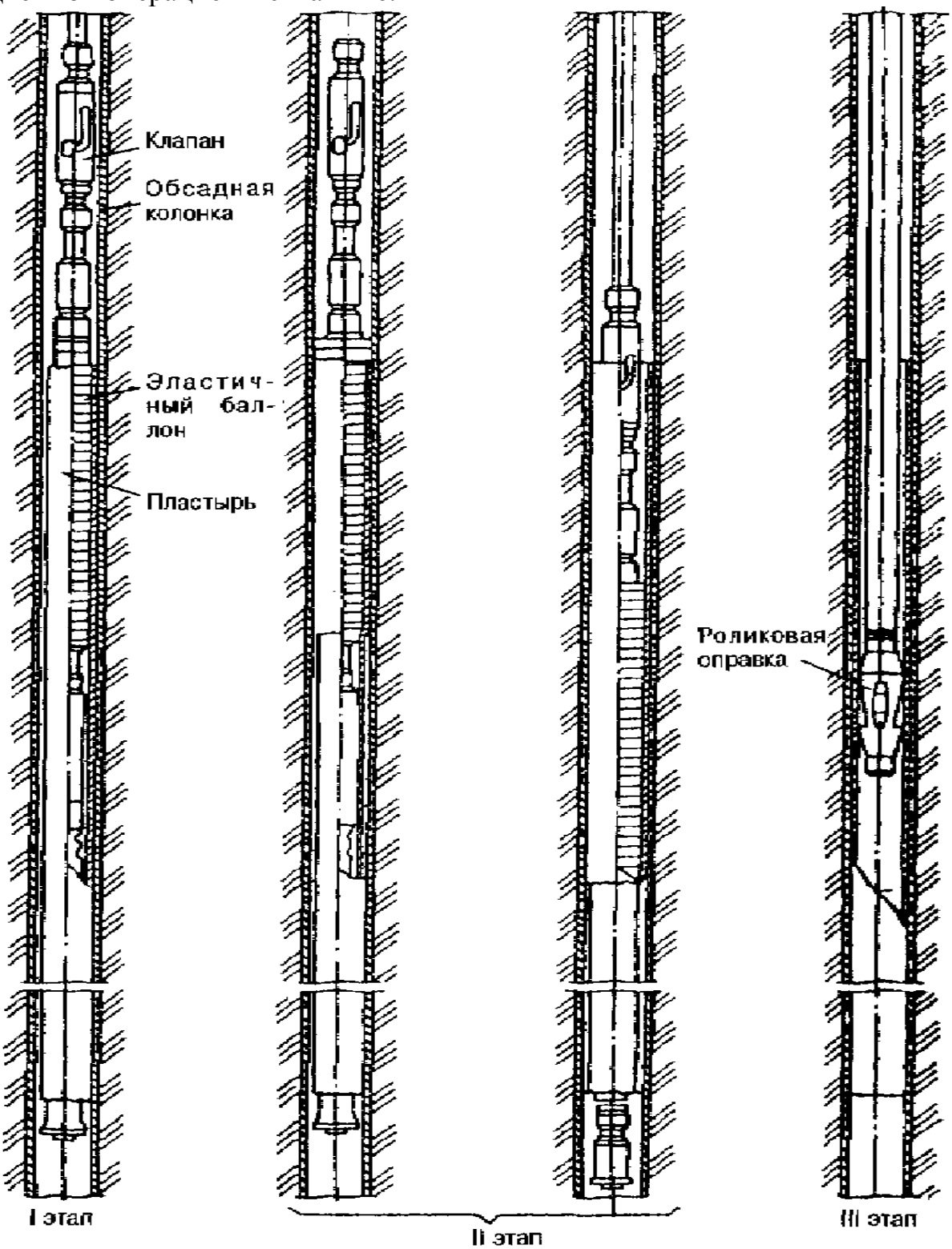


Рис. 6.19. Устройство для установки пластырей в обсадной колонне фирмы «Лайнес»

Устройства фирмы «Лайенс» можно использовать также как гидравлическую печать для определения характера, формы и размеров дефекта обсадной колонны. С этой целью на наружную поверхность трубчатого эластичного баллона на-

клеивают оттискной слой (3-4 мм) из материала, обладающего деформацией и пластичностью (сырая резина).

К недостаткам устройств фирмы «Хомко» (рис. 6.20) относится то, что для каждой толщины стенки ремонтируемого участка обсадной колонны предусмотрены индивидуальный пластырь по периметру поперечного сечения и своя пружинная цанга с калибрующими (дожимными) плечиками. После выхода цанги из зацепления с конусным пуансоном не обеспечивается возврат калибрующих плечиков в исходное (транспортное) положение без подъема устройства на поверхность. В результате исключается возможность повторных проходов головкой в целях усиления контактного сопряжения пластыря с поверхностью обсадной колонны.

Недостатком применяемого фирмами «Лайенс» и «Хомко» пластыря является то, что используемая в качестве герметика стеклоткань с пропиткой на основе эпоксидной смолы не обеспечивает качественной прослойки между пластырем и обсадной колонной. Это обусловлено тем, что эпоксидная смола в готовом для нанесении на пластырь виде обладает «жизнеспособностью» в пределах 24 ч., а затем твердеет, становится хрупкой и не может заполнить раковины и поры в обсадной трубе. Кроме того, при спуске пластыря в скважину раствор эпоксидной смолы стекает с пластыря. Все это снижает качество ремонта скважин.

Для ремонта обсадных колонн диаметром 146 и 168 мм стальными пластырями разработаны (ТУ 39-01-08-466-79) устройства ДОРН-1 (Д-146-1 и Д-168-1), позволяющие транспортировать и устанавливать пластырь на участке дефекта обсадной колонны.

ДОРНы являются основными элементами в комплексе устройств для ремонта обсадных колонн пластырями.

Устройство ДОРН-1 (рис. 6.21 а, б, в) состоит из гидравлической дорнирующей головки, полой связующей штанги, силовых гидравлических цилиндров и циркуляционных клапанов. Упор пластыря обеспечивается в устройстве ДОРН. Пластырь расширяют дорнирующей головкой снизу вверх с предварительной запрессовкой заданного отреза силовыми цилиндрами.

Принцип работы устройства Д-146-1 (Д-168-1) заключается в следующем.

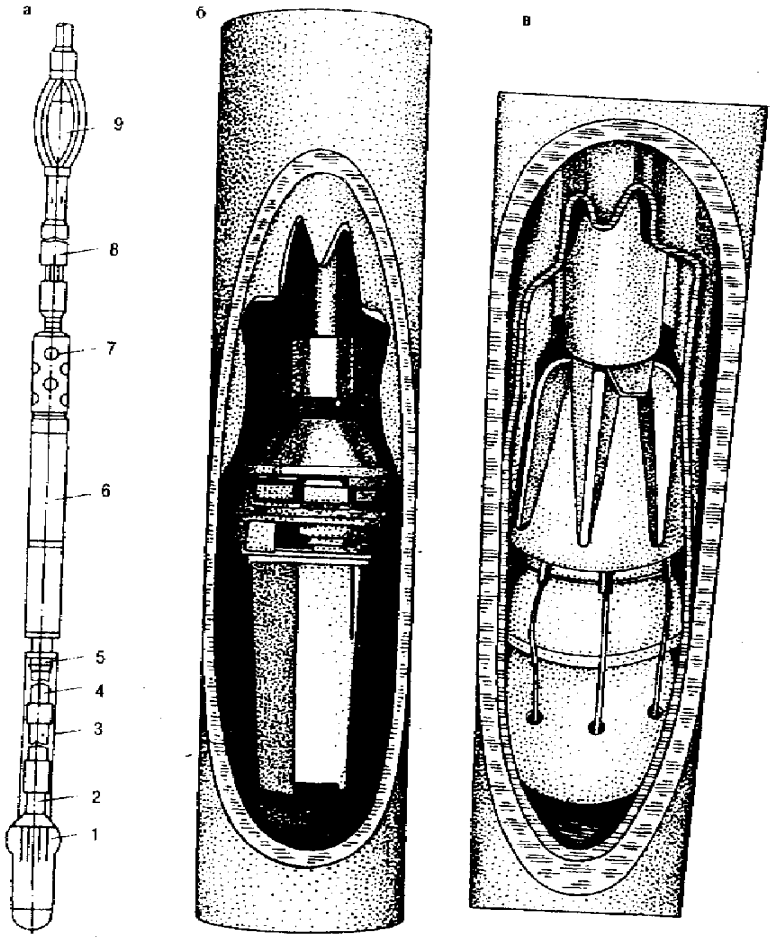


Рис. 6.20. Устройство для установки пластырей в пластырей в обсадных колоннах фирмы «Хомко»:

а-общий вид устройства; б-механическая цанговая дорнирующая головка с гладким конусом; в-механическая цанговая дорнирующая головка с профильным конусом;

1-головка; 2-аварийный отворот; 3-пластырь; 4-штанга; 5-упор; 6-силовой цилиндр; 7-якорь; 8-сливной клапан; 9-пружинный управляющий орган сливного клапана.

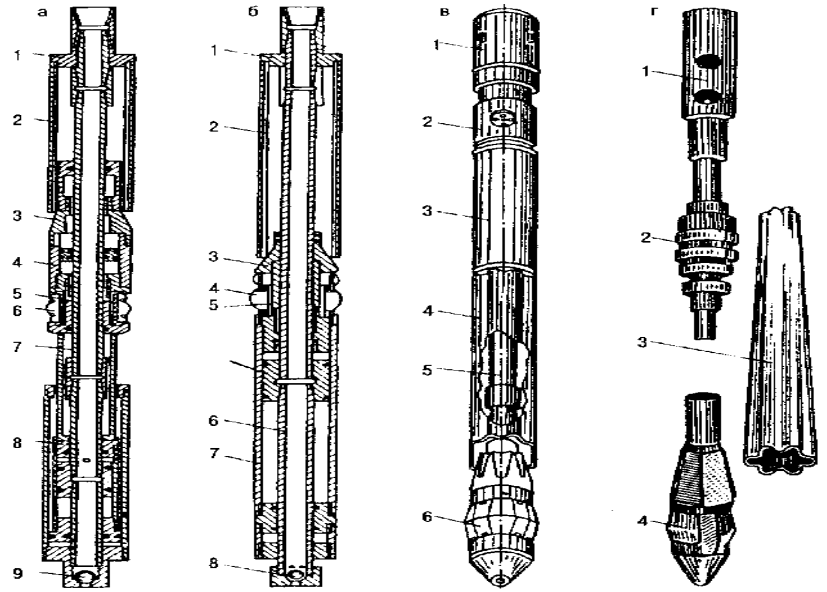


Рис. 6.21. Устройство типа ДОРН для тарнспортировки и установки пластырей в обсадных колоннах:
а-модификация Д-1 первого исполнения: 1-упор; 2-пластырь; 3-конус; 4-разделительная камера; 5-манжета; 6-калибрующие секторы; 7-штанга; 8-силовой телескопический гидравлический цилиндр; 9-обратный клапан;
б-модификация Д-1 второго исполнения: 1-упор; 2-пластырь; 3-конус; 4- калибрующие секторы; 5-манжета; 6-штанга; 7- силовой гидравлический цилиндр; 8- обратный клапан;
в-модификация Д-1 третьего исполнения: 1-сливной клапан; 2-заливной клапан; 3- силовой гидравлический цилиндр; 4- пластырь; 5-штанга; 6-гидравлическая дорнирующая головка;
г-модификация Д-2: 1-циркуляционный клапан; 2-гидравлический якорь; 3-пластырь; 4-гидравлическая дорнирующая головка

Устройство в сборе с пластырем, расположенным между дорнирующей головкой и упором, спускают в скважину с ориентацией середины пластыря против дефекта ремонтируемого участка обсадной колонны. Затем в системе создают избыточное гидравлическое давление, обеспечивающее необходимые радиальные усилия на подвижные калибрующие секторы дорнирующей головки и осевые усилия на поршни в силовых цилиндрах.

На первом этапе заданный отрезок пластыря запрессовывают в стенку обсадной колонны протягиванием лорнирующей головки за счет осевых усилий под действием гидравлического давления на поршни силовых цилиндров, с которыми посредством полых штанг соединена головка.

Предварительное выпрямление пластыря осуществляется конусным пуансоном, а окончательная запрессовка к стенке обсадной колонны до контакта, обеспечивающего удерживающую силу сцепления, — подвижными калибрующими секторами головки, причем радиальные усилия на секторы создаются в момент захода их в пластырь.

Второй этап запрессовки пластыря на всей оставшейся длине осуществляется подъемом устройства с помощью талевой системы при сохранении давления в дорнирующей головке, после прохода которой через пластырь снимают давление в системе и устройство поднимают на поверхность.

Заполнение жидкостью устройства и труб при спуске и слив ее при подъеме происходит через обратный и срезной клапаны циркуляционной системы. Отверстия сливного клапана открываются при смещении вниз втулки клапана от удара стержнем по крестовине. Стержень спускают по трубам перед подъемом устройства на поверхность.

К недостаткам ДОРН-1 относятся громоздкость, большая металлоемкость, высокая трудоемкость и сложность сборки и эксплуатации, зависимость между собой осевых и радиальных нагрузок при установке пластыря на первом этапе.

Другим устройством, разработанным В. А. Юрьевым, является ДОРН-2 (рис. 6.21, г). Здесь упор пластыря обеспечивается на обсадную колонну через якорь устройства, а установку пластыря осуществляют протяжкой дорнирующей головки при подъеме инструмента снизу вверх без разрыва во времени между этапами предварительной и окончательной запрессовки.

Это устройство значительно меньше по длине и массе, менее трудоемко в изготовлении, несложно в эксплуатации и сборке, исключает взаимозависимость осевых и радиальных нагрузок при установке пластыря.

Принцип ДОРН-2 заключается в следующем.

После спуска пластыря в зону ремонтируемого участка обсадной колонны в устройстве создается избыточное гидравлическое давление, которое через самоуплотняющуюся эластичную диафрагму обеспечивает радиальные усилия на подвижные калибрующие секторы дорнирующей головки.

Одновременно через диафрагму якоря создается давление на плашки якоря, которые, радиально перемещаясь, контактируют со стенками обсадной колонны.

Первый этап установки пластыря в ремонтируемом участке обсадной колонны осуществляется подъемом инструмента при протягивании дорнирующей головки через пластырь. При этом якорь остается на месте, удерживая пластырь от осевого смещения при его запрессовке. Освобождается якорь от обсадной колонны снятием давления на плашки при перетоке жидкости из напорной камеры в разгрузочную (или за пределы устройства в отверстие) по пазам перемещающейся вверх полой штанги, изолируя каналы в ней от напорной камеры и сохраняя давление в дорнирующей головке.

Таким образом, в процессе подъема устройства после первого этапа запрессовки пластыря якорь автоматически отключается от стенок колонны и без разрыва во времени продолжается второй этап запрессовки пластыря по всей его длине.

После прохода дорнирующей головки через пластырь снимают давление в системе и устройство поднимают на поверхность.

Для повышения надежности предварительного сцепления пластыря с обсадной колонной в ДОРН-2 предусмотрено повторение первого (предварительного) этапа запрессовки пластыря без снятия его с упора. В таком случае подъем инструмента останавливают после протяжки дорнирующей головки на длине 1300 мм, т. е. на 200 мм меньше полного хода (1500 мм) предварительной запрессовки, что необходимо для сохранения давления на плашки якоря.

После остановки подъема инструмента давление в системе снимают и инструмент опускают в исходное (первоначальное) положение. Затем создают давление и производят протяжку дорнирующей головки по всей длине пластыря. Якорь в этом случае отключают (устанавливают в транспортное положение) после прохода головкой 1500 мм.

Недостатком ДОРН-2 является то, что под действием радиальных усилий в местах контакта плашек якоря не исключается возможность повреждения стенок обсадной колонны.

В целях повышения надежности работы, а следовательно, и качества ремонта скважин устройства для установки пластырей постоянно совершенствовались.

Так, компоновка узлов ДОРН-1 имеет три варианта. В первом варианте (см. 6.21, а) силовые цилиндры с гидравлической дорнирующей головкой располагались под пластырем, а циркуляционные клапаны с упором — над ним. Гидравлическая головка имела свою разделительную камеру с поршнем, а силовые цилиндры были выполнены по телескопической схеме. Во втором варианте (см. рис. 6.21,6) была аннулирована разъединительная камера, а телескопическая схема силовых цилиндров заменена двумя последовательно расположенными и синхронно действующими силовыми цилиндрами. Недостатком такой компоновки является то, что в момент заклинивания головки с пластырем в обсадной колонне в скважине оставалось в основном все устройство, и как следствие, осложнялась ликвидация аварии. Кроме того, отсутствовала возможность спускать пластырь до забоя на длину силовых цилиндров. ДОРН-1 в первом и втором вариантах не обеспечивал достаточных осевых усилий для предварительного рас-

ширения и предварительного сцепления пластыря со стенками обсадной колонны на первом этапе запрессовки пластыря.

Эти недостатки были устранены в третьем варианте (см. рис. 6.21, в) введением приспособления для аварийного отворота ниже силовых цилиндров. Кроме того, силовые цилиндры с упором расположили над пластырем. Дорнирующую головку конструктивно оформили в самостоятельный узел и закрепили на полой связующей штанге под пластырем. Рабочий ход силовых цилиндров для предварительного протягивания дорнирующей головки через пластырь на первом этапе запрессовки составляет 1500 мм вместо 500 мм. Количество силовых цилиндров увеличено с двух до трех. Давление в дорнирую-щую головку поступает при заходе ее подвижных калибрующих секторов в пластырь, что значительно снижает осевые усилия.

В устройстве типа ДОРН-2 усовершенствована работа якоря (рис. 6.22), благодаря чему можно вводить дорнирующую головку в пластырь без давления, а также производить его повторную калибровку без подъема устройства на поверхность с сохранением давления в головке при транспортном (отключенном) положении якоря.

Определяющую роль в работе устройства выполняет дор-нирующая головка, функции которой заключаются в предварительном расширении и окончательном сопряжении пластыря с обсадной колонной.

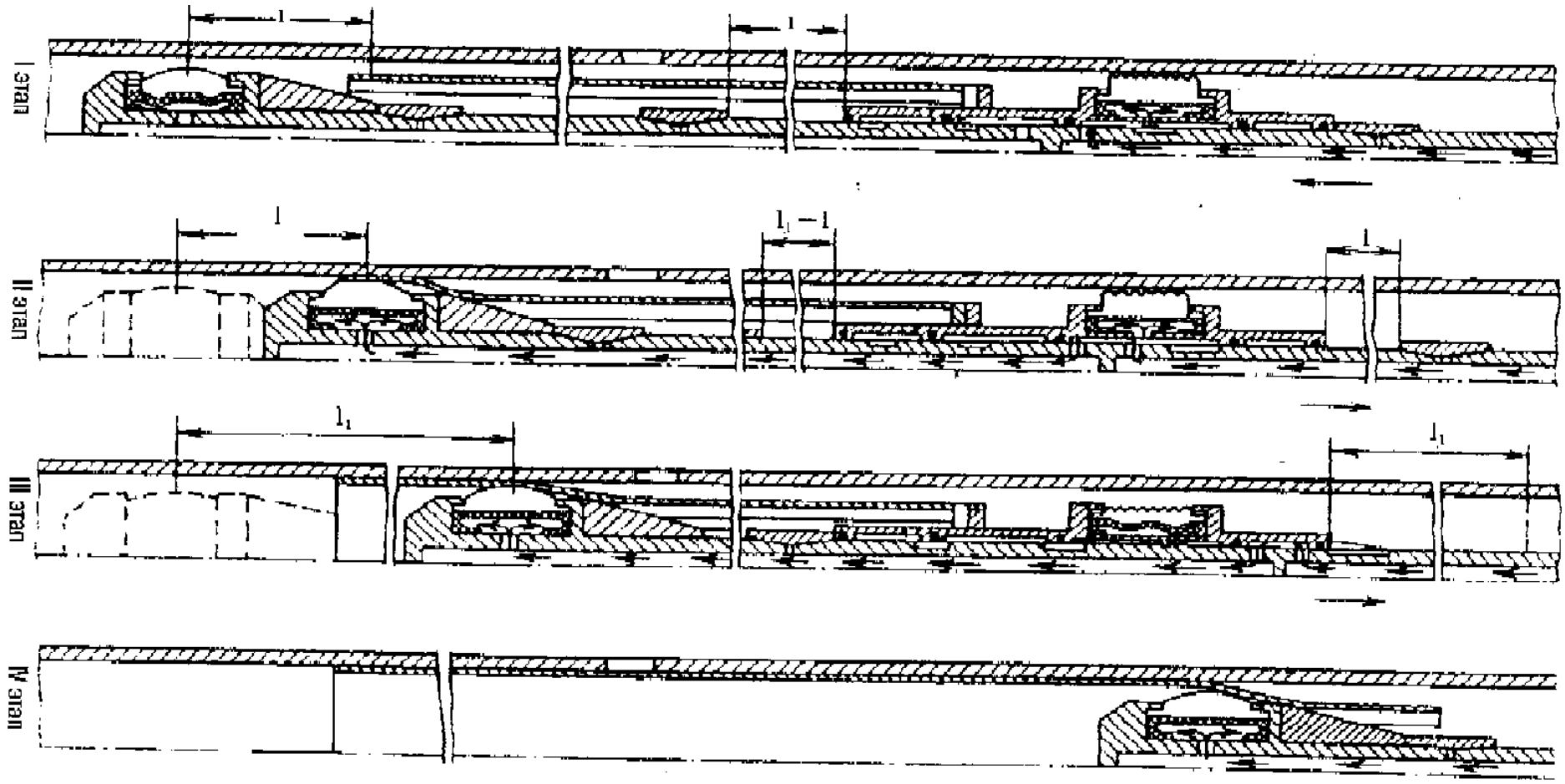


Рис. 6.22 схема работы ДОРН-2

I этап-спуск устройства к дефекту обсадной трубы в скважине и якорение; II этап-заход формирующей головки в пластырь без давления и автоматическая подача давления в головку; III этап-окончание рабочего хода головки для сцепления пластыря и отключения якоря; IV этап-протяжка головки на выходе из пластыря при его расширении; l-длина захода головки в пластырь без давления; l_1-рабочий ход головки при наличии упора.

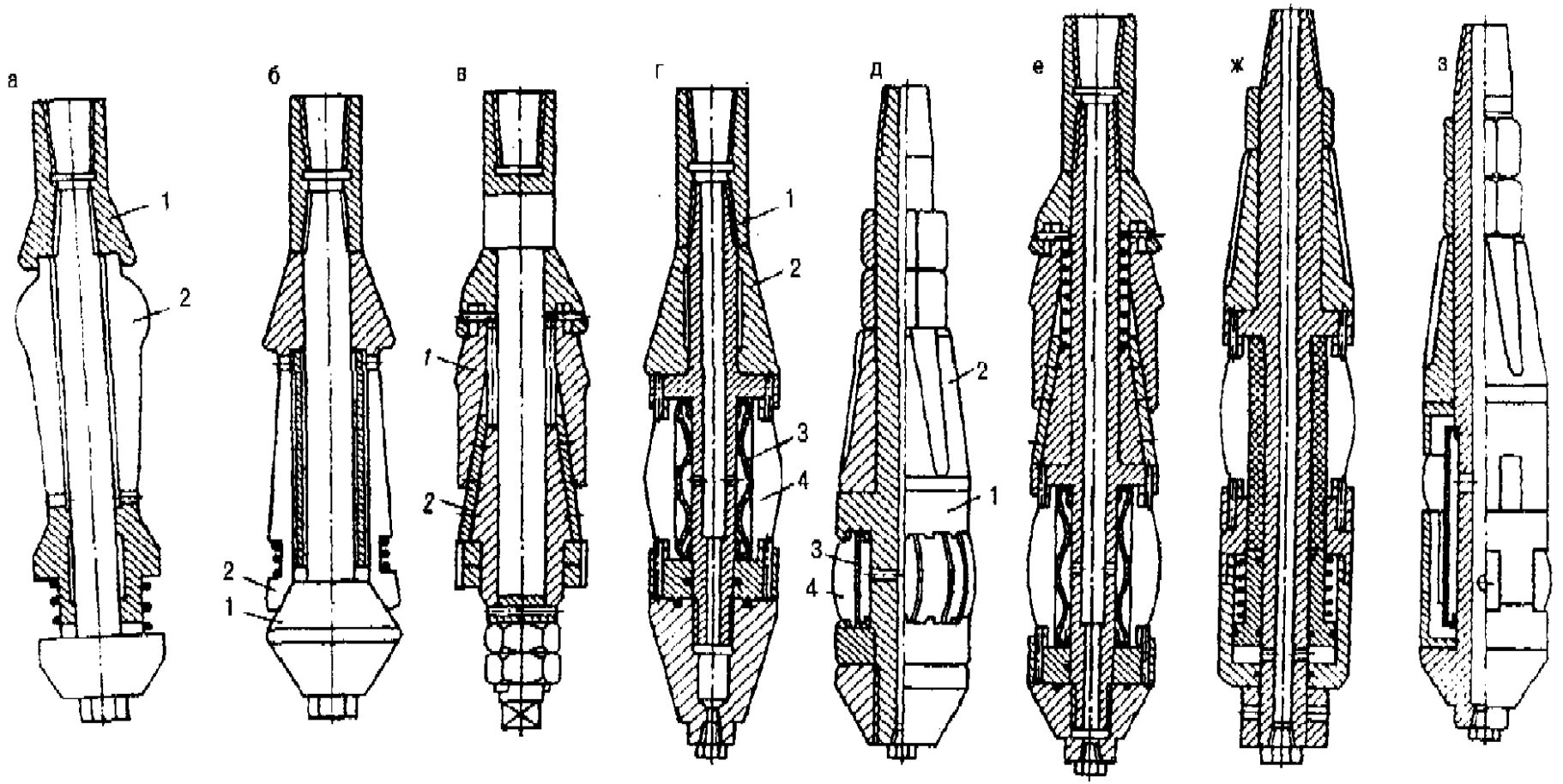


Рис. 6.23. дорнирующие головки к устройствам типа ДОРН: а-механическая: 1-корпус; 2-цанговые калибрующие плечики с упругими свойствами материала;
б-механическая: 1-комбинированный конус с цанговые калибрующие плечиками; 2-расширяющий конус;
в-механическая: 1-калибрующие плечики «ласточкин хвост»; 2-конус с направляющими «ласточкиного хвоста»;
г-гидравлическая с гладким конусом: 1-корпус; 2-гладкий конус; 3-манжета; 4-калибрующие секторы;
д-гидравлическая с профильным конусом: 1-профильный конус; 2-корпус; 3-манжета; 4-калибрующие секторы;
е-гидромеханическая:
ж,з-гидравлические

Проведены исследования и разработано несколько типов дорнирующих головок, которые по принципу действия разделяются на гидравлические, механические и гидромеханические (рис. 6.23)

Гидравлическая дорнирующая головка от разработки до внедрения в серийное производство претерпела ряд изменений. В первом (рис. 6.23, а) и во втором (рис. 6.23, б) исполнениях головка была составной частью силовых цилиндров и имела ряд конструктивных и эксплуатационных недостатков; коэффициент успешности этих головок был низким.

После совершенствования и модернизации гидравлическая головка конструктивно оформилась в самостоятельный узел (рис. 6.23, г, д). Она состоит из корпуса, конусного пуансона, самоуплотняющейся упругой диафрагмы (манжета) и подвижных калибрующих секторов.

Существенным преимуществом усовершенствованной гидравлической дорнирующей головки, в отличие от механических, в том числе и американского производства, является то, что она позволяет с помощью подвижных калибрующих секторов, не меняя их, устанавливать пластырь как с положительным, так и с отрицательным натягом в обсадной колонне для всех толщин стенок одного типоразмера, причем не только с цилиндрическим, но и с овальным поперечным сечением колонны. Кроме того, она дает возможность осуществлять многоразовую калибровку пластыря под давлением без подъема устройства на поверхность и регулировать с поверхности радиальные усилия на нее.

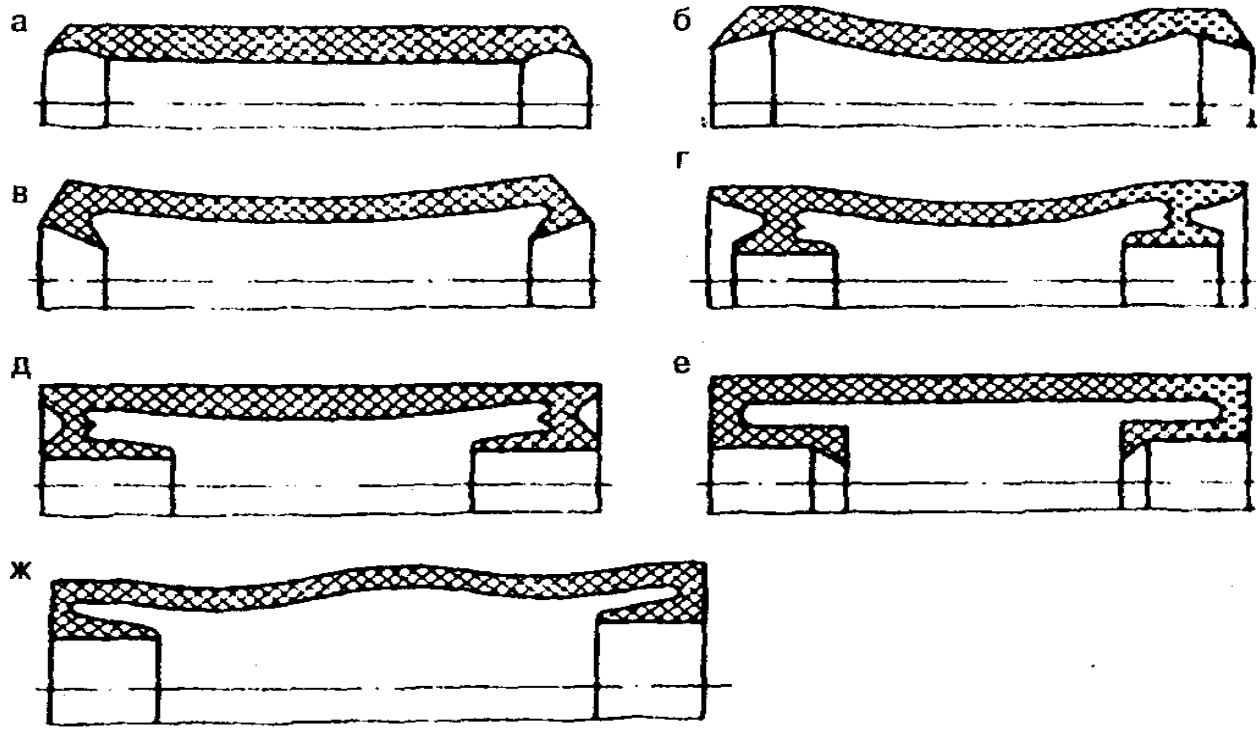


Рис.6.24. Конструкции манжет

Конструктивным изменениям и существенной доработке подвергалась манжета (рис. 6.24).

Одни конструкции манжет, применяемые в гидравлической дорнирующей головке устройства ДОРН-1 (рис. 6.24, а, б, в), оказались неработоспособными, а другие (рис. 6.24, г, д) выдерживают на отказ не более пяти операций. Наилучшие показатели по надежности и долговечности имеет манжета (рис. 6.24, е), которая в 1984 г. была разработана на заводе «Электрон» (г. Тюмень).

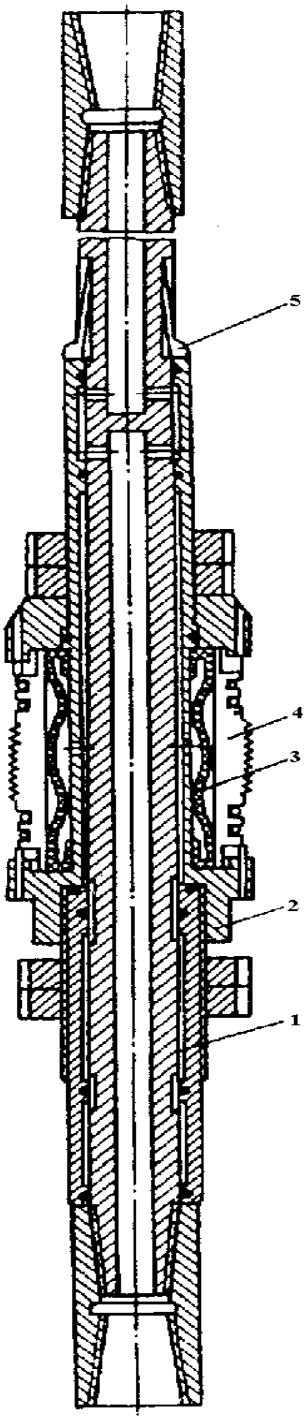


Рис. 6.25. Гидравлический якорь устройства ДОРН-2: 1-шток; 2-корпус; 3-манжета; 4-плашки; 5-ограничители

Манжета (рис. 6.24, ж) применяется в гидравлической головке (см. рис. 6.21, г) и гидравлическом якоре (рис. 6.25) устройства ДОРН-2. По надежности и долговечности она показала хорошие результаты. После 10-летнего хранения и 50-разового испытания манжеты дефектов не обнаружено.

Конструктивным изменениям подвергся также конус, выполняющий роль предварительного расширителя пластыря как по размерам угла захода, так и по форме. Экспериментальные испытания показали, что наименьшие усилия предварительного расширения пластыря в обсадной колонне получены при использовании дорнирующей головки, оснащенной гладким конусом (см. рис. 6.23, г) с углом захода 20^0.

Профильным конус (см. рис. 6.23, д) расширяет пластырь с усилием в два раза большим, чем гладкий (рис. 6.26). Краткая характеристика устройств типа ДОРН моделей Д-1 и Д-2 приведена в табл. 6.2.

В настоящее время продолжается совершенствование и модернизация отдельных узлов и деталей в целях повышения надежности работы устройства ДОРН и улучшения качества ремонта скважин. Так, в конструкцию введен шламосборник для улавливания песка и других посторонних предметов в жидкости, поступающей в устройство. Ведется разработка гальванического покрытия (хромирования) штоков, наносимого на внутреннюю поверхность силовых цилиндров, что значительно увеличивает срок службы устройств. Усовершенствована циркуляционная система. Разработан комбинированный клапан, который позволяет перекрывать сливное отверстие при создании давления в системе и открывать его после сброса избыточного давления.

Клапан прост в изготовлении, меньше по габаритам и массе в сравнении с применяемым в ДОРН-1.

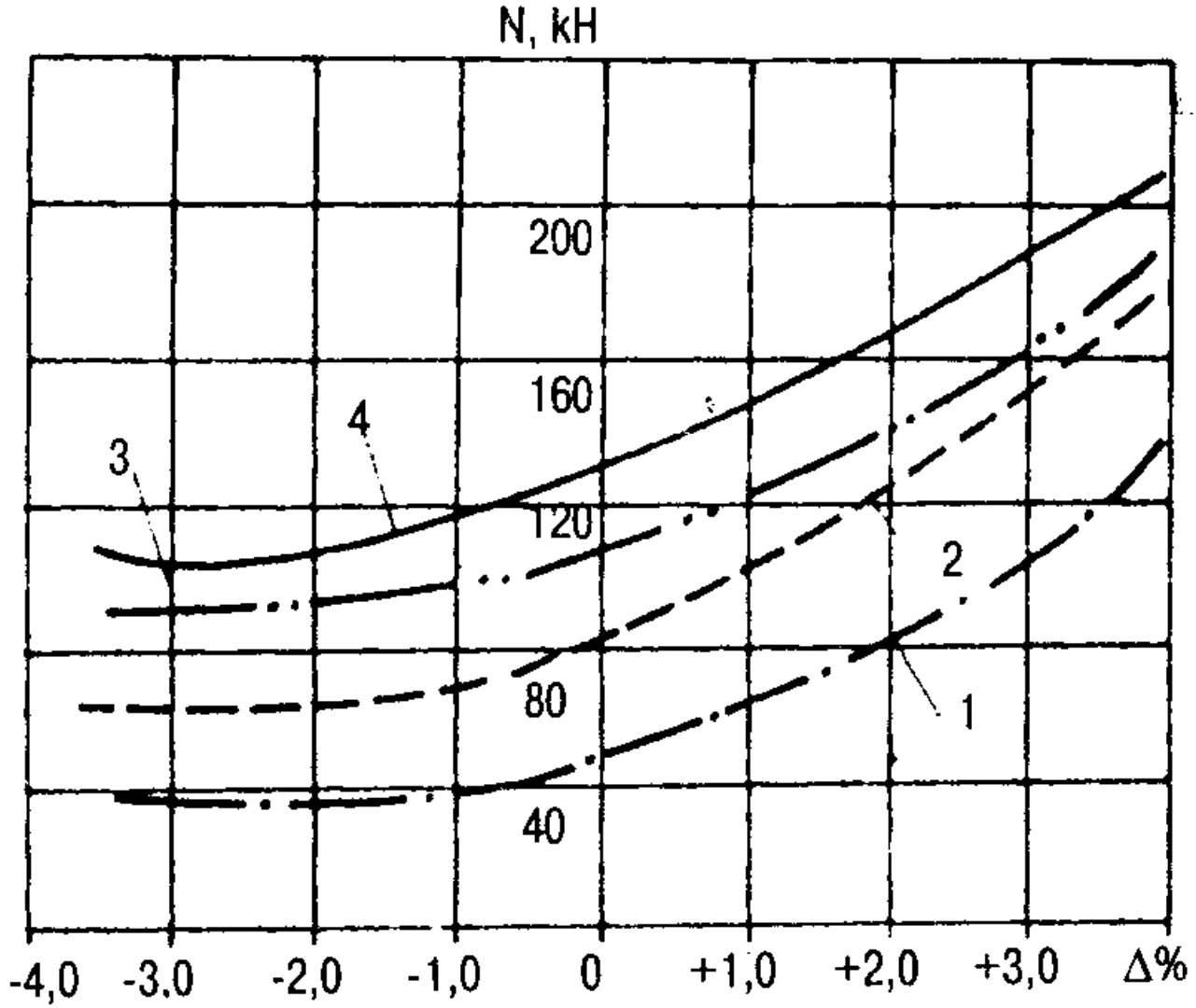


Рис. 6.26. Зависимость осевых усилий от величины натяга при установке (расширении) пластыря в обсадной трубе диаметром 146 мм:

1-усилие протяжки гладким конусом (Д-2); 2-усилие протяжки профильным конусом (Д-1); 3-суммарное усилие протяжки головкой под давлением 12МПа с гладким конусом (Д-2); 4-суммарное усилие протяжки головкой под давлением 12МПа с профильным конусом.

Сравнительная характеристика технического уровня зарубежных и отечественных устройств для установки пластырей в обсадной колонне приведена в табл. 6.3.

Т а б л и ц а 6.2

Краткая техническая характеристика устройств

Показатель	Шифр устройства	
	Д-1 46 (Д168-1)	Д-1 46-2
Наружный диаметр ремонтируемой обсадной колонны, мм	146 (168)	146
Длина пластыря, м	До 12	До 12
Толщина стенок пластыря, мм	До 4	До 4
Рабочий ход дорнирующей головки, мм	1500	1500
Радиальный рабочий ход дожимных (калибрующих) секторов, мм	6,5(8)	6,5
Максимальное избыточное давление в устройстве, МПа	12(15)	20
Осевые усилия, развиваемые устройством, кН	До 230	До 230
Осевые усилия сдвига якоря по стенке обсадной трубы, кН, при давлении в якоре, МПа		
10	-	100
15	-	200
20	-	<300
Габаритный (тарнспортный) диаметр,мм	166 (129)	118
Длина устройства при длине пластыря 12 м, м	22	16
Масса устройства без пластыря, кг	513(532)	250

Таблица 6.3

Сравнительная характеристика технического уровня зарубежных (США) и отечественных (ВНИИКРнефть) устройств для установки пластырей в обсадной колонне

Показатель	Модель устройства			
	фирмы «Хомко»	ДОРН-1	ДОРН-2	фирмы «Лайенс»
Максимальные осевые усилия, развиваемые при давлении 15 МПа, кН	179 (334 при 28 МПа)	231	300	—
Максимальное избыточное давление в рабочей полости устройства, МПа	28	15	25	14—21
Число рабочих цилиндров	2	3	—	—
Рабочий ход дорнирующей головки, мм	1500	1500	1500	—
Радиальный рабочий ход дожимных элементов дорнирующей головки, мм	2,5	6,5	6,5	15,5
Число сменных комплектов (дожимных элементов) на один типоразмер обсадной трубы	5	1	1	1
Способность управлять радиальными нагрузками дожимных элементов дорнирующей головки	—	+	+	+
Способность захода дожимных элементов дорнирующей головки в пластырь без создания на них осевой (радиальной) нагрузки	—	+	+	+

Продолжение таблицы 6.3

Показатель	Модель устройства			
	фирмы «Хомко»	ДОРН-1	ДОРН-2	фирмы «Лайенс»
Способность дорнирующей головки к повторным операциям при дожатии пластыря увеличением радиальных нагрузок на дожимные элементы без подъема инструмента на поверхность	-	+	+	-
Количество спуско-подъемных операций инструмента при установке пластыря	1 (при необходимости для калибровки производится 2-я операция – роликовой оправки)	1	1	2 (1-я операция-эластичным баллоном, 2-я – роликовой оправкой
Масса, кг: без учета пластыря	570	513	350	192
с учетом пластыря длиной 12 м	690	633	370	312
Габаритные размеры: диаметр, мм	116,78	116	118	108
длина с учетом пластыря длиной 12 м, м	21,5	22,2	16	4,54

Транспортировку пластыря в скважину и установку его на дефект обсадной колонны производят устройством ДОРН.

Контроль качества установки пластыря осуществляют опрессовочной головкой без подъема устройства ДОРН на устье.

Выбор и подготовка пластыря

Пластырь, предназначенный для восстановления герметичности обсадной колонны, выбирают по длине и диаметру в зависимости от размера дефекта и внутреннего диаметра обсадной колонны.

Длину пластыря определяют по формуле

$$L = l_Д + 21, \qquad (6.6)$$

где $l_Д$ — длина дефекта по образующей обсадной колонне; l — длина отрезка от торца пластыря до дефекта,

$$l \geq R\sqrt{3\left(1-\mu^2\right)}\cdot\sqrt{\frac{R}{h}} \qquad (6.7)$$

где R — радиус срединной поверхности пластыря после придания ему цилиндрической формы;

h — толщина стенки пластыря;

μ— коэффициент Пуассона.

С учетом накопленного опыта и технических возможностей при изготовлении трубных заготовок длину пластыря без сварки встык принимают от 3 до 9 м.

Периметр пластыря в поперечном сечении берут равным внутреннему периметру обсадной колонны в месте ее негерметичности или несколько больше его, так как натяг не должен превышать 4-3,5%. При этом осевые усилия запрессовки будут не более 200 кН.

При установке пластыря с применением гидравлической дорнирующей головки натяг пластыря рекомендуется применять от -3,5 до +3,5% по периметру поперечного сечения внутреннего диаметра ремонтируемого участка обсадной колонны. В случае применения пластыря с отрицательным натягом давление в головке повышается до 30÷50%.

Перед спуском в скважину наружную поверхность пластыря покрывают герметизирующим составом толщиной не более 1 мм. На нижний конец пластыря, надеваемый на конус дорнирующей головки на участке длиной 300 мм, покрытие не наносят. Этот участок обеспечивает достаточно надежное предварительное сцепление с обсадной колонной.

Выдержка перед нанесением герметизирующего покрытия до спуска пластыря в скважину определяется временем схватывания (затвердения) герметизирующего материала.

Так, гуммировочный состав на основе наирита (НТ) по ТУ 30-10518-77 рекомендуется наносить за несколько суток и освежать последним слоем за 2-3 ч. до спуска в скважину; применение полимерного состава на основе эпоксидных смол ЭД-5, ЭД-6 не должно превышать 2-4 ч.

Подготовка ДОРН к работе

Перед спуском в скважину ДОРН расконсервируют, укомплектовывают штангами с учетом длины пластыря, собирают и испытывают на герметичность и на рабочий ход поршней в ДОРН-1 и штанги в ДОРН-2.

После проверки, устранения неисправностей и испытания устройство разбирают на узлы для транспортировки, сборки и монтажа на скважине.

Узлы ДОРН-1: дорнирующая головка, набор штанг, силовые цилиндры, клапанная циркуляционная система.

Узлы ДОРН-2: дорнирующая головка, набор штанг, якорь, клапанная циркуляционная система.

Монтаж устройства перед спуском в скважину

1. Устройство типа ДОРН-1 (см. рис. 6.21, в) собирают первоначально на мостках двумя секциями.

Первую секцию комплектуют дорнирующей головкой, набором штанг, переводником, пластырем и технологическим хомутом, который вставляют между пластырем и переводником, а вторую — силовыми цилиндрами и циркуляционными
клапанами.

Затем первую и вторую секции последовательно спускают в скважину, свинчивают между собой, убирают технологический хомут. При этом в каждую секцию заливают жидкость (воду).

После этого устройство в комплекте с пластырем готово к спуску в кважину.

2. Устройство типа ДОРН-2 (см. рис. 6.22, г) собирают на мостках в комплекте с пластырем в полном объеме, затем с помощью консольного крана или талевой системы поднимают и спускают в скважину. Допускается циркуляционные клапаны (комбинированный клапан) монтировать непосредственно над устьем.

В устройство заливают воду, и оно готово к спуску в скважину.

Спуск пластыря в интервал нарушения

1. Устройство в сборе с пластырем спускают в скважину плавно, без рывков, со скоростью не более 6 м/с, на насосно-компрессорных трубах, опрессовыванных гидравлическим давлением на 20 МПа.

Пластырь спускают в скважину так, чтобы его середина была размещена против дефекта. Для предотвращения заклинивания спуск устройства контролируют индикатором веса.

Заполнение инструмента жидкостью при спуске осуществляется через заливной клапан.

Глубину спуска пластыря к месту его установки контролируют набором труб (свечей), длина которых заранее известна.

Индикатором веса фиксируются показания нагрузки от веса инструмента после спуска к месту дефекта.

3. К колонне труб, спущенных в скважину с устройством, подсоединяют нагнетательную систему, напорный шланг которой позволяет поднимать инструмент на высоту H = L + 2м, где L — длина пластыря, м.

Установка пластыря

А. Установка пластыря по 1 схеме (рис. 6.27).

1. В системе создается избыточное гидравлическое давление до 15-18МПа. При достижении давления 3-9 МПа в устройстве срезаются транспортные штифты, а при 15-18 МПа начинается первый предварительный этап установки пластыря протягиванием дорнирующей головки через пластырь силовыми цилиндрами на длину хода 1500 мм.

При этом в лорнирующую головку давление поступает после захода ее секторов в пластырь. Длина захода – 200 мм. Инструмент разгружается от собственного веса (стрелка индикатора веса становится на 0).

Первый предварительный этап запрессовки обеспечивает удерживающую силу сцепления пластыря с обсадной колонной, позволяет освободить упор пластыря. Об окончании первого предварительного этапа запрессовки пластыря свидетельствует быстрый рост давления на манометре насосно-цементировочного агрегата.

После выдержки под давлением 8—10 мин. давление снимается. Первый этап протяжки дорнирующей головки окончен.

2. Второй этап запрессовки пластыря на всей оставшейся длине осуществляется подъемом устройства с сохранением давления 15-18 МПа в дорнирующей головке со скоростью не более 6 м/мин. После прохода дорнирущей головки через пластырь снимается давление в системе. Операция установки пластыря окончена.

Б. Установка пластыря по II схеме (рис. 6.28).

1. В системе создается избыточное гидравлическое давление до 20-25 МПа для сцепления якоря. Через 5-10 мин. оно снижается до 15-18 МПа и начинается плавный подъем (скорость не выше б м/мин.) инструмента, который продолжается до момента выхода дорнирующей головки из пластыря.

В момент создания давления в системе якорь контактирует своими плашками со стенкой обсадной колонны, а в лорнирующую головку давление поступает после захода секторов в пластырь. Ход головки без давления равен 260 мм.

Момент якорения фиксируется на индикаторе веса увеличением нагрузки при подъеме инструмента (протяжки дорнирующей головки через пластырь), а момент создания давления в дорнирующей головке — колебаниями стрелки манометра. Якорь автоматически отключается от обсадной колонны после рабочего хода 1,5 м с сохранением давления в дорнирующей головке до полного выхода ее из пластыря. После этого давление снимается. Операция установки пластыря окончена.

В целях напряжения контакта пластыря с обсадной колонной и повышения надежности герметизации ремонтируемого участка производят один — три раза калибровку пластыря дорнирующей головкой под давлением. Для этого дорнирующую головку спускают без давления в системе до первоначальной отметки и протягивают под давлением до выхода ее из пластыря. При этом допускается увеличивать давление на дорнирующую головку до 50% к первоначальному; осевое усилие при протяжке будет значительно ниже.

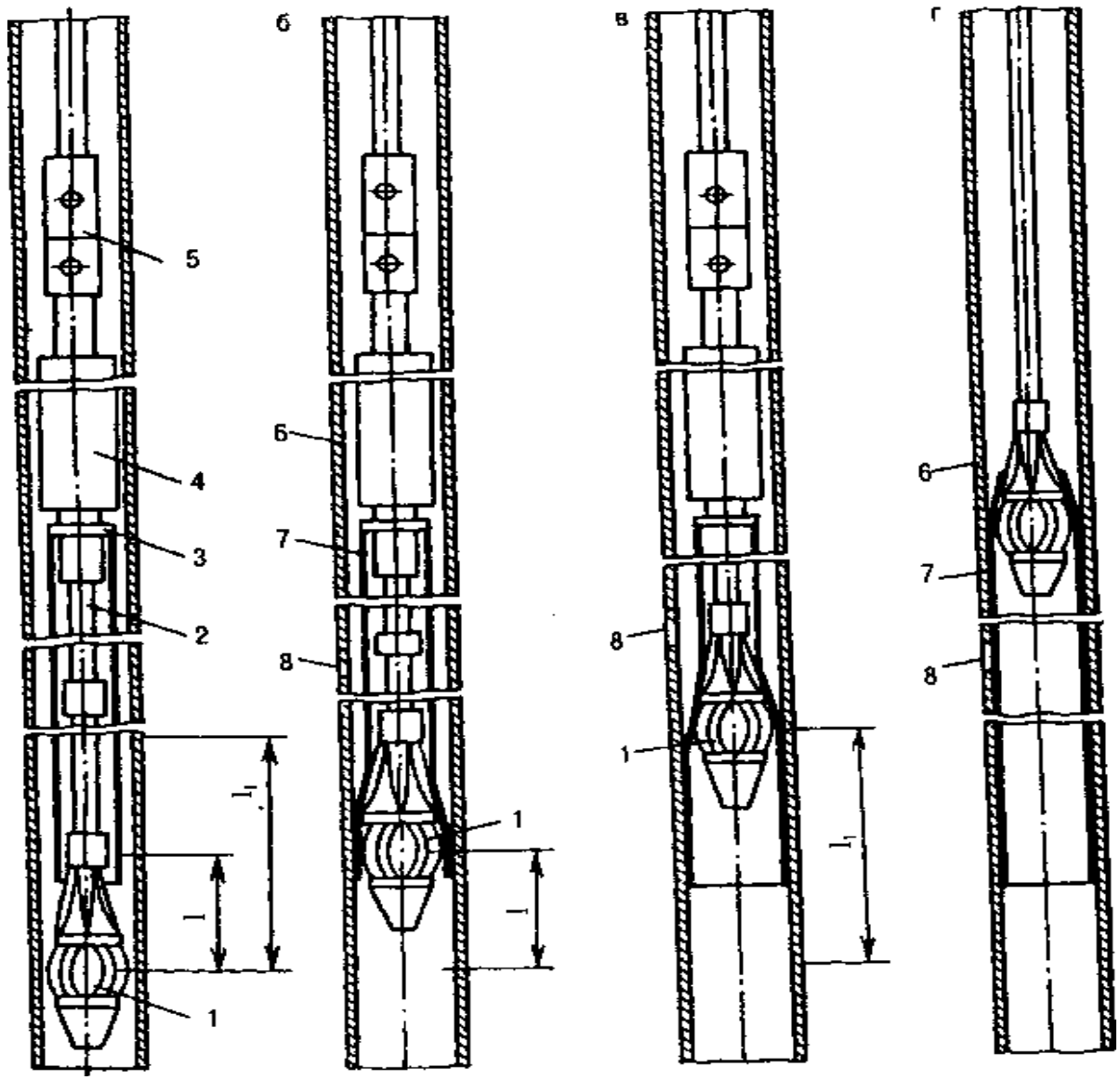


Рис. 6.27. Схема установки пластыря с устройством ДОРН-1

а-спуск устройства с пластырем к дефекту (I этап); б-заход головки в пластырь без давления на отрезке-протяжка силовыми цилиндрами (II этап); в-расширение пластыря головкой на отрезке-предварительное сцепление пластыря с обсадной колонной протяжкой силовыми цилиндрами (III этап); г-расширение пластыря головкой при подъёме инструмента (IV этап);

1-гидравлическая дорнирующая головка; 2-штанга; 3-упор пластыря; 4-силовые цилиндры; 5-циркуляционные клапаны; 6-обсадная колонна; 7-пластырь; 8-поврежденный участок обсадной трубы.

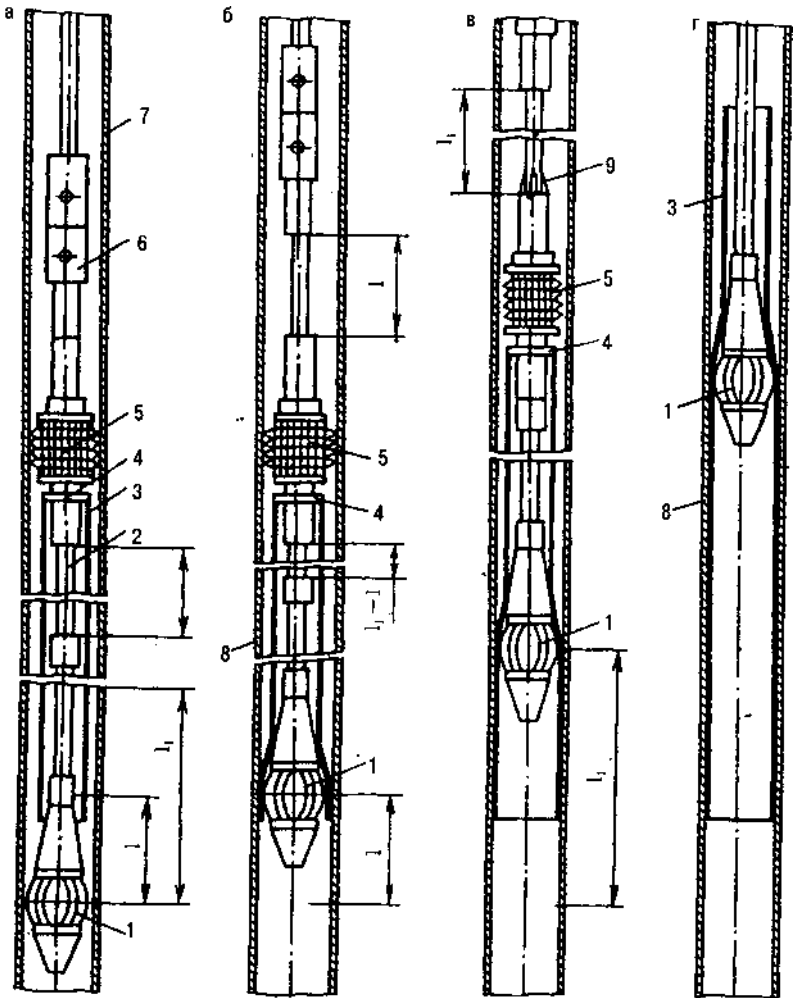


Рис. 6.28. Схема установки пластыря с устройством ДОРН-2

а-спуск устройства с пластырем к дефекту и якорение (I этап); б-заход головки в пластырь без давления на отрезке (II этап); в-расширение пластыря и отключение якоря –снятие упора (III этап); г-расширение пластыря на выходе головки без упора (IV этап);

1-гидравлическая дорнирующая головка; 2-штанга; 3-пластырь; 4-упор; 5-якорь; 6- циркуляционные клапаны; 7- обсадная колонна; 8-дефект; 9-цанговые ограничетели.

Подъем устройства на поверхность

1. Устройство поднимают на поверхность после калибровки пластыря в том случае, если испытание (опрессовка) отремонтированного участка обсадной колонны осуществляется двойным пакером.

Перед подъемом внутрь сливного клапана по колонне труб спускают стержень диаметром 25 мм и длиной 2 м, от удара которого по крестовине ниппель перемещается вниз и открывает отверстия клапана для слива жидкости. Об открытии отверстий свидетельствует подъем уровня жидкости в трубах и отсутствие жидкости в поднятой трубе (свече) при ее отвинчивании.

2. После открытия отверстий сливного клапана производят подъем инструмента со скоростью до 6 м/с.

Подъем и разборку устройства на секции по 1 схеме осуществляют в последовательности, обратной сборке и спуску.

По II схеме устройство поднимают полностью и укладывают на мостки.

4. После подъема устройство разбирают на узлы, промывают и отправляют в цех для профилактики и ремонта, затем консервируют.

6.4.8. ОПРЕССОВКА ОТРЕМОНТИРОВАННОЙ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

Качество ремонта колонны определяют как наружным, так и внутренним давлением. Время выдержки - 30 мин.

Наружная опрессовка обеспечивается снижением уровня в колонне (опорожнением) до расчетной по техническим условиям эксплуатации скважины.

Внутренняя опрессовка обеспечивается созданием избыточного расчетного давления как всей колонны, так и локально отремонтированного ее участка.

А. Опрессовка колонны без подъема устройства на поверхность через опрессовочную головку.

Такой способ опрессовки сокращает одну спуско-подъемную операцию, экономит время и снижает стоимость ремонта.

В случае негерметичности операцию «калибровка пластыря дорнирующей головкой» повторяют один - три раза, повышая в ней давление до 18-20 МПа. опрессовку повторяют.

Б. Опрессовка отремонтированного участка обсадной колонны двойным пакером (операция Х).

1. Двойной пакер спускают в скважину к месту опрессовки участка и устанавливают так, чтобы пластырь находился между резиновыми баллонами пакера. Длину штанг между ними принимают на 500 мм больше длины пластыря.

Трубы заполняют жидкостью при спуске в скважину через обратный клапан пакера.

2. Через опрессовочную головку создается гидравлическое давление в трубах до 10 (15) МПа. При этом осуществляется распакеровка резиновых баллонов и параллельно создается давление через отверстия штанги между баллонами на стенки и торцы установленного пластыря.

В случае появления расхода жидкости и падения давления пакер поднимают и повторяют операцию калибровки пластыря, спуская в скважину дорнирующую головку с циркуляционными клапанами без силовых цилиндров (якоря) и повышая давление до 18 (20) МПа.

При положительных результатах опрессовки ремонт скважины заканчивают и ее сдают в эксплуатацию, оформив соответствующий акт.

Для локальной опрессовки обсадной колонны можно использовать устройство, показанное на рис. 6.29.

Устройство состоит из корпуса 14 с переливными отверстиями 1, 4 и нагнетательным 12. Внутри корпуса размещены верхняя 9 и нижняя 16 подвижные втулки с уплотнитель-ными элементами 17 и срезными штифтами 5. Верхняя втулка снабжена пружиной 8, а ниже ее расположена шпилевая опора 10 под шар 7. На седле нижней втулки 16 размещен шар 15, а самоуплотняющиеся манжеты 11 закреплены на корпусе воронками друг к другу.

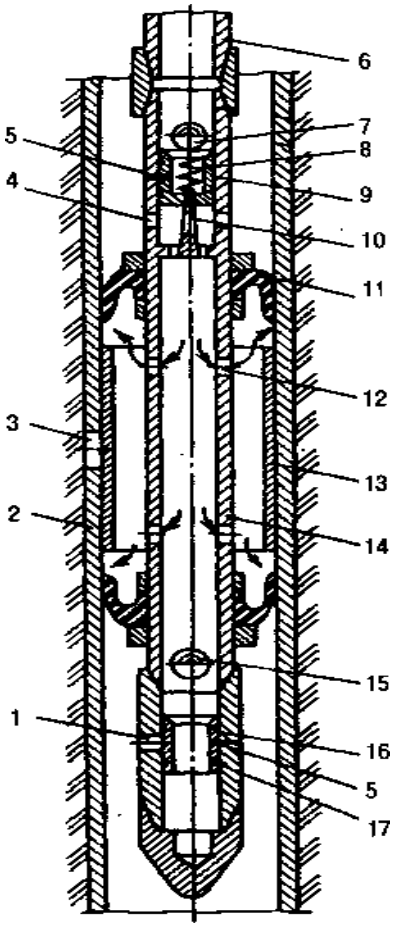


Рис. 6.29. Устройство для опрессовки обсадной колонны.

В скважину устройство спускают на насосно-компрессорных трубах 6 к установленному пластырю 13 на дефект 3 обсадной колонны 2.

При спуске устройства в скважину заполнение инструмента жидкостью и перелив ее, минуя верхнюю манжету, осуществляется через переливные 4 и напорные 12 отверстия.

После ориентации устройства для опрессовки заданного участка содается избыточное опрессовочное давление, при этом отверстие 4 перекрывается втулкой 9, сохраняя прямой канал связи манжеты за счет наличия пружины 8 и шпилевой опоры 10.

После опрессовки заданного участка на шар 15 создается избыточное давление несколько выше опрессовочного, и втулка, перемещаясь вниз, открывает переливное отверстие 1. При этом происходит перелив жидкости в колонне, минуя нижнюю манжету, и слив ее при подъеме инструмента.

6.4.9. АВАРИИ ПРИ РЕМОНТЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

В процессе установки металлических пластырей на негерметичный дефект обсадных колонн возникают осложнения и аварии, для предотвращения и ликвидации которых необходимо знать виды, причины появления и пути их преодоления.

К наиболее характерным и часто встречающимся видам осложнений и аварий относятся:

негерметичность дефекта после установки пластыря;

установка пластыря не на месте дефекта;

заклинивание устройства в пластыре;

обрыв инструмента при протяжке устройства через пластырь или при посадке в колонне;

потеря устойчивости пластыря на смятие;

сползание пластыря с дефекта после его установки.

Причины, повлекшие за собой осложнения или аварии, можно разделить на три категории: технологические, технические и организационные.

Технологические причины

Отсутствие или некачественное нанесение герметизирующего материала на пластырь.

Отсутствие сведений о форме, характере и размерах дефекта колонны.

Неточная информация о месте нахождения дефекта.

Некачественное и непрочное сопряжение пластыря со стенкой обсадной трубы при расширении пластыря малыми радиальными нагрузками. Пластырь имеет форму многогранника и продольные каналы между обсадной трубой. Калибровка пластыря — повторные проходы расширителем — не выполнялась.

Не обеспечено достаточное сопряжение пластыря с колонной на первом этапе его установки. Пластырь сползает по колонне после снятия его упора.

Шаблонирование колонны не производилось или производилось шаблоном другого размера.

Наличие смятия или значительной овальности обсадной колонны не устранено.

Лишнее количество повторных проходов расширителем при установке пластыря, особенно при перекрытии дефекта в виде трещины. Размер трещины увеличивается.

Технические причины

1. Использование пластыря, некачественного по химическому составу, механическим свойствам, термообработке и с наличием физических дефектов (разностенность, раковины, трещины и т. п.).
2. Дефект колонны не перекрыт по концам или мало перекрыт пластырем.
3. Неправильный выбор толщины стенки пластыря.
4. Перекрытие дефекта, форма, размер и характер которого не предусматривают использование пластыря.
5. Установка пластыря на значительно прокорродировавшую стенку обсадной колонны.

Организационные причины.

1. Использование неисправного инструмента (устройств, насосно-компрессорных труб) и другого оборудования при ремонте скважин.
2. Отсутствие контрольно-измерительных приборов или пренебрежение ими.
3. Нарушение нормативных параметров и режимов технологического процесса и технических возможностей инструмента и оборудования.
4. Выполнение работ неквалифицированными кадрами.
5. Нарушение правил техники безопасности и утвержденных технических и организационных мероприятий по выполнению указанных работ.

6.4.10. ВЫБОР РЕЖИМОВ РЕМОНТА ОБСАДНЫХ КОЛОНН СТАЛЬНЫМИ ПЛАСТЫРЯМИ

Качество и эффективность восстановления герметичности обсадных колонн достигаются выбором оптимальных параметров и режимов ремонта, установкой на дефект тонкостенных продольно-гофрированных стальных пластырей.

К основным параметрам относятся:

максимально допустимый перепад давления в зоне дефекта после установки пластыря;

осевые усилия, необходимые для расширения пластыря до сопряжения с обсадной колонной при протяжке дорнирующего инструмента через пластырь;

минимально допустимая длина сцепления пластыря с обсадной колонной в процессе его установки;

минимально допустимая длина пластыря для перекрытия дефекта в обсадной колонне;

минимально допустимые усилия выпрессовки (сдвига) пластыря в обсадной колонне;

минимально допустимые усилия сцепления якоря (упора пластыря) с обсадной колонной в процессе расширения пластыря.

6.4.11. ПЕРСПЕКТИВЫ ДАЛЬНЕЙШЕГО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ СРЕДСТВ И ТЕХНОЛОГИИ РЕМОНТА ОБСАДНЫХ КОЛОНН ПЛАСТЫРЯМИ И РАСШИРЕНИЕ ОБЛАСТИ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

Важнейшие факторы ускорения научно-технического прогресса как главного рычага повышения эффективности производства — сокращение трудоемкости, снижение материалоемкости, энергоемкости и упрощение производственно-технологических процессов, другими словами, применение интенсивной технологии производства.

Использование при ремонте обсадных колонн гофрированных стальных пластырей является прогрессивной технологией в сравнении с существующими в отечественной практике методами ремонта скважин (повторное цементирование, замена колонны, спуск хвостовика и др.). Это позволяет исключить потребность в тампонажных цементах, снизить металлоемкость, упростить технологический процесс, сократить трудоемкость и время ремонта, увеличить межремонтный период (время эффекта). Кроме того, значительно улучшается охрана окружающей среды в результате исключения тампонажных работ и промывок скважин, которые применялись при разбуривании остающегося цементного раствора в обсадной колонне.

Тем не менее внедрение существующей технологии и средств установки пластырей не решает всех существующих проблем ремонта обсадных колонн.

Так, устройство для спуска и установки пластырей на дефект обсадных колонн ДОРН-1 очень громоздко, металлоемко, неудобно в обслуживании, кроме

того, не исключена взаимозависимость осевых и радиальных нагрузок при установке пластыря на первом этапе.

Совершенствование основной операции технологического процесса — транспортировки пластыря на дефект — направлено на достижение следующих целей:

простоты конструкции и эксплуатации устройства для транспортировки и установки пластыря;

возможности установки пластырей в глубоких скважинах;

снижение металлоемкости и трудоемкости при изготовлении устройства;

простоты и эффективности установки пластыря.

К наиболее эффективным методам герметизации обсадных колонн в перспективе можно отнести установку пластыря на дефект обсадной колонны с постоянным его упором; после закачки тампонажного материала через дефект колонны при одной спуско-подъемной операции; за счет гидравлического давления непосредственно на внутреннюю его поверхность; методом набухания материала, расширяющего пластырь при непосредственном контакте с его внутренней поверхностью, а также использование пластыря, изготовленного из материала, обладающего эффектом «памяти формы».

Конструкция и принцип действия устройств для реализации указанных методов рассматриваются ниже.

Установка пластыря на дефект обсадных колонн с постоянным его упором

При герметизации обсадных колонн стальными пластырями в скважинах на глубине 2500 м возникает ряд проблем:

необходимость применения труб с повышенной прочностью, что требует дополнительных материальных затрат;

отсутствие возможности в устройствах типа ДОРН-1 и ДОРН-2 повышать давление в процессе протяжки лорнирующей головки через пластырь, вследствие чего не исключается сдвиг его по колонне и герметизация обсадной колонны не достигается; кроме того, при заклинивании дорнирующей головки в пластыре требуется проведение дополнительных работ по ликвидации аварии, и устройство (дорнирующая головка) приходит в непригодное состояние.

Указанные проблемы решены в устройстве типа ДОРН-3, которое имеет принципиальное отличие от ДОРН-1 и ДОРН-2: в нем установка стального пластыря производится по схеме «сверху вниз» в глубоких скважинах. Это отличие позволяет:

исключить попадание металлических предметов и твердых частиц между обсадной колонной и пластырем в процессе его установки и, следовательно, повысить коэффициент успешности ремонта;

устанавливать пластыри без осевой (растягивающей) нагрузки на инструмент (насосно-компрессорные или бурильные трубы);

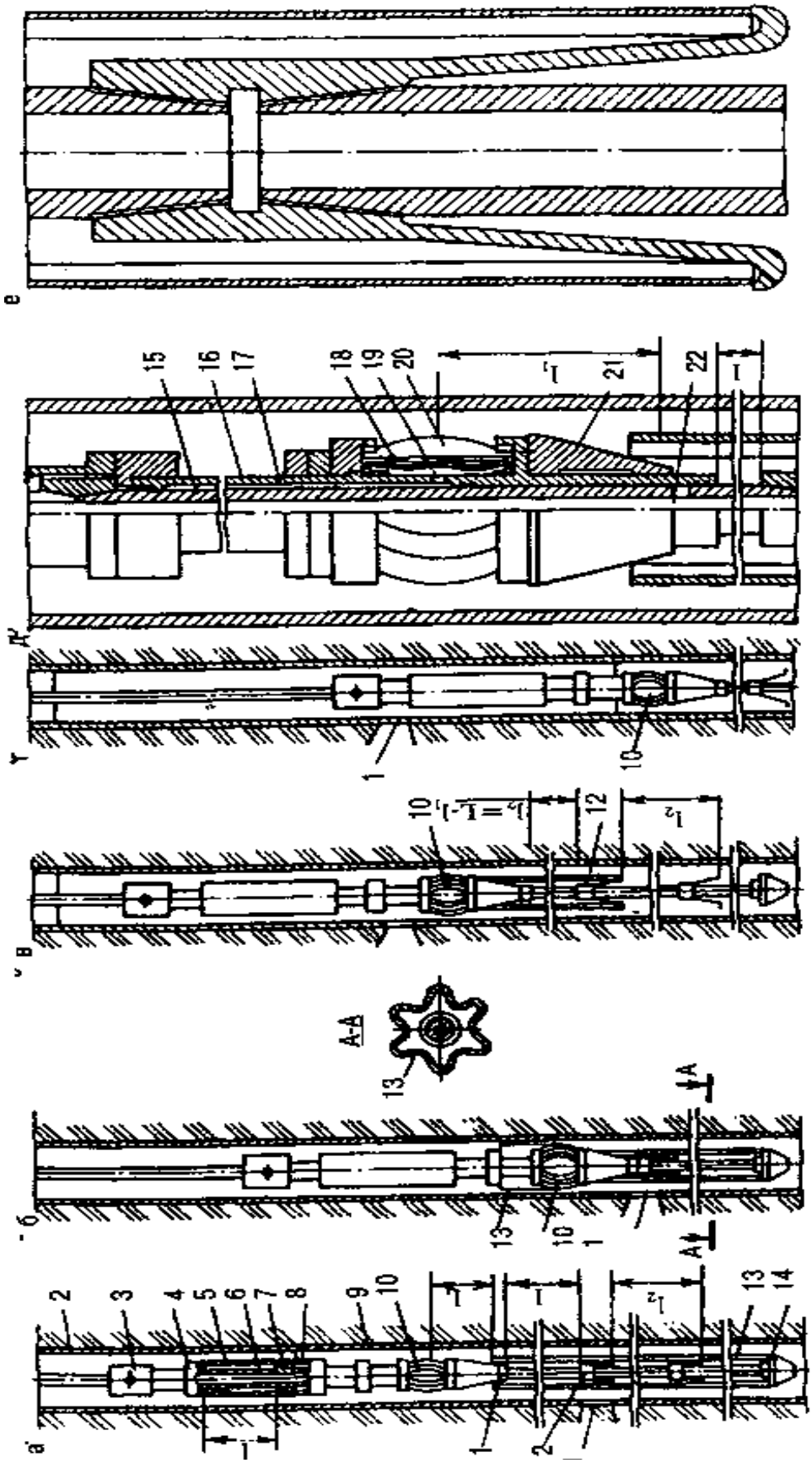


Рис. 6.30. Устройство типа ДОРН модификации А-3:
а — ориентация пластыря на дефект; б — расширение пластыря дорнирующей головкой при первом цикле; в — расширение пластыря дорнирующей головкой при очередном цикле; г — выход дорнирующей головки из пластыря при последнем цикле движения цилиндра; А — дорнирующая головка в разрезе; е — очередное зацепление цангового упора с пластырем

использовать пластыри предпочтительно с нулевым и отрицательным периметром, что также повышает коэффициент успешности ремонта;

не применять левые резьбы и аварийные отвороты в устройствах;

оставлять в скважине в случае аварийной ситуации только срезные штифты и упорные полушайбы;

работать с минимально необходимым избыточным давлением жидкости в системе, а значит, и с минимальной радиальной нагрузкой на дорнирующую головку при проходах ее в пластыре, что обеспечивает благоприятные условия ремонта скважин с длительным периодом эксплуатации и значительной коррозией обсадных колонн;

ликвидировать незначительное смятие обсадной колонны в местах посадки устройства (инструмента); в этом случае необходимо работать только дорнирующеи головкой без пластыря.

Данное устройство целесообразно применять для ремонта скважин с дефектами на глубине 1000 м и более, так как при этом используется частично вес инструмента (НКТ) для осадки его вниз при расширении нижнего участка пластыря.

Принцип работы устройства

После спуска устройства (рис. 6.30) в сборе с пластырем 13 на бурильных или насосно-компрессорных трубах 2 в скважину на заданную глубину в системе создается избыточное давление. Жидкость под давлением поступает в силовой толкатель 4 и через отверстия 8 штока б создает усилия на поршни 7, приводя в движение цилиндры 5, соединенные с подвижной гидравлической дорнирующеи головкой 10.

Запрессовка гофрированного пластыря 13 к внутренней стенке обсадной трубы 9 для перекрытия дефекта 1 осуществляется при продавливании дорнирующеи головки 10 через пластырь силовым толкателем 4. При этом предварительное расширение пластыря обеспечивается конусным пуансоном 21, а окончательное — до полного контакта с обсадной трубой — калибрующими секторами 20, Причем заход на отрезке 1_1 калибрующих секторов 20 дорнирующеи головки 10 осуществляется без давления в головке за счет изоляции напорного отверстия 22.

После захода секторов 20 в пластырь 13 жидкость под давлением автоматически поступает через напорные отверстия 22 и 19 на самоуплотняющуюся эластичную диафрагму 18, что обеспечивает радиальное расширение секторов 20.

Заданное избыточное давление жидкости на калибрующие секторы при продавливании дорнирующеи головки по штанге 15 на отрезке 1_2 ее хода поддерживается благодаря промежуточной напорной камере 17, которая при перемещении на штанге 15 соединяется с каналом жидкости через отверстие 22.

По окончании первого прохода дорнирующей головкой рабочего хода ($L= l_1 + 1_2$) снимают гидравлическое давление в системе и осаждают (заряжают) силовой гидротолкатель 4 путем спуска НКТ на величину хода головки, отрезок которого соответствует ходу головки, находящейся под давлением. Очередной цанговый упор 12 в это время выходит из пластыря и, контактируя с его торцом, выполняет роль упора. Затем повторно создают гидравлическое давление в сис-

теме и повторяют под давлением процесс продвижения дорнирующей головки в пластыре.

Циклы продвижения дорнирующей головки через пластырь повторяют до выхода головки из пластыря.

Устройство позволяет осуществлять повторные проходы (калибровку) дорнирующей головкой через установленный пластырь при расчетном гидравлическом давлении в системе за счет общего веса спускаемых труб и устройства сверху вниз или дополнительной расчетной осевой нагрузки на крюк при подъеме устройства снизу вверх.

Заполнение жидкостью труб при спуске и слив ее при подъеме осуществляются через циркуляционный клапан 3.

Для предотвращения преждевременного расширения пластыря в процессе спуска в скважину в дорнирующей головке устройства предусмотрен стопорный срезной штифт.

С целью беспрепятственного извлечения на поверхность устройства в осложнившихся условиях в момент установки пластыря упоры 14 снабжены левыми отворотами.

Универсальный клапан

Универсальный клапан (рис. 6.31) применяется в устройствах для заполнения и слива жидкости при спуске и подъеме инструмента, используемого в скважине. Этот клапан повышает надежность эксплуатации и успешность его функционального назначения, прост и технологичен в изготовлении и обслуживании.

Клапан состоит из корпуса 5 с переливными отверстиями 3, 12 и расширенной полостью 6. Внутри него размещены верхняя 1 и нижняя 11 подвижные втулки с уплотнительными элементами 2 и срезными штифтами 4 и 9. Под втулками расположены шпилевые опоры 7 под шары 8, причем нижняя втулка 11 имеет пружину 10.

Принцип работы клапана заключается в следующем. В процессе спуска устройства в скважину полость насосно-компрессорных или бурильных труб заполняется жидкостью через отверстия 12 клапана. После спуска и заполнения жидкостью в инструменте создается избыточное давление на нижний шар 8,и отверстия 12 перекрываются втулкой 11 после среза штифта 9 сохраняя прямой канал связи благодаря наличию пружины 10 и шпилевой опоры 7.

Перед подъемом инструмента на поверхность в полость труб спускают шар 8 и создают избыточное давление. После того, как шар 8 достигнет седла верхней втулки 1 и перекроет канал, втулка 1 срезает штифт 4 и, перемещаясь в расширенную полость 6, открывает отверстия 3, обеспечивая слив жидкости из труб в скважину при их подъеме.

Благодаря наличию шпилевой опоры канал связи в клапане не перекрывается. Это позволяет при необходимости обеспечить избыточное давление в устройстве за счет повышения производительности насосного агрегата.

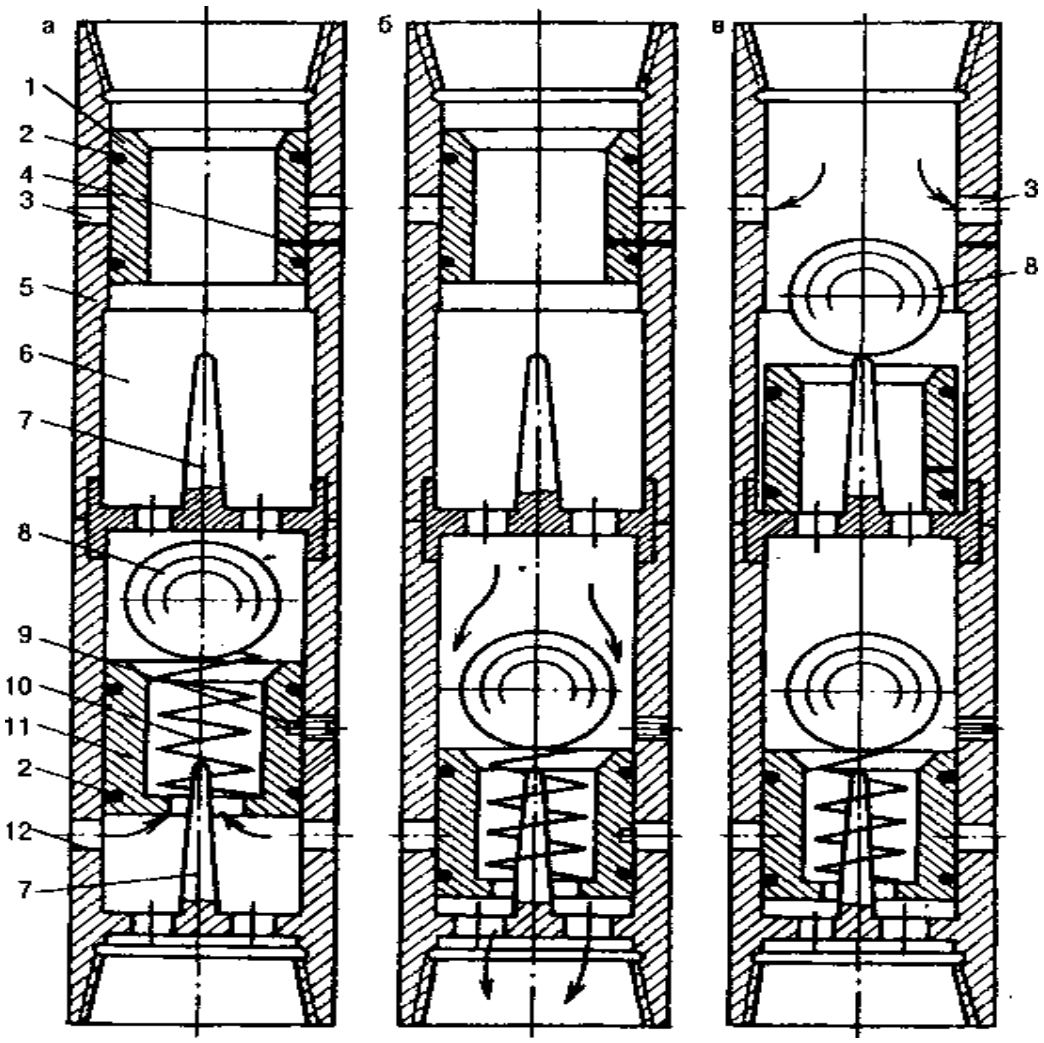


Рис. 6.31. Универсальный клапан:
а-отвестия открыты для заполнения инструмента жидкостью при спуске в скважину; б-отверстия перекрыты, канал прямой связи открыт; в-отверстия открыты для слива жидкости при подъёме инструмента.

Установка пластыря после закачки тампонажного материала через дефект обсадной колонны в процессе одной спуско-подъемной операции

С целью повышения качества герметизации затрубного пространства часто возникает необходимость после закачки тампонажного материала через дефект или перфорацию обсадной колонны устанавливать металлический тонкостенный пластырь. Сокращение интервала между закачкой тампонажного материала и установкой пластыря гарантирует повышение качества ремонта. Это может быть достигнуто последовательным выполнением обоих видов работ в процессе одной спуско-подъемной операции.

Совмещенная в одну спуско-подъемную операцию последующая установка пластыря после прокачивания тампонажного материала через дефект обсадной колонны может быть реализована при использовании специальной цементировочной камеры-приставки (рис. 6.32, в).

Цементировочную камеру монтируют под устройством, которое обеспечивает установку пластыря, и в сборе с ним спускают на насосно-компрессорных или бурильных трубах в скважину к месту дефекта обсадной колонны (рис. 6.32, а).

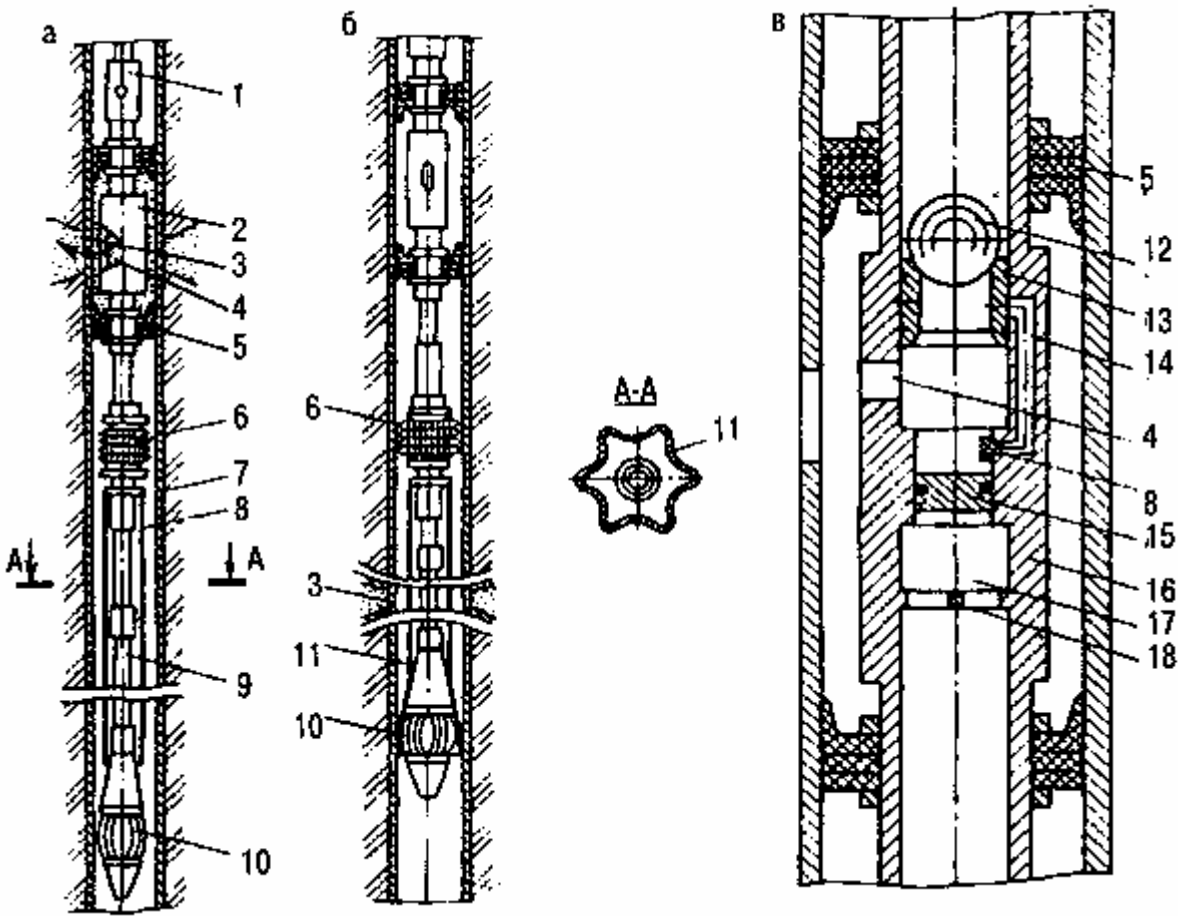


Рис. 6.32. Устройство типа ДОРН модификации Д-4

а-ориентация цементировочной камеры на дефект при спуске устройства в скважину; б-ориентация пластыря на дефект колонны; в-цементировочная камера.

Закачка тампонажного материала и установка пластыря осуществляются следующим образом.

Устройство в сборе с пластырем и цементировочной камерой 2 спускают в скважину так, чтобы ее радиальное отверстие 4 было расположено напротив дефекта 3 обсадной колонны 7. После этого закачивают расчетную порцию тампонажного раствора в затрубное пространство по известной технологии через отверстия камеры и дефект обсадной колонны. При этом уплотнительные элементы 5 препятствуют распространению тампонажного материала по колонне труб. По окончаний закачки тампонажного раствора и продавки его за колонну через дефект шар 12 спускается по НКТ в седло втулки 13 и создается избыточное расчетное давление жидкости. С помощью шара и давления срезаются средние штифты, а втулка 13, перемещаясь вниз, перекрывает отверстие 4, одновременно открывая обводной канал 14 в его верхней части. Под действием из-

быточного давления выталкивается заглушка 8, освобождая обводной канал в его нижней части, а пробка 15 после среза ее штифтов перемещается в карман 17 и задерживается вместе с заглушкой 8 на крестовине 18, обеспечивая поток жидкости в устройство. Затем давление жидкости снимают, устройство приподнимают с ориентацией середины пластыря 11 против дефекта 3 и устанавливают пластырь в интервале дефекта обсадной трубы по известной технологии.

Для слива жидкости при подъеме инструмента на поверхность по окончании процесса ремонта устройство снабжено сливным клапаном 1, который расположен над цементировочной камерой.

Совмещенный метод ремонта позволяет повысить запас прочности ремонтируемого участка обсадной трубы и коэффициент успешности, увеличить межремонтный период, уменьшить расход тампонажных материалов, сократить трудовые и энергетические затраты, обеспечить значительный экономический эффект.

Установка пластыря гидравлическим давлением непосредственно на его внутреннюю поверхность

Одним из простых в изготовлении и несложных в обслуживании и эксплуатации является устройство для установки пластыря, принцип действия которого основан на создании гидравлического давления непосредственно на его внутреннюю поверхность.

Такое устройство позволяет производить ремонт обсадных колонн в скважинах практически на любой глубине.

Использование настоящего устройства для установки пластыря обеспечивается благодаря изготовлению его в комбинации с дорнирующей головкой.

Применение продольно-гофрированного металлического пластыря с цилиндрическими концевыми участками длиной 1,5—2 м (рис. 6.33, а) и размещение в них уплотнительных элементов обеспечивают надежную герметизацию внутренней полости пластыря при расширении его гидравлическим давлением, а равный габаритный диаметр концевых и средней частей пластыря обеспечивает на всей его длине заданный зазор при спуске в обсадную колонну.

Принцип установки пластыря и работа устройства

Устройство спускают на насосно-компрессорных трубах к месту дефекта 4 обсадной колонны 3 (рис. 6.33).

После спуска устройства в сборе с пластырем на насосно-компрессорных трубах в скважину к месту дефекта 4 в обсадной колонне 3 на штанге 10 через перфорацию 9 на внутреннюю полость пластыря 5 подают жидкость и создают гидравлическое давление, обеспечивающее расширение и прижатие до полного контакта гофрированной части пластыря 1 с внутренней стенкой обсадной колонны.

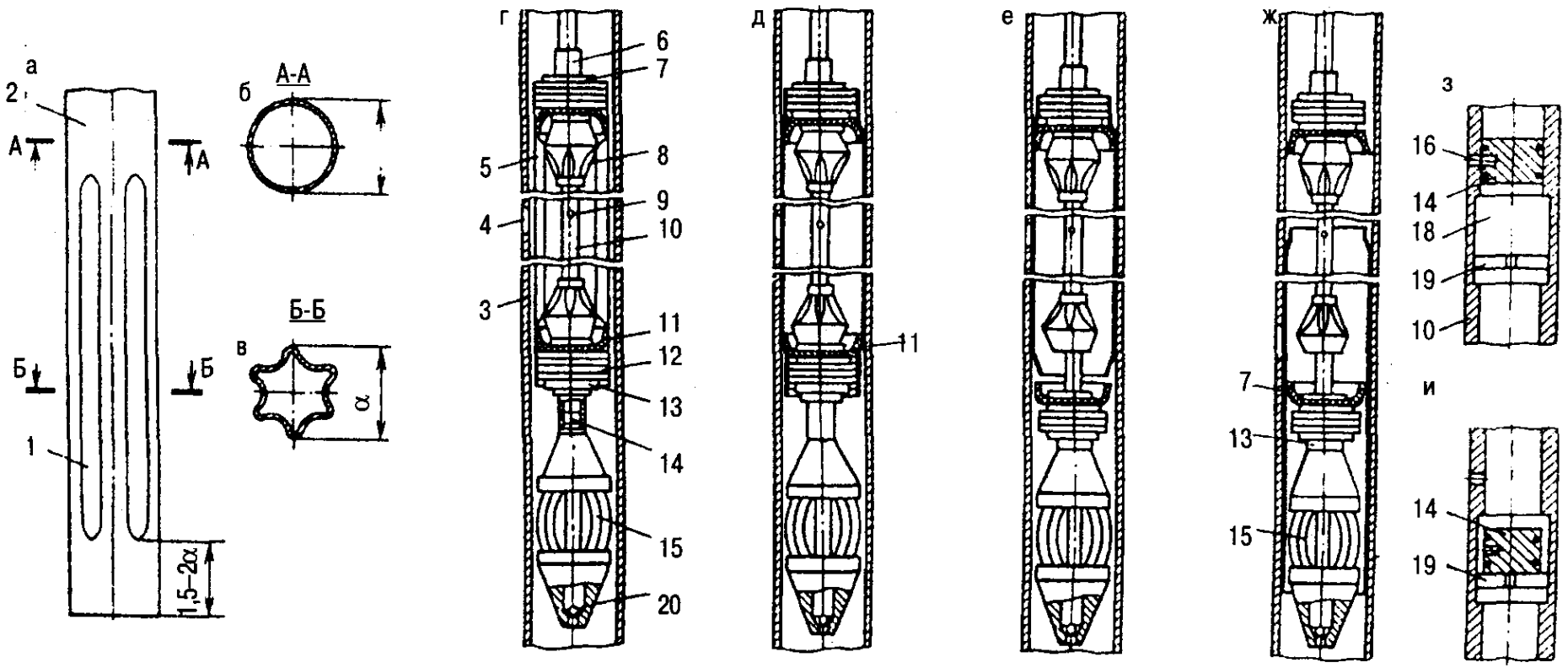


Рис. 6.33. Устройство для установки пластыря методом прямого гидравлического контакта на пластырь:
А-пластырь; б, в-разрез пластыря по А-А и Б-Б; г-ориентация пластыря гидравлическим давлением; д-расширение пластыря гидравлическим давлением; е-перемещение по штанге вниз уплотнительного нижнего элемента при срезе ограничительной шайбы; ж-калибровка пластыря дорнирующей головкой; з-положение заглушки в момент расширения пластыря; и-положение заглушки в момент калибровки пластыря.

Герметизация внутренней полости пластыря при создании давления осуществляется уплотнительными элементами 7, расположенными по концам пластыря в цилиндрических частях 2. Первоначально герметизацию обеспечивают чашеобразные манжеты 11. По мере роста давления надежность герметизации дополнительно повышается эластичными втулками 12, которые, перемещаясь под воздействием давления совместно с чашеобразными манжетами в осевом направлении по штанге 10, сжимаются, а в радиальном направлении по диаметру увеличиваются, прочно контактируя с цилиндрической поверхностью пластыря и одновременно расширяя его до критического возрастания давления.

В момент наступления критического (расчетного) давления срезается ограничительная шайба 13, а нижний уплотнительный элемент 7 перемещается по штанге вниз. Одновременно при незначительном (расчетном) увеличении давления срезается фиксатор 16 заглушки 14, которая падает в расширенную полость 18 на ограничительную крестовину 19, освобождая канал для передачи жидкости в дорнирующую головку 15. Обратный клапан 20 при создании давления в лорнирующей головке закрывается.

Процесс развальцовки цилиндрических концов пластыря и калибровки по всей его длине осуществляется снизу вверх протягиванием под давлением дорнирующей головки при подъеме насосно-компрессорных труб на поверхность или сверху вниз за счет инструмента (НКТ). Так как штанга 10 имеет калиброванное отверстие 9 с выходом жидкости в скважину, то поддержание необходимого давления в устройстве при развальцовке концов и калибровке пластыря обеспечивается увеличением производительности насоса.

Калибровку пластыря можно повторять многократными проходами дорнирующей головки.

После окончания процесса установки пластыря избыточное давление в системе снимают и устройство поднимают на поверхность. При этом жидкость сливается из труб через перфорированное отверстие 9.

Устройство спускают в скважину на тросе. Избыточное давление создают глубинным электронасосом.

Установка пластыря методом набухания материала

Суть данного метода заключается в том, что расширение гофрированного тонкостенного стального пластыря по периметру поперечного сечения на всей его длине до заданного контактного сцепления со стенкой ремонтируемого участка обсадной колонны происходит под действием тепловой энергии, выделяющейся при увеличении объема специального материала (раствора или порошка), подаваемого в полость пластыря. Подобное изменение объема вещества наблюдается, например, при замораживании воды, гашении извести, набухании замоченного гороха и т. д.

Предлагаемое вещество должно обеспечивать постепенное (в пределах 3-24 ч.) увеличение объема (не менее чем в два раза) и равномерное распределение и увеличение давления (30— 50 МПа) в полости пластыря.

Указанными свойствами обладает порошок НРС-1 (невзрывчатое разрушающее средство), выпускаемый по ТУ 21-31-56-87 опытным заводом ВНИИстром им. Будникова; в качестве жидкости для получения раствора используется вода. Соотношение порошка НРС-1 и воды 10:3. Порошок нетоксичен. Добавки в порошок должны замедлять процесс его твердения (кристаллизации) в момент нахождения в капсуле и при последующем вымывании из скважин.

Устройство для реализации указанного метода представляет собой капсулу (рис. 6.34). При этом отпадает необходимость в системе силовых цилиндров (цилиндры, поршни, штоки), трудоемких в изготовлении, материалоемких и громоздких. Устройство работает следующим образом. Раствор (порошок + вода) приготовляют и заполняют им полость пластыря непосредственно перед спуском устройства в скважину. Устройство в сборе с пластырем спускают к месту ремонта обсадной колонны, причем пластырь ориентируют так, чтобы его середина находилась напротив дефекта.

Через 2—3 ч. после подачи раствора в устройство начинается процесс его набухания с выделением тепла, что обеспечивает не мгновенное, как взрыв, а медленное, равномерное (за счет развивающихся усилий) расширение пластыря по всей его длине. При этом профильные эластичные уплотнители, скользя свободными концами по пластырю и облегчая скруг-ление упорных втулок, обеспечивают герметичность полости пластыря и удерживают набухающий раствор до получения полного контакта пластыря со стенками обсадной колонны. После этого устройство поднимают на поверхность, при этом набухший раствор рассыпается и легко извлекается из скважины.

Дожатие концов пластыря и калибровку его по всей длине при необходимости осуществляют во время подъема на поверхность устройства дорнирующей оправкой, которая может быть предусмотрена на его конце ниже пластыря.

Калибровку выполняют как снизу вверх при подъеме инструмента, так и сверху вниз весом инструмента. Данный метод имеет следующие преимущества: повышаются качество и эффективность ремонта; исключается возможность разрушения обсадной колонны (по сравнению с методом взрыва);

упрощается технология ремонта;

уменьшается металлоемкость, сокращается трудоемкость, упрощается конструктивное решение устройства;

повышается универсальность применения пластыря по периметру поперечного сечения для всех толщин стенок одного типоразмера ремонтируемой обсадной колонны;

расширяется диапазон использования пластыря для ремонта обсадных колонн любого диаметра, в том числе труб малого диаметра;

возможность применения цилиндрических в поперечном сечении пластырей;

появляется возможность уменьшить габаритные диаметры пластырей и устройство в целях увеличения зазоров между пластырем и стенкой обсадной колонны при спуске в скважину;

устройство с пластырем можно спускать на канате;

исключаются дополнительные осевые нагрузки на спускаемый инструмент (НКТ) в момент установки пластыря;

создаются местные, распределяющиеся с постепенным увеличением радиальные усилия;

возможно прокачивать цементный и другие растворы через устройство до и после установки пластыря, в том числе для проверки герметичности после ремонта;

ремонт обсадных колонн можно производить в скважинах на любой глубине.

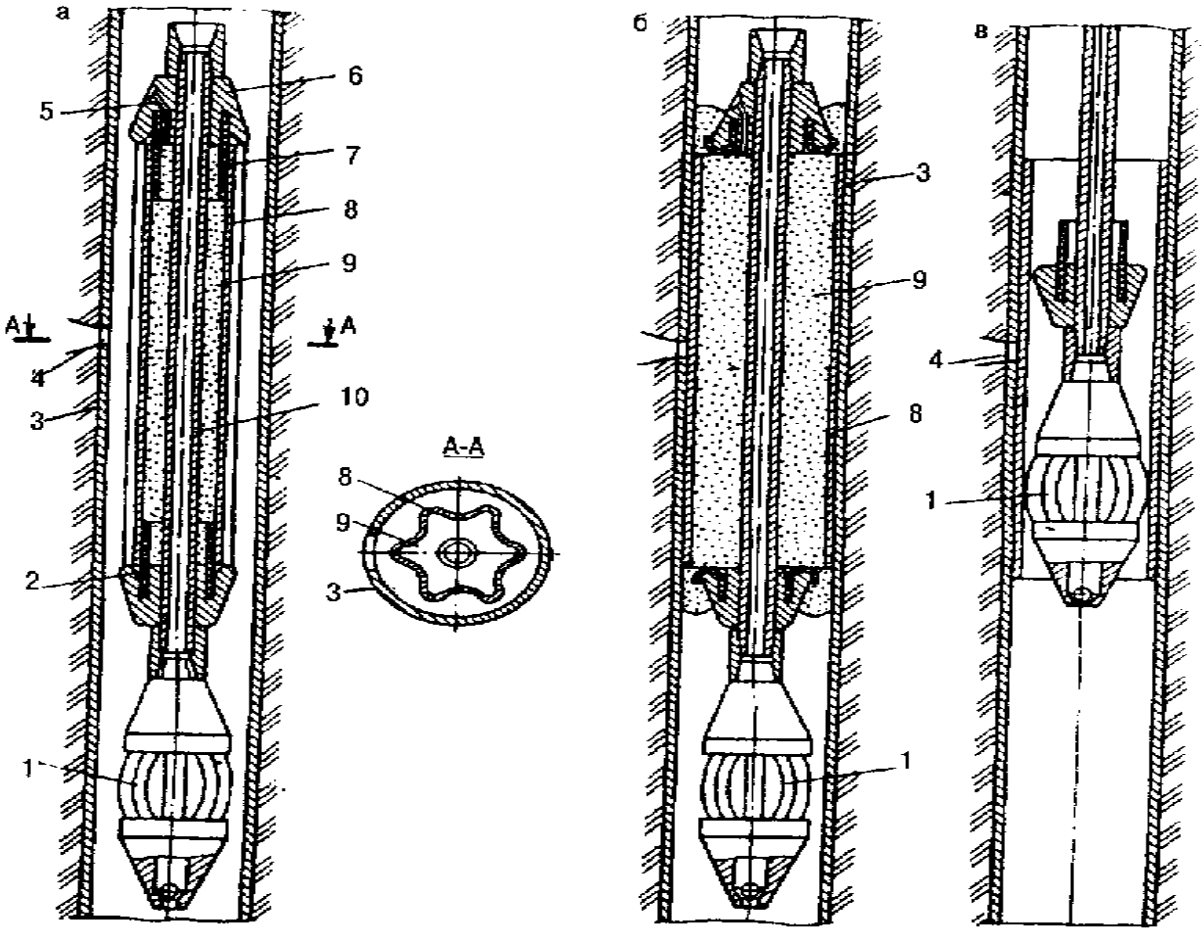


Рис.6.34. Устройство для установки пластыря методом набухания материала: а-ориентация пластыря на дефект при спуске его в скважину; б-расширение пластыря при использовании НРС-1; в-калибровка пластыря дорнирующей головкой; 1-дорнирующая голока; 2-уплотнительный элемент; 3-обсадная колонна; 4-дефект; 5-канал; 6-конус; 7-уплотнительный элемент; 8-пластырь; 9-порошок НРС-1; 10-штанга.

Установка пластыря из материала, обладающего эффектом «памяти формы»

В настоящее время «память формы» обнаружена у широкого круга сплавов, принадлежащих к различным системам, в частности, у сплавов системы: Ti-Ni, Fe-Ni, Cu-Ai, Co-Ni, Ti-Ni-Co, Fe-Ni-Ti, Co-Al-Ni, Cu-Zn-Al….

Феноменология (умозрительное описание явления) эффекта памяти заключается в следующем. Материал в виде ленты, листа, проволоки и т. п., обладающий эффектом запоминания формы, пластически деформируют при температуре Тд выше температуры прямого мартенситного превращения Мн с целью придания ему определенной заданной формы и размеров, затем охлаждают до температур, обеспечивающих протекание (полное или частичное) мартенситного превращения и деформируют в этой температурной области до получения промежуточной, технологически требуемой формы. При нагреве выше температуры обратного мартенситного превращения Ак образец вновь восстанавливает заданную форму, которая была ему придана при температуре Тд>Мн.

Схематически этот эффект изображен на рис. 6.35.

На рис. 6.35, в показан процесс изменения формы поперечного сечения от цилиндрической заготовки пластыря до его установки в обсадной колонне при термоциклировании.

Эффект «памяти формы» проявляется в строго определенном для каждого сплава интервале температур. При этом начало и конец восстановления формы разделены по температуре несколькими градусами или десятками градусов. Изменяя массовое соотношение компонентов в сплаве, добавляя в него другие элементы, удается менять температуру проявления памяти в широких пределах.

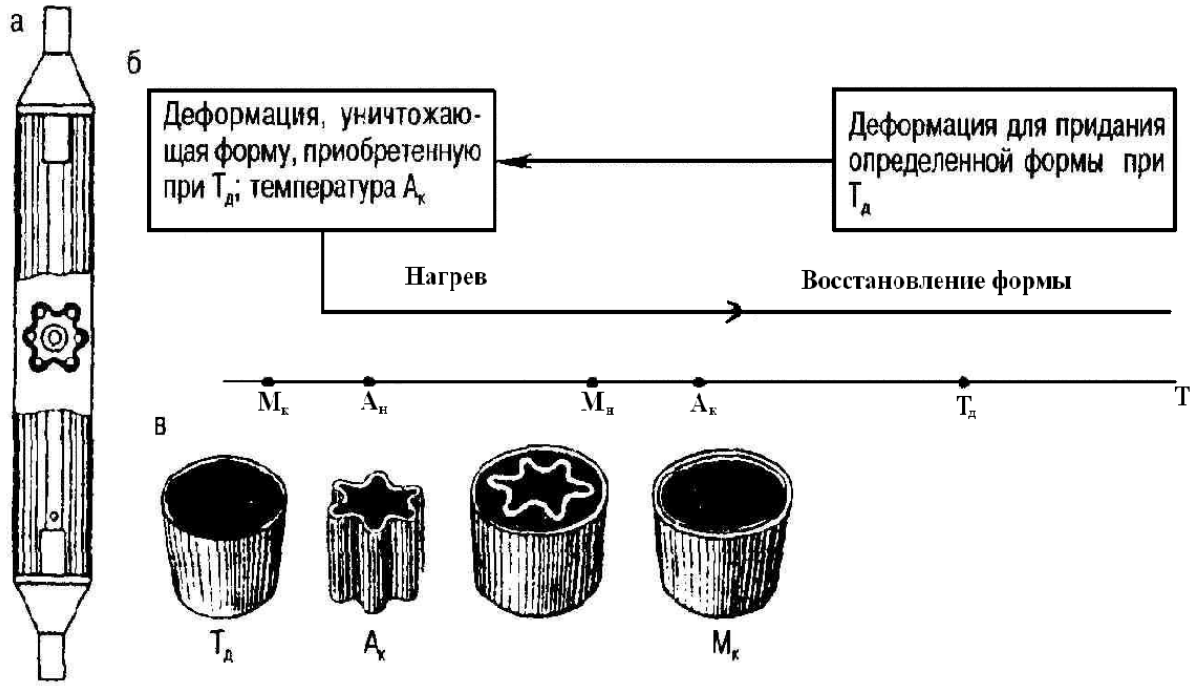


Рис. 6.35. Схема устройства и интерпретации эффекта «памяти формы» пластыря

В настоящее время разработаны сплавы, в которых температуру «эффекта памяти» можно менять от -200 до Н-500°С, сохраняя при этом высокую точность восстановления первоначально заданной формы.

Отдельные сплавы с «памятью формы» обладают следующими уникальными свойствами: усилиями, восстанавливающими исходную форму; эффектом изме-

нения формы с восстанавливающими эту форму усилиями; коррозионной стойкостью; высокой демпфирующей способностью; высоким уровнем внутреннего трения.

Сплавы, обладающие «памятью формы», имеют большие перспективы и в недалеком будущем смогут найти широкое применение при ремонтах скважин для восстановления герметичности обсадных колонн, перекрытия поглощающих и проявляющих пластов, перетоков и т. д.

Так, гофрированный пластырь, изготовленный из сплава, обладающего «памятью формы», без особых материальных и трудовых затрат по упрощенной технологии и с помощью недорогостоящего оборудования может быть спущен на канате к месту дефекта обсадной колонны. При создании на пластыре температуры обратного мартенситного превращения Ак пластырь примет первоначальную (круглую в поперечном сечении) форму и образует надежное контактное сцепление со стенкой ремонтируемого участка обсадной колонны.

Используя имеющиеся данные о так называемом эффекте обратной памяти в области металлов и сплавов, обладающих эффектом «памяти формы», нефтяники смогут извлекать из обсадной колонны пластырь после его износа, закрывать и открывать продуктивные пласты, регулировать приток продукции в скважины.

Для изготовления гофрированных пластырей подходит сплав с «памятью формы» на основе никелида титана, обладающий следующими свойствами:

Предел прочности, МПа …….....1200 1900
Относительное удлинение, %.....15 100
Относительная деформация при формовосстановлении, % … .8—15
Степень восстановления исходной формы, %.....95—100
Усилие, развиваемое при восстановлении формы, МПа ……До 800
Температурный интервал изменения формы, °С ……От -200 до +150

Такой сплав коррозионно и износостоек, немагнитен, совместим с биологическими тканями, обладает высокой дефор-мативной способностью.

Пластыри из никелида титана наиболее экономичны и эффективны для применения в скважинах, содержащих сероводород и другие агрессивные среды.

Для восстановления первоначальной формы пластыря можно использовать электрический или химический способы, горячий воздух (газ), а при охлаждении — жидкий азот.

При электрическом нагреве применяют нагревательные элементы, а при химическом — выделение тепла при взаимодействии (реакции) двух или нескольких веществ, а также горячий воздух (газ).

Для реализации предлагаемого метода ремонта скважин с помощью пластыря из никелида титана или других сплавов требуется провести исследовательские работы и испытания, а также организовать промышленное изготовление гофрированных пластырей. Создание пластырей, обладающих «памятью формы», и

устройств для их транспортировки в скважину имеет важное практическое значение.

Одним из вариантов устройства для транспортировки и установки пластыря, обладающего эффектом «памяти формы», является капсула (см. рис. 6.35, а). Устройство включает пластырь, перфорированную штангу, нагревательные элементы (ТЭНы), соединительные муфты и ограничительные упоры.

После спуска пластыря к месту дефекта по кабелю подается напряжение на нагревательные элементы. После достижения заданной температуры пластырь восстанавливает свою первоначальную цилиндрическую форму, сопрягаясь с обсадной колонной.

6.5. СМЕНА ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Одним из путей повышения надежности конструкций глубоких скважин, предупреждающих ремонт колонн, является применение метода сменных обсадных колонн. Применение сменных обсадных колонн позволит увеличить выходы из колонн, сохранить диаметр скважины постоянным, заменять обсадные колонны при их коррозии, изнашивании, повреждениях, способствовать успешной борьбе с авариями при бурении. Например, при прихвате бурильных труб, их поломке и других авариях подъем части промежуточной колонны приведет к росту зазоров между стенками обсадной колонны и трубами. Однако этот метод имеет ряд недостатков: увеличение расхода металла на крепление скважины, осложнения при неудачной попытке подъема сменной колонны и пр.

Широкое внедрение сменных обсадных колонн зависит в первую очередь от подбора буровых растворов, которые будут находиться в заколонном пространстве до момента подъема. Они должны быть стабильными и не должны увеличивать сопротивление извлечению колонн.

Смена обсадных колонн, как одно из мероприятий по увеличению долговечности крепи скважины является перспективной.

6.6. УВЕЛИЧЕНИЕ ДОЛГОВЕЧНОСТИ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ ПРИ ЕЕ ПРОВОРАЧИВАНИИ

Одним из методов продления срока службы обсадной колонны при ее одностороннем износе и предупреждения ремонта скважин может явиться метод проворачивания. Этот метод заключается в распределении износа по периметру сечения труб за счет их проворачивания через определенное время. В идеальном случае равномерное распределение износа по периметру может привести к значительному росту долговечности вследствие увеличения объема металла, участвующего в процессе трения.

6.7. ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ГЕРМЕТИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ В РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЯХ ПУТЕМ ДОВИНЧИВАНИЯ ЕЕ В СКВАЖИНЕ

Негерметичность резьбовых соединений обсадных труб — одна из самых распространенных причин возникновения межколонных проявлений в газовых скважинах в период опробования и эксплуатации. Вместе с тем ликвидация перетока газа через резьбовые соединения — очень трудоемкая операция.

Дополнительная герметизация резьбовых соединений в скважине путем исправительного цементирования, закачки различных смол и других видов ремонтных работ часто оказывается безуспешной.

В некоторых районах СНГ с целью дополнительной герметизации резьбовых соединений обсадных труб применяют метод довинчивания эксплуатационных колонн в скважинах (Ю. Д. Комнатный и др.).

Относительно высокий процент полученных положительных результатов дает основание рекомендовать его для дальнейшего применения в практике строительства нефтяных и газовых скважин. При этом в первую очередь следует повышать герметичность резьбовых соединений обсадных труб за счет применения специальных уплотнительных резьбовых смазок, внедрения новых типов высокогерметичных резьбовых соединений обсадных труб, безрезьбовых соединений и т. п.

Если негерметичные резьбовые соединения находятся выше цементного кольца, то в большинстве случаев довинчиванием удается восстановить их герметичность.

Вследствие того, что в верхней части цементного кольца расположены значительные зоны включений бурового раствора, цементный камень, как правило, неоднороден и часто имеет меньшую прочность по сравнению с прочностью основной массы, вначале удается вращать колонну на некотором участке в цементном камне или вместе с ним при необходимом крутящем моменте. При довинчивании резьбовых соединений происходит укорочение колонны; соединительные муфты и трубы все больше защемляются в уплотняющемся камне и воспринимают на себя все большую часть крутящего момента. Вследствие ограничения в осевом перемещении муфт создаются дополнительные осевые усилия в резьбовых соединениях, для дополнительного крепления которых в свою очередь требуются большие крутящие моменты. В результате этого основная цель — повышение герметичности резьбовых соединений — не всегда достигается. К моменту обнаружения негерметичности резьбовых соединений нередко буровое оборудование оказывалось частично или полностью демонтированным.

Для выполнения операций по довинчиванию колонны в подобных случаях необходимо заглушить скважину закачкой воды или бурового раствора, демонтировать фонтанную арматуру, установить вышку, ротор, привод ротора, демонтировать колонную головку. После довинчивания колонны устье сква-

жины следует вновь оборудовать колонной головкой и фонтанной арматурой, а буровое оборудование демонтировать. Это связано со значительными и излишними затратами средств и времени. Поэтому на Кубани было признано более целесообразным применять профилактическое довинчивание эксплуатационной колонны в скважине после ОЗЦ до оборудования устья колонной головкой. В случае двухступенчатого цементирования довинчивание колонны осуществляется после затвердения цементного раствора нижней ступени.

Метод профилактического довинчивания эксплуатационных колонн сравнительно прост, не требует существенных дополнительных затрат средств и времени и вместе с тем очень эффективен.

После этого демонтируется противовыбросовое оборудование.

Целью последующего этапа является уточнение длины незацементированной и недостаточно защемленной цементным камнем части колонны (подвижной части колонны).

Для получения более достоверного результата лучше пользоваться двумя способами: широко известным способом с использованием закона Гука и с помощью магнитного прихвато-определителя. Применительно к обсадным колоннам длину свободной части по первому способу можно определять следующим образом.

По закону Гука будем иметь:

$$L = 1{,}05 \cdot \frac{F \cdot E}{P_2 - P_1} \qquad (6.8)$$

где L — длина подвижной части колонны;

F — средневзвешенная п/шщадь поперечного сечения обсадных труб для участка колонны, свободного от цементного камня;

E — модуль упругости первого рода для стали обсадных труб;

P_2-P_1 — растягивающее усилие в кг;

ΔL — удлинение колонны под действием растягивающего усилия;

1,05 — коэффициент, учитывающий жесткость соединительных муфт обсадных труб, а также трение колонны о стенки скважины.

Усилия P_1 и P_2 выбираются следующим образом.

1. Производится натяжка колонны талевой системой на величину P_1, равную примерно весу свободной от цементного камня части колонны плюс 5—7 м, в таком положении делается отметка на трубе или квадратной штанге на уровне неподвижной плоскости, например, на уровне стола ротора.

Не снимая натяжки Р1, увеличивают ее на 7—8 т и сейчас же уменьшают до первоначальной величины P_1, сделав после этого вторую отметку на трубе. Такая операция проводится для учета трения в талевой системе и частично трения колонны о стенки скважины. Средняя черта между двумя отметками принимается за верхнюю отметку для определения L.

2. Увеличиваю натяжку колонны до P_2 при приложении дополнительного усилия в 15-20 т. Предварительно необходимо проверить, будут ли резьбовые соединения колонны при натяжке на величину P_2 и последующем ее увеличении удовлетворять условию прочности. Рекомендуется в этих случаях

обеспечивать коэффициент запаса прочности на страгивание резьбовых соединений не менее 1,3.

Сделав отметку на трубе, увеличивают натяжку колонны на 7-8 т и сейчас же снижают ее до величины P_2, сделав на трубе вторую отметку. Средняя черта между этими двумя отметками принимается за нижнюю отметку для определения ΔL.

Длина подвижной части колонны определяется с помощью магнитного прихватоопределителя ПО-7 следующим образом. Колонна подвешивается на роторе с некоторой натяжкой, величина которой находится в пределах допустимой. Производится контрольная запись магнитного фона по всей колонне. После этого в колонне с равными промежутками наносятся магнитные реперы. У верхней границы цементного кольца ± 100 м частота нанесения реперов может быть принята равной 10 м, по остальной части колонны — 20-30 м.

В целях экономии времени контрольная запись и нанесение магнитных реперов могут быть произведены не по всей колонне, а начиная с глубины на 100—200 м ниже верхней границы цементного кольца.

После нанесения реперов колонна подвергается 6—7-кратной разгрузке и натяжке на 15-20 т (но с учетом необходимого коэффициента запаса прочности резьбовых соединений) по отношению к весу свободной части колонны, определенной по ОЦК. Затем колонна вновь подвешивается на роторе, и производится контрольная запись магнитных реперов.

В той части колонны, которая при натяжках подвергалась деформациям, т. е. в свободной подвижной части колонны, произойдет размагничивание магнитных меток.

Определив с возможной точностью длину подвижной части колонны, приступают к ее довинчиванию.

Предварительно необходимо задаться величиной предельного крутящего момента для довинчиваемых резьбовых соединений труб и постоянно контролировать величину создаваемого крутящего момента. В противном случае чрезмерная затяжка резьбовых соединений может привести к значительному ослаблению или к необратимой потере герметичности последних.

Величина предельного крутящего момента должна выбираться в зависимости от диаметра, толщин стенок и марок сталей обсадных труб, а также в зависимости от типа резьбовых смазок, применявшихся при навинчивании муфт на трубы и спуске колонны в скважину.

В табл. 6.8. приведены рекомендуемые крутящие моменты свинчивания (кг. м) для наиболее часто употребляемых размеров обсадных труб. Для 139,7 мм труб, изготовленных по ГОСТ, крутящие моменты свинчивания, очевидно, будут такими же, как и для 146-мм труб.

За величину предельного крутящего момента можно принимать большее значение крутящего момента свинчивания, полученного экспериментальным путем.

Так как обычно незацементированный участок колонны состоит из труб одной-двух толщин стенок, изготовленных из стали различных марок, то можно

принимать для всей довинчиваемой колонны величину предельного крутящего момента, соответствующего трубам с меньшей толщиной стенки или меньшей прочности.

Довинчивание колонны может осуществляться двумя способами — сверху вниз и снизу вверх. Оба эти способа основаны на том, что под действием крутящего момента, приложенного к верхней трубе, довинчивание резьбовых соединений будет происходить при прочих равных условиях в той части колонны, которая не испытывает осевых растягивающих или сжимающих усилий. Большинство исполнителей работ пред-
почитают способ «сверху вниз» вследствие более удобного варьирования натяжной колонны в процессе довинчивания.

Таблица 6.8.

Рекомендуемые крутящие моменты свинчивания труб

Толщина стенки трубы,	Диаметр трубы, мм					
	146			168		
	экспериментальные		теоретические	экспериментальные		теоретические
	марки стали			марки стали		
	А	Ем, Е, Л		А	Ем, Е, Л	
7	500—550	550—600	545—700	500—550	550—600	525—670
8	550—600	600—650	610—780	550—600	600—650	590—755
9	600—650	650—700	675—865	600—650	650—700	650—830
10	650—700	700—750	730—935	650—700	700—750	700—895
11	700—750	750—800	785—1005	700—750	750—800	755—965
12	750—800	800—850	835—1070	750—800	800—850	805—1030

Процесс довинчивания этим способом осуществляется следующим образом. К верхней обсадной трубе через переводник присоединяется квадратная штанга. Обсадная колонна полностью разгружается. В таком положении с помощью ротора и квадратной штанги докрепляются резьбовые соединения верхнего участка колонны. Так как при довинчивании колонна все время укорачивается и самопроизвольно натягивается, ее необходимо периодически разгружать до исходного положения. После полного закрепления резьбовых соединений на первом участке делается натяжка на 3—5 т, и операция снова повторяется. Чтобы учесть возможную ошибку, заканчивать процесс довинчивания следует при натяжке, несколько превышающей вес незацементированной части колонны. Таким образом, докрепляются все резьбовые соединения незацементированной части колонны.

Довинчивание способом «снизу вверх» осуществляется аналогично описанному способу, но в обратном порядке с постепенным уменьшением натяжки колонны.

В результате колонна укорачивается на величину 1. Очевидно укорочение должно соответствовать величине

$$l = tN \qquad (6/9)$$

где 1 — укорочение колонны после довинчивания;

t — шаг резьбы;

N — суммарное число оборотов колонны в результате довинчивания резьбовых соединений.

Проседание колонны при разгрузке ее после довинчивания на большую величину указывает на нарушение замещения ее на некотором участке. По окончании довинчивания колонны устье скважины оборудуется колонной головкой и фонтанной арматурой по общепринятой для данного района схеме. Как было указано выше, резьбовые соединения должны докреп-ляться с определенным усилием. Наиболее точно крутящий момент, прикладываемый к верхней трубе довинчиваемой колонны, можно контролировать с помощью роторного моменто-мера. В этом случае необходимый крутящий момент на роторе

$$M_Р = K'_т \, M_п \qquad (6.10)$$

где $К_т$ — коэффициент, учитывающий потери крутящего момента на трение на участке колонны от устья до зоны довинчивания;

$М_п$ — предельный крутящий момент для резьбовых соединений.

Крутящий момент, передаваемый от ротора, постепенно затухает на нижних участках колонны вследствие трения последней о стенки скважины. Потери крутящего момента на трение зависят от длины и натяжки колонны, характера искривления ствола скважины, качества промывочной жидкости за колонной и т. д. Для установления таких зависимостей требуются специальные исследования.

Исходя из практики довинчивания колонн, для скважин, имеющих относительно небольшую кривизну (до 5-7°), можно принять прямолинейную зависимость $К_т$ от глубины для растянутой колонны. Численное значение $К'_т$ рекомендуется принимать в пределах от 1,0 для верхнего участка колонны до 1,2-1,3 для участков колонны на глубине 2000 м, что соответствует увеличению $К_т$ на величину 0,010-0,015 на каждые 100 м глубины скважины.

В общем случае для свободной части колонны длиной до 2000-2500 м можно записать формулу для определения $К_т$ в следующем виде:

$$K_T = 1 + \frac{H}{100} \cdot (0{,}010 \div 0{,}015)$$

где Н - длина растянутой части колонны в м.

Таким образом, для обеспечения равномерного закрепления всех резьбовых соединений при довинчивании колонны способом «сверху вниз»

необходимо по мере натяжки колонны увеличивать момент, прикладываемый к верхней обсадной трубе. При этом напряжения в теле верхней трубы могут достигать опасных величин. Наиболее слабым местом трубы является сечение по последней впадине резьбы, находящейся в зацеплении.

Задавая величину крутящего момента на роторе, необходимо соблюдать условие $M_p < M_{max}$, где M_{max} — максиально допустимая величина крутящего момента для труб.

Расчетные величины M_{max} для 146-мм труб приведены в табл. 6.5.

Таблица 6.5.

Расчетные величины M_{max} для 146-мм труб

Толщина стенки труб, мм	M_{max} для труб из стали	
	Д	Е
6	1366	1708
7	1678	2098
8	1976	2470
9	2260	2826
10	2530	3163
11	2791	3487
12	3020	3775

В любом случае допустимый крутящий момент из условия нарушения прочности тела трубы по впадине резьбы может быть определен по формуле

$$M_{\max} = \frac{\pi}{16} \cdot \frac{D^4 - d^4}{D} [\sigma]_{кр} \qquad (6.11)$$

где D— наружный диаметр трубы в опасном сечении;

d — внутренний диаметр трубы;

$[\sigma]_{кр}$ — допустимое напряжение при кручении.

Если нет возможности измерять величину прикладываемого к верхней обсадной трубе крутящего момента, можно контролировать его косвенным путем по углу закручивания колонны.

Используя известную зависимость между крутящим моментом и углом закручивания трубы применительно к нашей задаче, можно записать:

$$n = \frac{M_n \cdot L \cdot K_T^{//}}{2\pi \cdot I_n \cdot E^{/}} \qquad (6.12)$$

Здесь: n — количество оборотов закручивания колонны (закручивание за счет довинчивания резьбовых соединений не учитывается) ;

M_n — предельный крутящий момент для резьбовых соединений;

L — длина подвижной части колонны;

I_n — полярный момент инерции сечения обсадных труб;

E' — модуль упругости при сдвиге;

$K_т$ — коэффициент, учитывающий потери крутящего момента на трение.

Из промысловой практики довинчивания колонн известно, что при одном и том же значении крутящего момента, приложенного к верхней обсадной трубе, угол закручивания полностью разгруженной колонны длиной 2000-2500 м почти в 2 раза меньше угла закручивания той же колонны, растянутой с усилием, равным ее весу. Поэтому, если для растянутой на величину собственного веса колонны коэффициент, учитывающий потери крутящего момента на трение, принять равным

$K^{//}_T = 1 + (0{,}01 \div 0{,}015) \cdot \frac{L}{100}$, то для частично разгруженной колонны он будет равен

$$K^{//}_T = 1 + (0{,}010 \div 0{,}015) \cdot \frac{L}{100} - \frac{L - H}{100} \cdot (0{,}025 \div 0{,}03)$$

где L — длина подвижной части колонны в м;

H — длина растянутой части колонны в м.

Так как в промысловой практике удобней выражать крутящий момент в кг. м, E' в кгс/см^2, а длину колонны в м, то в этом случае, не изменяя размерностей остальных величин, формула (6.12) примет следующий вид:

$$n = \frac{M_n \cdot L \cdot K^{//}_T \cdot 10^4}{2\pi \cdot I_n \cdot E^{/}} \qquad (6.13)$$

Определив заранее допустимое число оборотов закручивания при различных длинах растянутой части колонны, можно, периодически снимая нагрузку с ротора, по числу оборотов раскручивающейся колонны контролировать величину прикладываемого к закрепляемым резьбовым соединениям крутящего момента.

Для обеспечения условия прочности труб в этом случае необходимо иметь неравенство $n \leq n_{max}$.

7 ОТЛОЖЕНИЯ МИНЕРАЛЬНЫХ СОЛЕЙ В СКВАЖИНАХ, СПОСОБЫ ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И УДАЛЕНИЯ

Отложения минеральных солей (ОМС) на нефтепромысловом оборудовании в трубах, ПЗП и в пласте приводят к потере эксплуатационного времени скважин за счет остановок на ремонтные работы и уменьшают дебит скважин в период накопления отложений в эксплуатационных колоннах. ОМС хотя и разнообразны по своему составу, но в основном представляют собой карбонаты и сульфаты кальция, кварц и некоторые другие.

Несмотря на интенсивный поиск и внедрение различных способов предотвращения этих негативных явлений, проблема предупреждения и борьбы с ОМС и коррозией по-прежнему весьма актуальна в нефтяной и газовой промышленности, что обусловлено некомплексным подходом к ее решению и отсутствием детального анализа причинно-следственных связей между этими химическими взаимосвязанными процессами. Но проблема исключительно актуальна, так как солеотложение, кроме сокращения дебита и удорожания продукции, ведет к возникновению и развитию процессов коррозии.

Состав отложений в различных нефтедобывающих районах разнообразен: сульфаты кальция $Ca5O_4$, бария $Ba5O_4$, стронция $5г5O_4$, а также карбонаты кальция $CaCO_3$, магния $МдCO_3$ и другие соли.

Тип отложений характеризуют по преобладающему содержанию (до 80%) одного из компонентов. Например, к гипсовым отложениям относят осадки с преобладающим содержанием $Ca5O_4 \cdot 2H_2O$, к карбонатным — с преобладающим содержанием $CaCO_3$ и т. д. Очень часто ОМС по составу являются более сложными и включают в себя нерастворимые примеси (глинистые частицы, кварц и др.) и органические компоненты пластовых нефтей (водорастворимые нефтяные кислоты и их соли). Иногда на одних и тех же месторождениях состав ОМС изменяется, что объясняют изменением состава попутно добываемой воды в процессе разработки месторождений.

Карбонат кальция может осаждаться, когда поверхностные | воды нагнетаются в пласт и нагреваются. Он может выпадать в осадок из пластовой воды внутри трубопровода для отбора нефти или вблизи него. Карбонат кальция часто считается осадком малой вредности, так как его можно удалять кислотной обработкой. Однако периодическая кислотная обработка скважин приводит к частым перерывам в добыче нефти и вызывает коррозию оборудования.

Сульфат кальция чувствителен к изменениям солесодержания воды и гидравлического давления. Характерным результатом является образование ОМС

в суженных местах, в вентилях и насосах, что приводит к механическим повреждениям оборудования. Как только начнется процесс осаждения, он будет продолжаться. Эти минеральные осадки сульфата кальция не поддаются воздействию кислот. В подобных случаях для растворения рекомендуется обработка конвертирующими агентами, например, гидроокисью калия, которая превращает осадок в рыхлую гидроокись кальция, затем удаляется растворами кислот и вымывается.

ОМС в нефтепромысловом оборудовании происходит при всех способах добычи нефти и газа. Это многофакторный процесс. Основными выявленными причинами (хотя они до конца еще не установлены) ОМС являются смешение несовместимых вод, изменение термобарических условий, дегазация воды, испарение в установках подготовки нефти, растворение минералов коллекторов. Может быть сдвиг углекислотного равновесия, вызванный падением давления углекислоты, а также смешение различных по составу вод и фильтратов растворов.

Для применения эффективных мер предупреждения и борьбы с осадками в скважинах, промысловых коммуникациях, системах сбора и подготовки нефти необходимо прежде всего знать минеральный состав солеотложений.

Комплексом минералогических методов (оптический, рентгеноструктурный, термографический, микролазерный, инфра-красноспектрометрический) при анализе ОМС с 17 месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции установлены следующие минералы, самородные элементы: сера; галоиды — галит, оксиды и гидроксиды — кварц, иоцит (вюстит), магнетит, гидрогематит, липидокрокит, куприт; сульфаты — целестинобарит, гипс; карбонаты — кальцит, арагонит, сидерит; кристаллогидраты — бишофит, антарктикат, четырехводный хлорид кальция. Наиболее широко здесь распространены
кальциевые отложения. Главными солеобразующими минералами являются также арагонит, сидерит, целестинобарит, магнетит, галит.

С. С. Потаповым и Н. П. Кузнецовым детально изучены солевые отложения и продукты коррозии, образуемые в нефтепромысловом оборудовании Мамонтовского, Правдинского, Северо-Салымского, Средне-Балыкского, Усть-Балыкского, Южно-Сургутского, Южно-Балыкского месторождений Юганскнефтегаза. Для указанных месторождений характерны отложения карбонатов кальция (кальцит, арагонит), железа (сидерит), галита, серы с широким развитием различных фаз гидроксидов железа. В результате анализа нефтепромысловых данных и минерального состава осадков с учетом химического состава попутно добываемых вод установлено, что осадки солей, увеличивая неоднородность поверхности металла, создают благоприятные условия для образования микро- и макро-гальванопар и электрохимических процессов. Характерен и вид коррозионных разрушений, расположенных под отложениями (в основном пятна). Во всех ОМС обнаружены продукты коррозии, тогда как в попутно добываемых водах ионы железа встречаются очень редко. В целом процесс коррозии имеет многостадийный характер и представляется в следующем виде. Под действием воды и кислорода железо окисляется до гидрата закиси железа:

$2Fe + 2H_2O + O_2=2Fe(OH)_2$, который гидратируется до гидрата окиси железа: $4Fe + 2H_2O4 + O_2 = 4Fe(OH)_3$. Дегидратируя при повышенной температуре, $Pe(OH)_2$ превращается в иоцит (вюстит) FeO, обнаруженный, например, на жаровых трубах установки подготовки нефти ЦПС НГДУ «Мамонтовнефть». При повышенных пластовых температурах (до 89 °С на Южно-Балыкском месторождении) может образовываться магнетит. В результате воздействия водонефтяного потока, содержащего диоксид углерода, на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования образуется карбонат железа (сидерит): $Fe(OH)_2 + CO_2 = FeCO_3 + H_2O$. При участии сероводорода, источником которого, в частности, могут быть сульфатвосстанавливающие бактерии попутно добываемых вод в количестве до 10^6 клеток /мл, из гидрата закиси железа образуются сульфиды железа: $Fe(OH)_2 + H_25 = Fe5 + 2H_2O$. В процессе окисления пленок сульфидов получаются различные фазы гидрата окиси железа Fe(OH) и магнетит Fe_3O_4, а при частичном окислении — элементарная сера ($2FeS + 2H_2O + 3O_2 = 2FeO(OH) + 2SO_2\uparrow + H_2\uparrow$; $4FeS + 2H_2O + 3O_2 = 4FeO(OH)+4S$; $3FeS + 5O_2 = Fe_3O_4 + 3SO_2\uparrow$). Гидрат окиси железа при дегидратации переходит в окись железа Fe_2O_3 в виде α-фазы (гематит) или γ-фазы (магнемит): $2FeO(OH) =Fe_2O_3+H_2O$. Разнообразие продуктов коррозии обусловлено тем, что процесс является сложным, многостадийным, взаимосвязанным с солеотложением и происходит при разных концентрациях H_2S, CO_2, O_2, H_2, H_2O, $C1^-$, HCO_3^- ,pH, давлениях, температуре, динамике потока.

В связи с использованием в процессе добычи нефти различных реагентов и растворов участились случаи образования осадков по технологическим причинам. Основные из них: использование при глушении скважин с высоким давлением аммонизированного раствора нитрата кальция (АРНК), раствор NaC1, $CaC1_2$; несоблюдение пропорций при приготовлении самогенерируемых пенных систем (СГПС), что приводит к избытку отдельных химических реагентов и др. Использование раствора $CaC1_2$ приводит к отложению карбоната кальция по реакции, аналогичной смешению несовместимых вод. При применении раствора NaC1 для глушения скважин в нижней части НКТ и на ЭЦН отлагаются кристаллы галита, образующиеся из перенасыщенного раствора в результате гравитационной дифференциации. Процессу солеобразования способствует вынос из призабойной зоны пласта кварцевого песка и алевритоглинистых частиц, являющихся зародышами для кристаллов соли.

Таким образом, ОМС и коррозию следует рассматривать как единый химический процесс, существенно осложняющий эксплуатацию нефтепромыслового оборудования. При проведении защитных мероприятий, например, ингибирования, необходимо учитывать взаимосвязь рассмотренных процессов, иначе эффективность проводимых мероприятий может значительно понизиться. Наиболее интенсивное солеотложение происходит в призабойной зоне скважин, а также при изменении термобарических условий (Т, Р) — на приеме ЭЦН, у башмака НКТ (фонтанных скважин), на устье скважины, в выкидных линиях. В связи с интенсивной химизацией процесса добычи нефти и ее подготовки также существенно возросла доля технологических причин солеобразования, в дополнение к солеобразованию за счет смешения вод.

Процесс накопления солевых отложений на поверхности оборудования начинается с зарождения и роста кристаллов соли в отдельных точках, концентрирующихся, в основном, вдоль различного рода дефектов поверхностей любой природы (стекла, органического стекла, полиэтилена, стали и других материалов).

Процесс накопления солевых отложений при низкой адгезии слоя к поверхности может чередоваться с их частичными или полными срывами, возможность которых зависит от природы материала поверхности, качества ее обработки и гидродинамических характеристик потока. Отложения солей с неполярных, гидрофобных поверхностей, например, парафин и полиэтилен, могут быть сорваны практически при нулевых нагрузках. Срыв носит четко выраженный адгезионный характер, причем срыву отложений предшествует их сдвиг.

Исследованиями В. П. Тронова и его сотрудников в ТатНИПИ-нефть были определены силы сцепления солевого камня с поверхностями различной полярности, такими, как окисленная сталь, парафин, силикатное стекло, органическое стекло и полиэтилен. Результаты этих исследований приведены ниже.

Поверхность	Адгезия, г/см^3
Сталь	2250
Стекло	4100
Парафин	≈0
Органическое стекло	≈0
Полиэтилен	≈0

Из данных видно, что силы адгезии солевого камня к гидрофильному стеклу и окисленной стали весьма велики и составляют 4100 и 2250 г/см^2 соответственно. В то же время силы адгезии солевого камня к гидрофобным поверхностям (органическому стеклу, полиэтилену и парафину) оказались настолько ничтожными, что прибор зарегистрировал усилия, близкие к нулю.

Низкий уровень адгезии солевого камня к неполярным поверхностям, в основном, обусловлен отсутствием кристалло-химического соответствия структуры решеток кристаллов соли и поверхностей полиэтилена, а также низким уровнем энергии взаимодействия молекул неполярных веществ с кристаллами полярной соли, поскольку доля энергии взаимодействия последних за счет дисперсионных сил невелика.

Следовательно, для предотвращения образования солевых отложений на поверхности оборудования его следует покрывать защитным слоем или изготовлять из гидрофобных материалов, например, полиэтилена и других.

7.1. МЕТОДЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ ОТЛОЖЕНИЯ СОЛЕЙ НА СТЕНКАХ ТРУБ

В общем случае все способы борьбы с образованием ОМС на нефтяных месторождениях можно подразделить на методы, предотвращающие ОМС, и методы борьбы с уже выпавшим осадком

Исследования, проведенные в институте «Гипровостокнефть», показали положительное влияние увеличения скоростей восходящих потоков в скважинах на предотвращение отложения и накопления в них гипсовых пробок. Увеличение скоростей потоков создает неблагоприятные условия для оседания и закрепления на оборудовании скважин кристаллов гипса, образующихся в растворах, поступающих из пласта, сокращает сроки пребывания в скважинах растворов, перенасыщенных по отношению к гипсу. Для борьбы с выпадением гипса в нефтесборных коллекторах рекомендуется установка у устья специальных гипсосборников.

Отложения хлорида натрия относятся к водорастворимому типу солеотложений, поэтому основным методом предупреждения их образования и ликвидации в скважинах является обработка скважин водой или водными растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Количество воды, которое необходимо закачивать ежесуточно в скважины с целью предупреждения отложений солей, рассчитывается по данным технического режима на каждый квартал:

где $p_{газа}$ — дебит газа, нм^3/сут.;

$$Q_B = Q_1 - Q_2 = \left[\left(W_з - W_у \right) + q_ж \cdot \frac{c}{316} \right] \cdot Q_{газа}$$

$Q_{газа}$ — количество воды, необходимое для покрытия дефицита влаги в газе на забое, л/сут.;

Q_2 — количество воды, необходимое для предупреждения упаривания пластовой воды, л/сут.;

$(W_з - W_у)$ — коэффициент, зависящий от термобарических условий на забое и в устье скважин;

$q_ж$ — дебит воды, г/нм^3;

с — минерализация выносимой воды, г/л.

Данный способ может быть осуществлен только на беспакерных скважинах, оборудованных ингибиторопроводами или приустьевыми дозаторами реагентов. Он является наиболее эффективным для высокодебитных скважин, которые самопроизвольно выносят поступающую в скважину жидкость на поверхность. Для низкодебитных скважин этот метод является нерациональным. На низкодебитных скважинах (при текущих условиях разработки месторождения с дебитами 10—40 тыс. м^3/сут.) предотвращение отложений солей может быть достигнуто путем закачки в скважину водных растворов ПАВ, что обеспечит покрытие дефицита влаги в газе и предотвратит скопление жидкости на забое.

Более универсальным методом ликвидации солеотложений является периодическая промывка скважин. Удаление соли путем промывки скважин может быть осуществлено как с использованием пакеров, так и без них. Эффективность промывок увеличивается при добавлении в закачиваемую воду ПАВ в количестве 2—5 г/л. Это обеспечивает образование в стволе скважины пены, и промывка фактически ведется не водой, а пеной.

Промывка пеной, по сравнению с промывкой водой, обладает существенными преимуществами. Во-первых, ускоряется процесс промывки. Во-вторых, пе-

на препятствует проникновению воды по трещинам отложений к поверхности газопромыслового оборудования, неравномерности разложения осадка, возможности его обрушения на забой скважины и закупорки обрушившимся осадком скважины. В-третьих, пена обеспечивает более полную очистку скважины от закачиваемых растворов и остатков солеотложений.

Для добавки в промывочные растворы рекомендуются такие ПАВ, как «Сольпен-20», третичная окись амина, сульфо-токсилаты. Промывка скважин при этом проводится до полного растворения соли, что контролируется шаблонированием скважины или отсутствием в выносимой из скважины промывочной жидкости солей.

Профилактические промывки таких скважин позволяют своевременно выявить и предотвратить процесс отложения солей.

Промывки с целью удаления солей возможны в том случае, если есть проходной канал в трубах для прокачки воды или химических реагентов. Если же такого канала нет, то единственным способом остается механическое удаление путем фрезерования или разбуривания солей пробки в стволе скважины.

Разработаны технологические схемы воздействия на призабойную зону пласта, способствующие восстановлению сообщения ствола скважины с пластом и задержанию процесса солеотложений. Так, разработана технология комплексного воздействия на ПЗП методом ТГХВ в сочетании с ингибитором солеотложений. На первом этапе восстанавливается продуктивность скважин, сниженная солеотложениями, после чего в пласт закачивается ингибитор солеотложений, значительно замедляющий процесс новых солеобразований.

Отложения солей в системе подготовки нефти в объединении «Краснодарнефтегаз» носят локальный характер. Наиболее типичны солеотложения в трубопроводах, резервуарах и теплообменниках нефтесборных пунктов (НСП). На нефтесборных пунктах месторождений Широкая Балка, Бугундырь, Анастасиево-Троицкое, Украинское соли представлены карбонатами магния и кальция (64-89,4%) и сопутствующими им смолами (9,9-23,6%), механическими примесями (10,2-11,8%) и продуктами коррозии (3,2-5,2%).

Отложения солей, как следует из анализа собранного материала о составе пластовых вод и попутного газа, связаны с нарушением углекислотного равновесия. В большей степени они проявляются на Бугундырском НСП. Скорость формирования ОМС изменяется в широких пределах от 0,2-0,6 до 3,8-4,1 мм/год. Фактически наблюдаемые значения также имеют значительный разброс и на отдельных объектах, например, на линиях сброса пластовых вод из технологического резервуара Бугундырского НСП они достигают 10-15 мм/год. Самым распространенным осложнением, обусловленным отложением солей, является закупорка трубок теплообменников, необходимость в очистке которых возникает каждые 1-1,5 мес.

За пределами НСП скорость отложения солей в трубопроводах, используемых для подачи пластовой воды на утилизацию или поддержание пластового давления, зависит не только от их состава, но и от принятой системы водоподго-

товки. При предварительном сбросе воды в открытые водоемы она, как правило, оказывается незначительной и, например, в системе ППД Троицкого месторождения не превышает долей миллиметра в год. Сформировавшиеся при этом отложения обладают высокой однородностью, сплошностью и обеспечивают надежную противокоррозионную защиту внутренней поверхности трубопровода. В условно закрытой системе сбора и утилизации она существенно выше.

7.2. ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ УДАЛЕНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ ИЗ НКТ

К химическим методам относится в первую очередь подготовка и химическая обработка закачиваемых в нефтяные пласты вод. В комплекс работ по подготовке вод входит проверка закачиваемых вод на химическую совместимость с другими водами, с которыми они смешиваются в поверхностных или пластовых условиях, добавление к воде соответствующих ингибиторов, реагентов, предотвращающих выпадение осадков.

Одним из эффективных методов предотвращения выпадения гипса на ряде зарубежных нефтяных месторождений является применение для заводнения залежей естественных или искусственно приготовленных вод высокой солености с содержанием хлористого натрия порядка 240 г/л.

Положительное воздействие заводнения залежей солеными водами подтверждается практикой разработки отечественных месторождений, показавшей, что в тех случаях, когда обводнение скважин происходит пластовыми бессульфатными совместными водами с высоким содержанием хлоридов, выпадение гипса не происходит.

АзНИИ предложен способ предупреждения выпадения карбонатных солей, заключающийся в беспрерывной подаче гексаметафосфата натрия на забой скважин, в которых отмечено выпадение солей. Гексаметафосфат адсорбируется на поверхности кристаллов соли и препятствует их росту. В БашНИПИнефти для условий Башкортостана определено оптимальное его количество — 0,001%.

Известны два основных направления химических методов удаления гипса с нефтяного оборудования — преобразование осадков с помощью различных реагентов, с последующим растворением продуктов реакции соляной кислотой и промывкой водой, и обработка скважин комплексообразующими реагентами.

В качестве таких реагентов применяют карбонатные и бикарбонатные растворы и гидроокиси. Выбор реагента осуществляется в зависимости от свойств и структуры осадков.

В США карбонатные и бикарбонатные растворы используются, главным образом, для борьбы с рыхлыми, проницаемыми осадками гипса, возникающими в начальной стадии загипсовывания скважин и оборудования. Удовлетворительный эффект получен при использовании 10—15%-ных растворов карбоната и бикарбоната натрия и калия. При обработках скважин такими реагентами реакция происходит на поверхности осадков. Теоретически карбонатные ионы в растворе

замещают сульфатные, в результате чего выпадает карбонатный осадок, который затем растворяют соляной кислотой:

$$CaSO_4 \cdot 2H_2O + NaCO_3 = CaCo_3 + NaSO_4 + 2H_2O$$

$$CaCO_3 + 2HC1 = CaC1_2 + H_2O + CO_2$$

Лучшие результаты были получены при использовании растворов кислых солей щелочных металлов. Видимо, образование карбонатов кальция на кристаллической поверхности сульфатных отложений сводится до минимума. Количество применяемого реагента зависит от количества осадка в скважинах, температуры на забоях и других причин. Вводится реагент либо путем одноразовой закачки, либо периодически. Считается также, что наиболее эффективна циркуляция растворов реагентов в скважинах. После обработки скважины реагентом проводится обычная солянокислотная обработка 10-15%-ной соляной кислотой. Иногда к кислоте добавляют ингибитор коррозии. Затем скважину промывают водой для удаления остатков кислоты.

При использовании бикарбоната на поверхности труб в скважинах откладывается осадок карбоната кальция, который в свою очередь препятствует отложению сульфата кальция. Если же гипс все-таки откладывается, то его можно удалить с помощью кислотной обработки. В некоторых случаях к реагенту добавляются смачивающие присадки. При этом преследуется двойная цель — присадка способствует смачиванию реагентом осадка и уменьшению слоя карбоната кальция, образующегося во время реакции и откладывающегося на кристаллической поверхности. В качестве такой присадки в США применяется Версен (тетранатриевая соль ЕДТА) и другие присадки типа Твин-80 (полиоксилкилен сорбитан, моноолеат).

Однако подобные обработки не дают эффекта на скважинах с плотными, плохо проницаемыми осадками. В таких случаях применяются химические обработки растворами гидроокисей, особенно раствором каустической соды. Обработки гидроокисями вызывают разрушение большей части отложений. Установлено, что 20%-ный раствор гидроокиси натрия в интервале времени между 12-34 ч. с начала эксперимента вызывает конверсию большего количества осадка, чем соответствующий раствор гидроокиси калия. При действии растворами гидроокиси натрия NaOH на отложения гипса реакция протекает с образованием гидроокиси кальция $Ca(OH)_2$ и сульфата натрия Na_2SO_4.

$$CaSO_4 \cdot 2H_2O + NaOH = Ca(OH)_2 + NaSO_4 + 2H_2O$$

Na_2SO_4 хорошо растворим в воде: $Ca(OH)_2$ представляет собой рыхлую массу, частично выносимую потоком, частично разрушаемую при солянокислотной обработке. Образующийся в результате реакции хлористый кальций $CaC1_2$ хорошо растворим в воде.

В процессе обработки скважины целесообразно производить допуск труб, периодически контролировать концентрацию реагента и освежать его. Продолжительность обработки определяется полнотой очистки оборудования от отложений, которая может быть определена по концентрации реагента в пробах, отбираемых на устьях скважин. Обработка скважин завершается промывкой водой (2-3 объемами).

Представляет интерес термохимический метод очистки скважин и оборудования от гипса, разработанный ВНИИГНИ совместно с объединением «Оренбургнефть» и НГДУ «Бугурусланнефть». Для обработки призабойных зон и оборудования был рекомендован и испытан реагент, состоящий из хлористого натрия ЫаС1, соляной кислоты НС1 и воды. Поваренная соль добавляется для ускорения реакции. Оптимальные концентрации компонентов составляют для NaC1 — 12—15%, для НС1 — 15% и более. Растворимость гипсовых отложений возрастает с увеличением скорости циркуляции реагента. В процессе взаимодействия реагента с гипсом, очевидно, происходит образование растворимых в воде $CaC1_2$ и Na_25O_4.

Начальная завышенная концентрация кислоты принимается из условия снижения ее до 15—17% за счет конденсата ППУ в процессе подогрева и продавливания реагента в пласт. Для более полного растворения в кислоте поваренную соль предварительно смачивают водой (на 1 т соли 0,5 $м^3$ воды) и прогревают с помощью ППУ до 60—70°С. В емкость с солью вводят НС1 и доводят температуру до 70°С. При этом реагент тщательно перемешивают. Полученную смесь закачивают в пласт при непрерывном подогреве через гребенку, установленную на устье скважины (с помощью 3—4 ППУ). Перед обработкой скважину необходимо промыть горячей нефтью. Продавливание реагента в пласт осуществляется также подогретой нефтью. Через сутки скважину промывают и вводят в эксплуатацию. При удалении гипса из скважины без подъема оборудования реагент прокачивают через НКТ. Для растворения небольших скоплений гипса на стенках насосного оборудования можно закачивать 4—5 $м^3$ реагента в затрубное пространство при включенном погружном насосе.

Результативный опыт борьбы с гипсом на месторождениях Оренбургской области не лишен недостатка. Помимо того, что указанный метод дорогой и трудоемкий, применяемый реагент вызывает активную коррозию оборудования.

Следует отметить, что на многих месторождениях отложения солей хотя и разнообразны по составу, в основном представляют собой карбонат кальция, сульфат кальция, кварц и сильвин. Карбонат кальция может осаждаться, когда поверхностные воды нагнетаются в пласт и нагреваются по геотермическим причинам. Кроме того, он может выпадать в осадок из пластовой воды внутри трубопровода при отборе нефти. Карбонат кальция часто считается осадком малой вредности, так как его можно удалять кислотной обработкой. Однако периодическая кислотная обработка скважин приводит к частым перерывам в добыче нефти и вызывает коррозию оборудования.

Сульфат кальция отличается обратной зависимостью растворимости от температуры и может встречаться при нагнетании высокоминерализованных поверхностных вод.

Как только начнется процесс осаждения сульфата кальция, он будет продолжаться до исчезновения состояния перенасыщения. Эти минеральные осадки не поддаются воздействию кислот. В подобных случаях для растворения рекомендуется обработка конвертирующими агентами, например, гидроокисью ка-

лия, которая превращает осадок в рыхлую гидроокись кальция, затем удаляемую растворами кислот.

При создании состава для растворения солевых отложений необходимо введение в его состав наряду с компонентами, предупреждающими образование солевых отложений, также добавок, предупреждающих выпадение в зоне их действия вторичных продуктов реакции.

Поставленная цель достигается тем, что в качестве стабилизатора, предупреждающего выпадение вторичных продуктов реакции, и ингибитора солеотложений предлагается использовать оксиэтилидендифосфоновую кислоту (ОЭДФ) в количествах от 1,0 до 2,0%.

За счет применения фосфорорганического комплексона в качестве стабилизатора устраняется вторичное осадкообразование гидроокиси железа, обеспечивается высокая фильтрационная способность в призабойной зоне пласта и, благодаря этому, поддерживаются необходимые значения дебита добывающих и приемистости нагнетательных скважин.

Известна еще одна группа методов предупреждения отложений солей в оборудовании и призабойной зоне пласта — это ингибиторы солеотложений; эта группа также может быть отнесена к химической.

В США предложены различные ингибиторы, эффективность действия которых проверялась в лабораторных и промысловых условиях. Введение ингибиторов в пласт осуществляется закачкой их под давлением или введением с помощью гидроразрыва пласта. Наиболее широко применяется первый способ.

К ингибиторам, закачиваемым в пласты, предъявляются большие требования: они должны предотвращать образование осадков гипса при небольших концентрациях, хорошо адсорбироваться на поверхности пород и медленно десорбироваться в добываемые воды в течение длительного времени, оставаться стойкими в пластовых условиях и т. д.

Многие ингибиторы не обладают свойством длительное время оставаться активными в пластах. Наиболее эффективными и экономически целесообразными ингибиторами являются те, которые обнаруживают «пороговый эффект». Этот эффект возникает тогда, когда реагент покрывает микрокристаллические ядра образующегося осадка, замедляет их рост и удерживает в растворе во взвешенном состоянии при концентрациях выше уровня осаждения. К числу этих реагентов относятся полифосфаты, органические фосфаты, соли сульфокислот, акрилсульфонаты в кристаллическом и жидком состоянии и др.

Органический фосфонат наиболее отвечает требованиям, предъявляемым к ингибиторам.

Для борьбы с отложением солей в «Краснодарнефтегазе» применяют механическое удаление или химическую обработку ингибированными растворами соляной кислоты. Обе операции весьма трудоемки и приводят к временному выходу оборудования из технологического цикла. Рассмотрена возможность использования ингибиторов солеотложения отечественного производства ДПФ-1, ПАФ-13А, ПАФ-1 и СНПХ-5043 в системе подготовки нефти и утилизации пластовых вод. Проведенные ранее в лабораторных условиях гравиметрические и электро-

химические определения коррозионной активности показали, что 0,5—1,5% рабочие растворы ИБС-1 вызывают двух-трехкратное увеличение скорости коррозионного разрушения нелегированной стали. В растворах рабочей концентрации 5 мг/л также происходит интенсификация разрушений на 15—20%, поэтому применение ИСБ-1 в высокотемпературном контуре подготовки нефти нежелательно. Ингибиторы ДПФ-1, ПАФ-1 ЗА, ПАФ-41 ведут себя как слабые ингибиторы коррозии и в пределах применяемых концентраций не вызывают коррозии. Результаты гравиметрии хорошо согласуются с данными электрохимических исследований. Рассматриваемые ингибиторы адсорбируются на поверхности металла, вызывая сдвиг стационарного потенциала в область более положительных значений, и тормозят анодный и катодный процессы.

Оценка ДПФ-1 и ПАФ-1 ЗА показала, что при концентрации 20—25 мг/л оба реагента могут быть отнесены к высоко-
эффективным ингибиторам солеотложения. Предпочтительнее последний, так как из рабочих растворов ДПФ-1 выпадает осадок, осложняющий процесс откачки жидкости. На внутренней поверхности водоводов, транспортирующих сточные воды, образуются значительные осадки — рыхлые, переменного состава, состоящие не только из продуктов коррозии, но и солей $CaCO_3$, $CaSO_4$, Ре5, нефтепродуктов, механических примесей. Такие осадки обусловливают протекание язвенной коррозии за счет увеличения электрохимической гетерогенности поверхности и, следовательно, возникновение высоких локальных анодных токов, снижающих защитное действие ингибиторов коррозии. Поэтому для эффективной защиты системы утилизации сточных вод от коррозии ингибиторами необходимо предотвратить одновременно выпадение солей на поверхности металла.

В настоящее время в нефтедобывающей промышленности все большее применение находят ингибиторы солеотложений на основе комплексонов. Однако данных об их влиянии на коррозию стали в высокоминерализованных средах в литературе практически нет.

Изучено влияние реагентов ОЭДФ и ДПФ-1, НТФ на скорость коррозии стали 20 в модельном солевом растворе (№ 1), содержащем, г/л: NaC1 — 60; $CaC1_2$— 7; $MgC1_2$— 0,6; Na_25O_4—0,12; $NaHCO_3$ — 0,7; КС1 — 0,2; $Кв_г$ — 0,5 (pH = 6,4) и близком по составу к сточным водам Ставропольского НГДУ.

Опыты проводили в растворе, насыщенном углекислым газом, при давлении 0,1 МПа в установке «Поток» при скорости

Т а б л и ц а 7.1

Влияние ингибиторов на скорость коррозии

Добавка	Концентрация, г/л	ρ,г($м^2$·ч.)
Без добавок	-	0,45
$ОЭДФ_{ХЧ}$	0,05 0,01 0,005	0,61 0,49 0,45

Продолжение таблицы 7.1.

$ОЭДФ_{техн}$	0,005	0,26
ДПФ-1	0,05 0,01 0,005	0,67 0,66 0,5
НТФ	0,05 0,01 0,005	0,57 0,48 0,46

движения раствора относительно плоских образцов (50х20х3 мм) 1 м/с (продолжительность опытов 4 ч, 1 = 45° С) и в состоянии покоя при 24°С в течение 720 ч.

При движении коррозионной среды изученные ингибиторы солеотложения (кроме $ОЭДФ_{техн}$) несколько стимулируют коррозию стали, так как препятствуют образованию на ней вторичных защитных пленок (табл. 7.1). $ОЭДФ_{техн}$ снижает скорость коррозии р на 42,2%.

Из табл. 7.2 видно, что ОЭДФ (0,005 г/л) обладает защитным действием, которое сохраняется в течение 30 сут., а ДПФ-1 и НТФ утрачивают защитное действие уже через 15 сут.

Таблица 7.2

Сравнительное воздействие ингибиторов на скорость коррозии

Добавка	Концентрация, г/л	48 ч		96 ч		360ч		720 ч	
		р	z	р	z	р	z	р	z
Без добавок	—	0,0836	—	0,0379	—	0,023	—	0,0320	—
$ОЭДФ_{техн}$	0,01 0,005	0,080	3,3	0,0377 0,011	0,5 71	0,030 0,016	-2,7 32	0,041 0,02	-28,1 37,5
ДПФ-1	0,01 0,005	—	—	— 0,007	— 82	— 0,025	— -6	0,065 0,043	-103 -34,4
НТФ	0,005	0,0736	11,9	0,035	7,2	0,024	-1,7	0,040	-25

Примечание: 2 — степень защиты, %; опыты проводили в модельном солевом растворе № 1, содержащем CO_2, при температуре 24°С (pH = 6,4).

Для обработки призабойной зоны скважин с целью предупреждения отложений солей применяют периодические задавки в призабойную зону пласта ингибиторов солеотложения. В этом случае ингибирующий состав адсорбируется на породе пласта. После запуска скважины он медленно десорбируется с добавляемой водой, обеспечивая защиту скважины от солеотложений. Однако эта технология имеет ряд недостатков:

— невозможно управлять процессом при неравномернойдесорбции инги-

битора солеотложений и выноса его из пластас добываемой жидкостью;

— теряется ингибитор из-за необратимой частичной адсорбции на породе;

— необходимы подготовительные работы (подъем $ЭЦН_Г$ пуск колонны НКТ) на скважине для закачки реагента.

Основным способом применения ингибиторов солеотложений на нефтяных месторождениях Мангышлака является периодическая закачка их в пласт по технологии, разработанной «КазНИПИнефть» на основе рекомендаций фирм-поставщиков и «БашНИПИнефть». Технология закачки заключалась в следующем.

В скважину, промытую горячей водой, подается 6-9 $м^3$ 0,02% раствора ПАВ для оттеснения фронта высокоминерализованной пластовой воды, затем расчетное количество рабочего раствора ингибитора, который продавливается в пласт продавочной жидкостью в объеме, равном суточному дебиту скважины (но не менее 40 $м^3$), при давлении до 12 МПа. В качестве такой жидкости могут применяться газоконденсат, смесь нефти с газоконденсатом в соотношении 1:1 или 20% мицеллярные растворы гудрона, нейтрализованного аммиаком на пресной воде. Затем скважина закрывается на 24 ч для адсорбции реагента-ингибитора на породе пласта. По результатам исследования десорбции реагента периодичность обработок скважин принималась равной 3-4 месяцам. В течение этого срока содержание реагента снижалось до минимально допустимого.

7.3.ПРИМЕНЕНИЕ ПОКРЫТИЙ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ НА ТРУБАХ

Этот способ предотвращения ОМС решает комплексную задачу защиты труб от парафиноотложений и коррозии. С этой целью применяются бакелитоэпоксидные покрытия, остеклование, эмалирование, покрытия полиэтиленом.

Исследования В. П. Тронова («ТатНИПИнефть») позволили определиться с адгезионными возможностями солей и парафина к различным материалам покрытий. Наилучшими покрытиями в отношении отложений парафина являются стекло и стеклоэмалевые, а в отношении солей — полиэтиленовые. Сам парафин характеризуется нулевой адгезией по отношению к солеотложениям.

Поскольку наиболее тяжелые условия по парафиноотлож-ниям приходятся на продукцию скважин, характеризующуюся низкой обводненностью (до 30%), а интенсивные солеотло-жения наблюдаются, наоборот, при повышенной обводненности, то решать проблему комплексной защиты труб приходится в достаточно узком диапазоне условий — при обводненности от 10 до 30%. А это означает, что для комплексной защиты являются и лучшими покрытиями для защиты от коррозии.

В табл. 7.3. приведены физико-механические свойства различных покрытий. Универсальным покрытием, обладающим высокими прочностными свойствами, термостойкостью, гладкостью, коррозионной стойкостью, является стеклоэмаль.

Таблица 7.3.

Физические характеристики покрытий

Показатели	Един, измерения	Защитные покрытия			
		полиэтилен		эпоксидная :мола (отвержденная)	стеклоэмаль
		высокого давления	низкого давления		
Плотность	кг/м^3	920—930	940—960	1360—1390	2500—2600
Прочность при растяжении	МПа	12,0—16,0	22,0—40,0	70,0—80,0	50,0—90,0
Прочность при сжатии	МПа	12,5—14,5	40,0—45,0	110—160	800—1000
Твердость по Бринелю		43—52	70—120	10—12	450—650
Коэффициент теплопроводности	Вт/(м-К)	0,844	1,1165	-	2,675—3,250
Коэффициент линейного термического расширения $\alpha \cdot 10^7$	1/°С	220—550	100	600	250—290
Водопоглощение за 24 часа	%	0,01	0,01	0,3	отсутствует
Температурный предел применения	^{0}С	80—100	100—110	120	300—400
Термостойкость	^{0}С	-	_	75	250—300

Химическая стойкость материалов, применяемых в качестве покрытий, приведена в табл. 7.4.

Таблица 7.4

Химическая стойкость материалов для покрытий

Агрессивная среда	Концентрация среды, %	Температура, °С	Скорость коррозии металлов, мм/год или оценка стойкости неметаллических материалов			
			углеродистая сталь	эпоксидная смола	полиэтилен	стекло - эмаль
Соляная кислота	10—35	20—60	>10 В— Н*	В—О*	В до $T_{кип}$	
Морская вода	—	20—60	0,1 — 1,0	В"	В"	В до $T_{кип}$
Сероводород (влажный)	—	20—60	3,0—10,0	В до $T_{кип}$	В	В до $T_{кип}$

* — с увеличением концентрации кислоты и температуры скорость коррозии увеличивается, стойкость понижается;

** — скорость коррозии увеличивается в присутствии газов O_2, CO_2, H_25;

В — материал весьма стойкий, потеря массы до 2%, прочности — до 5%;

Н — нестойкие, разрушаются;

О — ограниченно стойкие.

Кислотоустойчивость бакелито-эпоксидных и стеклоэмалевых покрытий приведена в табл. 7.5.

Таблица 7.5

Кислотоустойчивость бакелито-эпоксидных (БЭП) и стеклоэмалевых покрытий

Кислота	Концентрация, %	Скорость коррозии, мм/год			
		БЭП	стеклоэмали		
			1513Ц	54	500
Соляная	5	1550	0,05	0,08	0,01
	20		0,12	0,25	0,1
		(по металлу)			
Серная	5	0,05	0,08		
	15	0,07	0,08		
	30	0,07	0,16		

7.4. МАГНИТНЫЕ МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ОТЛОЖЕНИЯМИ СОЛЕЙ

К безреагентным методам предотвращения отложения гипса в скважинах относятся: воздействие на растворы, поступающие из пласта, магнитными силовыми полями, создаваемыми постоянными магнитами.

В России электромагнитные методы в промышленных масштабах для предотвращения ОМС в технологических трубопроводах и теплосетях начали применяться с конца пятидесятых годов. Сначала применяли постоянные магниты, но в связи с наличием в оборотной воде ГРЭС окалины постоянные магниты забивались продуктами коррозии, снижали пропускную способность трубопроводов или совсем закупоривали проход воде. Осуществлен переход на переменное магнитное поле, отключение которого позволило промывать аппараты без остановок системы.

В настоящее время известно достаточно много различных конструкций устройств для омагничивания воды с целью предотвращения отложения солей в трубопроводах. Рассмотрим некоторые из них.

Известны способы магнитной обработки водных систем, включающие спирально-винтовое протекание жидкости в магнитном поле, где жидкость протекает по спиральному змеевику и пересекает фиксированное число зон магнитного поля. Режим магнитной обработки зависит от концентрации и солевого состава обрабатываемой воды. Поэтому для установления его оптимального значения необходим подбор скорости протекания, напряженности, числа магнитных полей. Усовершенствование способа с целью повышения эффективности обработки путем подбора числа пересекаемых жидкостью полей — числа пульсаций поля-частоты, а также напряженности поля регулировкой силы тока в индукторе не решало задачи регулирования скорости протекания, не зависящей от производительности аппарата.

Пропускание жидкости с пульсирующей скоростью в магнитном поле приводит к тому, что скорость течения каждого объема жидкости, несмотря на колебания давления на входе, неизбежно и неоднократно проходит через оптимальное значение скорости, при которой магнитная обработка максимально эффективна.

На рис. 7.1 изображено устройство для реализации этого способа. Устройство содержит электромагнитную систему, представляющую собой соленоид-индуктор 1 электромагнитного поля, питаемый от генератора импульсов тока. Электрическая схема генератора позволяет регулировать амплитуду импульсов, их частоту следования, то есть в рабочем пространстве устройства оптимальным образом подобраны напряженность и градиент напряженности поля, кратность и длительность облучения обрабатываемой жидкости магнитным полем.

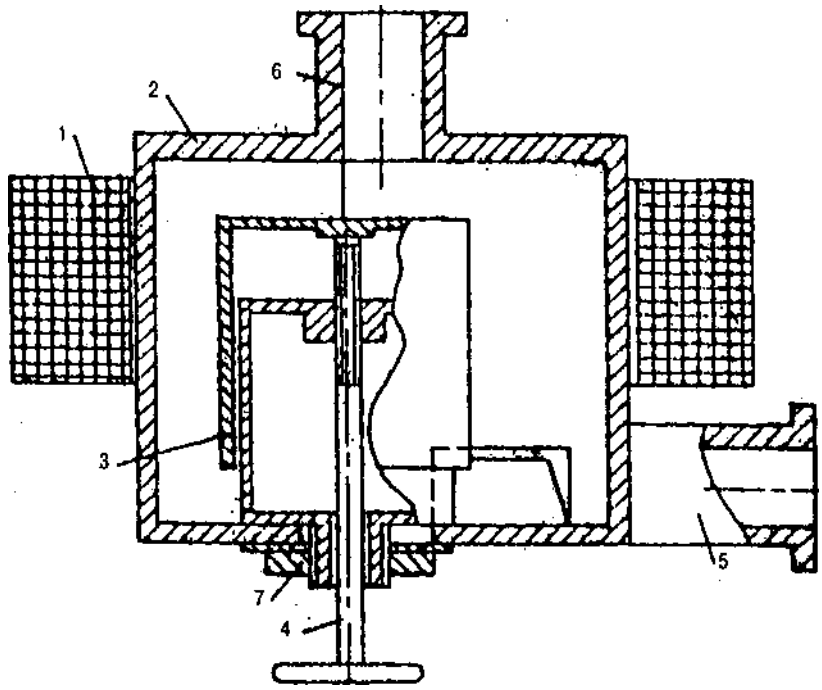


Рис.7.1 Электроаппарат для омагничивания воды

Устройство содержит вертикальную цилиндрическую рабочую камеру 2, концентрично расположенную внутри индуктора, выполненную из магнитного ма-

териала и имеющую внутренний цилиндрический диамагнитный сердечник 3. Сердечник 3 выполнен составным телескопическим, длина которого регулируется винтовым штоком 4, рабочая камера 2 имеет нижний тангенциальный патрубок 5 для ввода жидкости по касательной и придания ей спирально-винтового движения и патрубок 6 отвода жидкости, расположенный на верхней торцовой стенке вдоль вертикальной оси рабочей камеры. Внутренний вертикальный сердечник 3 перемещается в плоскости поперечного сечения камеры, что позволяет изменять эксцентриситет сердечника, то есть асимметрию рабочего зазора. После установки требуемого эксцентриситета сердечник 3 фиксируется прижимной гайкой 7.

Устройство работает следующим образом. Поток обрабатываемой жидкости подается через нижний тангенциальный
патрубок 5 в рабочую камеру 2. Приобретая спирально-винтовое движение, обтекает внутренний сердечник 3, сливается через патрубок 6. Обтекая внутренний цилиндрический эксцентрично расположенный сердечник, жидкость движется с периодически пульсирующей скоростью, облучается поперечно-направленным также пульсирующим магнитным полем — осуществляется магнитная обработка. Изменение эксцентриситета позволяет регулировать число витков вокруг него, то есть число пульсаций скорости течения. Исходя из возможных колебаний давления на входе, устанавливается эксцентриситет сердечника, задающий величину пульсаций скорости. Поток жидкости, движущийся с периодически меняющейся скоростью, неизбежно и неоднократно проходит через оптимальное значение скорости, подвергаясь в этот момент максимально эффективной магнитной обработке.

Представляет интерес другой аппарат для магнитной обработки жидкости. С целью расширения диапазона регулирования градиента магнитного поля и увеличения эффективности магнитной обработки в нем направляющее устройство для жидкости выполнено в виде вала с приводом вращения, снабженного магнитными шайбами с отверстиями и диамагнитными радиальными дистанционными перегородками, расположенными между шайбами. Такое выполнение устройства позволяет увеличить напряженность магнитного поля за счет наличия шайб из магнитного материала, а образованный между шайбами с помощью перегородок канал обеспечивает строго определенное количество пересечений магнитного поля обрабатываемой жидкостью. На рис. 7.2 (позиция 1) дан общий вид аппарата; позиция 2 — схема движения жидкости в аппарате; на позиции 3 — магнитная шайба. Аппарат состоит из диамагнитного корпуса 1 с тангенциальными входным 2 и выходным 3 патрубками. Внутри корпуса установлен вал 4 из диамагнитного материала, на котором закреплены шайбы 5 с отверстиями, изготовленные из магнитного материала. Между шайбами установлены перегородки 6 из диамагнитного материала. Корпус аппарата помещен в соленоид 7. Вал 4 вращается в подшипниках 8 и соединен с электродвигателем 9.

Работает аппарат следующим образом. Омагничиваемая жидкость подается в аппарат по патрубку 2 и, пройдя через отверстие в нижней шайбе, попадает в зазор, образованный шайбами, валом и стенками корпуса, в котором движется

(если смотреть сверху) против часовой стрелки. Дойдя до перегородки 6, жидкость через отверстие в верхней шайбе попадает в следующий зазор, по которо-

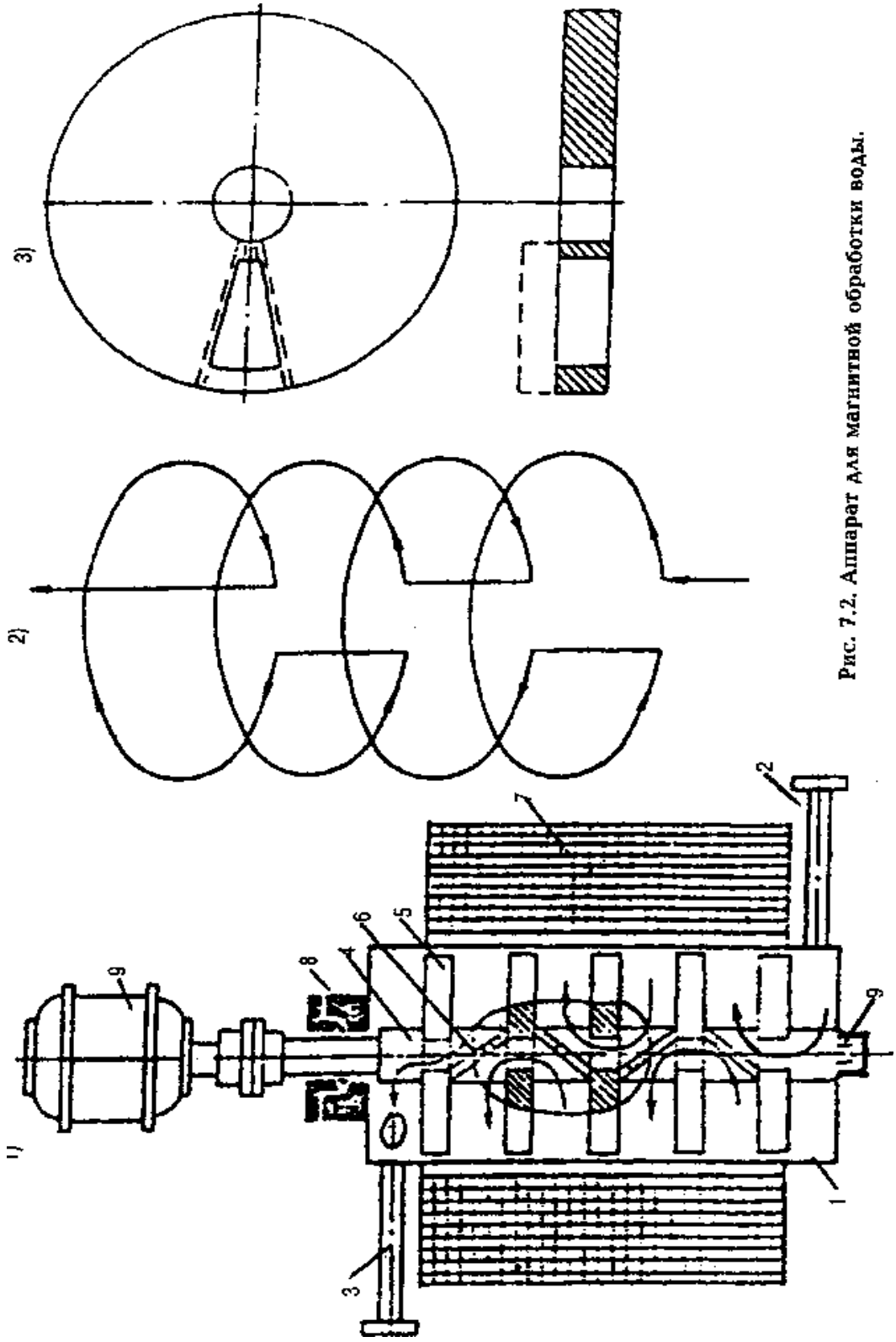


Рис. 7.2. Аппарат для магнитной обработки воды.

му движется в направлении по часовой стрелке и т. д.

Таким образом, омагничиваемая жидкость в соседних зазорах движется в противоположных направлениях, что равноценно изменению полюсности. Регулирование скорости движения жидкости равноценно изменению степени смещения пространственных градиентов.

Рассмотрим установку для омагничивания закачиваемой в пласт минерализованной воды УОВ конструкции «АЗНИПИ-нефть». Принципиально она мало отличается от конструкции и принципа действия аппаратов, применяемых для предотвращения выпадения солей в подъемных трубах при добыче нефти.

Установка предназначена для безреагентного облагораживания минерализованных водных систем, закачиваемых в пласты в целях увеличения приемистости нагнетательных скважин и предотвращения засолонения и закупорки призабойных зон пласта при водном воздействии.

Техническая характеристика

Пропуская способность, $м^3$/ч	*-50*
Рабочее давление, МПа	*-20*
Рабочая среда:	
температура, К	*-373*
содержание минеральных солей, г/л	*-до 80*
содержание механических примесей, мг/л	*-до 400*
показатель pH	*-3 – 8*
Характеристика магнитной системы:	
напряженность магнитного поля в рабочих зазорах, кА/м	*-250 – 300*
градиент магнитной индукции в активной зоне магнитного поля, мТ/м	*-400 – 5000*
Габаритные размеры, мм:	
диаметр установки	*-280*
диаметр корпуса	*-168*
длина	*-1300*
Масса, кг	*-47,8*

УОВ (рис. 7.3) представляет собой 168-мм корпус 1 со специальными фланцами 2 и 16 на концах. Внутри корпуса с помощью фасонных держателей б закреплены нанизанные на стержни 11 три ряда цилиндрических постоянных магнитов 9, разобщенных полюсными наконечниками 8.

Торцы корпуса 1 проточной магнитной установки оснащены входным и выходным патрубками 4 с фланцами 3, соединенными с ним при помощи болтов 12, 13 и прокладок 14.

В магнитный узел установки входят три ряда постоянных

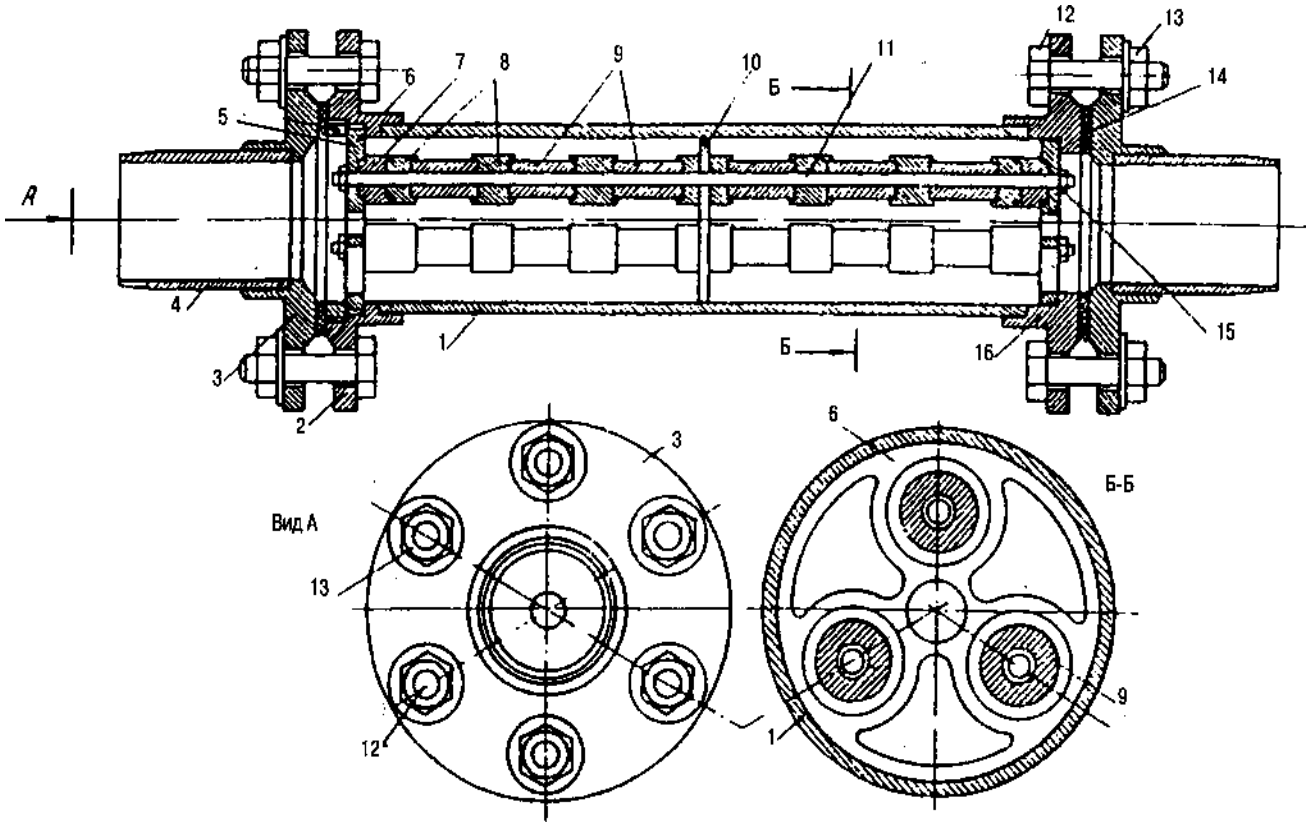


Рис. 7.3. Установка для омагничивания минерализованной воды, закачиваемой в пласт, УОВ – «АзНИПИнефть»

магнитов 9 с полюсными наконечниками 8 и опорными шайбами *7,* зажатые при помощи стержней 11 и гаек 15 между фасонным 6 и подпорочным 10 держателями. Отдельно собранный узел вставляется в корпус 1 до упора в выступ фланца 16. Конец магнитного узла поддерживается кольцом 5, прокладкой 14 и фланцевым соединением 3, 2.

Установку при помощи концевых патрубков 4 с резьбой подключают к водонагнетательной линии скважины или группы скважин по байпасной системе. Это облегчает обслуживание, контроль состояния и ремонт магнитной установки.

Магнитная обработка закачиваемой воды или добываемой продукции из скважин не препятствует образованию и выпадению твердой фазы минеральных солей, в первую очередь, солей жесткости; она изменяет магнитный момент солеобразующих атомов, в результате чего твердые частицы солей не образуют агрегатов и не прилипают к твердым поверхностям, а остаются во взвешенном состоянии в массе жидкости и легко вымываются из скважин или систем теплоснабжения.

Известен способ определения эффективности магнитной обработки воды, предусматривающий сравнение проб обработанной и необработанной воды. Пробу воды нагревают до 100°С и затем пропускают с одинаковой скоростью через одинаковые теплообменники. По выходе воды из теплообменников измеряют ее физические параметры (теплопроводность, pH и др.). Для повышения достоверности способа на обработанную и необработанную воду дополнительно воздействуют электромагнитным излучением в диапазоне частот 5—6 МГЦ, измеряют величины рассеивания энергии обработанной и необработанной проб и по отношению этих величин судят об эффективности магнитной обработки воды.

Изменение величины диэлектрических потерь в пробах воды после ее магнитной обработки вызывается тем, что, в результате взаимодействия магнитного поля с водой, например, в условиях резонанса частот, степень поляризации молекул воды изменяется за счет изменения засоленности спиновых уровней ионов H^+. Причем чем больше изменение поляризации системы, тем больше изменение диэлектрических потерь.

Способ осуществляется следующим образом.

Исследуемые пробы воды (100—150 мл) наливают в пробирки, которые затем помещают в однослойный соленоид, включенный в электрическую цепь Ω-метра типа Е-9-4. Затем измеряются добротность и емкость контура с пробой воды и контура с пустой пробиркой.

Далее определяется тангенс угла диэлектрических потерь (tgδ) по формуле

$$tg\delta = \frac{C_1 \cdot (Q_1 - Q_2)}{(C_2 - C_1) \cdot Q_1 \cdot Q_2},$$

где C_1, C_2 и Q_1, Q_2 — соответственно емкость и добротность контура с пустой пробиркой и пробиркой, заполненной водой, обработанной или необработанной в магнитном поле.

Сначала определяется $tg\delta_1$, для пробы воды, не обработанной в магнитном поле, а затем $tg\delta_2$ — для воды, прошедшей обработку в магнитном поле определен-

ной частоты. По величине отношения $\frac{tg\delta_1}{tg\delta_2} = n$ судят об эффективности магнитной обработки воды. Максимальное значение n соответствует оптимальному режиму магнитной обработки.

Применение способа определения эффективности магнитной обработки воды позволяет устанавливать и поддерживать оптимальный режим процесса магнитной активации воды, за счет чего может быть получен значительный экономический эффект.

Другим способом определения эффективности магнитного воздействия на воду является сравнение накипеобразования обработанной и необработанной воды. Однако не всегда максимуму эффекта соответствует минимум отложения накипи. К тому же, изменения этих величин очень малы. Непосредственное определение накипи связано с рядом неудобств, весьма трудоемко и затрудняет его использование для автоматической настройки магнитных аппаратов.

8 ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ АСПО И ГИДРАТООБРАЗОВАНИЙ

В продуктивных горизонтах нефть и газ залегают в соседстве друг с другом, водой, рассолами, солями, сероводородом, углекислым газом и др. В нефти находятся парафин, смолы, асфальтены, гидраты, сера, сернистые соединения, газы и другие соединения. Часть из них находится в растворенном состоянии и может выпадать в виде твердых частиц и закупоривать поры пласта, создавать отложения на трубах, в насосах и т. п. в зависимости от условий залегания и извлечения углеводородов. По мере разработки залежей углеводородов термобарогидрогазодинамические условия изменяются, способствуя возникновению и развитию негативных явлений. Это закупоривание пор коллектора и выпадение асфальтосмолопарафиновых образований (АСПО) в ПЗП и стволе скважины, отложение гидратов в скважинах. Известно немало случаев, когда собственно система разработки и способы ее осуществления провоцируют осложнения, которые в начальных условиях разработки не обнаруживались.

Эксплуатация скважин на некоторых месторождениях связана со значительным увеличением затрат на проведение работ по депарафинизации колонн насосно-компрессорных труб (НКТ), выкидных линий и ПЗП.

Парафины хорошо растворяются в нефти при температурах выше 40°С. При добыче нефти температура снижается, что приводит к выпадению парафинов из нефти.

Для успешной борьбы с отложениями парафина необходимо определить основные термодинамические параметры газожидкостного потока в скважине: изменение температуры и давления по стволу скважины, давление насыщения нефти газом, а также глубину и интенсивность отложения парафина в зависимости от производительности скважины и обводненности ее продукции. Необходимы также данные о составе парафиновых отложений и температуре их плавления. Такие исследования обусловливают выбор наиболее эффективного метода борьбы с отложениями парафина в конкретных условиях.

8.1. УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ И ПРОФИЛАКТИКА АСПО

Анализ основных причин образования АСПО в ПЗП позволяет разделить их на две группы: к первой относятся те, которые характеризуют компонентный состав и физико-химические свойства добываемых нефтей и их изменения в процессе разработки месторождения; ко второй относятся те при-

чины, которые определяют тепловое состояние призабойной зоны (а также НКТ, оборудования) в процессе эксплуатации скважины.

Геолого-физические условия нефтяных месторождений, эксплуатация которых сопровождается процессом отложений асфальтосмолопарафиновых веществ в добывающих скважинах, нефтепромысловом оборудовании и коммуникациях, весьма разнообразны.

Глубина (и температура) залегания продуктивных горизонтов во многом определяет интервал выпадения АСПО в скважине, скорость осаждения АСПВ (веществ) на глубинном оборудовании. При больших глубинах скважин нецелесообразны применение для очистки труб скребков и обработка скважин горячей нефтью. Для них более предпочтительно использование химических методов. Глубина скважины определяет параметры технологического процесса удаления и предупреждения АСПО, способ и место подачи и объем химреагента, продолжительность, скорость и давление закачки реагента и др.

При интенсивной добыче нефти, отсутствии закачки воды в пласт с целью поддержания пластового давления текущее пластовое давление может понизиться до величины давления насыщения нефти газом, что вызовет увеличение газового фактора, усиленное разгазирование нефти и ее охлаждение и, как следствие, интенсификацию процесса парафиноотложения. Изменения давления на забой скважины и в лифтовых трубах, затрубном пространстве, а также изменения скорости потока нефти при подъеме ее из пласта на поверхность влияют на характер АСПО (скорость и интервал образования осадков, их толщину, структуру, плотность и т. п.) и технологию борьбы с АСПО (способ и место подачи реагента, скорость и давление его закачки, объем продавочной жидкости и др.).

На первой стадии образования АСПО происходит зарождение центров кристаллизации и рост кристаллов, на второй стадии — осаждение мелких кристаллов на поверхности оборудования, на третьей — осаждение на парафинированную поверхность более крупных кристаллов. При этом асфальтены выпадают и образуют плотный и прочный осадок, в то время как смолы только усиливают действие асфальтенов. При снижении температуры нефти до величины температуры насыщения нефти парафином и менее начинается процесс формирования микрокристаллов АСПО. Если температура насыщения нефти парафином близка к пластовой температуре, то создаются условия для АСПО в призабойной зоне пласта и нижней части ствола скважины. Таким образом, температура насыщения нефти парафином определяет глубину начала кристаллизации АСПО в скважине, интервал осадкообразования и др.

Проблема борьбы с формированием АСПО в ПЗП на нефтяных промыслах мира в настоящее время решается предпочтительно применением тепловых и химических методов. Необходимость систематического проведения тепловых обработок для удаления АСПО на большом числе скважин приводит к значительным материальным затратам. Поэтому наиболее перспективными, универсальными и рентабельными остаются пока химические методы. Однако реагент, применяемый в одном случае, эффективен, а в другом — положительного эффекта не дает. Поэтому реагенты и методы их использования надо подбирать для кон-

кретных месторождений и даже скважин с учетом условий АСПО в ПЗП. Этому вопросу посвящены работы В. ф. Будникова, М. Г. Герасимова, Н. А. Николаенко, Н. Н. Силищева, Л. В. Склярской, Н. В. Смольникова, В. П. Тронова, Р. Х. Хазинова, Р. С. Яремийчука и др.

На выбор ингибиторов парафиноотложения влияет содержание в нефти асфальтосмолистых веществ: химические реагенты депрессорного типа могут оказаться эффективными при использовании на месторождениях с низким содержанием асфальтосмолистых веществ в нефтях.

Интенсивность образования осадков в нефтепромысловом оборудовании, расположенном на поверхности, во многом зависит от состава АСПО.

Выбор метода удаления АСПО тесно связан с составом АСПО и температурой их плавления. При наличии в составе осадков значительного количества парафиновых углеводородов с высокой температурой плавления (церезинов) применение тепловых методов удаления осадков нецелесообразно. Лучшие результаты обеспечивает использование углеводородных растворителей и их композиций.

Процесс АСПО значительно ускоряется в простаивающих скважинах. Его интенсивность в значительной степени зависит от продолжительности простоя скважины, естественных геотермических условий и теплофизических характеристик геологического разреза, присутствия цементного камня в заколонном пространстве скважин, толщины стенок, ее глубинного оборудования, заполняющих скважину и ее затрубное пространство жидкостей и газов. Некоторые нефтяные месторождения Севера страны характеризуются высоким газовым фактором нефти и наличием в верхней части геологического разреза слоев многолетнемерзлых пород с отрицательной температурой. Даже при непродолжительном простое таких скважин в них могут образоваться парафиногидратные пробки. В таких случаях применение химреагентов комплексного действия нецелесообразно.

Возникновение отложений АСПВ на стенках глубинного оборудования в работающих и простаивающих скважинах зависит от материала глубинного оборудования и состояния его внутренних поверхностей. Эти факторы во многом определяют расположение зон АСПО, скорость отложения осадков, их толщину, конфигурацию, форму, структуру, плотность и др. Чем более гидрофобизирована поверхность оборудования и чем больше степень ее шероховатости, тем интенсивнее парафиноотложение при прочих равных условиях.

Метод предотвращения парафиноотложения и технология его применения выбираются в зависимости от характеристик нефтяного пласта: его эффективной толщины, фильтрационно-емкостных свойств породы-коллектора (проницаемость, пористость), содержания и состава глинистого материала в нем и определяющих его адсорбционно-десорбционных свойств. Незначительная толщина пласта, его низкая проницаемость, большое количество глинистого материала приводят к потерям химреагента, вследствие чего закачка ингибитора в призабойную зону пласта может быть нецелесообразной. Характеристики пласта обусловливают и такие технологические показатели методов предотвращения и

удаления парафиноотложений с применением способа закачки химреагента в пласт, как удельная доза, удельный расход и объем химпродукта, продолжительность, давление и скорость его закачки, тип и объем продавочной жидкости, глубина задавки реагента в пласт, степень адсорбции реагента на породе, скорость и период его десорбции в пласте, время выдержки скважины для адсорбции или реакции химпродукта, периодичность химических обработок.

Существенная роль при формировании парафиноотложений и выборе метода борьбы с АСПО и разработке его технологии принадлежит дебиту скважин по нефти и степени ее обводненности. Низкие дебиты скважин и малая обводненность добываемой продукции способствуют интенсификации парафиноотложения. При высоких дебитах скважин и значительной обводненности нефти скорость формирования АСПО на стенках глубинного оборудования снижается, так как в таких условиях происходят гидрофилизация его поверхностей, срыв с них кристаллов восходящим потоком жидкости и газа и вынос микрокристаллов из скважины в наземные коммуникации. В связи с этим для низкодебитных скважин наиболее эффективны химические методы борьбы с АСПО, для среднедебитных — механические и тепловые способы, высокодебитных — защитные покрытия.

Разработка месторождений с использованием различных способов повышения нефтеотдачи существенно изменяет и термодинамические условия разработки залежи. Значительное влияние оказывает применение заводнения. При нагнетании в пласт больших объемов холодной воды нарушается существующий тепловой режим залежи, что создает благоприятные условия для кристаллизации парафина и образования в пласте АСПО.

Наряду с твердыми углеводородами, которыми являются парафины, в нефтях могут находиться вещества, способные к кристаллизации, имеющие наряду с нормальными и изопара-финовыми цепями и циклические структуры. Эти углеводороды входят в состав церезинов.

Ц е р е з и н ы — это высокоплавкие углеводороды, по составу и свойствам значительно отличающиеся от парафинов. Температура плавления парафинов 45—54°С, церезинов 65—88°С. Парафины легко кристаллизуются в виде пластинок и пластинчатых лент; церезины имеют мелкоигольчатую структуру и кристаллизируются с трудом, температура кипения парафинов не превышает 550° С, церезинов — выше 600°С и т. д. Церезины обладают большой химической активностью. Они бурно реагируют с серной и хлорсульфоновой кислотами.

Строение молекул этих высокомолекулярных тяжелых компонентов нефти, определяющих многие физические и физико-химические свойства нефти, полностью не выяснено. Установлено, что это сложные смеси, состоящие из высококонденсированных гетероциклических соединений, в состав которых наряду с атомами углерода, водорода и кислорода входят атомы серы, железа, магния, ванадия, никеля и др. веществ.

Существующее деление асфальтосмолистых веществ нефти на нейтральные смолы, асфальтены, карбены и асфальтогеновые кислоты (и их ангидриды) больше основано на методах выделения этих веществ, их растворимости в тех

или иных растворителях, чем на каких-либо признаках, связанных с особенностями их химического строения.

Нейтральные смолы — вещества, нерастворимые в щелочах и кислотах и полностью растворимые в легких нефтяных дистиллатах. Нейтральные смолы — вязкие окрашенные жидкости различной молекулярной массы (от 600 до 1000) плотностью около 1,0. Они легко поддаются действию крепких кислот, света, повышенной температуры, превращаясь при этом частично в асфальтоподобные продукты.

Асфальтены — вещества, не растворимые в легких бензинах и петралейном эфире, из которого они осаждаются, но полностью растворимы в бензоле, хлороформе, сероуглероде.

Суммарное содержание асфальтенов и смол в нефтях может доходить до 25—50% по массе.

Асфальтены — хрупкие твердые вещества. Молекулярная масса (в зависимости от метода измерения) может колебаться от 2000 до 12000. Плотность более 1. Молекулы асфальтенов имеют чрезвычайно сложное строение. Дисперсное состояние асфальтенов также зависит от температуры.

Асфальтосмолистые вещества и другие полярные компоненты — поверхностно-активные соединения нефти. Они влияют на затухание фильтрации нефтей, на отложение парафинов. Эти вещества — основные природные стабилизаторы водонефтяных эмульсий, способствуют пенообразованию нефтей, дают нежелательные последствия при кислотной обработке скважин, обеспечивают прочность адгезии отложений на поверхности твердых веществ.

Собственно кристаллизация парафинов при их небольшом количестве в нефти (3—5%) пока еще не приводит к негативным последствиям. Однако в нефти достаточно высокое содержание (25—50%) высокомолярных компонентов (смолы и асфальтены), которые с парафинами образуют комплексы. Но и это еще не приводит к нарушению фильтрации ПЗП.

При снижении давления ниже давления насыщения газом возникают негативные явления в ПЗП. Давление насыщения Рн —давление газа, находящегося в термодинамическом равновесии с пластовой нефтью. Величина давления насыщения нефти газом зависит от количества растворенного газа, состава нефти, газа, пластовой температуры. С уменьшением температуры давление насыщения падает (для вязких нефтей от 0,01 до 0,08 МПа на 1°С). Давление насыщения определяют по результатам исследования забойных проб нефти.

АСПВ адсорбируются на поверхности газового пузырька, создавая мицеллу, размеры которой сравнимы с размерами пор или даже превышают их. Если выделение газового пузырька происходит еще в ПЗП, а это может иметь место при $P_з < P_н$ ($p_з$ — забойное давление, $P_н$ — давление насыщения), то мицелла закрывает поры, препятствуя фильтрации нефти. В ПЗП АСПО удерживается не только благодаря размерам мицеллы, но и в силу действия адсорбционных сил между высокомолярными асфальтенами и горной породой.

Если же выделение газа из нефти происходит в стволе скважины, то по мере движения пузырька при снижении давления размеры пузырька растут до тех

пор, пока он не лопнет, осаждая АСПО на стенки НКТ. Сила адсорбции АСПО к стенкам насосно-компрессорных труб зависит от величины заряда частицы АСПО, шероховатости стенок труб, скорости потока нефти.

В процессе разработки нефтяных месторождений обводненность продукции скважин увеличивается. С ростом обводненности продукции скважин, добывающих парафинистые нефти, интенсивность отложения парафина уменьшается. Это связано с увеличением теплоемкости восходящего потока за счет попутно извлекаемой воды и гидрофилизацией внутренней поверхности НКТ. Однако увеличение обводненности продукции скважин в зависимости от технологии ее извлечения часто приводит к образованию эмульсии. Степень эмульгирования восходящего потока и устойчивость образованной имульсии зависят от физико-химических свойств нефти и воды, наличия и количества поверхностно-активных веществ в потоке, от режима движения и т. д.

Величина насыщенности пластовой нефти парафином существенно влияет на систему разработки месторождения и выбор технологических параметров. Необходимость учета этой величины вызвана тем, что температура и давление продуктивных пластов в процессе разработки не остаются постоянными. Понижение температуры нефти в пласте и/или давления приводят к выпадению парафина в виде твердой фазы. Наличие в нефти кристаллов парафина приводит к затуханию фильтрации и уменьшению коэффициента вытеснения нефти.

Выпавшие из нефти тяжелые углеводородные соединения, как правило, способствуют снижению гидропроводности ПЗП.

Исследования изменения проницаемости образцов песчаника при температурах ниже и выше температуры насыщения нефти парафином, а также анализ промысловых данных показали следующее. Во всех случаях происходит значительное снижение относительного коэффициента фильтрации при снижении температуры, причем резкий перегиб кривой наблюдается при температуре, соответствующей температуре, идентичной температуре насыщения нефти парафином или близкой к ней. При этом образцы с низкой проницаемостью становятся непроницаемыми, а в образцах с высокой проницаемостью фильтрация замедляется, проницаемость снижается.

АСПО, отличаясь неоднородностью, кристаллизуются не мгновенно, а в течение некоторого времени; поэтому изменение реологической характеристики нефти происходит постепенно. Некоторые же исследователи вообще не отмечают изменения подвижности нефтей при начале кристаллизации парафина, и она густеет постепенно, вплоть до кристаллизации всего парафина. Отмечается, что скорость фильтрации может уменьшаться с течением времени и при постоянной температуре фильтрации, если она ниже температуры насыщения нефти парафином. Начальная скорость фильтрации на каждой температурной ступени уменьшается с течением времени, но не достигает нулевого значения. Это обстоятельство может служить объяснением практических наблюдений, когда происходит падение производительности скважин без каких-либо видимых изменений в температурном режиме ее работы.

На стадии освоения скважины важно достоверно оценить размеры области выпадения углеводородов с целью выбрать оптимальный способ вторичного вскрытия пласта и метода освоения скважины, величины депрессий, необходимых для вызова притока из пласта, а также методов интенсификации притока.

8.2. РАСЧЕТ РАДИУСА ПАРАФИНОВОЙ КОЛЬМАТАЦИИ ПЗП

Способ определения радиуса снижения проницаемости ПЗП при формировании в ней парафинистых нефтей предложен В. М. Светлицким с соавторами.
Рассмотрим скважину радиусом Кс, вскрывшую продуктивный пласт. Вокруг скважины имеется зона радиусом К снижения проницаемости продуктивного пласта за счет парафинизации. В процессе работы скважины на границе зоны, ограниченной радиусом К, устанавливаются давление Р и температура насыщения Тн, соответствующая температуре начала выпадения парафинов из пластовой нефти. Согласно эффекту Джоуля-Томсона, изменение температуры при фильтрации газонефтяного потока определяется выражением

$$T_H - T_З = \overline{\varepsilon} \cdot (P - P_З) \qquad (8.1)$$

где $T_н$ — температура насыщения пластовой нефти парафином, °С;

$T_З$ — температура на забое работающей скважины, °С;

$\overline{\varepsilon}$ — интегральный коэффициент Джоуля-Томсона для газонефтяного потока, °С/МПа;

Р — давление на границе зоны радиусом К, МПа;

$P_З$ — давление на забое работающей скважины, МПа.

Температура насыщения нефти парафином, согласно Г. Ф. Требину и В. Н. Мамуны, определяется выражением:

$$T_н = T_0 - af + вP, \qquad (8.2)$$

где T_0 — температура насыщения дегазированной нефти парафином, °С;

а — эмпирический коэффициент, характеризующий состав системы, °С;

f — газосодержание, $м^3/м^3$;

в — эмпирический коэффициент, характеризующий состояние системы, °С/МПа.

На основании изучения физических свойств пластовых нефтей установлено, что газосодержание взаимосвязано с давлением следующим соотношением:

$$f = cP + d, \qquad (8.3)$$

где с — эмпирический коэффициент, характеризующий состояние системы, $м^3/м^3$. МПа;

d — эмпирический коэффициент, характеризующий состав системы, $м^3/м^3$.

Совместным решением уравнений (8.1) — (8.3) находим давление на границе зоны, ограниченной радиусом К:

$$P = \frac{T_0 - T_з + \overline{\varepsilon} \cdot P_з - ad}{\overline{\varepsilon} + ac - в} \qquad (8.4)$$

По методике И. А. Парного и Э. Б. Чекалюка для заданных значений Р, T_0 и ! находят функции Христиановича Н, H_3 и Нпл с последующим определением радиуса парафиыизации:

$$R = R_c \cdot \left(\frac{R_k}{R_c} \right)^{\frac{H - H_3}{H_{пл} - H_3}} \qquad (8.5)$$

Выполнив ряд расчетов для конкретных скважин и проанализировав результаты, можно сделать следующие выводы:

— парафинизация охватывает не обязательно всю толщину продуктивного пласта, а может локализоваться только в его верхней части;

— профиль парафинистых отложений имеет сложный характер изменения по толщине продуктивного пласта.

Поэтому при проектировании мероприятий по депарафинизации призабойной зоны необходимо учитывать не только физико-химические свойства и состав парафинистых отложений, но и их локализацию по толщине продуктивного пласта.

Практическая ценность возможности определения радиуса парафинизации заключается в том, что с достаточной для промысловых условий точностью можно рассчитать объем растворителя, необходимого для удаления парафинистых отложений из призабойной зоны.

8.3. МЕХАНИЧЕСКИЕ СПОСОБЫ УДАЛЕНИЯ АСПО ИЗ СКВАЖИНЫ

Механические способы борьбы с отложениями парафина в лифтовых трубах скважин применяются в механизированных скважинах штангово-насоснои эксплуатации. Способ основан на механическом соскабливании со стенок труб парафина различного рода скребками и выносе его потоком добываемого флюида.

В конце 50-х годов в фонтанных скважинах для удаления парафина со стенок труб еще применялись ручные лебедки, на которые наматывалась скребковая проволока диаметром 2,5—3,0 мм, на свободный конец которой крепился скребок, выполненный конструктивно таким образом, что при движении вниз он складывался, а при движении вверх раздвигался до диаметра труб и соскребал с их внутренней поверхности отложившийся парафин. Оператор периодически в зависимости от интенсивности образования отложений на трубах вручную спускал скребок до требуемой глубины в НКТ, а затем поднимал его.

Позже этот процесс механизировался с применением электроприводной лебедки.

Затем были созданы автоматизированные депарафиниза-ционные установки АДУ-3, которые включались на спуск скребка по программе, автоматически реверсировались и отключались при достижении скребком устья скважины. Позже были предложены «летающие» скребки, разработанные УфНИИ.

Первоначальный пуск скребка в скважину производил оператор через лубрикатор. При этом скребок находился в сложенном положении, то есть режущие элементы устанавливались параллельно потоку флюида и создавали его движению минимальное сопротивление, вследствие чего скребок падал вниз. Достигнув нижнего амортизатора, скребок ударялся о него, раскрывался, режущие элементы устанавливались перпендикулярно потоку, принимая размер на 1—2 мм меньше диаметра труб, перекрывали их проходное сечение и потоком скважинного флюида перемещались вверх, одновременно соскабливая отложившийся на внутренней поверхности парафин. Достигнув верхнего амортизатора и ударившись о него, скребок складывался и падал вниз.

В насосных скважинах для борьбы с отложениями парафина на стенках подъемных труб применяются металлические скребки, укрепляемые на насосных штангах. В СНГ в основном используются пластинчатые скребки, изготовленные из 2,5—3 мм пластин листового железа (рис. 8.1), прикрепляемые к штангам при помощи хомутов.

Потребное количество скребков для каждой колонны насосных штанг:

$$n = \frac{h_n + 50}{l + l_n}$$

где $n_п$ — глубина отложения парафина в м;

1 — длина хода плунжера насоса или расстояние между пластинами в м;

$1_п$ — длина пластины в м.

При использовании пластинчатых скребков насосные установки оборудуют штанговращателями, которые подвешивают к головке балансира станка-качалки. Сальниковый шток заклинивается в роторе штанговращателя, и при его повороте поворачивается и колонна насосных штанг с укрепленными на них скребками, при этом боковыми гранями срезается парафин со стенок труб. Штанговращатель вращает колонну насосных штанг на один оборот обычно за 40 ходов штока.

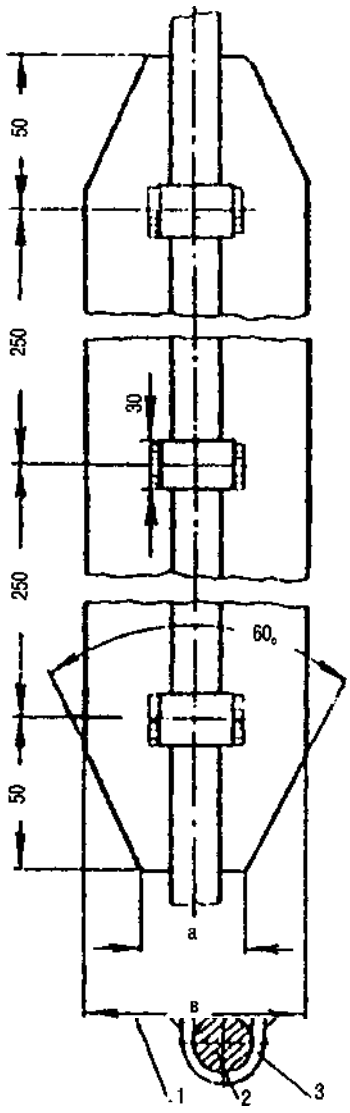


Рис. 8.1. Скребок пластинчатый.

Отложения парафина в лифтовых трубах скважин, оборудованных СКН, удаляют в основном с помощью торцевых укороченных пластинчатых скребков ТатНИИ (рис. 8.2), привариваемых к штангам. При использовании пластинчатых скребков торцевого типа насосные установки также оборудуются штанговращателями, которые подвешивают к головке балансира. В торцевых скребках основной режущей кромкой является грань, определяющая толщину скребка. Парафин со стенок труб срезается во время движения колонны штанг, при повороте которых с помощью штанговращателя скребок перемещается в новое положение.

Число скребков п, необходимое для укомплектования колонны штанг,

$$n = \frac{H}{l + l_c - l_n},$$

где Н — глубина спуска скребков;

1 — длина хода полированного штока;

1_C — длина скребка;

1_n — длина зоны перекрытия по вертикали.

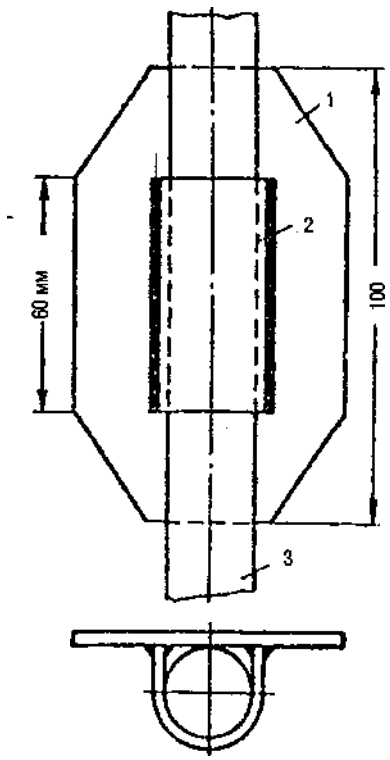


Рис. 8.2. Пластинчатый скребок ТатНИИ торцевого типа.
1 – скребок, 2 – муфта крепления, 3 – штанга.

Применение укороченных торцевых скребков позволило уменьшить расход металла на их изготовление в 5 раз (по сравнению со скребками большой длины), резко снизить нагрузку на головку балансира, упростить технологию крепления их к штангам.

Ширина пластины принимается меньше на 2—3 мм соответствующего диаметра подъемных труб.

Широко распространен способ очистки выкидных линий от парафина с помощью резиновых шаров (торпед), который применим при любом способе эксплуатации скважин. Шары в трубопроводах продвигаются под действием потока жидкости эксплуатирующихся скважин. При использовании эластичных шаров (торпед) трубопроводы не должны иметь выступов и острых кромок на внутренней поверхности. Радиусы закругления трубопроводов диаметрами 100 мм должны быть не менее 150 мм. Схема обвязки устья скважин и приемного устройства на групповой установке показана на рис. 8.3. Перед первым пуском шара трубопровод пропаривается или промывается горячей нефтью. Частота запуска шара зависит от интенсивности парафинизации трубопроводов. При обводнении продукции

скважин до 30% и более шары запускаются 1—2 раза в месяц. В приемной камере по указателю фиксируется поступление шара, который сразу же извлекается. При застревании его в трубопровод пропускают второй шар. Если это оказалось неэффективным, оба шара проталкивают с помощью насосного агрегата. Превышение давления в трубопроводе выше допускаемого свидетельствует об образовании глухой парафиновой пробки, для ликвидации которой используют пропарку трубопровода со стороны групповой установки по участкам.

Для очистки от отложений парафина в магистральных трубопроводах применяют также шаровые резиновые разделители (РШ), которые используются и для предотвращения смешивания разносортных продуктов в процессе их перекачки. Выпускают шаровые разделители и с магнитным датчиком, который в комплексе со специальным наземным оборудованием позволяет определять местонахождение шара в подземном трубопроводе.

В качестве рабочей жидкости летом применяется вода, зимой — антифриз. Для очистки трубопроводов переменного сечения используются шары типа СРШ, отличительной особенностью которых является наличие в толще стенки шара изолированного эластичного пористого слоя. Благодаря этому шар проходит через задвижки и участки трубопроводов с меньшим проходным сечением.

Вновь вводимые в эксплуатацию трубопроводы очищаются калибровочными поршнями, в передней части которых имеются жесткие металлические диски диаметром, равным 95% внутреннего диаметра труб. Благодаря этому обеспечивается полное удаление посторонних предметов и выявление дефектов трубопровода. Для периодической очистки трубопроводов применяют щелочные скребки.

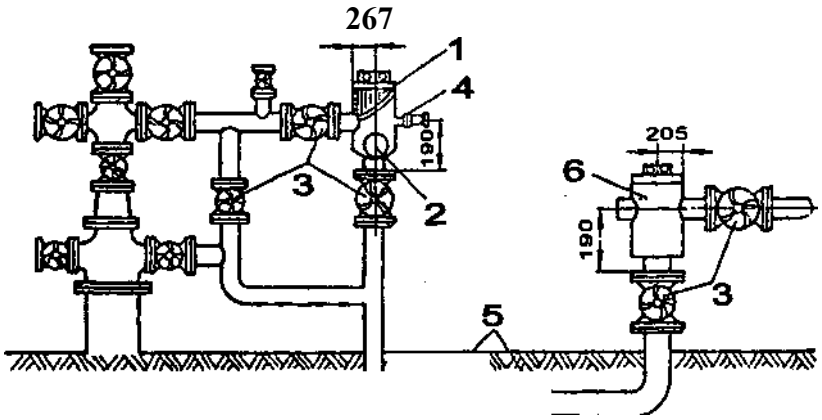


Рис. 8.3. Схема обвязки пусковой камеры на устье скважины и приемного устройства на групповой установке.

1 – пусковая камера; 2 – эластичный шар; 3 – задвижки; 4 – вентиль; 5 – очищаемая выкидная линия; 6 – приемное устройство.

8.4. МЕТОДЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ФОРМИРОВАНИЯ АСПО В ПЗП

По технологической сущности методы предупреждения образования парафинистых отложений можно разделить на следующие группы:

— гидродинамические (Г. Ф. Требин, В. Ю. Капырин, А. В. Савинихина), основанные на поддержании забойных давлений, при которых еще не выпадает парафин в ПЗП;

— тепловые (И. М. Джамалов, 1974; Ф. Н. Котяхов, 1956; Б. Н. Мазепа), основанные на поддержании температуры плавления парафина;

— химические (В. П. Вострикова, Л. Т. Нестеренко, П. В. Михальков), предполагающие использование растворов полимеров и композиций на их основе.

В промысловой практике представляет интерес возможность определения оптимального значения забойного давления, при котором еще невозможно формирование парафинистых отложений. Известен способ предупреждения выпадения парафина в пористой среде, основанный на ограничении снижения давления на забое эксплуатационной скважины до значения, определяемого по фазовой диаграмме с учетом изменения температуры в ПЗП. Предлагается способ определения забойного давления, основанный на математической взаимосвязи действия различных факторов на процесс формирования парафинистых отложений. Вывод этой взаимосвязи вытекает из следующих соображений. Анализируя выражение 8.5, заметим, что радиус парафинизации будет равен радиусу скважины, когда показатель степени равен нулю. Приравнивая показатель степени нулю и производя необходимые преобразования, получаем выражение для вычисления оптимального забойного давления, при котором еще невозможно формирование парафинистых отложений в ПЗП:

$$P_{опт} = \frac{T_0 - T_З + \bar{\varepsilon} \cdot \mathrm{P}_З - ad}{\bar{\varepsilon} + ac - в} \qquad (8.6)$$

где $\bar{\varepsilon}$ - интегральный коэффициент Джоуля-томсона;

а, в, с, d – эмпирические коэффициенты, характеризующие состав и состояние системы.

Для определения по уравнению 8.6 оптимального забойного давления, при котором не происходит формирование парафинистых отложений в пористой среде ПЗП, необходимо провести термометрические и гидродинамические исследования по толщине продуктивного пласта, отобрать пробу нефти для оценки физико-химических параметров нефти.

8.5. ТЕПЛОВЫЕ МЕТОДЫ УДАЛЕНИЯ АСПО ИЗ ТРУБОПРОВОДОВ И ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИНЫ

Механические методы удаления АСПО хотя и являются достаточно простыми, однако не лишены целого ряда недостатков. Это отказы механических устройств

— скребков лебедок; застревание скребков в запарафиненных трубах. Но главное — они не могут быть применены для очистки призабойной зоны от парафина.

Технологичными и доступными методами являются тепловые.

Тепло может быть внесено в призабойную зону скважин либо с теплоносителем (жидкостью или газом), либо получено в призабойной зоне путем сжигания там топлива (порох), либо подачей электрического тока на электронагреватель, размещенный на забое скважины.

Тепловые методы используют свойство АСПО при повышении температуры переходить в жидкую фазу и затем вымываться тем же теплоносителем и скважинными флюидами в процессе эксплуатации.

Механизм воздействия на коллектор при нагнетании теплоносителей-растворителей сводится к воздействию на вязкость нефти и нефтепроницаемость коллектора. Однако в данном случае снижение вязкости нефти вызывается не только температурным фактором, но и эффектом разжижения нефти горячим конденсатом. Кроме того, такой метод обработки призабойной зоны способствует активному растворению парафино-смолистых отложений, разрыхлению отложений шлама и устранению водных барьеров. В результате нефтепроницаемость коллектора не только восстанавливается, но и зачастую становится более высокой, чем в начале эксплуатации скважины. После обработки поверхность поровых каналов лиофобизируется (покрывается пленкой горячего конденсата), что в сочетании с длительным сохранением в коллекторе повышенной температуры сильно замедляет механизм повторного накопления парафино-смолистых отложений.

Периодическая электротепловая обработка скважин заключается в периодическом кондуктивном прогреве призабойной зоны пласта от глубинного электронагревателя, установленного в интервале пласта. При этом эксплуатацию скважины прекращают и извлекают глубинно-насосное оборудование. Затем на кабель-тросе в интервал продуктивного пласта спускают глубинный электронагреватель, пласт прогревают от 3 до 7 сут., после чего электронагреватель поднимают и возобновляют эксплуатацию скважины. Так как призабойная зона весьма интенсивно остывает (темп остывания 3—8 град./ч), продолжительность извлечения электронагревателя из скважины и время пуска скважины в эксплуатацию должны быть минимальными.

Для периодической электротепловой обработки скважин применяется самоходная установка СУЭПС-1200 (рис. 8.4). Установка состоит из трех электронагревателей 3 с кабель-тросом 4 типа КТГН-10, переоборудованного самоходного каротажного подъемника 5 типа СКП с лебедкой, размещенных на шасси автомашины повышенной проходимости марки ЗИЛ-157Е, и трех одноосных прицепов ГАЗ-704. На каждом прицепе смонтировано поверхностное электрооборудование (автотрансформатор 2 и станция управления 1).

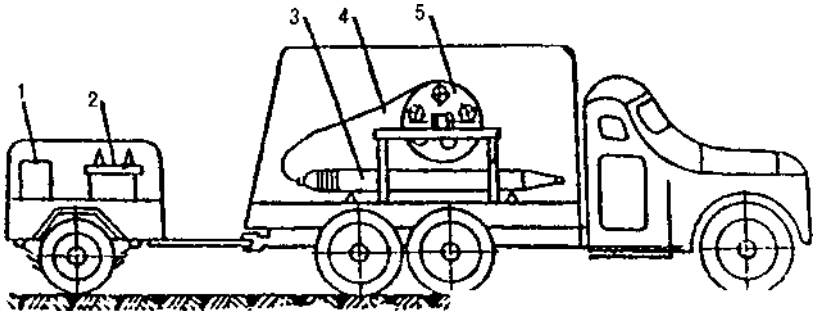


Рис. 8.4. Самоходная установка СУЭПС-1200 в транспортном положении

Глубинный электронагреватель, при помощи которого нагревается жидкость в скважине, представляет собой электрическую печь сопротивления с трубчатым электронагревателем (ТЭН). Электронагреватель предназначен для работы в скважинах с диаметром эксплуатационных колонн 141 мм и более. Наружный диаметр электронагревателя составляет 112 мм, длина — 3700 мм, масса 60 кг (рис. 8.5).

В головке электронагревателя размещено устройство для крепления брони кабеля — механическое соединение электронагревателя с кабель-тросом, которое осуществляется в заводских условиях или в мастерских НГДУ.

Кабель КТГН-10 состоит из трех силовых и трех сигнальных медных жил, изолированных диэлектрической резиной толщиной 1,5 мм и нефтестойкой резиной толщиной 0,3 мм. Жилы скручены между собой, заключены в хлопчатобумажную оплетку, поверх которой наложена двухслойная броня из стальной оцинкованной проволоки.

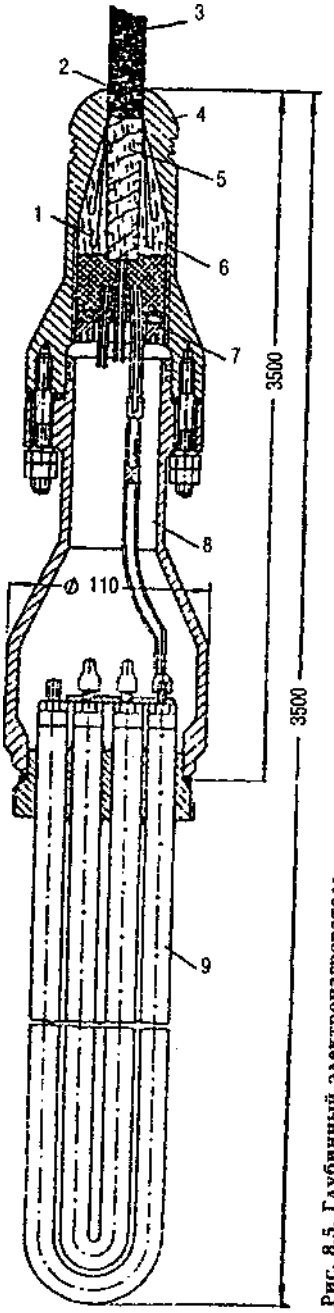


Рис. 8.5. Глубинный электронагреватель.
1 — крепление кабель-троса; 2 — проволочный бандаж; 3 — кабель-трос; 4 — головка электронагревателя; 5 — асбестовый шнур; 6 — свинцовая заливка; 7 — нажимная гайка; 8 — клеммная полость; 9 — нагревательный элемент.

Для стационарной электротепловой обработки используется установка (рис. 8.6), состоящая из поднасосного электронагревателя, кабеля и его крепления, станции управления и вспомогательного оборудования. Конструкция установки по сравнению с передвижным агрегатом значительно проще. Однако некоторые части обеих установок устроены одинаково, что позволяет в известной мере пользоваться взаимозаменяемыми деталями.

При обработке призабойной зоны эксплуатационных скважин в качестве теплоносителя используют нефть или газовый конденсат, воду, пар или парогаз. Паротепловая обработка заключается в периодическом прогреве призабойной зоны скважин путем нагнетания в пласт насыщенного пара. При этом скважину останавливают, извлекают глубинно-насосное оборудование и в продуктивный пласт нагнетают пар с таким расчетом, чтобы образовалась зона радиусом 10—20 м. После этого скважину обычно герметизируют и выдерживают в течение 2—3 сут.

Для паротепловых обработок пригодны месторождения глубиной до 1000 м, содержащие нефть с вязкостью в пластовых условиях более 50 мПа·с.

8.6. ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ОЧИСТКИ ПЗП ОТ АСПО

На составляющие АСПО оказывают растворяющее воздействие различные химические реагенты-растворители. На этом и основан химический метод удаления АСПО из ПЗП.

Известен реагент, включающий углеводородный растворитель, а также ПАВ типа ОП-7, ОП-10. Недостатком состава является низкий эффект АСПО, который составляет 40%. Эффективность повышается, если в качестве углеводородного растворителя используется газовый бензин, а в качестве поверхностно-активного вещества — нефтерастворимое ПАВ при следующих соотношениях компонентов, мас. %:

Газовый бензин..... 99,6—99,8
Нефтерастворимое ПАВ .... 0,2—0,4
Эффективность удаления АСП повышается до 60—65%.

Еще более высокую эффективность для удаления АСПО из ПЗП, а также водоограничивающую способность проявляет композиция состава, мас. %:

Алкилбензолсульфонаты с
молекулярной массой 450—550……..2,25—9,00
Оксиалкилфенолы типа ОП-10……..0,5—5,5
Углеводородный растворитель……остальное

Состав решает две задачи: растворение АСПО и закупоривание водных каналов в пласте образующейся водоуглеводородной эмульсией, что уменьшает водоприток к скважине.

Совместное применение алкилбензолсульфонатов (АБС) с ОП-10 повышает устойчивость состава к солям жесткости в пластовых водах, в результате чего этот состав может применяться в пластах с минерализацией до 60 кг/м^3. АБС с молекулярной массой 450—550 в смеси с ОП-10 при соотношении их в смеси в пределах от 90:10 до 45:55 полностью растворяются в углеводороде или образуют устойчивые дисперсии.

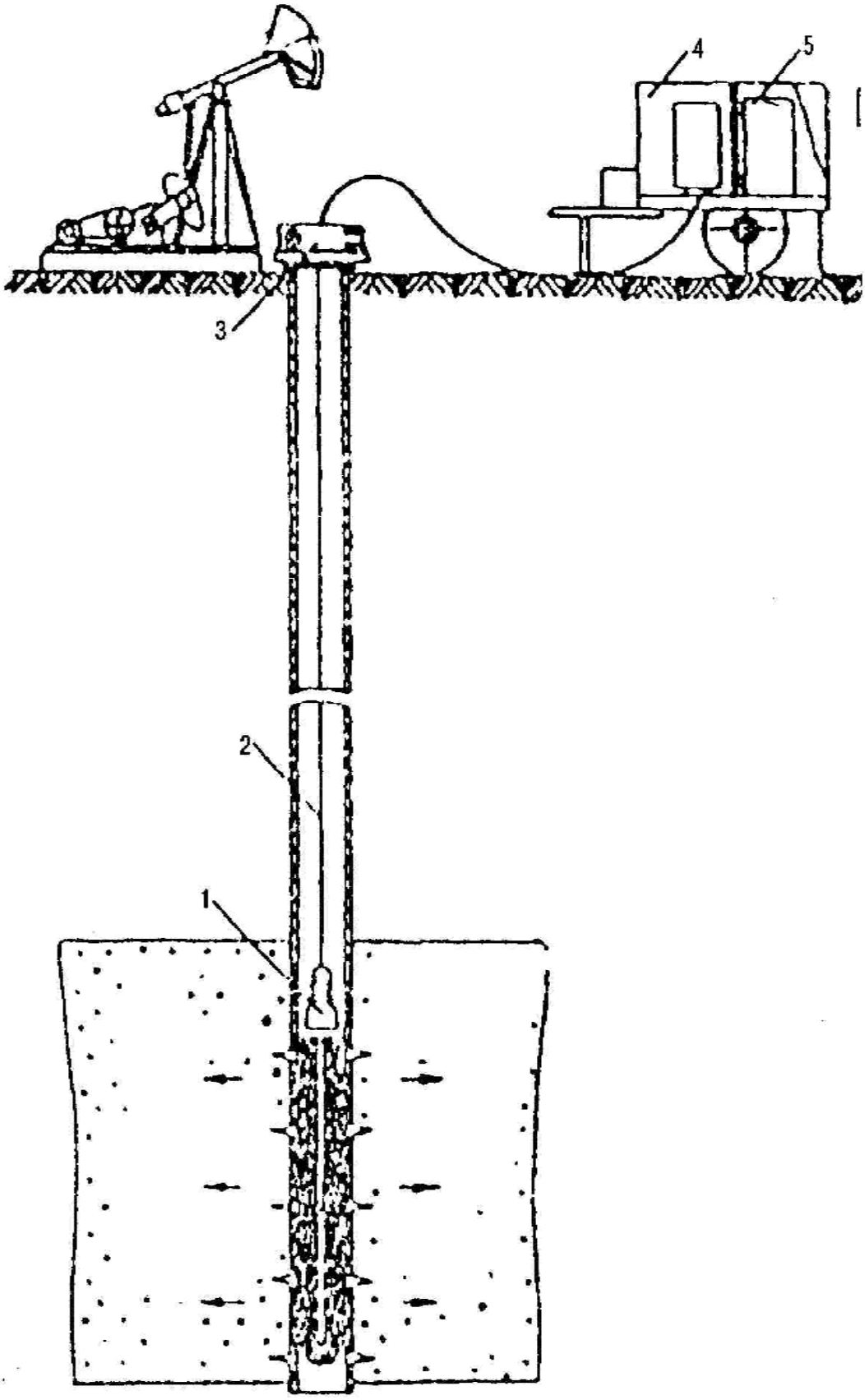


Рис.8.6. Электрооборудование установки СУЭПС-1200 в рабочем положении.

1-электродвигатель; 2-кабель-трос; 3-кабельный зажим; 4-автотрансформатор; 5-станция управления; 6-промышленная электросеть.

Сложность проблемы разработки месторождения и эксплуатации скважин связана еще и с тем, что в ряде случаев (например, месторождение Узень) высокопарафинистые, вязкопластичные нефти имеют температуру начала кристаллизации (температуру насыщения), близкую к начальной пластовой (для Узень 53—67°С), и нарушение термогидродинамического режима фильтрации газожидкостного потока приводит к выпадению кристаллов парафина из нефти, закупорке части каналов фильтрации.

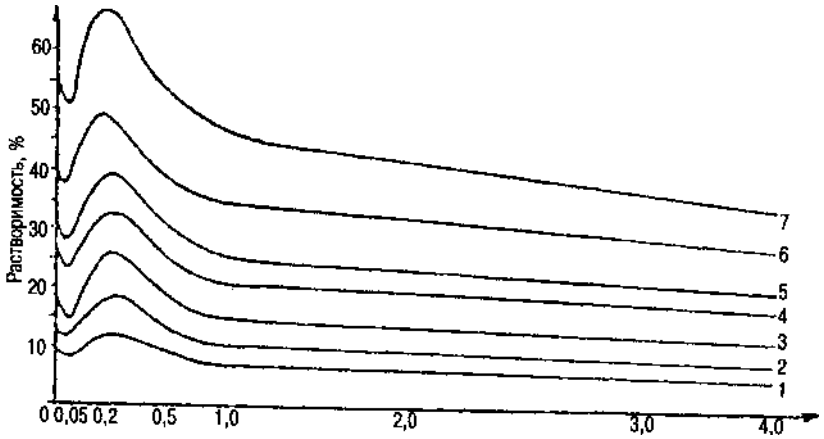
Твердые органические осадки, выпадающие из нефтей в призабойной зоне, содержат 20—30% парафинов, 10—15% смол, 35—45% асфальтенов, незначительное количество масел и других органических веществ, воду. Температура плавления этих АСПО 72—75°С.

При изыскании эффективных композиций органических растворителей исходят из положения, что активность растворителя повышается с улучшением его диффузионных свойств, увеличением температуры («КазНИПИнефть»).

Добавки нефтерастворимых ПАВ усиливают его активность. На рис. 8.7 показана зависимость растворимости АСПО от длительности экспериментов и концентрации ОП-4 в газовом бензине.

Исследования компонентной растворимости АСПО (рис. 8.8) объясняют максимум растворимости и указывают на необходимость добавления в композицию ингредиентов, растворяющих асфальтены. Особенностью растворять асфальтены обладают ароматические углеводороды.

Растворимость асфальтеновых компонентов в ароматических углеводородах растет при повышении температур. Смесь газового бензина и бензола в соотношении 1:1 за 3 ч при 60°С полностью растворяет АСПО.



8.7. Зависимость растворимости АСПО в газовом бензине от концентрации добавок ОП-4. Время опыта:
1 - 0,5; 2 — 1; 3 - 2; 4 — 4; 5 — 6; б — 12; 7 — 24 ч.

8.7. ИНГИБИРОВАНИЕ КАК МЕТОД ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ИЛИ СНИЖЕНИЯ СКОРОСТИ НАКОПЛЕНИЯ АСПО

Известным методом, предупреждающим отложения АСПО, является ингибирование путем подачи ингибитора в затрубное пространство скважины. Сущность метода заключается в образовании пленки ингибитора на внутренней поверхности труб, а также адсорбции активной составляющей части ингибитора микро- и макромолекулами парафина в объеме нефти и удержании их во взвешенном состоянии. Целью ингибиторной защиты является снижение интенсивности процесса парафиноотложний, но, к сожалению, не полное его предотвращение. Эффективность ингибиторной защиты зависит от типа ингибитора парафиноотложений и АСПО, а также чистоты поверхности труб перед началом применения ингибиторов. Наличие отложений парафина и АСПО на стенках труб перед применением ингибиторов снижает эффективность ингибиторной защиты.

Наиболее известным ингибитором парафиноотложений является ХТ-48. Применение ХТ-48 не исключает тепловых обработок скважин и ремонтов подземного оборудования в связи с его парафиназацией, но снижает частоту пропарок и количество ремонтов.

Норма расхода ингибиторов определяется физико-химическими свойствами нефти и содержанием в ней компонентов АСПО, обводненностью добываемой продукции, динамическим уровнем жидкости в стволе скважины, способом эксплуатации и производительностью скважины.

Расходный коэффициент ингибитора колеблется в пределах 40—260 г на 1 т добываемой нефти.

Г.М. Рахматуллиной и др. предложен ингибитор парафиноотложений комплексного действия, предотвращающий АСПО в нефтепромысловом оборудовании, обладающий деэмульгирующими свойствами и снижающий коррозионные процессы в нефтяных скважинах, системах поддержания пластового давления и наземных коммуникациях. Это ингибитор парафиноотложений комплексного действия СНПХ-794.

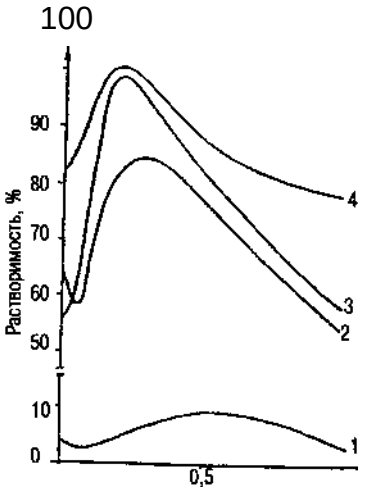


Рис. 8.8. Зависимость растворимости компонентов АСПО в газовом бензине от концентрации ОП-4:

1 – асфальтены; 2 – масла; 3 – парафины; 4 – смолы.

Некоторые физико-химические характеристики реагента:

плотность при температуре 20° С, кг/м^3	*не менее 870*
кинематическая вязкость при температуре 20°С, мм^2/с	*не более 10*
температура застывания, °С	*не выше 40*

СНПХ-7941 успешно применен во многих нефтедобывающих предприятиях.

8.8. СПЕЦИАЛЬНЫЕ ПОКРЫТИЯ ПОВЕРХНОСТИ ТРУБ ДЛЯ УМЕНЬШЕНИЯ ИНТЕНСИВНОСТИ АСПО

Для борьбы с отложениями парафина в лифтовых колоннах скважин наиболее широко используются защитные покрытия, в качестве которых применяют полярные (гидрофильные) материалы с диэлектрической проницаемостью 5—8 ед., обладающие низкой адгезией к парафину и имеющие гладкую поверхность. Защитные материалы выбирают в зависимости от условий и способа эксплуатации скважин, свойств добываемой нефти и твердых углеводородов с помощью специальной установки, на которой оценивается сила адгезии парафина к поверхности испытуемого материала при тангенциальной нагрузке. Пригодными являются материалы, адгезия которых к парафину при 20°С составляет 30—50 кПа и менее. При высоких дебитах скважин могут оказаться пригодными материалы и с большей адгезией к парафину. При низких дебитах скважин срывающее усилие потока для сдвига парафина относительно поверхности может оказаться недостаточным, и защитные покрытия могут оказаться неэффективными. Известно несколько защитных материалов.

Бакелитовый лак относится к материалам полярной группы. Обладает низкой адгезией к парафину. Слабо сцеплятся с поверхностью металла, хрупок.

Эпоксидные смолы являются слабо полярными материалами, обладают высокой адгезией к металлу и менее низкой (по сравнению со стеклом, стеклоэмалями, бакелитовым лаком и бакелито-эпоксидными композициями) сопротивляемостью парафинизации. Для получения прочных пленок в эпоксидные смолы добавляют отвердители. Широко применяются смолы марок Э-40, Э-41, Э-44, Э-47, ЭД-5, ЭД-6.

Бакелито-эпоксидные композиции представляют собой смесь этих веществ в соотношении 1:1 или 3:7. Затвердевание компонентов происходит за счет бакелитового лака, что исключает необходимость применения токсичных отвердителей. Перед нанесением защитного покрытия внутренняя поверхность труб тщательно очищается от окалины, ржавчины, загрязнений металлическим песком с помощью пескоструйной и дробеструйной очистки и обезжиривается растворителями.

Стекло из известных материалов имеет наименьшую сцепляемость с парафином и пригодно для использования в любых встречающихся на практике средах. Это полярный материал, поверхность которого сформирована группами ОН и хорошо смачивается водой. Для футеровки труб применяют стекла марок С-89 (температура размягчения tp—590°С), нейтральное НС (tp —700°С) и АВ=1 (tp —650°С). Наиболее эффективны легкоплавкие стекла марки С-89, имеющие температурный коэффициент линейного расширения, близкий к коэффициенту расширения металла. Толщина покрытия составляет 0,3—0,5 мм.

Стеклоэмали, как и стекло, являются полярными материалами обладают высокой адгезией к стали и низкой сцепляемостью с парафинами (за исключением случаев, когда поверхность эмалевого покрытия пориста). Получают их сплавлением смеси (шихты) из песка, полевого шпата, буры, соды и добавок других веществ.

Полиэтилен является продуктом полимеризации этилена. Он обладает высокой морозостойкостью (-70°С), химической устойчивостью в растворах щелочей, солей, кислот (в том числе плавиковой) и водостойкостью. Применяется в покрытиях внутренней поверхности трубопроводов для комплексной защиты (парафин, соли, коррозия). Полиэтилен при обычных температурах не растворим в органических растворителях, но набухает в диэтиловом эфире, бензине, бензоле, толуоле, ксилоле, хлороформе и четыреххлористом углероде. Набухание полимера сопровождается снижением его прочности. С повышением температуры набухаемость полиэтилена возрастает. Выше температур 60—80°С полиэтилен начинает растворяться во всех перечисленных растворителях.

В. П. Тронов доказал, что лучшим из методов предупреждения парафиноотложний является применение защитных покрытий с высокой степенью гладкости и поляризации, а лучшими из покрытий являются стеклообразные (стекло, стеклоэмали) материалы.

8.9. ТЕРМОГАЗОХИМИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПЗП

Многообразие причин, вызывающих снижение продуктивности скважин, обусловливает необходимость проведения комплексной обработки призабоинои зоны пласта, включающей тепловое, механическое и химическое воздействия. В определенной степени это требование выполняется при термогазохимическом методе воздействия (ТГХВ),

Метод использует энергетические возможности медленно горящих порохов. Процесс горения в замкнутом объеме сопровождается значительным ростом давления и температуры, выделением и продвижением разогретых газообразных продуктов горения в глубь пласта. В результате комплексного воздействия метода на скелет породы пласта, твердые отложения и пластовую жидкость значительно улучшается фильтрационная характеристика призабоинои зоны и повышается производительность скважин. С ростом обводненности продукции

скважин и интенсификацией работы пластов за счет увеличения притока воды эффективность метода ТГХВ снижается.

Увеличение обводненности продукции скважин сопровождается интенсификацией процесса солеотложений, вследствие чего снижается продолжительность эффекта от применения методов повышения продуктивности скважин, в том числе и от ТГХВ.

8.10. ПРИМЕНЕНИЕ МАГНИТНЫХ ПОЛЕЙ ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ПАРАФИНА ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ

Петромагнитные устройства «Магнифло» производства компании «Петролеум Магнетик Интернешн» представляют собой трубы НКТ с внешним кожухом, в котором размещаются магниты. Технологическая конструкция устройства обеспечивает универсальность этих изделий, но из-за значительных размеров (2-5 м) и массы (30—100 кг) иногда возникают проблемы с установкой и монтажом (обязателен подъем НКТ).

Отечественные устройства представляют собой цилиндры диаметрами 60 и 42 мм, длиной 450 и 350 мм массой примерно 5 и 3 кг, выполненные из коррозионно-стойкой стали и снабженные элементами крепления внутри трубы и элементами, позволяющими подвешивать их в НКТ на проволоке, в том числе вместе с механическим скребком или утяжелителем. Подъем НКТ в большинстве случаев не требуется.

Конструкция магнитов, расположенных внутри корпуса, позволяет проводить обработку продукции скважины таким образом, что после прохождения жидкости через зазор между стенкой трубы и поверхностью магнитного устройства для обработки жидкости (МОЖ) в нефтегазоводяном потоке за счет физико-химической модификации металлосодержащих микропримесей образуется огромное количество дополнительных центров кристаллизации и флотационного выноса. Они представляют собой газовые электрически заряженные микропузырьки, сформированные на коллоидных микропримесях. Форма корпуса МОЖ сконструирована так, что магнитный эффект усиливается гидравлическим. Защита от отложения осуществляется так, что при формировании АСПО последние выносятся на устье скважины. Применение устройства вызывает также газлифтный эффект благодаря более раннему выделению газа в виде микроскопических пузырьков, что увеличивает продуктивность скважин. Интенсивное выделение микропузырьков газа способствует выносу мелких частиц (размером примерно до 50 мкм) механических примесей.

Работу устройства затрудняют наличие значительного количества механических примесей в нефти при запуске скважин с большим газовым фактором.

Результаты применения магнитных устройств подтвердили эффективность предложенной технологии борьбы с парафиноотложениями как при фонтанном способе эксплуатации скважин, так и при использовании глубинных насосных установок (ЭЦН и ШН):

1. Устройствами серии МОЖ можно оборудовать скважины и выкидные ли-

нии.

2. В фонтанные скважины и работающие с ЭПУ депарафинизаторы МОЖ 42Э удобнее спускать на скребковой проволоке для подъема их перед исследованиями скважины.

3. В скважинах механизированного фонда (ЭЦН) целесообразно применять МОЖ в компоновке колонны НКТ при текущем или капитальном ремонте с использованием специального переводника.

4. В скважинах с большим газовым фактором депарафинизатор необходимо поднимать до лубрикатора в момент запуска, либо установить согласно п. 3.

5. Для месторождений с незаконченным обустройством депарафинизаторы на постоянных спецмагнитах являются оптимальным средством предотвращения образования АСПО.

Перспективным способом очистки скважины от парафина является прямой электронагрев с использованием НКТ и обсадной колонны в качестве нагревательных элементов электрической цепи. Указанные элементы соединяются между собой специальным погружным контактом, опускаемым на глубину около 800 м. В качестве электрической установки применяется источник напряжения (тока).

Идея данного способа реализована в установке «Паратрол» (США). В качестве источника напряжения в ней использован однофазный трансформатор мощностью 105 кВ.А частотой 50 Гц со ступенчатым регулированием напряжения (отводами обмотки трансформатора) на выходе от 200 до 350 В и током до 300 А.

8.11. ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕ В ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ И БОРЬБА С НИМ

Газогидраты — один из наиболее распространенных и малоизученных минералов на нашей планете. Объем гидратов, сосредоточенных в осадочном чехле земной коры, превышает $7{,}1 \cdot 10^4$ км^3, а объем метана в гидратном состоянии превышает 10^{16} м^3. Крупные скопления природных газогидратов выявлены в приарктических регионах Северного полушария и на всех широтах в акваториях Мирового океана. Ресурсы газогидратов распространены между акваториями и материками крайне неравномерно: 99% — в акваториях и только 1% — на материках, что обусловлено формированием, стабильного существования и деградации газогидратных залежей. Толщина зоны гидратообразования на материках достигает 1—1,5 км, а в акваториях 0,2—0,6 км.

Природные газогидраты на материках, как правило, находятся под непроницаемыми литологическими покрышками и представлены вторичными газогидратными залежами; в акваториях — могут залегать непосредственно у дна.

При изменении термодинамической характеристики пород гидраты могут либо накапливаться, либо разлагаться. При этом выделяющийся газ либо формирует залежи свободного газа, либо рассеивается в значительных объемах в атмосфере.

Природные гидраты являются стабилизаторами теплового режима поверхности Земли. В период оледенений при пони жении уровня океана происходит разложение гидратов подо дном акваторий, и свободный метан активно поступает в атмосферу, увеличивая парниковый эффект и затормаживая накопление льдов.

8.11.1. ПОНЯТИЕ О ГИДРАТАХ

Гидраты газов представляют собой твердые соединения, в которых молекулы газа при определенных давлениях и температурах заполняют структурные пустоты кристаллической решетки, образованной молекулами воды с помощью прочной водородной связи.

Гидраты имеют строго определенный состав, что позволяет отнести их к химическим соединениям, но они — соединения молекулярного типа, возникшие за счет ван-дер-ваальсовых сил. Химическая связь у гидратов отсутствует.

Ю. Ф. Макоген приводит шесть форм внутренних ячеек в зависимости от молекулярной характеристики:

— молекулярные сита, характеризующиеся взаимосвязанными сквозными полостями — проходами;

— канальные комплексы, образующиеся, когда молекулы-клатраты-образователи создают кристаллическую решетку с трубчатыми полостями;

— слоистые комплексы, в которых имеются чередующиеся слои молекул, образующих клатрат, и молекул-включений;

— комплексы с внутримолекулярным полым пространством, когда образующаяся молекула представляет собой крупную молекулу, имеющую вогнутость или углубление, в котором располагается молекула-включение;

— линейные полимерные комплексы образуются молекулами клатрата, имеющими трубкообразную форму;

— клатраты, образуемые в тех случаях, когда молекулы-включения заполняют замкнутые ячейки, по форме близкие к сферическим.

Им же сформулированы основные условия образования гидратов в газонасыщенном пласте в условиях вечной мерзлоты.

Гидраты газов относятся именно к этим клатратам. Химической связи не существует между молекулами воды, образующими структурную решетку гидратов, и включенными молекулами газа. Последние как бы раздвигают молекулы воды, находясь в этих полостях; удельный объем воды в гидратном состоянии возрастает до 1,26—1,32 $см^3/г$ (удельный объем воды в состоянии льда, для сравнения — 1,09 $см^3/г$). Гидраты обладают высокой сорбционной способностью, и иногда наличие сорбционной пленки жидких углеводородов на поверхности кристаллов приводит к тому, что они выглядят оплавленными.

В практических условиях добычи и транспортирования природных газов в большинстве случаев образуются смешанные гидраты, в состав которых входят двойные гидраты, большие полости которых заняты пропаном и изобутаном, а

малые — метаном, сероводородом, углекислотой, а также простые гидраты, состоящие из метана, этана, сероводорода, углекислоты и т. д. — при их избытке.

Основные факторы, определяющие условия образования и стабильного существования газогидратов, — это наличие газов и их состав, фазовое состояние и состав воды, температура и давление. Состав газа определяет условия образования гидратов: чем выше молекулярная масса индивидуального газа или смеси газов, тем ниже требуется давление для образования гидрата при одной и той же температуре. В природных газах чисто газовых и газоконденсатных месторождений основной компонент — метан, содержание которого достигает 98—99%. Наряду с метаном входят и более тяжелые углеводороды. Эти газы относятся к категории «сухих». Газы газоконденсатных месторождений состоят из смеси «сухого» газа, пропан-бутановых фракций, ароматических компонентов, газового бензина и дизельного топлива. Газы, добываемые из нефтегазовых месторождений, более богаты тяжелыми углеводородами.

Процесс гидратообразования обычно происходит на границе газ — вода при условии полного насыщения природного газа влагой. Процессы образования и накопления гидратов могут развиваться в условиях недонасыщения газа парами воды. Поэтому для прогнозирования места интенсивного гидратообразования необходимо знать влагосодержание газа в различных частях системы движения газа в различных термодинамических условиях.

Гидраты активно образуются в некотором объеме воды при наличии центров кристаллизации. Растворенный в воде газ частично переходит в гидрат. Скорость накопления гидрата при этом определяется разницей содержания равновесного газа в воде до и после образования гидрата. С ростом молекулярной массы углеводородов растворимость газов в воде снижается. Непредельные углеводороды, углекислота и сероводород увеличивают растворимость газа в воде. Азот, водород и гелий — снижают.

Свойства газовых гидратов зависят от их состава и кристаллической структуры. Известно более 100 видов молекул, образующих гидраты. Все эти молекулы, а также некоторые крупные молекулы, размер которых не позволяет образовывать индивидуальный гидрат, могут входить в смешанные гидраты. Свойства газовых гидратов вследствие исключительной сложности их исследования наименее изучены во всей проблеме клатратов.

Механизм образования газовых гидратов, по Ю. Ф. Макогону, сводится к следующему. Процесс образования газовых гидратов состоит из стадии образования зародышей кристаллизации и стадии сорбционного роста кристаллогидрата вокруг зародышей. Им установлено, что формирование центров кристаллизации происходит на поверхности:

1. Свободного контакта: 1.1. жидкая вода - газ; 1.2. жидкая вода - сжиженный газ;
2. Капельно-пленочной воды, сконденсировавшейся в объеме газа;
3. Газовых пузырьков, выделяющихся в объеме воды;
4. Капель диспергированного сжиженного газа, испаряющегося в объеме свободного газа, насыщенного парами воды;

5.Контакта вода — металл, где происходит сорбция молекул газа, растворенного в воде.

Рост кристаллогидрата при наличии центров кристаллизации может происходить на свободной поверхности контакта газ — вода (поверхностно-пленочный гидрат) и в объеме газа или воды (объемно-диффузионный гидрат).

Современные достижения термодинамики неравновесных систем и синергетики позволяют осуществить принципиально новый подход к созданию модели гидратообразования. Главным моментом этого подхода, который получил название теоретикоинформационного, является обобщенный синергетический принцип, включающий основные положения теории по Пригожину диссипативных структур: в системе происходит самоорганизация вещества и энергии, если внешние воздействия обусловливают отклонение от состояния равновесия и кооперативное (когерентное) поведение элементов, и в системе преобладает действие положительной обратной связи.

Успешность борьбы с гидратообразованием в скважинах зависит от знания фазовых переходов гидрат—лед—вода. Сложность изучения особенностей этих переходов вызвана большой длительностью восстановления равновесия, что обусловлено продолжительностью процесса перекристаллизации каркаса ячейки гидрата, а также диффузией и десорбцией освобождающегося газа.

Образующийся в результате разложения газовых гидратов (в качестве гидратообразователя брали метан и пропан) лед имеет ряд особенностей, указывающих на наличие его новой структурной модификации. Лед, образующийся после разложения газовых гидратов, имеет очень развитую поверхность, с высокой сорбционной способностью, определяемой температурой и давлением.

8.11.2. ОБРАЗОВАНИЕ ГИДРАТОВ В ПЗП, СТВОЛЕ СКВАЖИН, ГАЗОПРОВОДЕ

В призабойной зоне пласта гидраты могут образовываться при:

— снижении температуры в ПЗП в результате высокой депрессии при отборе газа;

— закачке в пласт холодной воды в период заканчивания или ремонта скважины;

— закачке охлажденного газа в подземное хранилище газа;

— охлаждении ПЗП в результате интенсивного испарения высоколетучих ингибиторов гидратообразования или ПАВ и т. д.

Большинство газовых скважин в акватории океанов характеризуются наличием условий гидратообразования в стволе скважин. Место и интенсивность накопления гидратов в скважине изменяются и зависят от режима работы, конструкции скважины и геотермического градиента. В определенных условиях при эксплуатации скважин только по затрубному пространству образование гидратов может иметь локальный характер — в точках дросселирования газа при его

притоках через неплотности в муфтовых соединениях, колонной головки. Наиболее часты случаи гидратообразований в стволе простаивающих длительное время скважин или при их консервации. Обычно стабилизация температуры в стволе простаивающей, заполненной газом скважины приводит в охлажденных участках разреза пород к снижению температуры ниже равновесной температуры. Центры кристаллизации формируются из пленочной воды на стенках труб, последующая кристаллизация может привести к полной закупорке ствола скважин. Длина гидратных пробок достигает сотен метров. При этом могут развиваться огромные усилия, сопровождаемые смятием и разрывом колонны.

При значительном дросселировании газа и большой протяженности газосборных линий гидраты могут образовываться в системе сбора и промысловой подготовки газа к магистральному транспорту даже в районах с относительно высокой температурой окружающей среды. Изменением диаметра трубопроводов, использованием различных теплообменных аппаратов, перемещением мест дросселирования газожидкостного потока можно изменять место образования гидратов, а иногда и полностью избежать образования и накопления гидратов в системе обустройства до установок осушки газа перед его подачей в систему магистрального транспорта.

8.11.3. СПОСОБЫ БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ

Широко распространены ингибиторные методы борьбы с отложениями газогидратов. В качестве ингибиторов гидратообразования используются метанол и этиленгли-коль. Эффективность их применения зависит от условий гидратообразования и удаления. Нередко наряду с ингибиторами применяют локальный подогрев мест отложения гидратов и образования гидратных пробок.

Широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ) представляет собой смесь сжиженных углеводородных газов с упругостью паров примерно 0,5 МПа. В составе ШФЛУ имеются гидратообразующие компоненты — метан, этан, пропан, изобутан. Особенностью образования гидратов в ШФЛУ является слабая зависимость равновесной температуры гидратообразования от давления. Для составов ШФЛУ, транспортируемых по продуктопроводам Западной Сибири, температура разложения гидратов не превышает 4,0° С при давлениях от 0,5 до 6,0 МПа. Во всех случаях причиной образования гидратных отложений является свободная вода, заполняющая пониженные участки продуктопровода и образующая застойные зоны. Вода остается в полости трубопровода после гидратоиспытаний, содержится в ШФЛУ (до 0,1 кг/м^3), в составе реагентов, вводимых с профилактическими целями.

Время и место формирования гидратной пробки в продуктопроводе определяется наличием застойной зоны, в которую поступает недостаточно ингибированная вода. Гидратная пробка формируется на подъемном участке продуктопровода в верхней части застойной зоны.

Универсальных методов разрушения газогидратов пока не существует. Отсутствуют также разработанные технологии добычи газов из газогидратных за-

лежей. Наряду с ингибиторами и теплом были предприняты попытки применения высокочастотных (ВЧ) и сверхвысокочастотных (СВЧ) электромагнитных полей (ЭМП) ввиду специфических особенностей взаимодействия этих полей с дисперсными системами. Требуется доработка этих методов и создание новых, нетрадиционных.

9 ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯ В СКВАЖИНАХ И БОРЬБА С НИМИ

9.1. УСЛОВИЯ ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЙ И ОБРАЗОВАНИЯ ПЕСЧАНЫХ ПРОБОК В СКВАЖИНАХ

Большинство исследователей объясняют вынос песка в скважину действием сил трения и образующимся при этом градиентом давления при фильтрации жидкости в скважину. При высоких градиентах давления и недостаточной прочности цементирующего материала зерна песчаника отделяются от основного массива и выносятся в скважину.

При разработке продуктивных пластов, сложенных рыхлыми песчаниками, в ПЗП может образовываться зона подвижного песка (пластическая область). В этом случае в первые месяцы эксплуатации скважины наблюдается интенсивное неконтролируемое пескопроявление, связанное с вымыванием песка и образованием каверны у кровли пласта, либо у неразрушенного (более прочного) пропластка при неоднородном пласте.

На образование и характер пластической области влияют многие факторы: перераспределение около горной выработки ранее существовавших напряжений, вызванное бурением; действие бурового раствора на цементирующий материал, скрепляющий зерна песка; ударные нагрузки на призабойную зону при кумулятивной перфорации; темпы отбора пластового флюида и ряд других.

Вынос песка обычно увеличивается с ростом отбора продукции, при увеличении водонефтяного фактора, истощении эксплуатируемого пласта и др.
Вероятно, что песок пластической области удерживается от выноса в скважину силой трения, определяемой давлением вышележащих толщ песка. Величина давления на любой глубине пластической области зависит от веса вышележащей толщи песка и горного давления вышележащих пород.

Установлено, что вынос песка уменьшается с ростом давления обжима; при достижении давления обжима 0,3 МПа вынос песка стабилизируется и стремится к постоянной величине; песок, имеющий глинистый цемент, может быть подвержен упрочнению.

Нередко роль связующего между песчинками в пласте — коллекторе выполняет сам скважинный флюид: например, в залежах высоковязкой нефти и биту-

мов. В таких залежах интенсивность выноса песка из пласта в ствол скважины зависит от величины депрессии. Чем выше депрессия, тем больше песка поступает в скважину. Однако вследствие высокой вязкости скважинного флюида в стволе скважины песчаной пробки может не образовываться. Весь песок остается во взвешенном состоянии в нефти и с нею выносится на поверхность.

Применение теплового воздействия на призабойную зону скважин при добыче высоковязких нефтей с одной стороны, снижая вязкость, увеличивает приток нефти к скважине и ее дебит, а с другой стороны, снижение вязкости под действием тепла приводит к выпадению песка в стволе скважины, образованию песчаной пробки, перекрывающей частично или полностью интервал перфорации пласта, и снижению дебита или прекращению подачи.

В газовых скважинах вынос песка из пласта в ствол интенсифицируется при обводнении скважин на поздней стадии разработки месторождения, когда вода сначала вымывает связующие глинистые частицы, а затем выносит песок.

9.2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ СНИЖЕНИЯ ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЙ В СКВАЖИНАХ

Применяемые методы, направленные на предотвращение выноса песка в скважину, условно делят на 3 группы:

— механические методы, предполагающие создание искусственных перемычек, предотвращающих доступ песка в скважину;

— химические методы, основанные на закачке в пласт веществ, впоследствии твердеющих и цементирующих песок;

— комбинированные методы, предполагающие использование механических фильтров и химическое закрепление зерен песка.

При выборе способа борьбы с выносом песка в скважину учитывается ряд факторов. Большое значение имеет конструкция забоя скважин. При заканчивании скважин с открытым забоем, как правило, используются механические или комбинированные способы. Химические методы закрепления песка применяются, в основном, в новых скважинах, где еще не успели образоваться каверны из-за выноса песка. При выборе способа борьбы с выносом песка учитываются температурные ограничения. Для химических методов допускаемые пределы температур составляют 16-175° С, для механических методов таких ограничений нет, кроме тех случаев, когда при образовании набивок используются нефть или загущенные растворы.

К технологическим методам предотвращения пескопроявления в скважинах относится прежде всего регулирование отборов флюидов из скважины. При этом определенное значение имеет вязкость флюида в пластовых условиях. Чем выше вязкость флюида, тем меньший градиент давления может быть критическим, то есть таковым, при котором начинается вынос песка.

Газ имеет значительно более низкую вязкость, чем вода или, тем более, тяжелая смолистая нефть. Поэтому газовый пласт, сложенный слабосцементированными песчаниками, может подвергаться более значительным депрессиям,

поэтому в процессе разработки газового месторождения по мере отбора газа происходит стягивание контура водоносности или подъем подошвенной воды, благодаря чему вода приближается к эксплуатационной газовой скважине и, в конце концов, поступает на забой. Если песчаник сцементирован глинистым или известковистым материалом, то вода по мере ее отбора из скважины постепенно вымывает этот материал, способствуя разрушению пласта даже при более низких депрессиях, чем первоначально.

На практике осуществить такое регулирование отборов, чтобы совершенно предотвратить вынос песка из призабойной зоны в ствол скважины, невозможно. Спустя некоторое время песок будет накапливаться в стволе, образуя песчаную пробку.

В то же время пробка может не образоваться, если скорость потока флюида в подъемных трубах будет выше критической, то есть такой, когда скорость восходящего потока флюида в трубках равна скорости падения песчинки в жидкости под действием силы тяжести. Подъемная сила струи флюида пропорциональна квадрату диаметра песчинки, а скорость падения под действием силы тяжести пропорциональна кубу диаметра песчинки. Расчеты показывают, что в зависимости от вязкости флюида, в котором во взвешенном состоянии находятся песчинки, критический размер песчинки лежит в пределах 0,35—0,15 мм. Песчаники меньшего размера не выпадают в осадок и не образуют пробки в стволе скважины.

Если в ствол скважины из ПЗП выносятся более крупные песчинки, то, чтобы не допустить образования песчаной пробки, надо обеспечить скорость подъема флюида из скважины, способную вынести песок на поверхность. Однако, чем выше скорость подъема (отбора жидкости из скважины), тем выше депрессия на пласт, что недопустимо вследствие интенсификации разрушения пласта.

Чтобы этого не допустить, применяют различные технологические мероприятия: используют подъемные трубы уменьшенного диаметра, подлив жидкости в затрубное пространство насосных скважин, полые насосные штанги, хвостовики, скребки-завихрители, глубинные насосы с плунжером «пескобрей» и др. Хвостовики-трубы небольшого диаметра, присоединяемые к глубинному насосу и опускаемые до нижних дыр фильтра обсадной колонны, предназначены для всасывания выносимого в ствол скважины песка из призабойной зоны и выноса его на поверхность.

Скребки-завихрители устанавливаются, как правило, на первой штанге над глубинным штанговым насосом и создают вихревое движение жидкости, скорость которого увеличивается у стенок труб и препятствуют оседанию песка над насосом.

С целью предупреждения заклинивания плунжера насоса применяются полые штанги — НКТ диаметром 33, 42, 48 мм. Жидкость из насоса непосредственно направляется в полые штанги, не соприкасаясь с трущимися поверхностями насоса, что полностью исключает заклинивание плунжера. Для обвязки насосной установки с выкидной линией используется гибкий шланг либо специальная арматура.

Подлив жидкости в затрубное пространство насосных скважин применяется при эксплуатации малодебитных скважин с обильным поступлением песка в них с целью обеспечения достаточной для выноса песка скорости флюида. Этот метод применяется при обязательном спуске хвостовика до нижних отверстий фильтра обсадной колонны.

Жидкость, свободная от песка, подливается через отверстие в планшайбе. Эффективность метода подлива зависит от точности дозирования количества подливаемой жидкости.

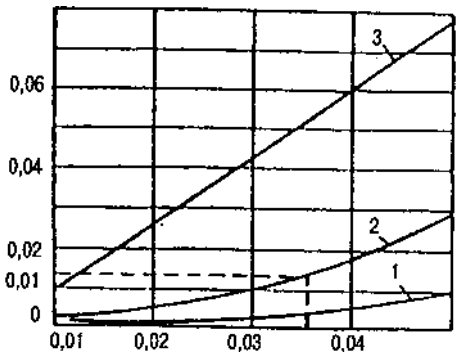


Рис. 9.1. График для определения объемного расхода жидкости.
1 и 2 — нефть кинематической вязкостью 0,1 и 0,5 см^2/с соответственно; 3 — вода.

Объемный расход жидкости, необходимой для выноса различных фракций песка на поверхность, определяется по графику (рис. 9.1). Расчет производится по диаметру самых крупных песчинок, поступающих в ствол скважины из призабойной зоны пласта. Размер песчинок отложен на оси абсцисс, а скорость потока — на оси ординат. Отметив на оси абсцисс точку, соответствующую расчетному диаметру песчинок, проводят вертикаль до пересечения с кривой соответствующей вязкости жидкости и на пересечении горизонтали, проведенной из этой точки, с осью ординат получают необходимую скорость w. Обычно на практике принимают скорость восходящего потока V = 2w.

Вычисляют количество жидкости Q (м^3/сут.), необходимое для выноса песка из скважины по формуле:

$$Q = \frac{\pi \cdot \left(D_B^2 - d_H^2\right) \cdot w \cdot 86400}{4},$$

где $D_в$ — внутренний диаметр подъемных труб в м;
$d_н$ — диаметр насосных штанг в м;
w — скорость восходящего потока жидкости в м/с.

9.3. УДАЛЕНИЕ ПЕСЧАНЫХ ПРОБОК ИЗ СКВАЖИН

При образовании песчаных пробок на забое скважин, несмотря на принимаемые меры по их предупреждению, дебит скважин снижается или скважина

полностью прекращает подачу продукции. Требуется проведение текущего ремонта по удалению песчаной пробки с забоя скважины.

Для этого применяется прямая или обратная промывка ствола скважины, при этом нижний конец НКТ оборудуется специальными наконечниками, либо используется струйный насос, а в трудных случаях при сильно уплотненных песчаных пробках — гидробур.

При прямой промывке рабочую жидкость нагнетают в НКТ, спущенную до пробки, при этом размытая порода выносится по кольцевому пространству между эксплуатационной колонной и промывочными трубами. По мере размывания пробки НКТ наращивают.

С целью повышения эффективности разрыхления пробки на конец НКТ навинчивают специальные наконечники (рис. 9.2).

При необходимости создания большей скорости размывающей струи используют наконечник-мундштук — конусный патрубок, на конце которого имеется отверстие диаметром около 25 мм. Недостатком мундштука является необходимость его извлечения после промывки при пуске скважины в эксплуатацию.

Фрезер-мундштук А. В. Мельников (рис. 9.2, а) состоит из патрубка 1 с фрезой 2 на его нижнем конце и приваренным упорным кольцом сверху. На патрубке просверлены отверстия, предназначенные для поступления жидкости через них при эксплуатации скважины. В процессе промывки фреза работает как отбойный молоток.

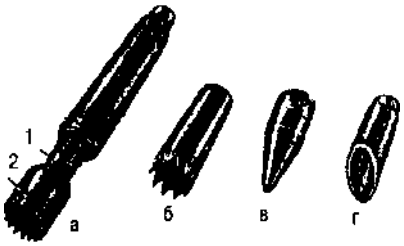


Рис. 9.2. Наконечники для колонны промывочных труб.
а – фрезер – мундштук Мельникова;
б – фреза; в – карандаш; г – кососрезанная труба (перо).

Существенным недостатком прямой промывки является низкая скорость восходящей струи. При больших диаметрах эксплуатационной колонны скорость восходящего потока может оказаться недостаточной для выноса крупных зерен песка. Прямая промывка требует большого количества промывочной жидкости, что связано со значительным повышением давления на выкиде насоса.

При обратной промывке жидкость закачивают в затрубное пространство скважины, а водопесчаная смесь выносится по насосно-компрессорным трубам.

Промывка песчаных пробок является одним из самых простых способов их ликвидации. Однако иногда (состояние обсадной колонны, большая приемистость пласта и др.) нет возможности использовать этот способ. В таких случаях применяют струйные аппараты, позволяющие производить промывку без давления на пласт со скоростью, почти равной скорости при обычной промывке.

Установка для очистки скважин указанным способом состоит из струйного аппарата, промывочных труб, поверхностного оборудования (шланги, вертлюга, приспособления для долива воды).

Рабочая жидкость (рис. 9.3) подается под напором по трубе 1 от агрегата к соплу 2. Вследствие того, что она движется с большой скоростью в камеру смешения 3 диффузора 4, в полости 5 создается разрежение. В камеру смешения начинает поступать жидкость с размытым (с помощью специальных сопел) песком.

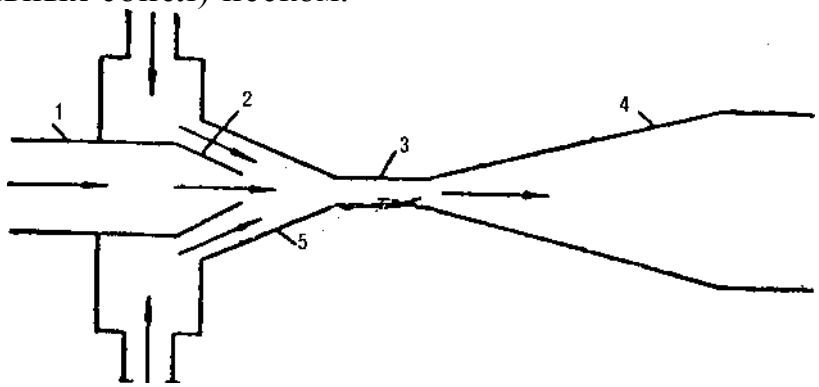


Рис. 9.3. Схема струйного насоса.

Техническая характеристика насоса:
Расход рабочей жидкости, л/с ... 1,5—2,5
Рабочее давление на выкиде силового насоса, МПа 8,0
Производительность струйного насоса, л/с 0,5
Время отбора из скважины пробки высотой 1 м, мин ..... 6—6,5
Рабочая жидкость ..... техническая вода

Струйные аппараты (диаметром 41 мм) состоят из струйного насоса и размывочной головки. В скважинах, где чистка пробок производится со специальными сдвоенными трубами, диаметр аппарата равен 90 мм. В скважинах, где аппарат спускают на одном ряде труб и пропускают его внутри штангового насоса, наружный диаметр выбирают таким, чтобы он мог пройти через седло конуса и замок самого малого по размеру вставного глубинного насоса.

Струйный аппарат со сдвоенными трубами диаметром 90 мм имеет длину около 1 м и массу около 15 кг.

Техническая характеристика установки для очистки скважин

С т р у й н ы й а п п а р а т

Максимальный расход рабочей жидкости (с учетом 1 л/с расходуемого на размыв), л/с……2,5

Рабочее давление (для скважин глубиной до 600 м со статическим уровнем не более
560 м, т. е. напором 40 м), МПа ……80
Время размыва пробки длиной 6 м, мин……80
Время отбора пробки высотой 6 м, мин……35—40
Рабочая жидкость ……техническая вода

С д в о е н н ы е трубы (рис. 9.4)

Диаметр наружной трубы, мм ……60—73
Диаметр внутренней трубы, мм ……32—48
Глубина спуска для труб из стали марки Д, м……до 1000

Вертлюг (рис. 9.5)

Длина в собранном виде, мм……1063
Масса в собранном виде, кг……65
Подъемная сила, кН……до 250
Рабочее давление, МПа……160

Г и б к и й шланг

Внутренний диаметр, мм……38
Наружный диаметр, мм……90
Рабочее давление, МПа……20,0
Длина, м……9
Масса шланга с фланцами и муфтами, кг……105

С помощью струйного аппарата промывку скважин производят следующими способами:

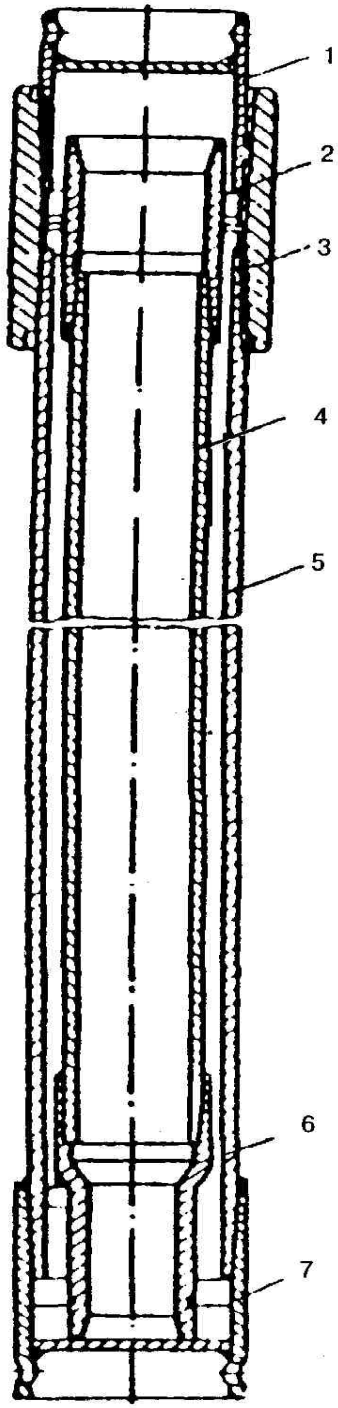
1) с применением специальных сдвоенных труб;
2) без подъема трубного насоса, без подъема вставного насоса;
3) без сдвоенных труб;
4) со сдвоенными трубами в нижней части колонны НКТ;
5) с установкой пакера.

Гидробур (рис. 9.6) в скважину спускается на канате; после упора в пробку долотом он приподнимается на 2—3 м и ударяется о поверхность. При очередном подъеме плунжер засасывает жидкость с песком из-под долота, затем песок через гидроциклонный сепаратор подается в желонку, а жидкость — к поршневому насосу.

Во избежание сильных рывков каната гидробур над забоем следует поднимать на I или II скорости.

Техническая характеристика гидробура:
Общая длина, м ……9,8
Наружный диаметр, мм ……90
Максимальная производительность
за один рейс в 146-мм колонне, м ……1,5
Полезная емкость желонки, л……25

Длина хода плунжера насоса, м……..1,2
Диаметр плунжера, мм..... ……88
Теоретический объем плунжера, л ……..3,17
Диаметр тартального каната, мм ……..15



Общепринятая ликвидация песчаных пробок на скважинах, например в «Кубань-газпроме» сводится к следующему.

Для очистки призабойной зоны от песка ее промывают, плотность промывочной жидкости и ее качество выбирают в зависимости от величины пластового давления и состояния призабойной зоны. Это может быть и буровой (глинистый) раствор с низкой водоотдачей, а следовательно, с высокой стабильностью, и меловая суспензия на водном растворе КМЦ, плотность которой может быть от 1050 до 1300 кг/м^3 и с условной вязкостью до 300 с, а также гидрофобные эмульсии с эмульгатором РЭМ. Плотность последних может колебаться от 900 до 1300 кг/м^3.

После того, как скважина заглушена, производят монтаж оборудования и подъемного агрегата. Снимают фонтанную арматуру, и работы по очистке призабойной зоны производят следующими способами:

а) промывкой забоя скважины жидкостью глушения;

б) разбуриванием песчаной пробки долотом.

Выбор того или иного способа зависит от состава пород, образующих пробку, и от ее прочности. Если установлено, что песчаная пробка на забое рыхлая, можно промыть забой скважины жидкостью глушения прямой промывкой, т. е. нагнетанием жидкости через вертлюг и спущенные в скважину НКТ.

Рис. 9.4. Сдвоеннаятруба. 1 и 7 – предохранительные колпачки; 2-резьбовая муфта наружной трубы; 3-гладкая муфта внутренней трубы; 4-внутренняя труба; 5-наружная труба; 6-нипель внутренней трубы.

Жидкость, поднимаясь по затрубному пространству, захватывает размытый песок и через боковой отвод крестовины выносит его на поверхность. В процессе промывки, спуская НКТ, необходимо следить за давлением, и если оно станет повышаться, не обходимо приподнять колонну труб на 1,5 — 2м,

не прекращая при этом циркуляцию жидкости. Затем снова начать спуск с промывкой до тех пор, пока НКТ не дойдут до искусственного забоя. В

случае, если таким способом песчаную пробку размыть не удается, ее разбуривают долотом на бурильных трубах.

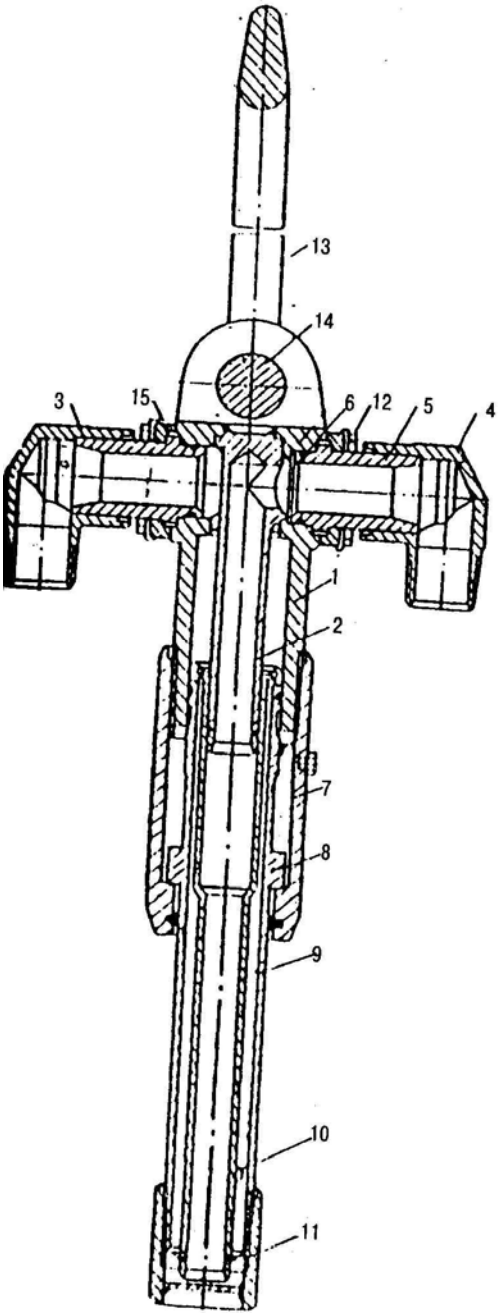


Рис.9.5. Вертлюг.
1-стальной корпус; 2-специальный ниппель; 3-угольник для подвода промывочной жидкости; 4-угольник для отвода жидкости; 5-патрубок; 6-резиновое уплотнение; 7-муфта специальная; 8-переводник; 9-патрубок соединяющий внутренние трубы с вертлюгом; 10-сухари; 11-резиновое уплотнительное кольцо; 12-болты; 13-серьга; 14-ось серьги; 15-крышки.

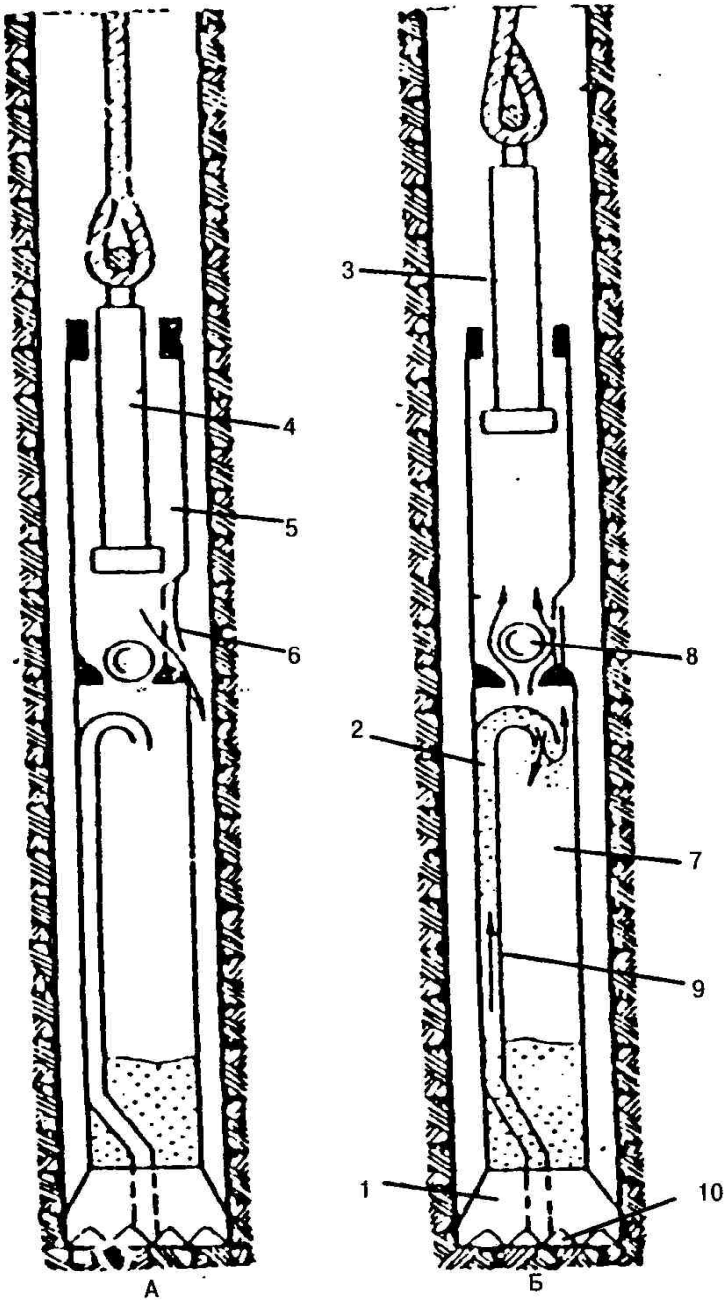


Рис. 9.6. Беструбный гидробур 2ГБ-90.
1-долото; 2-желонка; 3-плунжерный насос; 4-плунжер; 5-корпус насоса; 6-боковой клапан; 7-корпус желонки; 8-шариковый клапан; 9-центральная труба; 10-дужка

Плотность раствора необходимо определять на протяжении всего времени работы, т. к. разбуриваемый (размываемый) песок увеличивает плотность. Применяют и вариант обратной промывки.

9.4. СОЗДАНИЕ ГРАВИЙНЫХ ФИЛЬТРОВ ПРИ ЗАКАНЧИВАНИИ СКВАЖИН

Для предотвращения выноса песка из призабойной зоны в качестве противопесочных фильтров применяют следующие: проволочные однослойные и многослойные, металлокерамические и сетчатые. Они изготавливаются из стандартных труб с прорезанными в них отверстиями; с проволочной обмоткой; набивные забойные фильтры, заполняемые песком иди другими материалами на поверхности; гравийные набивки из отсортированного песка, образуемые путем заполнения затрубного пространства в интервале залегания продуктивного пласта.

Первые три конструкции фильтров обеспечивают задержание уже вынесенного песка, но они быстро разрушаются. Гравийные набивки обеспечивают искусственное закрепление пород в ПЗП.

В необсаженном продуктивном интервале, сложенном слабосцементированными песчаниками, наиболее эффективным методом предотвращения пескопроявлений и обеспечения длительной эксплуатации высокодебитных скважин без снижения их производительности и остановок на ремонт признано за-канчивание скважин с созданием гравийного фильтра.

При осуществлении этого метода скважину бурят и крепят эксплуатационной колонной до кровли продуктивного пласта, который затем вскрывают пилотным стволом с отбором керна, если это необходимо для определения фракционного состава пластового песка.

После проведения комплекса геофизических исследований расширяют пилотный ствол по всей длине или выборочно механическим расширителем с применением бурового раствора, не ухудшающего коллекторских свойств продуктивного пласта, и определяют конфигурацию ствола с помощью каверномера — профилемера для расчета необходимого объема гравия. Затем в скважину спускают компоновку с фильтром-каркасом, за который намывают в продуктивный интервал гравий с герметизацией кольцевого пространства между компоновкой и эксплуатационной колонной до и после намыва — в зависимости от применяемой техники и технологии.

Большинство исследований гравийных набивок сводится к определению их состава и соотношения между размером щелей хвостовика или частиц гравия и размерами песка, выносимого из пласта. Размер зерен гравия выбирается на основе ситового анализа образцов пластового песка. По результатам ситового анализа строится график распределения зерен пластового песка. По данным зарубежных исследований, минимальный размер гравия должен в 4—б раз, а максимальный — в б раз превышать размер зерен пластового песка, соответствующий 10%-ной точке отсева на графике ситового анализа.

Эффективность работы гравийного фильтра наряду с конструкцией и выбором гравийного материала определяется технологией его установки, в частности, большое значение имеет выбор жидкости — носителя. Применяют вязкие жидкости с низкой скоростью закачки и высокой концентрацией гравия.

С увеличением отклонения ствола скважины от вертикали существенно возрастает сложность и стоимость ее заканчивания с гравийным фильтром в необсаженном продуктивном интервале. Так, если в скважинах, близких к вертикальным, затраты на создание гравийного фильтра не превышают, как правило, 10% стоимости скважины, то в скважинах с горизонтальным участком ствола, протяженность которого в 10—30 раз превышает толщину продуктивного пласта, затраты на эти работы соизмеримы со стоимостью бурения скважины и не всегда дают ожидаемые результаты. Это обстоятельство необходимо учитывать при проектировании заканчивания горизонтальных скважин, предусматривая применения противопесочных фильтров других конструкций в тех случаях, когда их установка не грозит серьезными осложнениями из-за пескопроявлений в процессе эксплуатации скважин.

Для создания гравийных фильтров в необсаженном продуктивном интервале ствола скважин при их заканчивании необходимы следующие технические средства и материалы:

— расширитель для увеличения диаметра пилотного ствола;

— гравий и фильтр-каркас гравийной набивки;

— управляемая циркуляционная муфта;

— пакеры для подвески компоновки фильтра-хвостовика в нижней части эксплуатационной колонны и герметизации кольцевого пространства между эксплуатационной колонной и компоновкой; а также для изоляции непродуктивных пропластков — при необходимости;

— установочный инструмент для спуска и установки в скважине компоновки фильтра-хвостовика, для управления плашками и передачи нагрузки на пакер-подвеску;

— устройство с узлом перекрестных потоков — для намыва гравия через циркуляционную муфту за фильтр-каркас, уплотнения гравийной набивки промывкой и др.;

— технологическая оснастка компоновки фильтра-хвостовика (глухая башмачная пробка, башмачный патрубок, центраторы, контрольный фильтр и др.);

— устьевое оборудование, обеспечивающее спуск-подъем и вращение инструмента с циркуляцией (прямой и обратной);

— гравиесмесительная установка для приготовления и по дачи в скважину смеси гравия с жидкостью-носителем;

— фильтровальная установка для тонкой очистки жидкости-носителя гравия от механических примесей;

— технологические емкости для промывочной жидкости и жидкости-носителя, насосные агрегаты, нагнетательные и прочие трубопроводы для обвязки наземного оборудования;

— химические реагенты для приготовления промывочной жидкости и жидко-

сти-носителя.

Этот перечень может несколько изменяться в связи с разнообразием устройств и способов, применяемых для создания гравийных фильтров, а также различиями в техническом оснащении буровых установок.

Некоторые позиции перечня не имеют отечественных аналогов и нуждаются в пояснениях.

9.4.1. ФИЛЬТР-КАРКАС ГРАВИЙНОЙ НАБИВКИ

К фильтру-каркасу гравийной набивки предъявляются следующие требования: он должен обладать необходимой механической прочностью; быть устойчивым против коррозии и эрозионного воздействия; иметь высокую гидропроводность; удерживать все зерна гравия и не забиваться пластовым песком.

Из известных конструкций фильтров всем этим требованиям в большей степени отвечают проволочно-сварные фильтры фирмы Jonson.

Фильтр этой конструкции состоит из перфорированной круглыми отверстиями несущей трубы с приваренными к ней продольными опорными стержнями, на которые навита с заданным шагом профилированная проволока, приваренная к стержням в точках контакта. Профилированная проволока изготовлена из нержавеющей стали, имеет трапецеидальную форму и при навивке на опорные стержни формирует непрерывную щель, расширяющуюся внутрь фильтра. У таких фильтров большая прочность и пропускная способность, высокая коррозионная и эрозионная стойкость, гладкая наружная поверхность, щель имеет равномерную ширину и не закупоривается механическими частицами в процессе эксплуатации, благодаря своей форме.

Фильтры имеют длину от 0,45 м до 6,5 м; диаметр от 38 мм до 244,5 мм; размер щели от ОД52 мм до 6,35 мм.

9.4.2. УПРАВЛЯЕМАЯ ЦИРКУЛЯЦИОННАЯ МУФТА

Управляемая циркуляционная муфта (рис. 9.7) состоит из корпуса 1 и подвижного вставного цилиндра 2 с двойным уплотнением 3.

В муфте имеются два отверстия, которые открываются и закрываются вращением вставного цилиндра соответственно вправо-влево на 1/4 оборота.

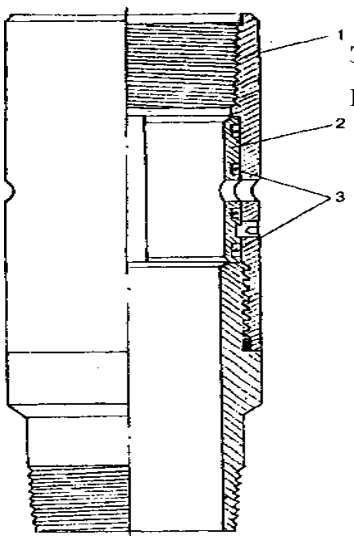


Рис. 9.7. Управляема циркуляционная муфта

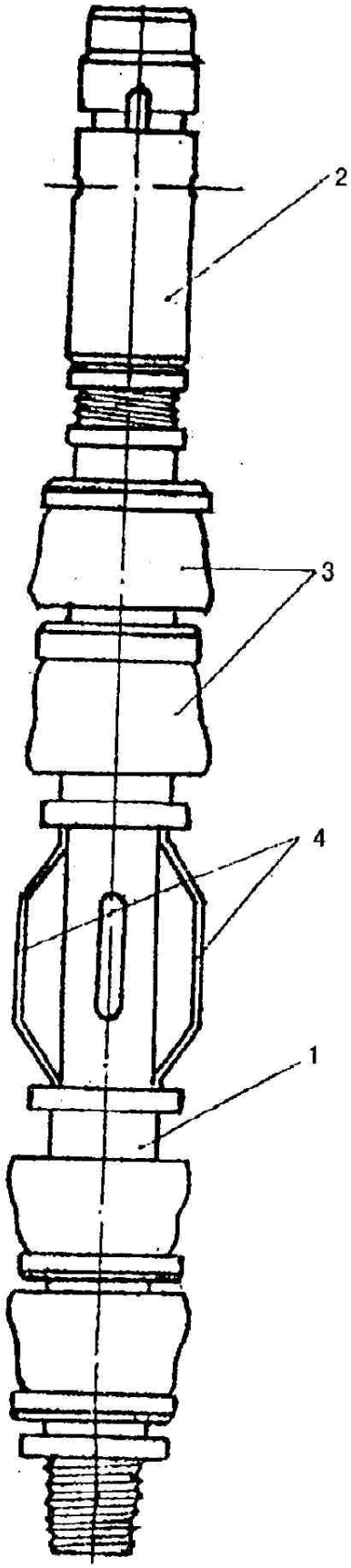


Рис. 9.8. Устройство с узлом перекрестных потоков (кроссовер)
1-корпус; 2-шарнирный вертлюг;
3-колпачковые уплотнители;
4-пружины.

9.4.3. УСТРОЙСТВО С УЗЛОМ ПЕРЕКРЕСТНЫХ ПОТОКОВ (КРОССОВЕР)

Данное устройство, именуемое далее кроссовером применяется в большинстве известных способов создания гравийных фильтров без существенных изменений конструкций. На рис. 9.8. показан общий вид кроссовера, входящего в состав противопесочного комплекса фирмы Lynes и состоящего из корпуса с закрепленными на нем двумя парами колпачковых уплотнений и двумя пружинами, служащими для управления циркуляционной муфтой. Между парами уплотнений имеется отверстие, через которое подается смесь гравия с жидкостью-носителем, нагнетаемая прямой циркуляцией по колонне спущенных в скважину труб с кроссовером. Над верхней парой уплотнений к корпусу кроссовера присоединен шарнирный вертлюг с двумя отверстиями для выхода отфильтрованной от гравия жидкости-носителя через узел перекрестных потоков и затрубное пространство. Эти отверстия могут открываться и закрываться с помощью установочного инструмента.

9.4.4. ГРАВИЕСМЕСИТЕЛЬНАЯ УСТАНОВКА

Установка, предназначенная для смешивания гравия с жидкостью-носителем и подачи смеси в скважину, состоит из бункера вместимостью 3-4 т с встроенным шнековым питателем, камеры перемешивания и трехцилиндрового насоса, смонтированного на одних салазках с бункером и камерой. Скорость вращения шнека, приводимого в действие гидравлическим двигателем, может управляемо меняться для получения заданной концентрации гравия в смеси. Подача гравия в камеру перемешивания дозируется, что обеспечивает однородность смеси при намыве гравийной набивки.

9.4.5. ФИЛЬТРОВАЛЬНАЯ УСТАНОВКА

Фильтровальная установка состоит из двух вертикальных емкостей, соединенных параллельно, в каждой из которых установлено по 18 фильтроэлементов. Емкости смонтированы на общей раме и обвязаны трубопроводами. Пропускная способность каждой емкости 4,5 л/с. Рабочее давление $8{,}9 \times 10^5$ Па, максимальный перепад давления $1{,}4 \times 10^5$ Па. Степень очистки жидкости: отфильтровываются механические частицы размером более 2—5 микрон (в зависимости от типа фильтроэлемента).

9.4.6. ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ФОРМИРОВАНИЕ И СВОЙСТВА ГРАВИЙНЫХ ФИЛЬТРОВ

Одним из важнейших факторов считается соотношение между размерами зерен гравия и пластового песка. Оптимальным является соотношение:

$$d_{гр} = (5 - 6)d_{50},$$

где $d_{гр}$ — диаметр гравия;

d_{50} — диаметр зерен 50%-ной фракции механического состава пластового песка.

При меньшем размере гравия снижается проницаемость гравийной набивки в процессе эксплуатации скважины вследствие закупорки пластовым песком, а превышение оптимального соотношения ухудшает пескоудерживающую способность фильтра.

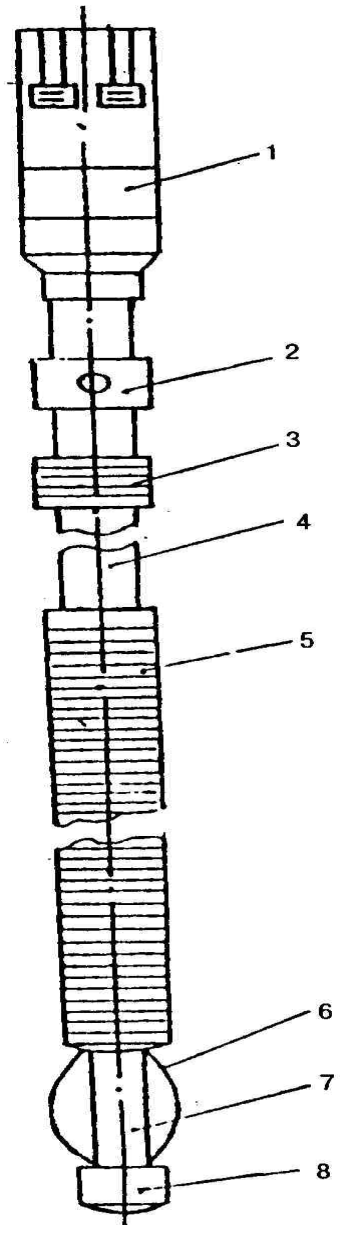
На проницаемость гравийной набивки влияет, кроме того, форма гравия и однородность его состава: идеальная модель пористости получается при укладке одинаковых сферических зерен кварцевого песка; он должен быть отсортированным, хорошо окатанным, крупнозернистым с необходимым для конкретных условий размером зерен.

Степень надежности гравийного фильтра во многом зависит и от плотности гравийной набивки за фильтром-каркасом. Повышению плотности набивки способствуют большие скорости нагнетания смеси гравия с жидкостью-носителем; увеличение гидравлического сопротивления кольцевого пространства между внутренней поверхностью фильтра-каркаса и спущенными в него лифтовыми трубами; применение, как уже отмечалось, высококачественного гравия. Установлено также положительное влияние уменьшения концентрации гравия в смеси и повышения плотности жидкости-носителя. Однако без вибрационного или гидродинамического воздействия на гравийную набивку добиться ее высокой плотности затруднительно.

Для успешной транспортировки гравия во взвешенном состоянии за фильтр-каркас в вертикальных скважинах достаточно применения маловязких жидкостей-носителей. С увеличением отклонения ствола скважины от вертикали необходимо повышать вязкость этих жидкостей, так как в противном случае гравий начнет выпадать в осадок под воздействием сил гравитации и формировать в верхней части фильтра-каркаса пробки и завесы, ниже которых гравийная набивка будет иметь низкую плотность и останутся не заполненные гравием пустоты.

Опытным путем установлено, что высоковязкие жидкости (600-700 мПа·с) могут эффективно транспортировать в наклонных скважинах до 1800 кг/м^3 гравия, средневязкие (300- 400 мПа·с) удерживают до 480 кг/м^3, а жидкости с вязкостью 30-40 мПа·с не пригодны для применения в наклонных скважинах.

Преимущественное применение получили водные растворы полимеров, утрачивающие вязкость после выполнения своего назначения, — доставки гравия во взвешенном состоянии за фильтр-каркас, что достигается добавкой химических реагентов, разжижающих жидкость-носитель через некоторое время. Подбор рецептуры такой жидкости для конкретной скважины производят, исходя из заданного времени начала и полного выпадения гравия в осадок.



Помимо способности удерживать гравий во взвешенном состоянии необходимое время, жидкость-носитель должна обладать также следующими свойствами:

—не вызывать поглощений при намыве гравия за фильтр-каркас;

—стабилизировать глинистые породы и не ухудшать коллекторских свойств продуктивного пласта;

—сочетаться с другими флюидами;

—не содержать механических примесей;

—не вызывать коррозии наземного и подземного оборудования, участвующего в создании гравийного фильтра.

9.4.6. УСТАНОВКА ФИЛЬТРА-ХВОСТОВИКА В СКВАЖИНЕ И НАМЫВ ГРАВИЯ ЗА ФИЛЬТР

Создание гравийных фильтров в необсаженном продуктивном интервале с большим отклонением от вертикали и с горизонтальным простиранием ствола имеет свои особенности, оказывающие влияние на компоновку фильтра-хвостовика, на операции по его установке в скважину и намыву гравия за фильтр, что требует отдельного рассмотрения. В остальных случаях наиболее часто применяется на практике компоновка фильтра-хвостовика, в состав которой входят (снизу вверх): башмачный патрубок с глухой башмачной пробкой, секции фильтра-каркаса, надфильтровая труба, короткий сигнальный фильтр, циркуляционная муфта, пакер-подвеска и

Рис. 9.9. Компановка фильтра-хвостовика:

1-пакер-подвеска; 2 – циркуляционная муфта; 3 – контрольный фильтр; 4 – надфильтровая труба; 5 – секции фильтра-каркаса гравийной набивки; 6 - центратор; 7-башмачный патрубок; 8-глухая башмачная пробка.

центратор (рис. 9.9).

Узлы компоновки могут отличаться по своей конструкции в зависимости от глубины и профиля скважины, способа намыва гравия, а также в зависимости от фирм-поставщиков оборудования.

Длину надфильтровой трубы принимают из расчета создания за ней запаса гравия, достаточного для предот вращения оголения верхней части сборки фильтра-каркаса при уплотнении и усадке гравийной набивки в процессе эксплуатации скважины. Если намыв гравия осуществляется с вибрационным или гидродинамическим воздействием на гравийную набивку, достаточен 10-процентный запас от расчетного количества гравия; при отсутствии такого воздействия запас увеличивают до 20 — 30%.

Когда требуется изоляция непродуктивных пропластков и намыв гравия в 2 и более горизонтов, в компоновку фильтра-хвостовика включают трубные наружные пакеры, дополнительные циркуляционные муфты и «глухие» трубы.

Фильтр-хвостовик с открытыми отверстиями циркуляционной муфты спускают в скважину на бурильных трубах с установочным инструментом со скоростью, исключающей гидроразрыв продуктивного пласта, и подвешивают в нижней части эксплуатационной колонны с размещением секций фильтра-каркаса в расширенном продуктивном интервале ствола. Герметизацию пакером кольцевого пространства между эксплуатационной колонной и фильтром-хвостовиком производят до или после намыва гравия — в зависимости от способа намыва (прямой или обратной циркуляции). После этого спускают компоновку, состоящую из кроссовера с открытыми циркуляционными отверстиями вертлюга и присоединенных к кроссоверу лифтовых труб, длину которых принимают из расчета установки их конца ниже сборки фильтра-каркаса при намыве гравия. Спуск компоновки в скважину осуществляют на бурильных или насосно-компрессорных трубах с установочным инструментом и размещают кроссовер несколько выше циркуляционной муфты фильтра-хвостовика.

Обвязку трубопроводами наземного оборудования при намыве гравия через трубу прямой циркуляцией выполняют по схеме (рис. 9.10), в соответствии с которой жидкость-носитель поступает из емкости 1 на прием насоса 2 и закачивается в камеру перемешивания гравиесмесительной установки 3, откуда готовая смесь гравия с жидкостью-носителем подается через вертлюг 4 в колонну бурильных или насосно-компрессорных труб. Далее смесь поступает через отверстия кроссовера и циркуляционной муфты за фильтр-каркас, где гравий остается на забое, а отфильтрованная жидкость-носитель поднимается по лифтовым трубам к кроссоверу и через узел перекрестных потоков попадает в эксплуатационную колонну. По эксплуатационной колонне жидкость-носитель возвращается на поверхность в емкость 5, из которой подается насосом 6 в фильтровальную установку 7 и после очистки от механических примесей поступает в емкость 1 и т.д.

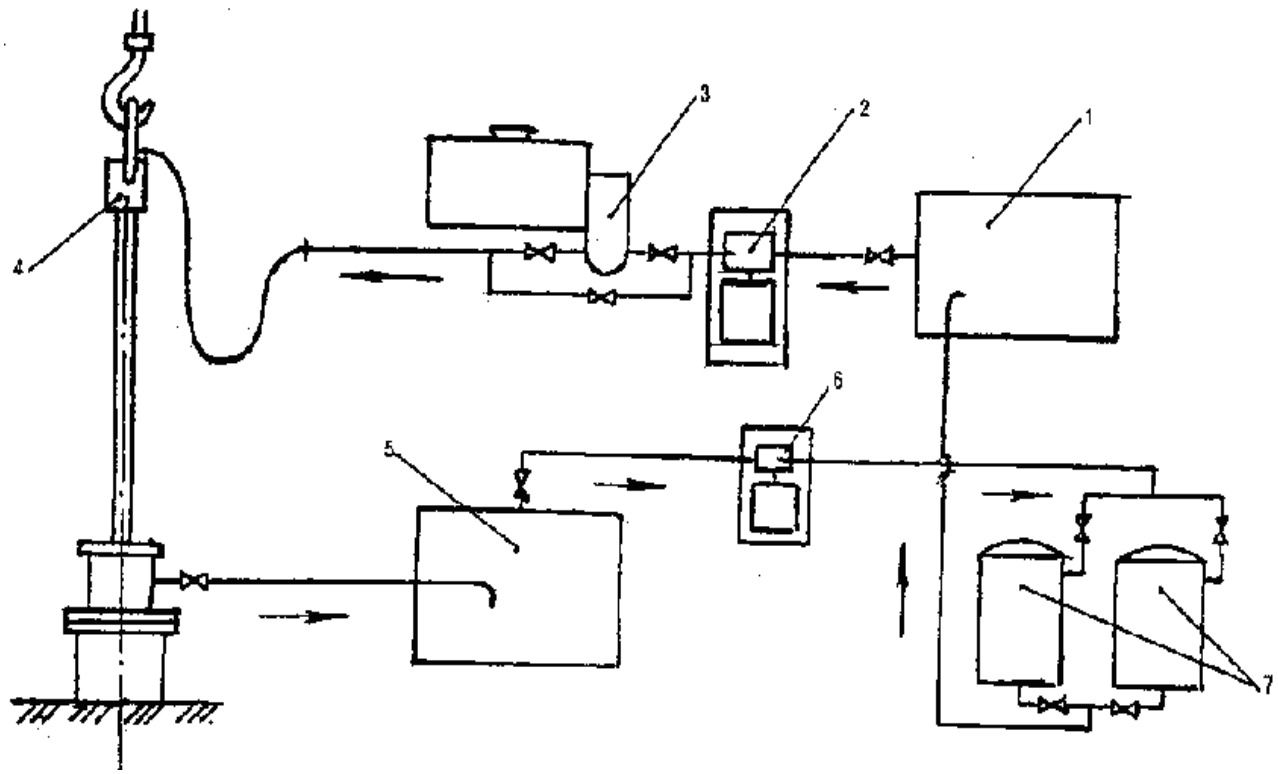


Рис. 9.10. Схема обвязки наземного оборудования при намыве гравия прямой циркуляцией:

1-ёмкость для очищенной жидкости-носителя гравия; 2-насос гравиесмесительной установки; 3-гравиесмесительная установка; 4-вертлюг; 5-ёмкость для приёма жидкости-носителя из скважины; 6-насос фильтрованной установки; 7-фильтрованная установка.

При производстве подготовительных работ предъявляются высокие требования к чистоте всех компонентов, участвующих в процессе намыва гравия: компоновки фильтра-хвостовика и кроссовера тщательно очищают от смазки и загрязнений, а емкости и трубопроводы от ржавчины и остаточных материалов с последующей промывкой; жидкость-носитель и промывочную жидкость отфильтровывают от механических примесей; при спуске в скважину труб с компоновками не допускают излишней смазки свинчиваемых резьбовых соединений.

Процесс намыва гравия начинают с совмещения отверстий кроссовера и циркуляционной муфты. Для этого в кроссовере создают давление порядка $15 \cdot 10^5$ Па и медленно опускают кроссовер до получения резкого падения давления, что свидетельствует о нахождении нижней пары колпачковых уплотнений под открытыми отверстиями циркуляционной муфты. Затем допускают кроссовер наполовину расстояния между парами колпачковых уплотнений для совмещения отверстий циркуляционной муфты и кроссовера; вращением инструмента закрывают отверстия муфты и проверяют надежность закрытия созданием давления в кроссовере. После этого открывают отверстия циркуляционной муфты, убеждаются в наличии циркуляции и приступают к приготовлению и намыву за фильтр-хвостовик смеси гравия с жидкостью-носителем.

В процессе намыва контролируют давление нагнетания смеси и полноту циркуляции, не допуская поглощения жидкости-носителя; поддерживают заданную концентрацию гравия в смеси, следят за полнотой очистки жидкости-

носителя, своевременно заменяя фильтрующие элементы в фильтровальной установке.

После резкого повышения (скачка) давления нагнетания, что свидетельствует о перекрытии гравием контрольного фильтра, прекращают намыв, закрывают отверстия циркуляционной муфты и вымывают излишки гравия из труб обратной циркуляцией. Если объем фактически намытого гравия меньше 90% его расчетного количества, производят уплотнение гравийной набивки промывкой. Для этого извлекают из скважины компоновку кроссовера, исключают из нее лифтовые трубы и, спустив кроссовер с закрытыми отверстиями вертлюга в нижнюю часть сборки фильтра-каркаса, осуществляют промывку, перемещая кроссовер вверх в пределах сборки с вра щением. Затем процессы намыва гравийной набивки и ее уплотнения промывкой повторяют до намыва более 90% расчетного количества гравия. Принципиальные схемы работы узла перекрестных потоков кроссовера при выполнении этих процессов показаны на рис. 9.11.

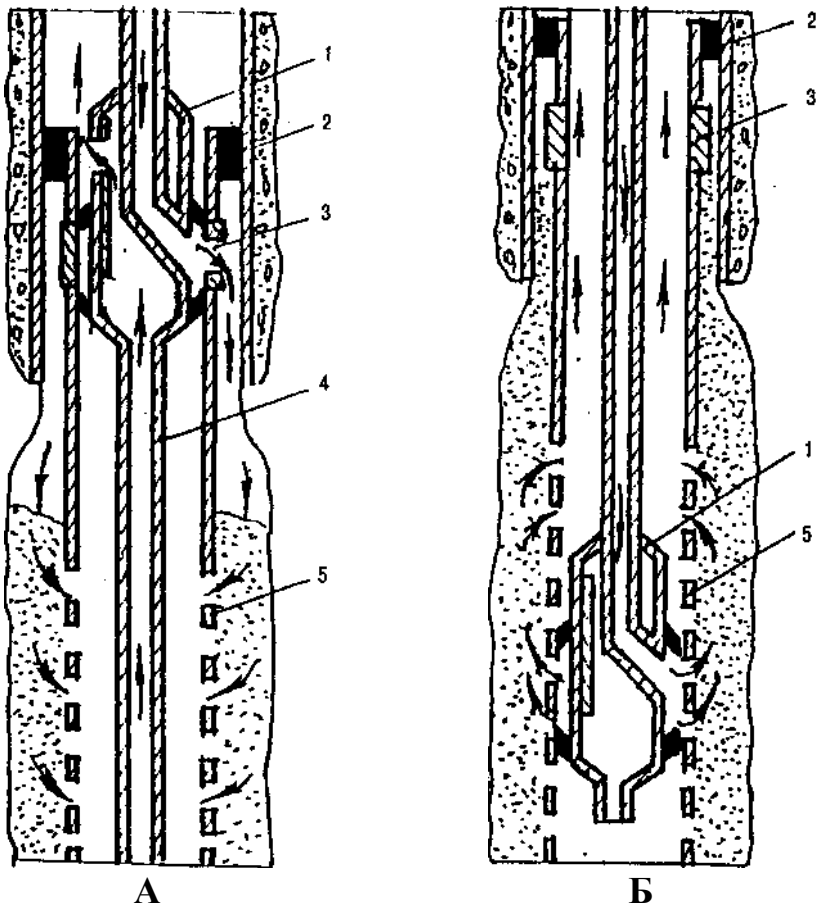


Рис. 9.11. Схема намыва и уплотнения гравийной набивки с использованием кроссовера:

а — намыв гравия за фильтр-каркас; б — уплотнение гравийной набивки промывкой.
1— кроссовер (А — отверстия вертлюга открыты; Б —закрыты);
2— пакер-подвеска;
3 — управляемая циркуляционная муфта (А — открыта; Б — закрыта);
4 — трубы;
5 — секции фильтра—каркаса гравийной набивки.

При описанном способе намыва гравийной набивки, уплотнение которой происходит только за счет сил гравитации, практически невозможно добиться 100-процентной закачки расчетного количества гравия за фильтр-каркас, а неоднократное повторение операций по вымыву излишков гравия, промывке фильтра и намыву гравийной набивки существенно удорожает процесс.

9.5. МЕТОДЫ КРЕПЛЕНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН

Одним из методов борьбы с пескопроявлением в скважинах является крепление призабойной зоны пласта, сложенного слабосцементированным песчаником, с целью создать проницаемый экран.

Для укрепления призабойной зоны пескопроявляющих пластов в качестве вяжущего применяли портландцемент. Однако фильтр с его использованием отличался низкой проницаемостью и требовал прострела перфораторами. При этом он раскалывался, и операции становились безрезультатными. В качестве добавки, «повышающей проницаемость», применяли песок. Результаты отрицательные, особенно при повышенных температурах. Более эффективной технология стала при использовании цементно-солевых и цементно-песчано-солевых смесей (поваренная соль крупностью до 2 мм). Соль растворялась, обеспечивая проницаемость крепи.

Весьма эффективны работы по применению смесей цемента с алюминиевым порошком, при взаимодействии которых (соотношение не более 0,2 — 0,4% от массы сухого цемента) в водной среде выделяется водород; смесь расширяется, образуется пористый камень.

В зарубежной и отечественной практике используются также химические методы предотвращения выноса песка в скважины, которые основаны на использовании эпоксидных, фурановых, фенольных и фенолформальдегидных смол, а также смеси их с песком. При проведении операций в скважину закачивается последовательно ряд жидкостей, каждая из которых выполняет свою функцию. Так, спирты используют для растворения смолистых веществ; дизельное топливо позволяет сохранить проницаемость пласта; смола, катализатор и отвердитель образуют каркас между песчинками слабосцементированной породы. Используют иногда активаторы. К недостат кам химических методов относятся невысокая надежность и снижение эффективности обработок через определенный период работы скважины.

9.5.1. КОНТАРЕН-2

В б.ВНИИКРнефть была разработана и испытана технология крепления призабойной зоны пескопроявляющих добывающих и паронагнетательных скважин полимерными составами, имеющими широкий температурный диапазон применения (20-260°С), обладающими достаточными прочностными и фильтрационными характеристиками и обеспечивающими ограничение вы-

носа механических примесей скважинными флюидами независимо от степени обводненности добываемой продукции.

Технология крепления призабойной зоны скважин основана на применении метода тампонирования под давлением с использованием полимерных составов, включающих синтетическую смолу, соответствующий отвердитель и реагенты для повышения прочности и проницаемости закрепленной зоны пласта.

Применение этой технологии позволяет снизить содержание песка в добываемой продукции на 30-60% и число осложнений, связанных с выносом песка в 1,5-2,5 раза с вероятностью 0,8; снизить обводненность добываемой продукции при сохранении общих отборов из скважины.

Контарен-2 представляет собой композицию, включающую наполнитель и полимерообразующие компоненты, в качестве которых использованы суммарные сланцевые акрилрезоцины (состав ТС-10) и уротропин. Их взаимодействие при температуре выше 35°С образует полимер, который представляет собой пространственную трехмерную сетку, характеризуемую значительной густотой, высокой механической прочностью и коррозионной устойчивостью. Сетка способна разрушаться с заметной скоростью только под действием концентрированных (выше 10%) растворов едких щелочей. Термостойкость сетки приближается к 200°С.

Контарен-2 — вязкая нефильтрующаяся суспензия, получаемая при смешении ТС-10, уротропина, едкого натра, воды и наполнителя ШРС-С.

ТС-10 — однородная смесь суммарных сланцевых фенолов, этиленгликоля и водного раствора едкого натра. Эта жидкость темно-коричневого цвета растворяется в воде до соотношения 1:10, имеет плотность при 20°С 1,16 г/см^3, температуру замерзания -30°С.

Уротропин технический — мелкокристаллический порошок плотностью 1,25 г/см^3. Растворимость уротропина в воде при 5-35°С составляет ~ 45%. Плотность насыщенного водного раствора 1,1 г/см^3.

Едкий натр — ингибитор коагуляции и регулятор срока начала загустевания. Он выпускается в виде твердой бесцветной массы или в гранулах плотностью 2,13 г/см^3.

Наполнитель ШРС-С — продукт совместного помола растворимого (поваренная соль) и нерастворимого (руда агломерационная и шлак доменный) наполнителей. Нерастворимая часть ШРС-С в составе Контарен-2 служит для создания необходимой прочности отвержденного материала, а растворимая часть — для образования микрощелевых каналов после растворения наполнителя. Концентрация соли в тампонажном растворе значительно превышает его предельную растворимость, что и обусловливает получение камня, наполненного кристаллами соли. Наличие начальной проницаемости у отвержденного материала позволяет быстрее формировать поровое пространство при вымыве соли водой.

Компоненты смешивают в емкостях с перемешивающими устройствами в следующем порядке. Сначала растворяют едкий натр в воде или смешивают

воду с раствором едкого натра, загружают уротропин и перемешивают до полного растворения. В жидкую фазу состава порциями (по пять-шесть мешков) загружают ШРС-С, перемешивают состав в течение 1 — 2 мин. В полученную суспензию вводят ТС-10, перемешивают в течение 8 — 10 мин.

Состав имеет плотность 1,55-1,65 г/см^3, растекаемость по конусу АзНИИ 18-20 см.

Для приготовления 1 м^3 состава Контарен-2 расход материалов следующий:

ТС-10, л ..... ……..270 — 300
Уротропин, кг .....90—120
Едкий натр, кг .....12 — 15
Вода, л .....220 — 240
ШРС-С, кг .....900 — 1000
Свойства состава Контарен-2:
Время загустевания при 30°С, ч.:
начало.....45 — 50
конец .....65 — 72
Время загустевания при 60°С, ч.:
начало.....2 — 4
конец .....4 — 5
Прочность при сжатии через 24 ч. ОЗЦ, МПа:
до вымыва растворимого наполнителя ……6 — 8
после вымыва из него растворимого наполнителя…… 3,5 — 4,5
Коэффициент проницаемости материала через 24 ч. ОЗЦ, мкм^2:
до вымыва растворимого наполнителя……0,1 — 0,3
после вымыва из него растворимого наполнителя…… 1 — 5

Технология предназначена для применения в добывающих скважинах глубиной до 3000 м, паронагнетательных скважинах глубиной до 1400 м. Забойная температура в добывающих скважинах может быть от 20 до 80°С, а в паронагнетательных — от 200 до 260°С.

Технология применяется, если приемистость скважины перед применением при давлении на устье 5 МПа составляет не менее 0,3 куб. м/мин., перфорированная мощность пласта не превышает 30 м, содержание мехпримесей в добываемой продукции не менее 0,13%, а температура окружающей среды не превышает +45°С и не ниже -10°С.

Технология осуществляется с помощью следующих материалов и реагентов:

—смола ТС-10, ТУ 38-1928-74;
—уротропин, ГОСТ 1381-73;
—каустическая сода, ГОСТ 2263-79;
—хлористый натрий, ГОСТ 13830-84;
—соляная кислота, ГОСТ 1382-69;
—фурилофенольная смола ФФ-1СМ; ТУ 59-03-054-36-81;
—фурфурольно-ацетоновый мономер ФА или ФАМ, ТУ 6-05-1618-73;
—гексаметилендиамин ГМДА, ТУ 113-03-20-71-83;

—промывочная жидкость с плотностью, обеспечивающей безопасность работ и не снижающая проницаемость призабой ной зоны (нефть, раствор хлористого кальция, пластовая вода и АР);

—жидкость-носитель гравия (нефть вязкостью 0,2 — 0,3 Па. с);

—гравий-песок кварцевый окатанный по ТУ 39-989-84 с размером частиц от 0,3 до 1,6 мм.

Перед креплением призабойной зоны определяют продуктивность скважины, содержание мехпримесей и воды в нефти, а также величину пластовой температуры; производят подготовительные работы, включающие промывку скважины до забоя, ее глушение и т. д.; определяют приемистость скважины с использованием пластовой нефти, конденсата или воды, а также другой жидкости, не снижающей проницаемости призабойной зоны пласта.

Если проницаемость скважины при давлении 5МПа на устье меньше 0,3 куб. м/мин., то проводят работы по воздействию на призабойную зону пласта с целью повышения ее приемистости.

В скважинах с низкими пластовыми давлениями (ниже гидростатического) и при эксплуатации которых отмечался длительный вынос песка, что обусловило образование каверны в заколонном пространстве, производят предварительное закачивание песка в каверну с целью ее заполнения (до восстановления циркуляции). При этом максимальное давление не должно превышать величину давления гидроразрыва пласта.

Перед проведением технологического процесса устанавливают башмак НКТ с воронкой на уровне нижней границы интервала перфорации.

Для крепления призабойной зоны пескопроявляющих скважин применяют полимерные составы.

За 1 — 2 суток до начала работ по креплению призабойной зоны производят лабораторный анализ выбранной рецептуры полимерного состава в условиях ожидаемых температур и давлений.

9.5.2. УКРЕПЛЕНИЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ЦЕМЕНТНО-СОЛЯНО-КЕРАМЗИТОВОЙ СМЕСЬЮ

Формированию проницаемого цементного камня способствует введение в цементный раствор пористых наполнителей, предварительно насыщенных водой или легкой нефтью. В качестве наполнителей можно применять керамзитовый песок, гранулированную пензу и другие материалы, обладающие открытой пористостью. Рациональные размеры гранул наполнителя — 0,5 — 3,0 мм. При этом гранулы свободно проходят через клапанные узлы насоса. Предварительное насыщение гранул жидкостью под вакуумом позволяет сохранить их первоначальную проницаемость и предупреждает попадание цементной суспензии или ее фильтрата в поровое пространство гранул. Приготовленная таким образом цементная смесь седиминтационно устойчива.

Известные способы укрепления призабойной зоны цементно-песчаными и смоло-песчаными смесями имеют существенный недостаток, заключающийся в том, что не всегда удается получить при выполнении одной операции два желательных результата — достаточно механически прочный камень, предотвращающий разрушение породы и его удовлетворительную проницаемость, обеспечивающую поступление пластового флюида в скважину.

В значительной степени повысить эффективность работ можно, используя в качестве крепящего материала цементно-соляно-керамзитовую смесь (ЦСКС).

Для приготовления 1 $м^3$ смеси требуется: цемента тампо-нажного 200 кг, жидкости для затворения цемента 0,16 $м^3$, диз-топлива 0,5 $м^3$, керамзита фракции 0,4 ÷2,5 мм, 0,6 $м^3$ (насыпью).

Состав жидкости затворения: ССБ 20-процентой концент рации 2 л, дубовый экстракт 1 л, поверхностно-активное вещество ОП-10 — от 1 до 2,5 л, хлористый кальций — от 0,6% при температуре пласта 65°С до 2% при 30°С, воды 155 л.

ССБ и дубовый экстракт используются как пластификаторы цементного раствора, хлористый кальций — для компенсации влияния замедлителей на твердение цемента, каковыми в данном случае являются ССБ и дубовый экстракт.

Такая смесь устойчива при нормальных условиях до 1,5÷2 ч, но в скважине под повышенным давлением часть воды отфильтровывается в керамзит и эмульсия теряет стабильность.

Стабильность эмульсии характеризуется временем, в течение которого из смеси выделяется 20% дизтоплива. Оставшегося количества достаточно для обеспечения подвижности, ра-стекаемости смеси, которая должна составлять по конусу Аз-НИИ 17÷19 см. За 40 мин÷1 час она может снизиться до 13 см, что является нижним пределом прокачиваемости сме- Ц) сей насосом.

В зависимости от состава и пластовой температуры смесь затвердевает через 1÷2 суток, образуя камень с прочностью на сжатие до 5,2 МПа и проницаемостью до 0,9 $мкм^2$.

Особенностью ЦСКС является высокая концентрация твердого наполнителя и возможность образования хорошо проницаемого камня значительного в условиях призабойной зоны объема. Поэтому наиболее подходящими объектами для укрепления являются:

— проработавшие длительное время скважины, призабойная зона которых сильно дренирована и имеет место ее разрушение с выносом породы на поверхность или образованием песчаноглинистых пробок в эксплуатационном забое;

— частично обводняющиеся скважины, в которых наблюдается разрушение призабойной зоны;

— скважины, в которых из-за разрушения пласта произошло нарушение эксплуатационной колонны в зоне фильтра.

До проведения основной операции по укреплению призабойной зоны проводят подготовительные работы.

Определяют для конкретного объекта необходимый объем крепящей смеси, подготавливают необходимые материалы, емкости объемом 1,5÷2 м^3 в количестве 3 шт. В зависимости от поглощающей способности пласта заполняют (глушат) скважину пластовой водой, соленым раствором или гидрофобной эмульсией. Промывают скважину на 3÷5 м ниже фильтра эксплуатационной колонны. Проверяют техническое состояние НКТ и спускают их на 5÷7 м выше интервала, подлежащего укреплению.

Обвязывают агрегаты со скважиной — один с межтрубным пространством, другой — с трубным. В их мерники набирают по 3÷4 м^3 воды для продавки смеси и необходимых промывок скважины. Спрессовывают все нагнетательные линии давлением на 15÷20 МПа.

Приготовление крепящей смеси производят непосредственно перед закачкой в скважину в следующей последовательности.

Согласно указанной рецептуре приготовляют жидкость для затворения цемента в объеме 160 л из расчета получения 1 м^3 крепящей смеси. При непрерывном перемешивании агрегатом в нее вводят 200 кг цемента. В полученный цементный раствор закачивают 0,5 м^3 дизтоплива и тщательно в течение 5÷7 мин. перемешивают до образования равномерной консистенции цементно-эмульсионного раствора. В него при непрерывном перемешивании вводят 0,6 м^3 керамзита фракции 0,4÷2,5 мм. Весь процесс приготовления смеси должен продолжаться 20—30 мин. Полученную цементно-соляно-керамзи-товую смесь сразу же закачивают по НКТ в призабойную зону. После 1÷3-суточного отверждения разбуривают стакан до нижних дыр перфорации и осваивают скважину плавным запуском.

9.5.3. ЦЕМЕНТНО-КАРБОНАТНАЯ СМЕСЬ

Используется технология крепления и состав на цементно-карбонатной основе (ЦКС), который образует в призабойной зоне прочный и проницаемый барьер. Эффективность обработки зависит, главным образом, от качества и количества ЦКС и темпа его нагнетания в пласт, которые определяют условия формирования в призабойной зоне пласта относительно прочного и проницаемого экрана.

Количество компонентов, входящих в ЦКС на одну обработку, зависит от объема твердой фазы, оседающей на забое и выносимой на поверхность восходящей струей, и определяется по формуле:

$$G = V \cdot \gamma_p = \alpha \cdot K \cdot (0{,}785 \cdot d_n^{\,2} \cdot \gamma^2 \cdot \sum H + \sum Q \cdot q)$$

где G, V — потребное количество компонентов состава, соответственно, в т и м^3;

$\gamma_р$, $\gamma_п$ — объемные массы цементно-карбонатного бетона и песчаной пробки, т/м^3;

d — диаметр эксплуатационной колонны, м;

ΣН — суммарная мощность пробки за период эксплуатации рассматриваемого объекта, м;

ΣQ — суммарная добыча флюида, м^3;

q — количество выносимого песка в единице объема жидкости, т/м^3;

К — коэффициент возмещения; а — коэффициент, учитывающий изменение объемного | веса породы по отношению к пластовым условиям, может быть 5 принят равным 0,89.

Коэффициент возмещения представляет собой отношение объема закачиваемого материала к объему, извлеченному на поверхность песка, и должен составлять не менее 0,6.

Приближенная оценка размеров закрепленной зоны может быть определена по следующей формуле:

$$D_3 = \sqrt{\frac{V}{0{,}785 \cdot K \cdot h}} + D_k^2$$

где

D_3, $D_к$ — диаметр противопесочного экрана и каверны, м;

h— интервал фильтра, подлежащий закреплению, м.

Практика показывает, что в зависимости от степени дренированности объекта на один погонный метр фильтра требуется от 0,5 до 2 м^{3}ЦКС. Учитывая возможность гравитационного разделения закачиваемых смесей в призабойную зону, мощность обрабатываемого участка должна быть ограничена интервалом фильтра до 10м. Объем жидкости для продавки ЦКС в пласт определяется по формуле:

$$W_n = W_k + W_з + 0{,}785 \cdot D_з^2 \cdot h,$$

где $W_К$ — объем насосно-компрессорных труб, м^3;

Wз — объем эксплуатационной колонны от башмака НКТ до нижних отверстий интервала обрабатываемого участка фильтра или подпакерной зоны, м^3.

Практикой обработки скважин составом ЦКС установлено, что расчетный объем продавочной жидкости $W_П$ необходимо увеличить на 1,5 - 2,0% от расчетного, но не менее чем на 0,1 м^3 с целью гарантии от возможных прихватов насосно-компрессорных труб. Кроме того, при расчете объема продавочной жидкости необходимо учитывать начало и конец схватывания состава. Это связано с тем, что этапы технологического процесса в зависимости от характера обрабатываемого пласта и принятой схемы крепления призабойной зоны могут меняться от времени начала схватывания.

Время, необходимое для продавки ЦКС в выбранный интервал фильтровой зоны, слагается из продолжительности закачки состава в насосно-компрессорные трубы и продавки его в пласт. При определении времени, затрачиваемого для приготовления ЦКС, следует учитывать необходимость проведения вспомогательных работ в максимально короткие сроки. В балансе времени всех операций по креплению необходимо учитывать время на возможные

остановки (20 — 30 мин.). Кроме того, как показала практика, максимальный темп нагнетания смеси в пласт способствует повышению успешности крепления.

В составе на цементно-карбонатной основе используются широкодоступные, недефицитные и не обладающие токсичными свойствами вещества.

Исходными компонентами состава являются:

— портландцемент тампонажный;

—карбонатный песок (фракция 0,5—5,0), содержащий $CaCO_3$ не менее 90%;

—кислота соляная синтетическая, техническая — по ГОСТУ;

—нефть — по ГОСТУ 9965-76;

—вода техническая (пресная или морская);

— чистый и однородный кварцевый песок (фракция 0,5—0,85).

Состав на цементно-карбонатной основе изготавливается Управлением по повышению нефтеотдачи пластов и другими предприятиями, занимающимися воздействием на призабойную зону скважин.

Объемная масса цементно-карбонатного раствора должна составлять 1900 кг/м^3. Растекаемость состава — 18 см по конусу АзНИИ. Механическая прочность образца ЦКС не менее 2 МПа через трое суток твердения в скважинных условиях. Проницаемость ЦКС — 0,3 — 0,5 мкм^2.

Цемент тампонажный по отношению к твердой фазе состава берется в массовых частях в соотношении от 1:1 до 2:1.

Фракционный карбонатный песок, являющийся активным наполнителем, берется в соотношении от двух до трех массовых частей по отношению к твердой фазе компонентов.

Нефть, входящая в состав жидкости затворения ЦКС и являющаяся замедлителем начала схватывания бетона, увеличивает продолжительность действия соляной кислоты на карбонатное вещество, берется в количестве 2% по массе твердой фазы. Используемая нефть одновременно является песконосителем. По своим физико-механическим показателям она должна соответствовать нефти обрабатываемого горизонта. Нефть-песконоситель берется по массе песка в соотношении 3:1. Техническая вода используется для затворения ЦКС и в качестве продавочной жидкости.

Водный раствор соляной технической кислоты, являющейся активным растворителем, берется в массовых соотношениях 3:1 к карбонатной составляющей тампонажного камня.

Максимальное пластовое давление не должно превышать 10 МПа, а забойная температура — 50°С. В каждом отдельном случае пластовое давление и температура пласта должны быть ниже критических значений, при которых CO_2 не находится в растворенном состоянии.

Для крепления ЦКС используются:

—цементировочные и насосные агрегаты — ЗЦА-400;

—цементно-смесительные агрегаты СМ-20;

—кислотный агрегат — АЗИНМАШ-ЗОА;

—автоцистерна — 4 ЦР.

Расположение агрегатов при креплении призабойной зоны пласта цементно-карбонатным составом показано на рис. 9.12.

Приготовление цементно-карбонатного состава согласно схеме рис. 9.12 осуществляется следующим образом.

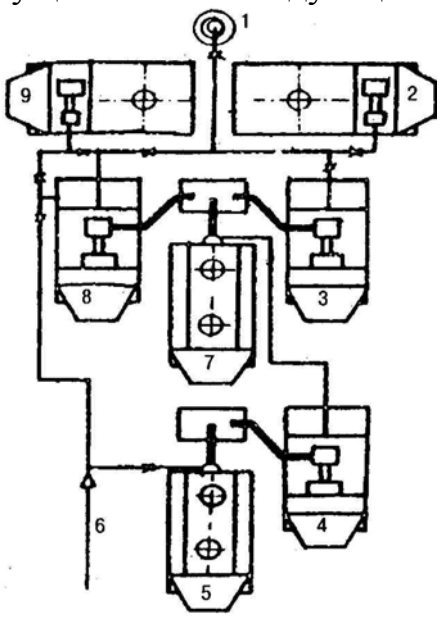


Рис. 9.12. Схема расположения агрегатов.

Техническая вода по линии 6 и нефть из автоцистерны 9 подаются в замерную емкость агрегата 8 для приготовления водонефтяной эмульсии. Одновременно цементно-смесительной машиной 5 приготавливается цементный раствор, откуда агрегатом 4 он подается в смеситель машины 7 для обогащения карбонатным материалом. Нагнетание соляной кислоты осуществляется кислотным агрегатом 2, а подача ЦКС в скважину 1 — насосным агрегатом 3.

Перед обработкой ЦКС необходимо провести подготовительные и исследовательские работы на скважине:

1. определить процент мехпримесей и их вещественный фракционный состав;
2. замерить глубину забоя и при наличии песчаной пробки произвести очистку или промывку ее;
3. проверить статический уровень жидкости снятием кривых восстановления или снижения уровня. Обследовать состояние колонны, определить профиль поглощения;
4. после проведения подготовительных работ приступают к подготовке скважины и обработке ее ЦКС.

В скважине перед креплением определяют поглотительную способность пласта, которая должна составлять не менее 0,007 $м^3/с$ при избыточных давлениях, обеспечивающих сохранность обсадной колонны и насосно-компрессорных труб. Закачивают в скважину буферную жидкость (нефть в количестве 0,1 — 0,2 $м^3$). При наличии в пласте значительной выработки производится стабилизация призабойной зоны кварцевым песком при помощи нефти-песконосителя, одновременно выполняющей роль буферной жидкости. Вслед за нефтью нагнетают в трубы солянокислотный раствор в объеме 3:1 от массы карбонатной составляющей компонентов состава, после чего опять подают буферную жидкость ОД — 0,2 $м^3$.

Закачивают в скважину ЦКС согласно нижеприведенным рекомендациям. Когда поступление песка в скважину продолжается без притока жидкости ($Р_{пл} = Р_{заб}$), устье скважины оборудуется манжетной головкой типа «ЦИСОН», башмак

НКТ располагается на уровне нижних отверстий фильтра и закачка ЦКС ведется через шланг высокого давления при непрерывном возвратно-поступательном перемещении колонны труб.

Продавочной жидкостью ЦКС продавливают в призабойную зону пласта. При продавке в пласт крепящего состава необходимо стремиться к максимальному темпу нагнетания как одного из факторов, определяющих успешность крепления.

После окончания процесса, при наличии давления, герметизируют устье скважины и в течение 72 ч ведут наблюдение за регистрирующим манометром. Через 3 — 5 суток после затвердения раствора проверяется забой и уровень, при наличии пробки производится ее чистка (промывка) или разбуривание.

Пуск скважины в эксплуатацию необходимо осуществлять методом постепенного увеличения депрессии с наблюдением за показателем пескопроявления (отбор проб на мех-примеси).

9.5.4. КРЕПЛЕНИЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СМОЛОПЕСЧАНЫМИ СМЕСЯМИ

Для повышения эффективности крепления и увеличения продолжительности эффекта по скважинам с ростом в продукции содержания воды разработана технология (применительно к условиям IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения, Краснодарский край) приготовления смолопесчаной смеси заданной проницаемости и закачки ее в призабойную зону. Данный технологический процесс предусматривает образование в призабойной зоне и в самом стволе смолопесчаного проницаемого фильтра по всей вскрытой толщине в виде блокирующей кольцевой зоны вокруг ствола скважины в интервале перфорации. Смолопесчаный фильтр может быть также создан в виде искусственной пробки на забое или же комбинации зоны и пробки. После затвердевания смолопесчаной смеси в призабойной зоне образуется матрица с высокой проницаемостью достаточной прочности. Для надежного крепления вполне достаточно проникновение смолопесчаной смеси в пласт на глубину до 10 см. Эта защитная зона способна предотвратить поступление песка в скважину, увеличить отбор нефти и осуществить эксплуатацию скважин бескомпрессорным регулируемым способом, рационально используя энергетические ресурсы залежи.

С увеличением в смоле количества гранулированного песка (фракции 0,4—0,8 мм) проницаемость возрастает и достигает 400 мкм^2 при содержании песка 200 г/л, а прочность на сжатие уменьшается (при комнатных условиях). При испытании смолопесчаных образцов на сжатие установлена их высокая прочность при сравнительно коротких сроках твердения (16—21 ч). Смолопесчаная смесь имеет высокую степень адгезии с металлом, что подтверждается прочностью отвердевшей смолопесчаной смеси в трубах. Высокая прочность на сжатие позволяет создавать в скважинах депрессии на пласт значительно выше,

чем до обработки и получать такие же дебиты, но при отсутствии выноса песка.

Данная технология установки смолопесчаного фильтра включает следующие операции:

скважину при наличии песчаной пробки промывают; для закачки приготовленной смолопесчаной смеси башмак насоснокомпрессорных труб (НКТ) устанавливают у верхних отверстий фильтра (при отсутствии песчаной пробки подъем труб не производят);

определяют приемистость пласта путем закачки нефти при максимальной скорости агрегата;

закачивают в НКТ 0,5 м^3 технической НС1 и в качестве буфера — 0,2 м^3 нефти;

в агрегате ЦА-320 производят перемешивание смолы ВР с подкисленной водой в пропорции 1:1 (4—5-процентной концентрации НС1 на 1 м^3 смолы);

выводят на режим работы пескосмесительный агрегат на воде с последующей закачкой приготовленного раствора смолы;

полученную равномерно размешанную смолопесчаную смесь направляют в АН-700 и в насосно-компрессорные трубы;

затем закачивают буферную нефть и НС1 в количестве 0,2 и 0,5 м^3 соответственно;

смолопесчаную смесь нефтью продавливают на забой (объем нефти по расчету) и в затрубное пространство (0,2 м^3);

по окончании операции скважину закрывают на 12 — 72ч.

Весь процесс установки смолопесчаного фильтра осуществляется в течение 30 мин.

Принципиальная схема обвязки агрегатов с устьем скважины для процесса крепления рыхлых пород призабойной зоны скважин смолопесчаной смесью представлена на рис. 9.13.

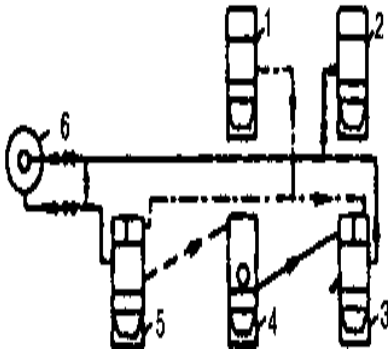


Рис. 9.13. Схема обвязки агрегатов с устьем скважины для установки смолопесчаного фильтра:
1 — автоцистерна с нефтью;
2 — агрегат АЗИНМАШ-30А с соляной кислотой,
3 — агрегат АН-700 для закачки смолопесчаной смеси и продавливания ее в НКТ с нефтью;
4 — пескосмесительный агрегат 4ПА;
5 — агрегат ЦА-320 для перемешивания смолы с подкисленной водой и для продавливания нефти в затрубное пространство;
6 — устье скважины.

9.5.5. КРЕПЛЕНИЕ КАВЕРНОЗНОЙ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ВСПЕНЕННЫМИ СМОЛАМИ

Многолетний опыт применения синтетических смол для крепления призабойной зоны скважин IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения показывает, что устранить вынос песка не всегда удается. Изыскиваются новые способы крепления.

В целях более полного заполнения каверны за эксплуатационной колонной применяется технология крепления приза бойной зоны вспененными смолами. Вспененная смола обладает проницаемостью 300—500 мкм^2 и скрепляет пластовый | песок в проницаемый массив с прочностью на сжатие 1,5 — | 3,0 МПа. Значительная механическая прочность обработанных \ вспененной смолой песков свидетельствует о наличии прочных связей между отдельными зернами. Силы сцепления между зернами песка достигают величины 0,8 — 1,7 МПа. Высокая механическая прочность на сжатие согласуется с высокой устойчивостью обработанных вспененной смолой песков размыву потоком фильтрующейся жидкости.

Способ крепления призабойной зоны вспененной смолой заключается в том, что закачиваемую в призабойную зону фенолформальдегидную смолу приводят во вспененно-проницаемое отвердевшее состояние. Для этого смолу смешивают с вспенивателем-отвердителем, и в процессе реакции на забое образуется проницаемый пенопласт, увеличивающийся в объеме в 5—б раз по сравнению с исходным, заполняющим полностью каверну и всю фильтровую часть скважины. Таким образом устраняются все условия для дальнейшего нарушения призабойной зоны. Вспененная смола выходит за пределы фильтра, предупреждая в дальнейшем обрушение кровли эксплуатационного объекта.

Способ обработки призабойной зоны скважин вспененной смолой может быть применен в скважинах с забойными температурами от 20 до 110°С. На скважине этот способ осуществляется следующим образом.

При подготовке скважины к креплению ее очищают от песчаной пробки.

Приготавливают ингредиенты для получения вспененной полимерной композиции со следующим массовым содержанием (части):

Фенолформальдегидная смола 100
Поверхностно-активное вещество (ПАВ), превоцелл . . . 2,9 — 3,2
Пигментная алюминиевая пудра (ПАП)……..1,5 — 1,95

ПАВ и ПАП смешивают, получая пасту, причем ПАВ должно быть подогрето до текучего состояния.

Состав вспенивающе-отверждающего агента (ВОА) с массовым содержанием (части) приведен ниже.

Бензосульфокислота (БСК) .....18 — 21,2
Диэтиленгликоль (ДЭГ) .....5,6 — 7,1
Ортофосфорная кислота.....7,4 — 9,7

Перед приготовлением ВОА БСК подогревают до 70—80°С, затем вводят ДЭГ и ортофосфорную кислоту. Полученную смесь сливают в стеклянные бутыли. Приготовление вспененной смолы основано на последовательном перемешивании смолы с приготовленной пастой (ПАВ + ПАП) и с ВОА. На 1 т смолы берут 8 кг ПАП и 12 кг ПАВ.

Обработка призабойной зоны скважины вспененной смолой позволяет производить крепление рыхлых несцементированных песков в скважине по всей толще продуктивного интервала с полным заполнением каверн, как в пределах фильтра, так и выше его, устраняется возможность проникновения смолы только в высокопроницаемые пропластки, снижается расход смолы в 3—4 раза за счет увеличения объема при вспенивании, снижается время на освоение скважины и вывод ее на технологический режим.

9.5.6. КРЕПЛЕНИЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ РЕЗОЛФОРМАЛЬДЕГИДНОЙ СМОЛОЙ СФЖ-3012

В целях совершенствования технологии крепления призабойной зоны и применения более эффективных крепителей на основе синтетических смол была разработана технология крепления с помощью резолформальдегидной смолы СФЖ-3012 (б. ВР-1).

Эта смола представляет собой однородную жидкость красновато-коричневого цвета, хорошо растворимую в воде и нерастворимую в нефтепродуктах и кислотах, плотность ее 1,15 — 1,16 г/см^3 при 20°С, содержание сухого остатка не более 40%. Смолу можно применять при температуре пластов от 20 до 150°С.

Для обработки скважин применяют раствор, содержащий 50% смолы СФЖ-3012, 35% воды и 15% соляной кислоты 10-процентной концентрации. Указанные компоненты смешивают непосредственно перед закачкой или в процессе закачки их в скважину.

Отвердевшая смола СФЖ-3012 представляет собой полимер, нерастворимый в воде, нефтепродуктах и кислотах. Прочность полимера в течение 3 сут. увеличивается от 35 до 50 МПа, а затем остается постоянной. В призабойной зоне смола скрепляет несцементированную породу (песок) в прочную проницаемую массу, образуя фильтр.

Объем смолы, необходимой для обработки скважин, можно определить по формуле:

$$V_{см} = 0{,}785 \cdot K \cdot \left(D^2 - d^2\right) \cdot h \cdot m_{эф};$$

где К — коэффициент, учитывающий потери смолы;

D — внешний диаметр укрепляемой зоны, м;

d — наружный диаметр обсадной колонны, м;

h — толщина пласта (длина фильтра), м;

$m_{эф}$ — коэффициент эффективной пористости.

Установлено, что на 1 м обрабатываемого интервала пласта требуется минимум 0,25 $м^3$ смолы. В сильно дренированных скважинах, осложненных кавернами, расход смолы возрастает до 1 $м^3$ и более.

В некоторых случаях расход смолы на одну обработку может быть ограничен приемистостью скважины и регулированием времени начала отвердения смолы.

9.5.7. СЛАНЦЕВЫЙ КРЕПИТЕЛЬ РЫХЛЫХ ПОРОД ПЗП

Сланцевая смола в основной массе состоит из углерода и водорода. Характерным отношением С:Н является величина 6,5—7,0. Смола не содержит твердых парафинов и поэтому является подвижной жидкостью и обладает довольно низкими температурами застывания (минус 25—30°С). Плотность сырых сланцевых смол 0,98—1,06 г/$см^3$, молекулярная масса 210— 270. Смоляные сланцевые фенолы ССФ представляет собой жидкость темно-коричневого цвета с характерным фенольным запахом. Он слабо растворяется в воде и не растворяется в бензине. Применяется в качестве сырья для синтеза сланцевых фенолформальдегидных клеевых смол*. Смоляные сланцевые фенолы отличаются высокой реакционной способностью.

При конденсации этих фенолов с формальдегидом в присутствии щелочей получается термореактивная смола. Она отличается хорошей подвижностью и смачивающей способностью, короткими сроками потерь подвижности (от 30 мин. до 6 ч.) и перехода в твердое состояние (2—72 ч.) в зависимости от пластовой температуры и количества вводимого катализатора в широком интервале температур 20—100°С. Наилучшие результаты крепления рыхлых песков в лабораторных условиях были получены при следующих соотношениях компонентов.

Реагент	*Массовое содержание, части*
ССФ (180—280°С)	*.....100*
Формалин 37-процентный	*.....100*
Едкий натрий 50-процентный	*.....10—12*

*Получают эти фенолы при ректификации очищенных от нейтральных масел суммарных фенолов, которые выделяются из фракций сланцевых смол.

ССФ хорошо связывает кварцевые пески в прочную проницаемую массу. Предел прочности при сжатии нефте- и водонасыщенных сцементированных песков колеблется в пределах 3,0—2,9 МПа. Прочность крепления возрастает в первые трое суток с повышением температуры, а затем остается постоянной. Сила сцепления между песчинками достигает 0,8-1,7 МПа, в то

время как сила их сцепления в нефтяных пластах не превышает 0,25 МПа. Скрепленные пески не размываются потоком фильтрующейся жидкости при градиентах давления 0,5—0,7 МПа/м, в то время как пески нефтеносных объектов разрушаются при градиентах 0,002—0,1 МПа/м. Причем, если пески нефтяных пластов при достижении критического градиента разрушаются с полной потерей связей между частицами (рассыпаются), то у искусственно сцементированных смолообразующим составом песков разрушаются лишь отдельные узкие участки, а весь массив сохраняется.

Процесс крепления призабойной зоны скважин включает образование смолы непосредственно в призабойной зоне, куда через насосно-компрессорные трубы поступают исходные реагенты.

Перед закачкой в емкость одного цементировочного агрегата заливают фенолы, а в емкость второго — щелочь и формалин, которые тщательно перемешивают. Затем содержимое обоих агрегатов через тройник закачивают в насосно-компрессорные трубы, после чего смесь продавливают в пласт нефтью. Реакция поликонденсации ССФ (180—280°С) с формальдегидом и щелочью экзотермическая, а температура в смеси достигает 100°С. Это ускоряет процесс образования и отвердения смолы в пластовых условиях.

В отвердевшей смеси выделившаяся вода образует поры, в результате этого после крепления призабойной зоны дебит скважин практически не снижается.

Время, необходимое для подачи смолообразующего состава в выработанный интервал, складывается из времени, необходимого для закачки смолообразующего состава в насосно-компрессорные трубы и продавливания его в пласт. Для пластов повышенной проницаемости (свыше 500 мкм^2) время начала отвердения смолообразующего состава должно быть не более 40 мин.

9.5.8. КРЕПЛЕНИЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СПОСОБОМ КОКСОВАНИЯ НЕФТИ

При разработке нефтяных месторождений термическими методами одним из перспективных способов борьбы с выносом песка является крепление призабойной зоны способом коксования нефти. Сущность способа креплен коксованием состоит в получении кокса в пласте в качес вяжущего материала за счет продолжительного окисления не! в призабойной зоне горячим воздухом.

Известно, что термическое разложение нефти завершаетобразованием твердого углеродистого остатка — кокса. С повышением давления (свыше 1,0 МПа) скорость деструкции не снижается, выход газообразных продуктов распада уменьшается, а количество твердых продуктов реакции увеличивается. При нагнетании горячего воздуха в условиях термического разложения нефти при температуре 260—450°С кислород взаимодействуетс компонентами нефти, образуя пары воды, двуокись углерода инизкомолекулярные продукты окисления (эфиры, кислоты, альдегиды). При этом структура и свойства остатка нефти значи-

тельно изменяются из-за возрастания количества асфальтенов, которые являются коксообразующим материалом нефти.

Опытные обработки скважин в целях крепления их призабойных зон коксованием проводили на месторождении Павлова Гора (Краснодарский край). Нефть этого месторождения содержит селикагелевых смол 15—20%, коксуемость 4,5—5,3%.

В ходе этих работ установлено, что на эффективность крепления призабойной зоны коксованием нефти влияют следующие факторы: темпы закачки и повышения температуры нагретого воздуха, максимальная температура, продолжительность обработки, расход энергии (А.Р.Гарушев).

Для скважин подобных месторождений рекомендуется темп нагнетания воздуха выдерживать в пределах 900—1000 $м^3$/сут. на 1 м толщины пласта. Температура нагнетаемого воздуха в течение первых суток повышается до 300°С, темп повышения температуры 10—15°С в час. Температура 300°С поддерживается постоянной почти весь период обработки и только в конце процесса поднимается до 350—400°С. Продолжительность процесса определяется либо по среднему расходу тепловой энергии на 1 м толщины пласта, либо по обнаруживанию момента возникновения очага горения. Среднее значение относительного расхода тепловой энергии по промысловым данным составляет примерно 580—1160 кВт/ч/м.

В целом же способ крепления путем коксования нефти является перспективным и должен найти применение в определенных геологопромысловых условиях.

10 ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ОГРАНИЧЕНИЕ ОБВОДНЕНИЯ СКВАЖИН

Одна из самых актуальных проблем в нефтега-зопромысловом деле — это предупреждение и ограничение водопритоков к ПЗП в процессе разработки нефтяных и газовых месторождений, особенно на их поздней стадии разработки. Решение проблемы усугубляется чрезвычайной сложностью и многогранностью процесса обводнения скважин, многообразием причин возникновения и путей водопритоков. В связи с падением пластового давления на завершающей стадии разработки начинают активно внедряться подошвенные воды. Внедрение пластовых вод в залежи осложняет и удорожает эксплуатацию месторождений, существенно снижает прочность коллектора, в том числе и в ПЗП, который, разрушаясь, выносит песок, создающий песчаные пробки, разрушающие оборудование и трубы.

Существует множество технологий и материалов для предупреждения и предотвращения поступления воды к ПЗП. Но скважина требует индивидуальной технологии и применения материалов, конкретно приемлемых для характера и условий, места и технологического (эксплуатационного) периода, путей и объемов движения вод. Независимо от причин и путей притока обводнение скважин всегда приводит к прогрессирующему снижению притока газа (на поздней стадии разработки) и нефти.

Обводнение ПЗП — типичный случай некачественного цементирования заколонного пространства. В нем при неполном вытеснении бурового раствора в результате физико-химических взаимодействий между буровым и цементным растворами и седиментационной нестабильности последнего возникают каналы — проводники воды из вышележащих пластов. Разрушение цемента в заколонном пространстве может произойти и в случае применения воздействия на ПЗП с целью интенсификации добычи нефти и газа. Однако изоляция верхних вод — относительно простой способ борьбы с перетоками. В практике РИР наиболее серьезной является локализация промытостей в самом пласте вследствие опережения поступления воды к ПЗП при заводнениях и др. Обводнение, не связанное с процессом полной выработки пласта, т. е. преждевременное обводнение скважин и пластов, снижает конечную добычу нефти и газа.

Обводнение скважин вызывает огромные непроизводительные затраты на добычу попутной воды, ее транспорт и подготовку, на антикоррозионные ме-

роприятия нефтепромыслового оборудования, на борьбу с отложениями солей в ПЗП, скважине, трубах. Кроме того, неэффективно расходуется пластовая энергия: при разработке водоплавающих залежей в определенных условиях (литологическая однородность пластов, высокая анизотропия) возможно подтягивание конусов воды»; Внедрение методов поддержания пластового давления (заводнение) способствовало ускорению и усложнению процессов обводнения, особенно в случае неоднородного строения коллекторов. При разработке нефтяных месторождений прорыв закачиваемых вод по пластам приводит к преждевременному обводнению скважин до 80—90%.

Оценка состояния пласта и его призабойной зоны с целью выбрать соответствующий материал и метод селективной изоляции пластовых вод — сложный и ответственный процесс.

10.1. ПРИЧИНЫ ОБВОДНЕНИЯ СКВАЖИН И ИХ КЛАССИФИКАЦИЯ

Существуют различные причины обводнения скважин. Принято делить их на геологические, технологические и технические (граница между двумя последними размытая). Для борьбы с начавшимся или продолжающимся обводнением скважин необходимо установить принадлежность воды относительно продуктивного пласта (или ПЗП), местоположение резервуара и каналов продвижения воды (в некоторых случаях газа).

В большинстве месторождений вместе с нефтью и газом в пласте залегает вода. Она обычно занимает пониженные зоны нефтяных и газовых пластов, а иногда в разрезе продуктивной пачки выделяются самостоятельные водоносные горизонты.

Подошвенными или краевыми принято называть воды, заполняющие поры коллектора под залежью и вокруг нее. Иногда краевые воды находятся и в верхних размытых сводовых частях антиклинальных складок или в головных частях моноклинально залегающих нефтеносных пластов. Промежуточными называют воды, приуроченные к водоносным пропласткам, залегающим в самом нефтеносном пласте.

Верхние и нижние воды приурочены к водоносным пластам, залегающим выше и ниже нефтяного пласта.

В продуктивных пластах нефтяной и газовой частей залежи также содержится вода. Эту воду, оставшуюся со времени образования залежи, называют остаточной.

Связанные водоносные и продуктивные части пластов представляют единую гидродинамическую систему, и различные изменения пластового давления и свойств пластовых жидкостей при эксплуатации месторождения происходят не без влияния водоносной части резервуара, окружающей залежь. Пластовая вода часто является агентом, вытесняющим нефть из пласта. Ее свойства, следовательно, будут влиять на количество вытесняемой нефти, так как некоторые воды лучше отмывают нефть, другие — хуже.

Вода, первоначально заполнявшая породу, не могла быть удалена полностью из пласта при образовании залежи. Часть ее осталась в виде погребенной воды.

Состояние остаточной воды и начальное распределение нефти, газа и воды в пористой среде пласта определяются свойствами пористой среды и пластовых жидкостей — структурой пор и составом пород, физико-химическими свойствами пород и пластовых жидкостей, количеством и составом остаточной воды и т.д.

Начальное распределение нефти, остаточной воды и газа в пористой среде пласта влияет на процессы движения нефти в пористой среде и вытеснения ее водой из пласта. В зависимости от количества, состава и состояния остаточных вод находится молекулярная природа поверхности нефтяного коллектора. Если остаточная вода в пласте в виде тонкой пленки покрывает поверхность поровых каналов, то поверхность твердой фазы остается гидрофильной.

Большинство исследователей приходят к заключению о существовании:

1) капиллярно связанной воды в узких капиллярных каналах, где интенсивно проявляются капиллярные силы;

2) адсорбционной воды, удерживаемой молекулярными силами у поверхности твердого тела и прочно связанной с частицами пористой среды (свойства адсорбционной воды значительно отличаются от свойств свободной);

3) пленочной воды, покрывающей гидрофильные участки поверхности твердой фазы;

4) свободной воды, удерживаемой капиллярными силами в дисперсной структуре (ограничивается менисками на поверхностях раздела фаз вода — нефть, вода — газ).

Водонефтяной контакт в пласте представляет собой различной толщины переходную зону от воды к нефти. Строение этой зоны и распределение в ней воды и нефти определяются в основном гравитационными и капиллярными силами.

На газонефтяном контакте также имеется переходная зона от нефтяной до чисто газовой части пласта. Строение этой части залежи определяется равновесием гравитационных и капиллярных сил, а также физическими и физико-химическими свойствами.

Плотность пластовых вод возрастает с увеличением концентрации солей, и в связи с широким изменением минерализации плотность пластовых вод может быть различной. Известны рассолы, насыщающие породы, плотность которых достигает 1450 кг/м^3 при концентрации солей 642,8 кг/м^3, приблизительная зависимость плотности воды $\rho_в$ от количества растворенного минерального вещества Q приведена ниже:

$\rho_в$ при 15,5°С, кг/м^3	1000	1020	1040	1060	1080	1100	1120	1140
Q кг/м^3	нет	27,5	55,4	83,7	113,2	143,5	175,8	210,0

Тепловое расширение воды характеризуется коэффициентом теплового расширения Е:

$$E = \frac{\Delta V}{V \cdot (\Delta t)}, \qquad (10.1)$$

где ΔV— изменение объема воды при изменении температуры на Δt , V — объем воды в нормальных условиях.

Из формулы 10.1 следует, что коэффициент теплового расширения Е воды характеризует изменение единицы объема воды при изменении ее температуры на 1°С (1К). По экспериментальным данным, в пластовых условиях он колеблется в пределах 18.10^{-5} — 90.10^{-5} (1К), возрастая с увеличением температуры и уменьшаясь с ростом пластового давления.

Сжимаемость пластовой воды. Коэффициент сжимаемости воды:

$$\beta = \frac{\Delta V}{V \cdot \Delta p} \qquad (10.2)$$

характеризует изменение единицы объема воды при изменении давления на единицу.

В формуле 10.2 ΔV — изменение объема воды при изменении давления на Δр, а V — начальный объем воды при условиях опыта.

Коэффициент сжимаемости воды изменяется в пределах в пределах $(3,7 — 5,0)\cdot10^{-10}$ $Па^{-1}$, а при наличии растворенного газа увеличивается и может быть приближенно определен по формуле:

$\beta_{вг}=\beta_в\cdot(1+0,05\cdot S)$,

где $\beta_{вг}$ — коэффициент сжимаемости воды, содержащей растворенный газ, $Па^{-1}$;

$\beta_в$ — коэффициент сжимаемости чистой воды, $Па^{-1}$;

S — количество газа, растворенного в воде, $м^3/м^3$.

Объемный коэффициент пластовой воды характеризует отношение удельного объема воды в пластовых условиях $V_{пл}$ к удельному объему ее в стандартных условиях $V_н$:

$$в = \frac{V_{пл}}{V_н}$$

Увеличение пластового давления способствует уменьшению объемного коэффициента, а рост температуры сопровождается его повышением. Поэтому объемный коэффициент воды изменяется в сравнительно узких пределах (0,99—1,06). Правый предел относится к высокой температуре (121°С) и низкому давлению, левый — к высокому давлению (32 МПа).

Вязкость воды в пластовых условиях зависит в основном от температуры и концентрации растворенных солей. Температура оказывает большое влияние на вязкость воды. Влияние давления на вязкость воды незначи-

тельно и зависит от природы и концентрации растворенных солей и от температуры. В области низких температур (5—10°С) вязкость слабоминерализованных вод уменьшается с повышением давления. Наиболее вязки хлоркальциевые воды. При одних и тех же условиях вязкость их превышает вязкость чистой воды в 1,5—2 раза. Так как в воде газы растворяются в небольшом количестве, вязкость ее незначительно уменьшается при насыщении газом.

Для установления принадлежности воды используются физико-химические методы ее анализа, осуществляется контроль за продвижением водонефтяного контакта (ВНК) и за выработкой пласта, геофизические методы, различного типа цементомеры АКЦ, гамма-дефектомеры, расходомеры, резистивиметры, плотномеры и др.

Решение проблемы ограничения водопритоков к скважинам необходимо рассматривать как выполнение комплекса таких геолого-промысловых и технико-экономических задач, как диагностика обводнения скважин, выбор метода изоляционных работ и его соответствие характеру обводнения скважин, | прогнозирование и предупреждение преждевременного обводнения скважин с учетом экономических показателей.

Если верхние или нижние воды, появляющиеся у ПЗП, требуют безотлагательного ремонта известными методами, то ее появление в скважинах за счет подошвенных, контурных и закачиваемых вод требует комплексного подхода к изучению путей промытости, режима отбора (вследствие подтягивания конуса, движения ВНК, технологических воздействий на пласт и другие).

10.2. МЕТОДЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОБВОДНЕНИЯ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Методы предупреждения обводнения скважин подошвенными, контурными и нагнетаемыми водами и борьбы с ними заключаются, в первую очередь, в регулировании процесса разработки всей залежи. Регулирование разработки может осуществляться без изменения и с изменением существующей системы воздействия на залежь и бурения дополнительных скважин.

Методы (точнее материалы) ограничения водопритоков делят на две группы: селективные и неселективные. В первом случае используются тампонирующие составы, которые, будучи закачанными в пласт, избирательно образуют изолирующие экраны, кольматируют поры и снижают проницаемость участков коллектора только в водонасыщенных интервалах. Во втором случае требуется строгое выделение обводненных пропластков и их направленное тампонирование. Однако селективные методы уступают неселективным в успешности.

Ограничения притока подошвенных, контурных и нагнетаемых вод можно добиться использованием химических или физико-химических методов. Сюда может быть отнесено химическое тампонирование путей водопритоков (закупоривания обводненных участков пласта) или физико-химических методов (изменение фазовой проницаемости пласта для воды и др.).

При обводнении скважин подошвенной водой создают искусственные экраны по толщине водоносной части пласта или в зоне ВНК с применением гидравлического разрыва пласта или без него, но с применением конкретно подобранных химических материалов. Из многочисленных предложенных и опробованных материалов для взаимодействия с породой, водой, нефтью используются только те, которые проходят лабораторную проверку в идентичных условиях. Необходимо (кроме правильно выбранных материалов) иметь точную информацию геологического и физико-химического характера скважины, ПЗП и самого пласта.

10.2.1. НЕСЕЛЕКТИВНЫЕ МЕТОДЫ ОГРАНИЧЕНИЯ ПРИТОКА ПЛАСТОВЫХ ВОД

Наиболее распространено использование тампонажного цементного раствора — это типичный случай неселективной изоляции: цемент и вода взаимодействуют друг с другом и, затвердевая, их смесь принимает форму вмещающего сосуда. В табл. 10.0 приведены используемые в практике РИР тампонажные цементы.

В зависимости от конкретного назначения применяют разнообразные активные добавки, наполнители различной природы, качества, размера зерен или пластин, глобул и т. д., а также химические реагенты: замедлители, ускорители, пластификаторы, понизители водоотдачи, используют цементы различной тонины помола и т. д.

Понизители водоотдачи тампонажных растворов. Обычные чистые цементные растворы имеют очень высокую водоотдачу, поэтому использование их для цементирования скважин связано с рядом трудностей и ограничений.

1. По лабораторным данным, при закачке обычного цементного раствора в пласты отфильтровывается около 20% воды, что влечет за собой существенное уменьшение объема цементного раствора.
2. По мере потери воды раствор становится более вязким и для перемещения его в затрубном пространстве требуется более высокое давление. Вследствие этого может произойти разрыв пласта, а цементный раствор не достигнет заданной цели.
3. Появляется возможность быстрого схватывания раствора из-за потери воды.
4. Если проницаемость пород в зоне цементирования неодинакова, то неодинакова и степень обезвоживания цементного раствора в различные ее частях. Это усугубляет вызванную температурным градиентом неравномерность схватывания раствора и создает возможность формирования неоднородного камня плохого качества в отдельных частях зоны цементирования. В результате разобщения пластов в данной части ствола скважины может оказаться ненадежным.
5. В интервалах залегания высокопроницаемых пород быстрое обезвоживание цементных растворов приводит к неполной изоляции водо-, нефте- или газоносных пластов из-за невозможности закачать в них требуемое количество там-

понажного раствора.

6. Вследствие высокой водоотдачи обычных цементных растворов происходит загрязнение приствольной зоны отфильтровавшейся водой, содержащей некоторое количество цементирующих материалов, которые, попадая в нефтеносные пласты, уменьшают их эффективную пористость.

В связи с указанным выше при проведении ответственных операций, связанных как с первичным, так и вторичным цементированием обсадных колонн, принимают меры по регулированию водоотдачи цементных растворов путем добавления к ним понизителей водоотдачи.

А. Во время первичного цементирования в целях:

защиты водочувствительных пород (сланцев) от воздействия пресноводного фильтрата цементного раствора;

сведения к минимуму возможности образования в пластах различных «барьеров» (водных и эмульсионных) в результате набухания глинистых частиц под воздействием фильтрата;

предотвращения преждевременного схватывания цементного раствора в затрубном пространстве в процессе продавливания;

поддержания необходимой вязкости цементных растворов в период продавливания их за обсадную колонну.

Б. Во время вторичного цементирования в целях:

уменьшения или предотвращения преждевременного обезвоживания раствора в колоннах насосно-компрессорных и обсадных труб под давлением в период продавливания тампонажного раствора через перфорационные отверстия в обсадной колонне;

проведения цементирования под высоким давлением с выдержкой во времени (при формировании цементной корки в перфорационных отверстиях обсадной колонны);

уменьшения количества фильтрата, поступающего в пласты, особенно если в их состав входят набухающие глины.

Лабораторными и промысловыми испытаниями установлены следующие основные преимущества тампонажных растворов с низкой водоотдачей:

сохранение раствором текучести в течение длительного времени, что способствует лучшему контакту цементного камня с породой;

сохранение раствором практически своего первоначального объема благодаря резкому уменьшению потерь воды вследствие образования плотной фильтрационной корки;

сведение к минимуму возможности схватывания раствора в трубах;

проникновение некоторого количества раствора (до его загустевания) в интервал поглощения бурового раствора, представленный мелкотрещиноватыми, а также высокопроницаемыми гранулярными породами при его изоляции.

Тампонажные растворы с низкой водоотдачей рекомендуется применять для разобщенияа пластов, сложенных глинистыми сланцами или бентонитовыми песками, отличающимися повышенной чувствительностью к пресной воде.

В отечественной практике РИР используют высокомолекулярные реагенты (КМЦ), составы с бентонитом и другие рецептуры.

В США при проведении операций, связанных с вторичным цементированием, для снижения водоотдачи тампонажных растворов в настоящее время используют такие добавки, как Ha1ad-9, Ha1ad-14, Ha1ad-22A, Latex LA-2, Latex LAP-I, Diace1-LWL, Aquatrol D-19.

Хэлэд-9 (Ha1ad-9), выпускаемый фирмой Halliburton, предназначен для первичного и вторичного цементирования скважин. Это полимер с длинными цепями молекул. Поставляется потребителю в виде порошка, который может быть добавлен непосредственно к сухому цементу, а также введен в воду, используемую для затворения тампонажного раствора. При этом водоотдача тампонажных растворов изменяется пропорционально количеству добавки Хэлэд-9. Данная добавка совместима с большинством цементов.

Понизители вязкости тампонажных растворов. При РИР качество изоляции каналов, по которым происходит межпластовый переток флюидов (каналы перетока), во многом зависит от степени заполнения этих каналов тампонажным раствором.

Использование обычных тампонажных растворов при цементировании под давлением (особенно при небольшой приемистости изолируемых пластов или в случае необходимости изоляции каналов перетока в пределах большого интервала) приводит к созданию значительного противодавления на стенки скважины вследствие сильного роста потерь давления на преодоление гидравлических сопротивлений во всей циркуляционной системе скважины. В результате этого возможны гидравлический разрыв и загрязнение изолируемых (продуктивных) пластов, так же как и неполное вытеснение флюида в каналах перетока тампонажным раствором.

Для устранения этого очень эффективной оказывается обработка тампонажных растворов пластификаторами и разжижителями.

Тампонажные цементы

№ п/	Наименование	Обозначение	Стандарт
2	Портландцемент для холодных скважин	ПЦХ	ГОСТ 1581-78
3	Портландцемент для горячих скважин	ПЦГ	то же
4	Утяжеленный портландцемент для холодных скважин	УПЦХ	--
5	Утяжеленный портландцемергт для горячих скважин	УПЦГ	--
6	Песчанистый портландцемент для холодных скважин	ППЦХ	--
7	Песчанистый портландцемент для горячих скважин	ППЦГ	--
8	Солестойкий портландцемент для холодных скважин	СПЦХ	--
9	Солестойкий портландцемент для горячих скважин	СПЦГ	--
10	Низкогигроскопичный портландцемент для холодных скважин	НПЦХ	--
11	Низкогигроскопичный портландцемент для горячих скважин	НПЦГ	--
12	Облегченный портландцемент для холодных скважин Облегченный портландцемент	ОПЦХ	ТУ 21-20-36-78
13	для горячих скважин Шлакопесчаный цемент совместного помола	ОПЦГ ШПЦС-120	То же ОСТ 39-017-80
14	То же		
15	Утяжеленный шлаковый цемент	ШПЦС-200	То же
16	Утяжеленный шлаковый цемент	УШЦ 1-120	ОСТ 39-014-80
17	Утяжеленный шлаковый цемент	УШЦ 2-120	То же
18	Утяжеленный шлаковый цемент	УШЦ 1-200	--
19	Утяжеленный цемент для горячих скважин	УШЦ 2-200 УЦГ-1	-- ТУ 39-01-08-535—80
20	То же		
21	Облегченный цемент для горячих скважин	УЦГ-2 ОЦГ	То же ТУ 39-01-08-469-80
22	Цементно-глинистые составы		
23	Цемент тампонажный быстротвердеющий расширяющийся Об-	ЦГС	---- ТУ 21-32-61-74
24	легченный цемент для холодных скважин	ЦТБР ОЦХ	 ТУ 39-08-046-75
25	Цементно-смоляная композиция	ЦСК	----

Введение в тампонажный раствор ряда пластификаторов в небольшом количестве (около 1% от массы сухого цемента) приводит к быстрому диспергированию частиц цемента, как следствие, к резкому уменьшению динамического сопротивления сдвигу и, как правило, к снижению структурной вязкости раствора. Это, в свою очередь, способствует снижению уровня критической скорости восходящего потока тампонажного раствора в затрубном пространстве до скорости, при которой происходит турбулизация потока раствора.

Указанное изменение реологических свойств тампонажных растворов позволяет:

1) снизить объемный расход (объемную скорость течения) раствора, подаваемого в скважину в процессе цементирования;

2) уменьшить потери давления на преодоление гидравлических сопротивлений во всей циркуляционной системе (в частности, в затрубном пространстве скважины);

3) уменьшить суммарное противодавление в затрубном пространстве скважины;

4) снизить возможность произвольного гидравлического разрыва и загрязнения проницаемых (в том числе продуктивных) пластов тампонажным раствором;

5) получить более прочный, плотный и малопроницаемый цементный камень (даже при обычном водоцементном отношении), чем камень из необработанных тампонажных растворов;

6) значительно улучшить качество разобщения пластов (в частности, качество изоляции каналов перетока при цементировании под давлением) в нефтяных и газовых скважинах.

Кроме того, при использовании реагентов — понизителей вязкости уменьшается потребная суммарная гидравлическая мощность насосов цементировочных агрегатов, снижается общая стоимость цементирования, а также появляется возможность приготовления тампонажных растворов с очень небольшим водоцементным отношением (0,30—0,35), но с нормальной подвижностью, т. е. утяжеленных тампонажных растворов из однокомпонентного сухого материала — чистого цемента без применения утяжелителей, неблагоприятно влияющих на технологические и физико-механические свойства тампонажных растворов и цементного камня.

При проведении вторичного цементирования для понижения вязкости тампонажного раствора, разжижения и турбулизации его потока в США применяют GFR-2, dIAGEL-LWL-plasticizer с низкой вязкостью, TIC и др.

GFR-2 (Cement Friction Reducer-2) — диспергирующая добавка, разработанная фирмой Halliburton как понизитель вязкости. Данный реагент совместим со всеми тампонажными цементами. Добавление его не вызывает увеличения времени начала схватывания раствора. В отечественной практике для этой цели применяют ССБ, ПФЛХ и другие ПАВ. За рубежом находит широкое применение при выполнении работ, связанных с вторичным цементированием (цементиро-

ванием под давлением), когда снижение вязкости тампонажного раствора особенно необходимо, GFR-2.

Введение GFR-2 в тампонажный раствор способствует турбулизации восходящего потока, существенно снижая при этом критическую объемную скорость течения раствора по сравнению с соответствующей скоростью течения необработанного тампонажного раствора.

GFR-2 используют в скважинах с температурой на забое в пределах 16 — 143°С. Для обработки тампонажных растворов при вторичном цементировании данный реагент добавляют в количестве 1,0—1,75% от массы сухого цемента.

Промысловые и лабораторные исследования, проведенные за последнее время специалистами США, показали, что добавки типа GFR-2 являются также хорошими понизителями водоотдачи цементных растворов, причем водоцементное отношение в этом случае практически можно свести к минимуму (В/Ц - 0,30-0,35).

Обращенные нефтеэмульсионные тампонажные растворы

РГУ им. И.М. Губкина разработаны рецептуры обращенных нефтеэмульсионных цементных растворов (ОНЭЦР), применение которых в значительной мере позволяет сохранить коллекторские свойства разбуриваемых продуктивных пластов, а также предотвратить осложнения, связанные с возможным смешиванием углеводородных буровых растворов с цементными.

Жидкая фаза раствора ОНЭЦР (дисперсионная среда) представлена дизельным топливом, которое загущают высокоокисленным битумом; дисперсной фазой служат частицы цементного порошка, смоченные водой, и эмульгированные капельки воды.

В качестве реагента-эмульгатора и гидрофобизатора в ОНЭЦР добавляют 1,5—2% сульфонола, который стабилизирует систему. Добавка сульфонола в количестве более 2% увеличивает сроки схватывания раствора.

К числу преимуществ растворов ОНЭЦР следует отнести отсутствие фильтрации воды из него, а также повышенную адгезию его камня к поверхности металла и горных пород, покрытых углеводородной пленкой.

Высокая степень седиментационной устойчивости и отсутствие расслоения столба раствора ОНЭЦР по высоте скважины предопределяют вероятность сохранения гидростатического давления на продуктивные пласты в течение всего периода ОЗЦ.

В качестве примера может быть рекомендована следующая рецептура ОНЭЦР, из числа разработанных в РГУ (приводится потребность компонентов для приготовления 1 м^3 раствора):

Цемент для «горячих» скважин, кг 940
Вода, дм^3 565
Дизельное топливо или раствор битума в нем, дм^3 378
Сульфонол, дм^3 19

Каустическая сода, кг..... ……..7
Параметры этого тампонажного раствора и камня из него будут следующими:
Плотность раствора, г/м^3 .....……1650
Растекаемость по конусу АзНИИ, см ……18
Водоотделение, л..... ……200
Начало загустевания при Т = 90°С, ч-мин ……..3-00
Начало схватывания, ч-мин ..... ……8-00
Температурный интервал цементирования, °С ……40-90
Прочность камня через 3 сут. на изгиб/сжатие, МПа….1/3

Наличие межфазных пленок по границе раздела фаз блокирует центры кристаллизации и сдерживает рост кристаллов новообразований, благодаря чему приготовленный заранее ОНЭЦР в течение длительного времени сохраняет свои технологические параметры, подобранные первоначально в соответствии с условиями цементирования.

Органические и органоминеральные материалы для цементирования скважин

Пластические массы имеют малую плотность, они устойчивы к различного рода коррозиям, многие из них обладают высокой адгезией к металлам и горным породам. Задача о разработке полимерных тампонажных материалов в самом общем виде может быть сформулирована следующим образом: система, пригодная для производства тампонажных работ, должна иметь невысокую начальную вязкость (не более 0,5 Па·с), регулируемое время загустевания и затвердевать в безусадочный камень с определенными физико-механическими свойствами.

Тампонирующий материал на основе поливинилхлорида, обладая всеми преимуществами полимерных материалов, лишен недостатков портландцементных и шлаковых камней. Рецептура содержит поливинилхлорид марки Е-62 в виде порошка, дибутилфталат, О-оксилол, каолин и безводный хлорид цинка. Анализ показал, что наиболее рациональной является следующая рецептура:

а) объемная доля ПВХ 5—8% (эта величина соответствует максимуму прочности и удовлетворительному времени загустевания, которое уменьшается при росте концентрации ПВХ);

б) объемная доля хлорида цинка в пределах 0,7—1,1% (эти значения соответствуют среднему времени загустевания, прочность от концентрации хлорида цинка зависит слабо);

в) объемная доля каолина 18—20% еще обеспечивает удовлетворительную растекаемость состава;

г) объемная доля ДБФ 18% соответствует максимальной прочности и максимальному времени загустевания;

д)максимальная прочность при достаточно длительных сроках загустевания отмечается при температурах 80—135°С.

Тампонирующий раствор на основе поливинилхлорида можно успешно использовать при креплении скважин, температура в которых не превышает 135°С. Наряду с указанными свойствами разработанный способ обладает очень важной особенностью. В результате хранения камня в различных средах установлена его способность набухать в водной среде на 15— 20%, а в углеводородной среде давать усадку на 20—28%. С учетом описанных преимуществ тампонирующий раствор на основе поливинилхлорида может быть использован при креплении скважин и для борьбы с поглощениями, а также для ремонтных работ в эксплуатационных скважинах с целью селективной изоляции пластов.

Аналогично получены тампонирующие составы на основе гипана, поливинилового спирта, карбоксиметилцеллюлозы, полиакриламида.

Полимерные тампонажные материалы имеют ряд преимуществ перед растворами минеральных вяжущих веществ:

1)низкую плотность и возможность ее регулирования в широких пределах;

2)регулируемое время загустевания;

3)способность фильтрующихся жидких фаз твердеть, что при проникновении их в глинистую или битумную корку, а также в проницаемую породу обеспечивает сплошность тампонажного камня, глинистой корки и породы;

4)возможность обеспечить адгезию тампонажного камня к металлу колонн и горным породам;

5)высокую седиментационную устойчивость;

6)отсутствие контракционных явлений в период твердения;

7)практически полную непроницаемость камня во всех случаях;

8)инертность шлама пластмассового камня к буровым растворам;

9)высокую инертность пластмасс к флюидам скважины.

Полиолифинцементные композиции. полимер (полиэтилен) термопластичен. Температура стеклования его + 115°С, плавления + 137°С, предел прочности при разрыве 24,5 МПа, модуль упругости 210 МПа, разрывное удлинение 500%. При температурах выше 130°С при действии сильных окислителей связь С-Н способна диссоциировать и полиэтилен в этих условиях может сшиваться в трехмерную структуру.

Присутствие коллоидного полиэтилена в цементном камне улучшает некоторые свойства последнего и иногда весьма значительно: повышаются пластичность камня и его деформационная способность, увеличиваются пределы прочности на изгиб и на разрыв, возрастает химическая стойкость, резко снижается водопроницаемость.

Полиэтилен вводят в полиолифинцементные композиции в виде твердых частиц или в виде дисперсии порошка полимера в воде или другой

жидкости. Цементный камень, армированный полиэтиленовыми волокнами, имеет повышенную устойчивость к ударным нагрузкам.

Дисперсию полиэтилена в воде можно с успехом применять для модификации свойств шлакового камня. Полиэтилен-шлаковые композиции могут быть рекомендованы для применения в «горячих» нефтяных и газовых скважинах.

Поливинилхлоридцементные композиции. Поливинилхлорид (ПВХ) — белый аморфный полимер с высокой твердостью (15016 НВ). Макромолекулы ПВХ представляют собой полиуглеродные цепи большой длины, в которых 75% свободных валентностей замещено атомами водорода и 25% — атомами хлора.

Температура стеклования ПВХ 81°С, температура плавления 212°С, но уже при 120°С ПВХ начинает разлагаться, выделяя хлорид водорода.

При использовании сополимеров с винилацетатом был получен безусадочный цементный камень с большой влагоустойчивостью.

Значительный интерес представляет использование латексов-сополимеров ПВХ с полиакрилатами. Латексы не коагулируют под действием поливалентных катионов, и их с успехом можно применять для модификации цементных растворов. Введение латексов в цементные растворы повышает подвижность последних, улучшает их прокачиваемость и снижает проницаемость камня в десятки раз. Использование сополимера винилхлорида и ненасыщенной кислоты, ее ангидрида или амида повышает эластичность цементного камня, а также его однородность.

Поливинилацетатцементные (ПВА) композиции. При температуре ниже +80°С ПВА представляет собой стекловидный материал: выше этой температуры он размягчается и приобретает эластичные свойства. Последние сохраняются до температуры 120—130°С; выше 130°С ПВА начинает разлагаться с выделением уксусной кислоты.

Поливинилацетат немного набухает в воде, нерастворим в бензине, керосине, хорошо растворим в полярных органических жидкостях и ароматических углеводородах, обладает высокой адгезией к силикатным материалам.

Малая гидролитическая устойчивость ПВА в щелочной среде цементного раствора не дает возможности сохранять длительно новые свойства камня. Процесс гидролиза резко ускоряется во влажной горячей среде. В процессе гидролиза ПВА постепенно превращается в поливиниловый спирт. При степени конверсии 60% и выше поливиниловый спирт становится растворим в воде и при наличии перепада гидростатического давления или в результате осмотических перетоков вымывается из цементного камня.

Твердение композиций представляет собой комбинированный процесс гидратационного твердения цементного клинкера и высыхания дисперсии полимера. На формирование структуры цементного камня с добавкой ПВА благоприятное влияние оказывает добавление хлорида кальция. Количество добавки ПВА к цементу может изменяться от долей процента до 20—30%, а

для изготовления цементного клея можно добавлять до 50% ПВА. Введение полимера в цементный раствор вызывает удлинение начала схватывания, причем при конденсации полимера до 30% это удлинение пропорционально содержанию полимера.

Поливинилацетат-цементные композиции обладают хорошими тампонирующими свойствами, однако, низкая гидролитическая устойчивость ПВА и снижение прочности композиций во влажной среде ограничивают возможности их применения. Композиции можно использовать для временной изоляции пластов при борьбе с поглощением бурового раствора и при капитальном ремонте скважин.

Поливинилалкогольцементные композиции. Из синтетических полимеров алифатического ряда, содержащих в макромолекулах гидроксильные группы, в настоящее время промышленность выпускает в значительных количествах только поливиниловый спирт (ПВС).

ПВС — один из немногих полимеров, хорошо растворимых в воде, что облегчает его введение в цементный раствор.

Высокая степень полимеризации ПВС (молекулярная масса 10^6 и более) и развернутая форма макромолекул в водной среде позволяют эффективно снижать водоотдачу цементного раствора. Добавка 0,4% ПВС снижает водоотдачу от 40 до 20 мл за 30 мин., а добавка 0,8% ПВС — до 5 мл за 30 мин. Если ПВС в количестве 1—2% вводить в цементно-песчаную (1:2) смесь, то прочность при сжатии возрастает. Увеличение содержания ПВС до 10% придает цементному раствору повышенную клейкость — он хорошо соединяется со старым цементным раствором.

Цементный камень может быть улучшен добавлением ПВС, так как ПВС легко образует водонерастворимые комплексы со многими веществами, в частности, с соединениями бора. Введение комплексообразователей в цементный раствор позволит удержать ПВС в цементном камне. Другой путь — введение ПВС в те цементы, которые должны эксплуатироваться при температурах выше 100°С. При этой и более высокой температуре, особенно в щелочной среде, ПВС сшивается в трехмерную структуру, образуя очень прочный каркас. Исследования, проведенные в б. ВНИИКРнефти, показали, что ПВС может быть сшит в разбавленных растворах в трехмерную структуру при температурах 30—100°С обработкой полимера окислительно-восстановительной системой, содержащей бихромат аммония и тиосульфат натрия.

Полиакрилцементные композиции. В эту группу вещей включены композиции на основе цемента с добавкой полиакриловой кислоты, ее солей и полиакриламида. Они хорошо растворимы в воде. В то же время перечисленные мономеры легко вступают в реакцию сополимеризации со многими полифункциональными мономерами, образуя трехмерные, водонерастворимые продукты. Реакции полимеризации и сополимеризации, а также реакции функциональных групп с компонентами цементного клинкера идут при невысоких температурах с высокой скоростью.

Органический компонент может быть введен в цемент в виде мономера с последующей полимеризацией его при гидратации цемента или сразу в виде раствора полимера. Первый путь более распространен и находит значительное применение в горной и нефтедобывающей промышленности для крепления горных пород и цементирования скважин.

Наряду с акриламидом для сополимеризации могут быть использованы акриловая, метакриловая кислота и их водорастворимые соли (щелочные и щелочноземельные). Эти добавки позволяют получить цементный камень с высокой ранней прочностью.

Второй путь использования в органоцементных композициях производных акриловой кислоты — введение в цементный раствор полимера — также реализован промышленностью. Введение в портландцемент полиакриламида в небольших количествах способствует повышению начальной механической прочности камня.

Однако чаще водные растворы полиакриловой кислоты и полиакриламида используют в виде небольших добавок для предупреждения схватывания цементных растворов при цементировании нефтяных и газовых скважин, при проведении работ в условиях повышенных температур, для снижения водоотдачи цементных растворов, а также в качестве коагулятора высокоструктурных гельцементов.

Добавление 0,015—0,025% полиакрилонитрила (гипана) также замедляет гидратацию цемента и уменьшает водопотребность цемента, а в дальнейшем сокращает сроки его схватывания.

Полистиролцемептные композиции. Полистирол — прозрачный твердый полимер, очень прочный и весьма устойчивый в химическом отношении против действия минеральных реагентов. В воде полистирол нерастворим, в предельных углеводородах набухает, в ароматических и высокополярных органических жидкостях медленно растворяется. К числу преимуществ следует отнести высокую износостойкость полистирола, приближающуюся при трении к металлической сетке и при качении — к износостойкости баббита.

Полистирол проявляет очень слабую тенденцию к кристаллизации, что обусловлено структурной нерегулярностью макроцепей. Ниже 100°С полистирол — стеклообразное тело, в интервале 100—150°С — это каучукоподобный полимер, выше 150°С он начинает плавиться.

Полистирол был применен для модификации свойств цементного камня четырьмя способами: затворением цемента на водополистирольной суспензии, затворением цемента на водополистирольной эмульсии, введением в цементный раствор кусочков полистирола, пропиткой готовых изделий стиролом с последующей полимеризацией стирола в блоке.

Введение 5—25% сополимера в цементный раствор снижает водопотребность, повышает механическую плотность цементного камня. Композиции на основе цемента и дивинилстирольного латекса СКЗ-65ГП обладают высокой стойкостью к атмосферным осадкам. Этот же латекс можно с успехом применять для защиты от атмосферных воздействий ячеистого бетона.

Фенолцементные композиции. Фенолальдегидные поликонденсаты (ФАС) относятся к числу наиболее распространенных и доступных синтетических материалов. Фенолы реагируют с ионами кальция. Чем более многоатомным является фенол, тем длиннее и разветвленнее образуются цепочки и тем выше начальная консистенция цементного раствора: чем больше фенола вводят в цементный раствор, тем больше выводится из реакции затворения ионов кальция и тем больше замедляются сроки схватывания. Однако при определенной концентрации фенола в присутствии формальдегида реакция поликонденсации начинает обгонять реакцию гидратации и скорость схватывания цементного теста возрастает. Начиная с концентрации фенола 10—12% в смеси, фенолоальдегидный поликонденсат способен образовать самостоятельную трехмерную структуру, отличающуюся высокой механической прочностью. Прочность цементных кристаллообразований снижается вследствие инактивации ионов кальция гидроксильными группами фенолов.

Работы б. ВНИИКРнефти показали, что добавка 25% резорцинформальдегидного полимера в полимерцементной композиции приводит к увеличению прочности цементного камня в 2—3 раза, к снижению проницаемости камня до нуля. Если фильтрат раствора отделяется в скважине, то, попадая в глинистую корку, он упрочняет ее и повышает адгезию к цементному камню. Введение ФАС в цементный раствор увеличивает химическую стойкость цементного камня, снижает проницаемость цементного камня, позволяет увеличить количество инертных недорогих добавок в цементный раствор, повышает морозостойкость камня, увеличивает его пластичность и т. д.

Полиэпоксидцементные композиции. В последние 15—20 лет большое распространение получили продукты реакции этилхлоргидрина с многоатомными спиртами.

Полиэпоксидные соединения широко применяются во многих отраслях техники. Это обусловлено рядом цепных свойств полиэпоксидов. Высокая механическая прочность, изотропность, коррозионная устойчивость полиэпоксидов привлекли внимание в связи с необходимостью придания таких же свойств цементам. Полиэпоксиды хорошо совмещаются с цементом независимо от того, растворимы они в воде или нет. Свойства цементного камня при их добавлении, как правило, улучшаются.

Работами б. ВНИИКРнефти показано, что, модифицируя облегченные цементные растворы триэтиленгликолем и полиэтиленполиамином, можно получить облегченный (плотностью 1,5 г/см^3) цементный камень высокой механической прочности.

Силиконцементные композиции. Кремнийорганические соединения применяют для модификации цемента.

К классу кремнийорганических соединений принадлежит большое число веществ, очень разных по составу и свойствам, но объединенных тем, что главные цепи макромолекул содержат атомы кремния. Присутствие атомов кремния придает макромолекулярным соединениям ряд положительных качеств

— высокую термостойкость, химическую инертность, гидрофобность, высокую совместимость с минеральными наполнителями, клейкость и т. д. Эти свойства резко повышают качество цементного камня. Предложен ряд рецептур органоцементных композиций, в которых органическими компонентами служат Кремнийорганические соединения.

Кремнийорганические жидкости (например, ГКЖО94) вводят в цемент при помоле в количестве до 0,15%, что повышает удельную поверхность на 400—900 $см^2/г$, т. е. на 20—25%. Прочность цементного камня от этой добавки возрастает на 10— 20%. Процесс помола клинкера ускоряется.

Твердые Кремнийорганические соединения, например, алкилосилоксаны, могут быть добавлены в клинкер в тонкодисперсном виде (размер зерен 1 мкм) в количестве 0,1—4%.

Водорастворимые кремнийорганические соединения добавляют и в цементный раствор. Количество добавок при этом может колебаться от 0,025 до 10%, но в некоторых случаях достигает и 100% (по отношению к сухому цементу). Введение небольших добавок кремнийорганических соединений повышает пластичность смесей, уменьшает водоотдачу и водопотребность. Некоторые добавки, например, этиловый эфир ортокремневой кислоты, приводят к повышению прочности цементного камня в среднем на 15—20%.

Смолоцементные композиции. К этой группе композиций относятся такие, в которых роль полимерного компонента выполняют природные смолы. К природным смолам относят деготь различного происхождения, пеки, асфальты, кумароноинденовые смолы, парафины, лигнин, битум и т. д. Эти вещества обладают различными свойствами, и их применяют для самых различных целей.

Нефтяные смолы, получаемые путем каталитической полимеризации веществ, остающихся при нефтепереработке, вводят в цементный раствор в виде эмульсии, и они так же, как полиэтилен, улучшают прокачиваемость цементной массы, снижают проницаемость цементного камня и в небольшой степени повышают его эластичность (по данным А. Кэндзи, Япония).

Несмотря на сравнительную небольшую стоимость, природные смолы нашли весьма ограниченное применение для приготовления тампонирующих составов.

Отверждаемые буровые растворы для тампонажных работ в скважинах. Модификация цементов добавками макромолекулярных соединений улучшают качество цементного раствора и камня, однако основные их недостатки сохраняются.

В научной литературе и среди специалистов-нефтяников давно дебатируется вопрос о возможности использования в качестве тампонажных материалов обработанных соответствующим образом буровых растворов. Однако техническое решение этой проблемы сопряжено со значительными трудностями.

Для отверждения буровых (глинистых) растворов в последние необходимо ввести такие вещества, которые были бы способны в результате физических или химических превращений образовать пространственную надмолекулярную структуру, в ячейках которой заключался бы буровой раствор.

Анализ возможных путей отверждения буровых (глинистых) растворов приводит к тому, что самым реальным способом получения отверждаемых буровых (глинистых) растворов (ОГР) является способ формирования в среде бурового раствора полимерной пространственной сетки. Трехмерный полимер может быть получен за счет реакций полимеризации, поликонденсации, сшивки или вулканизации.

В настоящее время у нас в стране ведутся работы по отверждению буровых (глинистых) растворов макромолекулярными соединениями. Результаты выполненных исследований позволяют считать, что проблема отверждения буровых растворов в принципе решена, т. е. можно превратить буровой раствор в тампонажный камень в условиях заколонного пространства скважин (б. ВНИИКРнефть).

При поликонденсации фенолов и альдегидов в присутствии катализаторов (pH<7 или pH>7) образуются макромолекулярные продукты линейного или разветвленного строения. Для отверждения буровых растворов представляют интерес те случаи, когда образуются трехмерные продукты, так называемые резиты. Характер образования резитов обусловлен особенностями строения фенолов и альдегидов, механизмов действия катализаторов и физическими процессами, сопровождающими химическую реакцию.

Тампонажные составы ТСД-9, ТС-10 и ФРЭС первоначально предназначались для закрепления призабойной зоны скважины. Работы б. ВНИИКРнефти показали, что эти составы можно применять для проведения всех видов изоляционных работ в скважинах в качестве отверждающих агентов для буровых растворов. Эти составы содержат сланцевые суммарные алкилрезорцины, подщелоченные водным раствором едкого натра и стабилизированные спиртами и гликолями. Для образования твердого тела на основе воды смесь должна содержать 20—30% ТС-10 или 30—40% ТСД-9, 25—70% формалина (к фенолам), остальное — вода.

Измерение времени загустевания растворов на консистометрах КЦ-5 и КЦ-4 показывает, что их консистенция в течение определенного времени остается неизменной, а затем жидкая система быстро переходит в твердое тело.

Время загустевания растворов зависит от состава и температуры. Прочность образующегося камня также зависит от этих факторов и колеблется в пределах: $\sigma_{сж} = 0{,}5 \div 1{,}2$ МПа, $\sigma_{изг} = 1 \div 2$ МПа.

Ввод в буровой раствор, обработанный УЩР, состава ТСД-9 приводит к образованию малоподвижной массы. Лишь при смешении примерно равных объемов ТСД-9 и бурового раствора плотностью 1,18 г/см^3 удается получить легкопрокачиваемую смесь.

Состав ТС-10 не вызывает загустевания бурового раствора, вследствие чего удается подобрать рецептуры с содержанием бурового раствора до 70% общего объема смеси. Предварительные опыты, выполненные с ТС-10, показали, что рецептуры тампонажных растворов характеризуются хорошими технологическими, физико-механическими и химическими свойствами.

Во многих районах страны вода, на которой идет приготовление буровых растворов, содержит значительное количество поливалентных солей. В некоторых случаях карбонатная жесткость доходит до (80—100)· 10^{-3} моль/л.

Результаты исследований свидетельствуют о том, что составы, содержащие ТС-10, формалин и буровой раствор, не могут быть использованы для температуры выше 40°С.

В связи с этим представляло интерес испытать вместо формальдегида в свободном виде связанный формальдегид-уротропин (продукт взаимодействия формальдегида с аммиаком), а также менее реакционноспособный альдегид-фурфурол, дающие термостойкие поликонденсаты. При определенном соотношении ТС-10, бурового раствора, формалина, уротропина или фурфурола можно подобрать технологически приемлемые составы в интервале температур 40—80°С. В качестве наполнителя применяли буровой раствор плотностью 1,18—1,20 г/см^3, вязкостью 35 с по ПВ-5, водоотдачей 5—6,0 см^3/30 мин. по ВМ-6, СНС = 5/10 Па. Предел прочности пластмассовых образцов при изгибе через 2 сут. составлял 1—2 МПа.

Исследования с буровыми растворами другой плотности показали, что с ее увеличением прочность образцов повышается ввиду снижения содержания жидкой фазы в смеси. Фильтратоотделение составов превышает водоотдачу исходного бурового раствора на 30—60%, однако фильтрат поликонденсируется в твердую пластмассу.

Проницаемость образцов, получаемых из любых составов при различных режимах, во всех случаях оставалась низкой и не превышала (0,1÷0,2) • 10^{-3} мкм^2.

Вследствие малой плотности формалина (1,07÷1,01 г/см^3) и ТС-10 (1,16 г/см^3) плотность отвержденного бурового раствора оказывается несколько меньше его исходной плотности.

В пресной воде наблюдается незначительное набухание образцов, а в высокоагрессивном по отношению к цементному камню растворе сернокислого натрия размеры образцов практически не изменялись при хранении в течение 30 мес. Размеры образцов резко уменьшались в растворе хлорида магния первые две недели хранения образцов, что можно объяснить дополнительной сшивкой макромолекул ионами магния по группам фенольных колец, что подтверждается сравнительно высокой прочностью образцов, хранившихся в этом растворе Прочность образцов, хранящихся в дистиллированной воде и растворе сернокислого натрия, практически не меняется.

Разработанные составы с успехом можно применять при изоляционных работах в интервалах, не содержащих отложений поливалентных солей. Если в отверждаемый буровой раствор внести 3—5% натриевых солей высших жирных кислот, то влияние поливалентных катионов подавляется. Образцы, содержащие такую добавку, сохранялись в кипящих насыщенных растворах хлоридов магния и кальция в течение 48 ч., не изменяя линейных размеров. Прочность образцов при этом увеличивалась на 30—50%.

В результате изучения процессов отверждения буровых растворов алкилрезорцинами и альдегидами установлены следующие основные закономерности:

1) плотность отверждаемого бурового (глинистого) раствора (ОГР) равна или несколько ниже плотности исходного бурового раствора, что обеспечивает подъем тампонажного раствора практически на любую высоту от башмака колонны:

2) фильтратоотдача ОГР близка к фильтратоотдаче исходного бурового раствора, при этом фильтрат способен поликонденсироваться с образованием твердого тела, что при его проникновении в фильтрационную корку и породу обеспечивает монолитную связь тампонирующего состава со стенками скважины;

3) время загустевания регулируется подбором соответствующих соотношений компонентов;

4) ОГР характеризуется высокой седиментационной устойчивостью и отсутствием контракционных процессов в период твердения;

5) прочность тампонажного камня зависит от плотности глинистого раствора и растет вместе с ней, достигая предела прочности при изгибе $\sigma_{изг}$ = 5÷7 МПа для раствора с плотностью 1,6-1,8 г/см^3;

6) водогазопроницаемость камня близка к нулю;

7) шлам камня инертен к буровому раствору.

Промысловые испытания ОГР проведены при первичном тампонировании, ликвидации негерметичности обсадных колонн и изоляции зон поглощений в объединениях «Краснодарнефтегаз», «Кубаньгазпром», «Куйбышевнефть», «Запсиббурнефть», «Татнефть», «Башнефть», «Ставропольнефтегаз» и «Оренбургнефть».

Латекс-цементные растворы в зарубежной практике

1. Латекс-цементная смесь (Latex Cement), применяемая фирмой Halliburton, представляет собой тампонажный раствор из портландцемента (или позмикс-цемента), воды и латекса (синтетического жидкого латекса LA-2 или порошкообразного латекса LPA-1).

Латекс-цементный раствор, полученный добавлением в воду для затворения цемента жидкого латекса LA-2, имеет ряд преимуществ, к числу которых относятся: 1) низкая водоотдача по АНИ; 2) высокая начальная прочность цементного камня; 3) хорошая сцепляемость как со стенками скважины, так и с поверхностью труб; 4) хорошие перфорационные свойства (образование цементного камня, отличающегося повышенной пластичностью), а также сопротивляемость к действию кислот и агрессивных пластовых флюидов (в частности, к действию сульфатсодержащих пластовых вод); 5) незначительное вспенивание в процессе приготовления и возможность непрерывного приготовления раствора.

Однако основным положительным свойством данного раствора является низкая водоотдача —20—30 $см^3$ за 30 мин. (табл. 10.1). Так, при прочих равных условиях полное обезвоживание (потеря свободной воды) раствора из чистого портландцемента класса А по АНИ происходит менее чем за 1 мин. (за 40 с), тогда как у латекс-цементного раствора этот процесс занимает гораздо больше времени. Это свойство латекс-цемента имеет огромное значение при цементировании хорошо проницаемых продуктивных коллекторов, когда требуется предотвратить глубокое проникновение в них фильтрата цементного раствора. Благодаря низкой водоотдаче латекс-цементная смесь нашла широкое применение при проведении цементирования под давлением (без создания высоких давлений в процессе цементирования). Добавление синтетического латекса (LA-2) к воде для затворения цемента уменьшает вспенивание тампонажного раствора и способствует сохранению его стабильности в процессе сильного перемешивания.

Прочность на сжатие камня из латекс-цементного раствора (с добавкой LA-2) несколько ниже, чем камня из чистого портландцемента, из-за относительно большего содержания жидкой фазы в растворе (табл. 10.2). Для повышения прочности камня из такого латекс-цементного раствора используют хлористый кальций в количестве 2% (от массы цемента).

В табл. 10.3 приведены некоторые сведения о латекс-цементном растворе с добавкой LAP-1, используемой при цементировании под давлением.

2. Латекс-цементный раствор, применяемый фирмой Dawe II (торговое наименование Cealment), содержит цемент класса А и Е (очень редко используют цемент класса С), латекс (D15) и воду. Проницаемость камня из этого тампонажного раствора — менее 0,01 мД, пористость — менее 7%. При схватывании раствора частицы латекса образуют тонкую, прочную, гибкую и липкую пленку, устойчивую по отношению к жидкостям, находящимся в скважинах. Эти свойства тампонажного раствора особенно ценны при изоляции продуктивных толщ. Другое отличительное важное свойство такого латекс-цементного раствора — стойкость образующегося цементного камня к растрескиванию при перфорации.

Для приготовления латекс-цементного раствора Cea1ment кроме чистых (стандартных) цементов при необходимости применения облегченных цементных растворов могут быть использованы и различные смеси, например, цемент + лайтпоз-1, цемент класса А+бентонит.

Плотность латекс-цементных растворов изменяется в зависимости от их состава: латекс 4-цемент класса Е-1,90 $г/см^3$; латекс + цемент класса А — 1,83 $г/см^3$; латекс + цемент класса А + 4% бентонита — 1,66 $г/см^3$; латекс + цемент класса С — 1,64 $г/см^3$; латекс 4-цемент класса А + лайтпоз — 1—1,54 $г/см^3$;

При температуре в скважине до 100°С в случае отсутствия цемента класса Е его можно заменить цементом класса А с добавкой замедлителя схватывания D8. При низких температурах для сокращения времени начала схватывания латекс-цементного раствора, приготовленного из цемента класса А, ис-

пользуют добавку ускорителя схватывания $CaC1_2$ в количестве до 2%, что сокращает время начала схватывания в два раза.

При использовании латекса (D 15) время начала схватывания растворов, приготовленных из цементов классов А и С, остается таким же, как и при применении растворов из чистого цемента.

Данные о периоде ОЗЦ для латекс-цементных растворов типа Cea1ment приведены в табл. 10.4.

Гельцементные растворы в зарубежной практике

Пресный гельцементный раствор Hamble, применяемый фирмой Dowell, состоит из обычного портландцемента (класса А по АНИ), 0,1—1,0% лигносульфоната кальция

Таблица 10.1

Основные показатели латекс-цементной смеси (на основе цемента класса А по АНИ)

Латекс LA-2 (присадка), $м^3/т$	Вода $М^3/Т$	Показатели тампонажного раствора		Выход раствора, $М^3/Т$	Время сохранения прокачиваемости раствора, ч. -мин., при глубине скважин		
		водоотдача за 30 мин.*, $см^3$	плотность, $г/см^3$		1220 м	1830 м	2440 м
0,00	0,462	Обезвоживание за 40с	1,87	0,785	3—36	2—41	1—59
0,08	0,444	28	1,81	0,830	4-00	4-08	2-28
0,08	0,533	24	1,74	0,930	4-00	4-00	3-03

* Замеры с использованием бумажного фильтра при давлении.

Таблица 10.2

Прочность на сжатие камня на латекс-цементного раствора (на основе цемента класса А по АНИ)

Латекс LA-2 (присадка), $м^3/т$	Вода, $м^3/т$	Хлористый кальции, %	Прочность на сжатие, МПа, при различных температуре и времени твердения образца							
			27°С		38°С		49°С		60 °С	
			24 ч.	72 ч.	24 ч.	72 ч.	24 ч.	72 ч.	24 ч.	72 ч.
0,00	0,462	0	5,2	17,6	14,0	33,5	30,3	47,5	44,8	46,9
0,08	0,444	0	3,6	15,1	9,7	22,0	13,0	27,9	19,4	30,3
0,08	0,533	0	3,6	9,4	9,3	14,7	11,9	17,2	13,5	20,1
0,08	0,444	2	8,6	19,1	15,8	24,0	19,7	29,5	21,4	33,7
0,08	0,533	2	5,3	11,4	10,5	16,6	13,1	20,8	15,2	24,2

Таблица 10.3

Свойства латекс-цементного раствора (на основе цемента класса Н по АНИ)

Глубина, м	Температура раствора на устье, °С	Латекс LAP-1, % (от массы цемента)	НК-4, %	Вода, $м^3/т$	Плотность раствора, $г/см^3$	Выход раствора, $м^3/т$	Время сохранения прокачиваемости раствора, ч. -мин.
610	37	1,0	0,0	0,612	1,73	0,93	3—42
1220	47	1,0	0,0	0,612	1,73	0,93	2—52
1830	58	1,0	0,1	0,612	1,73	0,93	3—34
2440	71	1,0	0,2	0,612	1,73	0,93	3—47

(D13) и 5—35% бентонита в отличие от обычных гельцементов, приготовляемых с добавлением до 25% бентонита. При этом D13 в данном растворе действует как реагент, вызывающий диспергирование бентонита (D-20).

Пресный гельцементный раствор можно использовать при температуре на забое скважин до 121°С. Данный раствор обладает достаточным временем сохранения прокачиваемости, относительно низкой водоотдачей, незначительной плотностью и допустимым минимумом прочности цементного камня на сжатие.

Для цементирования под давлением при нормальных температурах применяют тампонажный раствор с 12% бентонита, а при высоких температурах — с 25% бентонита.

Таблица 10.4

Период ОЗЦ латекс-цементных растворов

Класс по АНИ	Добавка		Время сохранения прокачиваемости, ч-мин., для разных условии						
	вид	%	305 м, 26°С	760 м, 39°С	1525 м, 52°С	2135 м, 63°С	3745 м, 78°С	3660 м, 97°С	4265 м, 117°С
А	—	—	4—0	2—45	1—30	1—00	-	-	-
А	О8	0,4	—	—	—	—	3—00	-	_
А	О8	0,5	—	—	—	—	-	2—45	_
А	О8	1,2	—	—	—	—	—	-	1—45
А	$CaCl_2$	2,0	2—00	—	—	—	-	-	_
С	—	—	6—00	3—10	1—50	1 — 15	-	_	-
Е	—	—	—	—	—	—	4—00	4—00	1—00

Пресный гельцементный раствор и камень из него имеют одинаковые с раствором и камнем из чистого портландцемента время начала схватывания, водоотдачу и минимальную прочность на сжатие.

Сведения об изменении плотности пресных гельцементных растворов, содержании D13, в зависимости от состава, приведены в табл. 10.5; данные о периоде ОЗЦ при времени сохранения прокачиваемости, равном 2 ч. 15 мин.— в табл. 10.6, сведения о прочности на сжатие гельцементного камня, при содержании в тампонажном растворе 12% D20 и плотности раствора 1,58 г/см^3 — в табл. 10.7.

Используя приведенные в табл. 10.5 и 10.7 данные, можно быстро подсчитать количество материалов, необходимых для приготовления пресного гельцементного раствора.

Пресный гельцементный раствор, содержащий 12% бентонита и размельченный пластик J-15, является хорошим материалом для изоляции зон поглощений бурового раствора (размельченный пластик J-15 рекомендуется добавлять в количестве до 5,32% от массы сухого цемента).

10.2.2. СЕЛЕКТИВНЫЕ МЕТОДЫ ОГРАНИЧЕНИЯ ПРИТОКА ПЛАСТОВЫХ ВОД

Селективные методы по свойствам применяемых материалов и реагентов можно подразделять на шесть основных групп:

цементные растворы на углеводородной основе;

Таблица 10.5

Плотность гельцементного раствора

Показатели	Изменение плотности тампонажного раствора в зависимости от состава												
	12% бентонита												
в/ц	0,80	0,83	0,84	0,85	0,90	0,92	0,94	0,97	1,00	1,03	1,06	1,10	1,13
р, г/см^3	1,64	1,63	1,62	1,60	1,59	1,58	1,57	1,55	1,54	1,53	1,52	1,51	1,50
	25% *бентонита*												
в/ц	!,18	1,2?	1 26	1,30	1Д5	1.40	1.45	1,50	1.56	1.61	1,68	1,74	1,79
р, г/см^3	1,52	1,51	1,50	1,48	1,47	1,46	1,45	1,44	1,42	1,41	1,40	1,39	1,38

Таблица 10.6

ОЗЦ гельцементного раствора

Содержание, %		Температура на забое, °С	Период ОЗЦ, ч.
бентонита (D 20)	D 13		
12	0,5	<60	_
12	0,6	62—82	24
12	0,7	82—104	18
12	0,7—0,8	104—121	12
25	1,0	<52	—
25	1,2	52—79	48
25	1,4	79—107	36
25	1,6	107—121	24

Таблица 10.7

Прочность на сжатие гельцементного камня

Содержание D13, %	Прочность на сжатие, МПа, при температуре, °С				
	60	71	82	104	121
0,5	3,52	4,46	4,92	—	—
0,5	5,97	7,90	7,03	—	—
0,6	3,28	4,08	5,42	8,44	8,78
0,6	6,04	7,73	6,86	10,54	9,84
0,7	—	—	—	11,59	14,13
0,7	—	—	—	14,76	11,95

гомогенные углеводородные системы (растворы парафина, нефть, мазут, их смеси, дизельное топливо и др.);

гидрофобизаторы (ПАВ, мылонафты и др.);

полимерные суспензии;

водные растворы полимеров (латекса, гидролизованного полиакриламида — ГПАА, гидролизованного полиакрилонит-рина — гипана) и различные тампонирующие составы на базе этих растворов;

газожидкостные системы (двухфазные и трехфазные пены).

Количество жидкости, проникающей в пласт за единицу времени при прочих равных условиях, будет зависеть от отношения вязкостен закачиваемой жидкости и жидкостей, насыщающих породу. В соответствии с этим раствор полимера будет проникать преимущественно в водонасыщенный участок пористой среды. Это является первой предпосылкой для оценки селективных фильтрационных свойств водных растворов полимеров. Серьезное внимание при этом уделяется поверхностному натяжению на границе «водный раствор полимеранефть», адсорбции полимера на стенках пор, кольматационному эффекту и др.

Относительно наиболее широкое применение получили нефтецементные растворы (особенно в 50-е годы), гипан и составы на его основе, водные растворы латекса, гидролизованного полиакриламида и др.

Нефтецементные растворы

Особое место среди тампонажных растворов занимают нефтецементные растворы, состоящие из цемента и нефти или дизельного топлива. Основные преимущества нефтецементных растворов — несхватываемость при отсутствии воды и высокая прочность камня вследствие взаимодействия с незначительным количеством воды (20—25%). В процессе проникновения в водопроводящие каналы раствор быстро густеет и, выделяя нефть (или другую основу — дизельное

топливо, керосин и т. д.), вступает во взаимодействие с водой, создавая прочный камень.

При смешении нефтецементного раствора с водой масса очень быстро теряет подвижность, превращается в комки и камень с выделением почти всего количества нефтепродукта. Для увеличения подвижности раствора и лучшего отмыва нефтепродукта применяют поверхностно-активные вещества: кубовый остаток этилового эфира ортокремнёвой кислоты, крезол, димеру, асидол, нафтенат кальция. Менее дефицитен крезол ($CH_3C_6H_4OH$), используемый нефтяной промышленностью в качестве селективного растворителя.

Повышенное содержание нефтепродукта и ПАВ делает смесь более подвижной, длительное хранение нефтецементного раствора с дизельным топливом в присутствии кубового остатка (КОС) снижает растекаемость смеси. Обычно к массе цемента добавляют 40—50% нефтепродуктов.

Крезол по своему воздействию на нефтецементные растворы несколько отличается от кубового остатка. При добавлении крезола до 1% подвижность нефтецементного раствора возрастает, при больших количествах — падает. В течение 1—8 ч. Хранения крезол способствует некоторому увеличению подвижности раствора. В процессе продолжительного его хранения (до 5 мес.) наблюдаются незначительное расслоение раствора и выделение топлива. В присутствии крезола нефтецементные растворы с увеличением температуры повышают свою подвижность. При смешении с горячей водой нефтецементные растворы быстро густеют до нетекучего состояния и по мере соединения с водой интенсивно выделяют нефтепродукт. При соединении с 30—35% воды смеси освобождаются от 90— 95% нефтепродукта, превращаясь в густую массу и затем в камень.

Нефтецементные растворы (без воды) не схватываются при температурах выше 200°С и давлении 70 МПа. Однако замещение 20% нефтепродукта водой приводит к тому, что растворы быстро густеют уже при температуре 120°С и давлении 30 МПа и схватываются за 20—30 мин.

На основе нефтецементных растворов введением в них ускорителя могут быть приготовлены быстросхватывающиеся смеси для ликвидации поглощения в скважинах. Эти растворы при отсутствии воды не схватываются. Вода способствует быстрому их загустеванию, а ускоритель — схватыванию. Ускорителями сроков схватывания могут быть кальцинированная сода, гипс и др. В отдельных случаях в нефтецементные растворы вводят наполнители — песок, глину, улучшающие тампонажные и механические свойства растворов.

Как обычные (водные), так и нефтецементные растворы проникают в пласты только по трещинам и каналам и практически не проникают в поры пластов.

Частично схватившаяся нефтецементная масса интенсивно разрушается при действии на нее серной кислоты. Последняя, реагируя с нефтепродуктом, вытесняет его и, получив доступ к цементным частицам, вступает с ними во взаимодействие. В результате происходит сильный саморазогрев массы с выделением газа, образуются двуводный гипс, сульфоалюми-нат кальция и другие сульфаты. Возникновение этих соединений сопровождается значительным увеличением объема цементной массы и способствует ее быстрому разрушению. Нефте-

цементные образцы быстро разрушаются от действия серной кислоты 10—*25%-ной* концентрации. Интенсивность разрушения нефтецементной массы зависит от количества воды, прореагировавшей с цементом, от концентрации кислоты и условий прохождения реакции. Солянокислотные обработки могут быть применены в скважинах, где водяные пропластки близко расположены к нефтяным. У нефтяных разрушение частично схватившегося камня из нефтецементного раствора произойдет интенсивно, у водяных, где повышено количество воды, должен образоваться качественный тампон.

Нефтецементные растворы за рубежом

1. Тампонажные растворы типа ДОС (Diesel-Oil-Cement), применяемые фирмой Halliburton, представляют собой нефтецементный раствор, включающий портландцемент, керосин (или дизельное топливо) и ПАВ.

Данный раствор применяют для проведения следующих операций: изоляции зон поглощения бурового раствора и зон водопроявлений в скважине; ликвидации негерметичности обсадных колонн, закупоривания каналов перетока, образовавшихся на отдельных участках между обсадными трубами и цементным камнем; изоляции водоносных поглощающих пластов, примыкающих к объекту эксплуатации, в случае осуществления гидравлического разрыва последнего. Нефтецементный раствор типа ДОС обладает избирательным действием. Он не твердеет в среде, содержащей нефть. Схватывание и твердение данного раствора возможно только в водной среде или в среде со значительным содержанием воды. В связи с этим нефтецементный раствор типа ДОС особенно применяют при цементировании перфорационных каналов, расположенных на уровне интервалов залегания водоносных пластов, в целях предупреждения проникновения подстилающей воды в нефтенасыщенную часть продуктивного пласта. При этом перфорационные каналы, находящиеся против объекта эксплуатации, этим раствором не изолируются.

Нефтецементный раствор после попадания в водосодержащую среду быстро (как губка) адсорбирует воду, превращаясь в густую пасту, а затем в высокопрочный и малопроницаемый цементный камень.

Фирма Halliburton применяет два вида нефтецементного раствора: ДОС-3 и ДОС-10. Различия между ними обусловлены использованием различных ПАВ.

Поверхностно-активное вещество, вводимое в раствор ДОС-3, является диспергентом, позволяющим уменьшить нефтецементное отношение, т. е. увеличить количество сухого портландцемента, которое можно затворить в данном объеме керосина или дизельного топлива. Таким образом получается раствор, обладающий, как правило, меньшим объемом, чем обычный раствор. Благодаря введению такого ПАВ можно приготовлять ДОС-3 плотностью 1,92 г/см^3.

Поверхностно-активное вещество, добавляемое к нефтецементному раствору ДОС-10, является диспергентом анионного типа. Этот ПАВ, гидрофобизируя раствор, увеличивает время сохранения его прокачиваемости, что позволяет ввести дополнительное количество раствора в пласт. В результате ДОС-10 проника-

ет в изолируемый водоносный пласт на большую глубину, образуя высокопрочный цементный камень, конечная прочность которого так же, как и цементного камня из ДОС-3, составляет около 28 МПа. При необходимости уменьшить водоотдачу ДОС-10, а также ускорить его схватывание в целях достижения более высокой ранней прочности цементного камня в нефтецементный раствор данного вида вводят хлористый кальций.

Последовательная закачка нефтецементных растворов типа ДОС (сначала ДОС-10, а затем ДОС-3) позволяет одновременно успешно бороться с рядом явлений: предупреждать проникновение воды в нефтенасыщенную часть продуктивного пласта, изолировать зоны поглощения бурового раствора, препятствовать перетоку флюидов в пространстве за обсадными трубами и в некоторых случаях уменьшать поглощение в процессе бурения.

Введение ПАВ в раствор типа ДОС помогает контролировать продвижение зеркала вод в пласте и перемещение тампонажного раствора.

2. Цементно-нефтяной раствор SOS (Slurri Oil Squeeze) фирмы Dowell Schlumberger предназначен для вторичного цементирования (цементирования под давлением) эксплуатируемых нефтяных и газовых скважин в целях изоляции зон прорыва пластовых соленасыщенных вод.

Раствор представляет собой тщательно перемешанную в неводной несущей среде (нефть или продукты ее перегонки) смесь портландцемента (цемент класса А, С или Е по АНИ) с реагентами, уменьшающими поверхностное натяжение раствора (М54 и ГЗЗ). Раствор отличается избирательным селективным действием: он начинает схватываться только при контакте с минерализованной пластовой водой. В остальной части ствола, где нет соленых вод, тампонажный раствор не схватывается. Особенно успешные результаты достигаются при использовании его для изоляции зоны прорыва пластовых вод в трещиноватых породах. Однако при высокой проницаемости пород эффективность применения раствора резко снижается.

К преимуществам цементно-нефтяного раствора SOS можно отнести его селективное действие, большее время сохранения прокачиваемости, меньшую потребность в цементе при заливке, использование цементов обычных марок, а также тот факт, что фильтратом раствора являются нефть или нефтепродукты.

К недостаткам раствора относят следующее: возможность уменьшения или полного прекращения добычи нефти при небрежном отношении к приготовлению раствора или неправильной оценке забойных условий: высокую стоимость раствора и необходимость тщательного его перемешивания при приготовлении.

Для получения нужных свойств раствора требуется строго поддерживать определенное соотношение между неводной несущей средой и содержанием твердых частиц.

Фирма Dowell Schlumberger не рекомендует использовать такие добавки к раствору, которые требуют дополнительного количества воды. Бентонит из-за

сильной его способности адсорбировать воду вообще запрещается добавлять к раствору.

Использование ПАВ — реагентов М54 и Г33 в качестве добавок к раствору SOS считается обязательным: реагент М54 — для поддержания частиц цемента во взвешенном состоянии в нефти, т. е. для получения хорошей суспензии цемента в нефти, а реагент Г33 — для облегчения проникновения соленой воды в раствор, т. е. для получения хорошего цементного камня в интервале изоляции зоны прорыва пластовых вод.

Фирма Bowell предлагает два варианта раствора SOS.

Р а с т в о р А. Для приготовления данного раствора в качестве несущей среды используют керосин (плотность — 0,797 г/см^3) или дизельное топливо (плотность — 0,816 г/см^3). При этом керосин или дизельное топливо берут в количестве соответственно 110 и 169% от объема сухого цемента (15—23 л на 42,64 кг, т. е. на 1 мешок портландцемента), а М54 и Г33 — 0,66% от объема жидкой фазы (керосин или дизельное топливо).

Р а с т в о р В. Для приготовления этого раствора в качестве несущей среды используют смесь нефтепродуктов, состоящую на 50% из керосина (7,5—12,5 л на 1 мешок цемента) и на 50% из очищенной нефти (7,5-12,5 л на 1 мешок.цемента).

На этой смеси затворяют портландцемент с добавками ПАВ (М54 и Г33).

Соотношение цемента и смеси нефтепродуктов остается таким же, как и в растворе А (110 и 169%). Однако увеличивается содержание поверхностно-активных веществ: добавки М54 и Г33 составляют по 1% от объема жидкой фазы.

Данные о расходе материала на приготовление нефтецементных растворов А и В приведены в табл. 10.8.

Для получения должного эффекта от применения растворов при цементировании под давлением (рис. 10.1) необходимо полностью удалить воду из всей обвязки устье — скважина. Для этого сначала в системе буровой раствор заменяют нефтью, а затем перед закачкой раствора SOS закачивают буферную

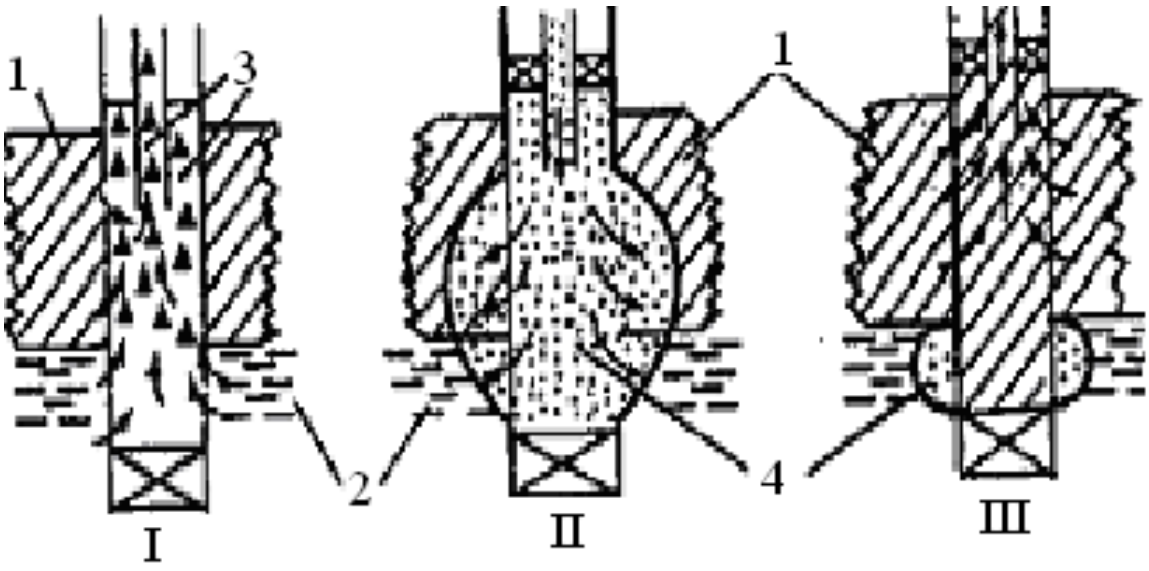


Рис. 10.1 Схема применения цементно-нефтяного раствора SOS:
I-обводнение продукции добывающей скважины;
II-закачка SOS под давлением;
III-изоляция водоносного пласта;
1-нефтеносный пласт; 2-водоносный пласт; 3-обводненная нефть; 4-SOS.

жидкость (порция сырой нефти с добавкой 1% поверхностно-активного вещества, предназначенного для предотвращения образования и разрушения различных водных блоков). Раствор SOS продавливают нефтью.

Применения высоких давлений в конце продавливания, к которым обычно прибегают при цементировании под давлением, в случае использования раствора SOS не требуется.

Для уменьшения водоотдачи и увеличения вязкости раствора А фирма Halliburton рекомендует добавлять к несущей жидкости *J-97 в* количестве 2% (от объема жидкости). Это позволяет получать водоотдачу менее 60 $см^3$ при температуре 93°С. В случае приготовления раствора В количество добавки *J-97* уменьшают до 1,5%.

Таблица 10.8.

Расход материалов при приготовлении нефтецементных растворов

Показатели	При 169% нефтепродуктов		При 110% нефтепродуктов	
	раствор А	раствор В	раствор А	раствор В
Количество сухого цемента, мешки*	100,0	100,0	100,0	100,0
Объем сухого цемента, л Количество керосина (дизельного топлива), л	1353,0 2280,0	1353,0 1140,0	1353,0 1520,0	1353,0 760,0
Количество очищенной нефти, л	-	1140,0	-	760,0

Продолжение таблицы 108

Добавка М54, л	15,0	23,0	10,0	15,2
Добавка Г33, л	15,0	23,0	10,0	15,2
Выход тампонажного раствора, л/кг	0,86	0,86	0,69	0,69
Общий объем тампонажного раствора, л	3675,0	3690,0	2907,0	2915,0
Плотность тампонажного раствора, г/см^3:				
на основе дизельного топлива	1,68	-	1,93	-
на основе керосина	1,66	-	1,91	-
на основе смеси керосина и нефти (1:1)	-	1,69	-	1,95

* Масса мешка (1) сухого цемента (плотность —3,15 г/см^3) равна 42,6384 кг. Отсюда объем, занимаемый 100 мешками цемента, будет равен $\frac{4263,84}{3,15}=1353$. Умножая полученную цифру соответственно на 1,69 и 1,10, получим количество нефтепродуктов, добавляемых к растворам А и В.

В целях улучшения качества вторичного цементирования при изоляции зон прорыва посторонних пластовых вод практикуется глубокая закачка тампонажного раствора SOS в водоносный пласт. Это сводит к минимуму возможность обводнения продукции скважины посторонними водами и опасность разрыва водоносного пласта в процессе гидроразрыва продуктивного пласта.

По мере вступления тампонажного раствора в реакцию с минерализованной пластовой водой происходит вытеснение нефтепродуктов из раствора и образование в порах и трещинах, имеющихся в породе, прочного цементного камня. (При применении высоких давлений существует опасность преждевременного выделения нефтепродуктов из тампонажного раствора). По истечении определенного срока, необходимого для того, чтобы тампонажный раствор приобрел требуемые свойства, скважину открывают, а незатвердевший тампонажный раствор, находящийся выше водоносных пластов, вымывают на поверхность.

Следовательно, время сохранения раствором SOS прокачиваемости позволяет не только поднять его на заданную высоту, но и избежать оставления в стволе скважины излишков тампонажного раствора, т. е. исключить нахождение тампонажного раствора в интервале залегания нефтеносного пласта. Одновременно вследствие селективного действия SOS перед цементированием под давлением нет необходимости специально разобщать водоносные и продуктивные пласты с целью защиты нефтяной зоны от загрязнения тампонажным раствором.

ВНИИ был предложен метод использования твердых углеводородов (парафина, церезина, озокерита), растворенных в керосине, бензине или бензоле; при снижении температуры этот раствор образует осадок. Подогретый (на 5—10° С

выше пластовой температуры) раствор закачивается в ПЗП: после восстановления естественной температуры происходит выпадение осадка, закупоривающего поры пласта. В нефтенасыщенной части пласта осадок не образуется. Было установлено, что степень закупорки этими растворами находится в зависимости от концентрации твердых углеводородов: эффект закупорки 22%-ным раствором тяжелых углеводородов равен 50%; при 50%-ном растворе эффект составлял 100%. Однако проведение операции очень сложное.

В 60-х годах в Башкирии впервые для этих целей был применен латекс с добавками ПАВ. Положительный эффект не превышал 15%. С.С.Демичев для ликвидации водогазовых перетоков предлагает использовать способ, включающий закачку в пласт изоляционной композиции на основе кремнийорганического соединения (КОС) с добавкой порошкообразной органической кислоты и раствор соли двухвалетного металла. Кислота и КОС в химическое взаимодействие не вступают. КОС является носителем кислоты в зону поступления газа, воды и песка. При контакте в этих зонах водного раствора соли и органической кислоты происходит реакция с образованием кислоты. Кислота катализирует реакцию гидролитической поликонденсации КОС, а выпадающий осадок гидроокиси металла является наполнителем. Образующийся полимер закупоривает поры, через которые поступают вода и (или) газ и закрепляет слабосцементированный коллектор. Предложенный способ был успешно применен на нескольких скважинах Варь-еганской площади (Западная Сибирь).

Для ограничения притока подошвенной воды С.К.Сохошко и С.И.Грачев предлагают метод, суть которого заключается в образовании обратного конуса нефти при определенной схеме перфорации нефте- и водонасыщенной частей пласта, при которой водонасыщенная часть перфорируется каналами увеличенной длины в одной горизонтальной плоскости. Для определения положения каналов в водонасыщенной части пласта относительно водонефтяного контакта вначале рассчитывают положение интервала перфорации водонасыщенной части обычным способом, при котором водонефтяной контакт остается неподвижным. Положение каналов в водонасыщенной части при предлагаемом способе будет совпадать с верхними отверстиями обычной перфорации. Так как в предлагаемом способе каналы увеличенной длины, то к ним будет, как полагают авторы, более интенсивным приток со стороны водонефтяного контакта, то есть будет образовываться обратный конус нефти, препятствующий прорыву воды к каналам в нефтенасыщенной части пласта.

Уменьшение отбора воды произойдет за счет более интенсивного притока нефти к увеличенным каналам со стороны водонефтяного контакта и интенсификации каналов в горизонтальной плоскости. Уменьшение отбора воды может достигать 30%, в зависимости от длины каналов и анизотропии пласта.

При наличии переходной зоны каналами увеличенной длины перфорируют верхнюю ее часть, тем самым обеспечивая отбор нефти из переходной зоны и предотвращая интенсивное обводнение скважин. Положение каналов в переходной зоне будет определяться распределением в ней нефтенасыщенности, В

первом приближении можно считать, что нефтенасыщенность в переходной зоне изменяется линейно.

Сложностью при реализации способа является образование каналов увеличенной длины существующими в настоящее время перфораторами. Лучшие кумулятивные перфораторы позволяют делать отверстия глубиной до 30 см. Более длинные каналы можно, на взгляд авторов, получить, если стрелять дважды в одно отверстие. Гидропескоструйная перфорация здесь неприемлема, так как в результате ее образуется каверна большого диаметра.

В качестве материалов селективной изоляции ПЗП предложено значительное количество растворов смесей, составов. Одни из них широко известны, другие — нет.

ПГЭКО

Тампонажный состав для селективной изоляции пластовых вод (авторы Е.М.Покровская-Духненко, П.П.Макаренко и др.) является продуктом гидролитической этерификации кубовых остатков производства метил- и этилхлорсиланов (ПГЭКО), представляющий собой темно-коричневую жидкость с вязкостью 4,0—9,0 мПс·с, массовым содержанием хлора 4,0—8,0%, этоксигрупп — 30—50% и массовым содержанием механических примесей не более 5%.ПГЭКО используют в качестве тампонажного состава (ТС) при селективной изоляции притока пластовых вод; при этом недлительная и ненадежная изолирующая эффективность резко повышается введением серы, которая выполняет роль активного пластифицирующего наполнителя.

Вязко-упругие составы

Материалы, отличающиеся большим разнообразием фильтрационных и структурно-механических свойств, поддающиеся их регулированию, производные нефтегазового сырья получили широкое распространение в промышленности (полиакриламиды — ПАА и смеси их другими материалами).

«БашНИПИнефтью» разработан селективный метод ограничения водопритоков гелеобразующими полимерными жидкостями ГФС (это подкисленная гипано-формалиновая смесь). Сущность метода заключается в закачке тампонажной жидкости ГФС, состоящей из смеси водного раствора гипана, формалина и соляной кислоты. Соотношение их подбирается в зависимости от необходимого времени начала гелеобразования. При загустевании в обводненной части пласта образуется каучукоподобный однородный упругий материал — гель, закупоривающий водонасыщенную пористую среду.

Гидролизованный полиакриламид (ГПАА) — продукт гидролиза синтетического высокополимерного вещества в кислой и особенно хорошо в щелочной среде.

Гипан значительно изменяет вязкость при разбавлении водой: разбавление водой в два раза приводит к уменьшению вязкости в пять раз. Важные пре-

имущества гипана по сравнению с ПАА состоят в его способности давать осадки в большем объеме при одинаковой концентрации солей в растворе. Гипан легко растворяется в воде с образованием менее вязкого раствора, а высокая щелочность гипана (pH = 12,6-12,8) без дополнительного введения NaOH обеспечивает образование осадка. В количественном выражении больше всего осадка образуется при взаимодействии 10%-ного раствора гипана и 10%-ного раствора солей $CaC1_2$ и $FeC1_3$.

Закачки раствора негидролизованного ПАА не могут считаться эффективными, так как проницаемость обработанного пласта восстанавливается. При закачке гидролизованного ПАА проницаемость пласта снижается, примерно в 2 раза, однако и эту операцию считают нецелесообразной ввиду хорошей растворимости ГПАА в пресной воде.

Более эффективным методом снижения проницаемости высокопроницаемых участков коллектора является применение осадкообразующих растворов солей и кислот совместно с растворами полимеров. Степень закупорки возрастает за счет прочности и больших размеров частиц осажденного полимера. Лучшие результаты получены при использовании раствора гипана и $FeC1_3$. Лучшее смешение реагентов в пористой среде получается при вытеснении раствора гипана коагулянтами (растворами солей и кислот), а не наоборот. На практике стремятся к увеличению объема закачиваемых реагентов и степени их смешения, чтобы обеспечить не только снижение проницаемости коллектора, но и образование экрана.

Фильтруемость раствора в нефтенасыщенную пористую среду в 10—100 раз ниже, чем в водонасыщенную, что свидетельствует о значительном влиянии поверхностных сил (фазовой проницаемости и эффекта Жамена) при фильтрации водных растворов полимера в нефтенасыщенную пористую среду. Селективная фильтруемость растворов полимеров в пористую среду зависит также от скоростей фильтрации и перепадов давления. Поэтому по фильтрационным характеристикам конкретного раствора полимера должны быть найдены оптимальные скорости закачки растворов полимеров и других жидкостей в пласт.

Водоизолирующие составы на основе модификаторов, этилсиликатов и гидрофобной кремнийорганической жидкости

И. И. Клещенко и др. разработаны водоизолирующие составы на основе олигомерных органоалкоксисилок-санов (полифенилэтоксисилоксан — техническое наименование модификатор 113—63 или 113—65) и этиловых эфиров ортокремниевой кислоты (техническое наименование этилсили-кат (ЭТС-40, ЭТС-16 и др.). Общим для алкоксипроизводных КОС является способность в присутствии воды вступать в реакцию гидролитической поликонденсации и отсутствие взаимодействия с нефтью. Для осуществления и ускорения реакции гидролитической поликонденсации с алкоксипроизводными КОС необходимо добавить кислые или щелочные катализаторы. Для этих целей использовали ГКЖ-10 (11)

в количестве 1—25% от объема модификаторов и 5—15% от объема этилсиликатов. Такие композиции нетоксичны, взрыво- и пожаробезопасны, обладают низкой коррозионной активностью, высокими селективными и водоизолирующими свойствами. Образующийся тампонажный материал имеет удовлетворительные прочностные характеристики, высокую адгезию к горным породам и металлу обсадных колонн, имеет хорошую гидрофобную активность.

Водоизолирующий состав на основе модификаторов и ГКЖ, ЭТС и ГКЖ может использоваться в широком интервале пластовых температур (0—200° С) независимо от степени минерализации пластовых вод. Температура замерзания ниже —40° С. Отличается незначительной вязкостью (от 2 до 20 мПа·с) и высокой фильтруемостью в пористые среды. Механизм образования непроницаемого экрана из кремнийорганических соединений в прискважинной зоне пласта состоит в следующем. При введении в прискважинную зону КОС они растворяются в нефти нефтенасыщенных интервалов и гидролизуются водой, содержащейся в обводнившихся интервалах. Проникновение КОС в водонасыщенные пласты вызывает образование зоны, состоящей из пористой среды, насыщенной полимерной массой, вязкость которой по мере роста концентрации возрастает вплоть до полной потери текучести. С этого момента проникновение тампонирующей полимерной массы в глубь поровых каналов прекращается. Химическая реакция закачиваемых веществ с пластовой водой осуществляется по схеме масопередачи. Образованный в пористой среде полимер с очень прочной адгезией по отношению к песчаникам породы закупоривает водонасыщенные интервалы и цементирует песок в обвод-нившейся зоне пласта.

В нефтенасыщенных интервалах проницаемость почти полностью сохраняется, реакция гидролитической поликонденсации может происходить только за счет связанной воды с образованием на поверхности каналов полимерной пленки. При этом силоксановые связи кремнийорганических соединений направлены к породе, а углеводородные радикалы — в противоположную сторону. В результате образуется гидрофобная поверхность, которая снижает фильтрационные сопротивления и увеличивает фазовую проницаемость для нефти. На этом свойстве и основывается способ повышения продуктивности нефтяных скважин путем обработки прискважинной зоны кремнийорганическими соединениями.

Ремонтно-водогазоизолирующая композиция на основе этилсиликатов, синтетической виноградной кислоты и хлорида кальция

И. И. Клещенко и др. разработан способ проведения водоизоляционных и ремонтно-водоизоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах с разработанным составом, основанный на закачке в скважину (пласт) кремнийорганической жидкости с добавкой порошкообразной синтетической виноградной кислоты (СВК) и хлорида кальция.

Синтетическая виноградная кислота и этилсиликат (ЭТС-40 или ЭТС-16) в химическое взаимодействие не вступают. Этил-силикат является как бы носителем синтетической виноградной кислоты в зону изоляции негерметичности эксплуатационной колонны, заколонных перетоков. При встрече в этих зонах водного раствора хлорида кальция и синтетической виноградной кислоты последняя вступает в реакцию с раствором хлорида кальция, в результате которой образуется соляная кислота.

Соляная кислота катализирует реакцию поликонденсации этилсиликата (ЭТС-40, ЭТС-16), а выпадающий осадок виннокислого кальция является наполнителем. Образующийся полимер закупоривает поры породы или зону негерметичности эксплуатационной колонны, зону заколонной циркуляции.

Синтетическая виноградная кислота (ТУ 6-09-1584-82) представляет собой твердое вещество, образующее кристаллы белого цвета. Ока не ядовита, взрыво- и пожаробезопасна.

Хлорид кальция (ГОСТ 450-77) — твердое вещество, образующее серовато-чешуйчатые кристаллы, выпускаемое в двух видах: $CaC1_2 \cdot H_2O$ и $CaC1_2 \cdot 6H_2O$. Хорошо растворяется в воде. Не ядовит.

Этилсиликат (ЭТС-40, ЭТС-16) — маслянистая жидкость, плотность до 1220 кг/м^3, не замерзает при температуре – 45 °С. Хорошо гидролизуется с кислотами. Не ядовита, взрыво- и пожаробезопасна.

Зависимость времени поликонденсации водоизолирующей композиции от соотношения СВК и $CaC1_2$ представлена в табл. 10.9.

Таблица 10.9.

Зависимость времени поликонденсации водоизолирующей композиции от соотношения СВК и $CaC1_2$

Концентрация, %		Содержание СВК в 100 мл ЭТС, г	Время реакции поликонденсации, ч
HC1,%	$CaC1_2$		
5,0	4,5	6,0	48
10,0	9,0	12,0	30
12,4	11,0	15,0	12
15,0	13,0	18,0	5
20,0	16,10	24,0	3

Технология проведения ремонтных работ на скважинах заключается в следующем.

Скважину, в которую поступает пластовая вода, останавливают. Через насосно-компрессорные трубы (НКТ), опущенные до зоны притока, производят промывку пресной водой до полного удаления пластовой воды из ствола скважины. Затем проводят закачку изоляционной композиции в следующей последовательности и объемах:

1) 9-13%-ный водный раствор хлорида кальция — 1 м^3;
2) разделительная жидкость (дизельное топливо) — 0,1 м^3;
3) смесь этилсиликата с порошкообразной синтетической виноградной кислотой (на 1 м^3 этилсиликата берется 120-180 кг СВК) – 1,0 м^3;
4) разделительная жидкость (дизельное топливо) — 0,1 м^3;
5)продавочная жидкость (техническая вода) — в объеме НКТ.

Композиция доводится до интервала притока воды или ПЗП.

Закрывают затрубное пространство и продавливают изоляционный материал, выдерживают на реакции в течение 12—24 ч.

Пример задавливания смеси в пласт. На скважине в интервале 1062—1066 м после перфорации получен приток газа из вышележащего пласта с большим количеством выносимого шлама, песка, а также пластовой воды из нижележащего пласта. Закачка 1,5 м^3 цементного раствора результата не дала. Затем была произведена закачка водоизоляционной композиции в следующей последовательности в объемах:

1)11%-ный водный раствор хлорида кальция — 1 м^3;
2)дизельное топливо — 0,1 м^3;
3)смесь ЭТС-40 с СВК (150 кг СВК в 1 м^3 ЭТС-40) — 1 м^3;
4)дизельное топливо — 0,1 м^3;
5)продавочная жидкость (техническая вода) — в объеме НКТ.

Скважину оставили под давлением на 15 ч. В результате проведенных работ было полностью ликвидировано поступление в скважину газа, шлама, песка и пластовой воды. Из пласта был получен приток безводной нефти дебитом 30 м^3/сут. при депрессии 2,4 МПа.

Как видно из предыдущего примера, водоизоляционная композиция на основе ЭТС, СВК и хлорида кальция может быть использована не только при ремонте колонны, ликвидации межпластовых и заколонных перетоков пластовой воды, но и при ликвидации прорыва газа. Суть способа ликвидации прорыва газа в ствол скважины заключается в закачке в газонасыщенную часть залежи вышеуказанной композиции. Композицию доводят до интервала перфорации или негерметичности эксплуатационной колонны, через которые поступает газ в ствол скважины, закрывают затрубное пространство и продавливают композицию в пласт. Скважину выдерживают под давлением закачки для прохождения реакции поликонденсации компонентов в пласте в течение 12 ч.

Водоизолирующий состав на основе биополимера

Применение биополимеров для целей водоизо-ляции известно (США, Башкирия). На Южно-Арланском месторождении была выполнена разовая закачка

биополимера с минеральной и синтетической кислотой (H_25O_4, СЖК). И. И. Клещенко и др. в лабораторных условиях применительно к пластовым водам некоторых месторождений Западной Сибири произведена экспериментальная проверка работоспособности состава на основе симусана.

Симусан — продукт жизнедеятельности культуры бактерий Acineto bacter sp. — вязкая или гелеобразная дисперсная система светлокремового цвета со слабым специфическим запахом. Динамическая вязкость не менее 0,90 Па·с, общая концентрация углеводов не менее 3,50 г/дм^3, концентрация полисахаридов не менее 5,00 г/дм^3, pH водного раствора препарата в диапазоне 8,0-8,5.

Для увеличения срока хранения в суспензию симусана вводят формалин в количестве 0,1% (объемная доля). В качестве стабилизатора используют фенол — 0,005% (массовая доля); толуол 0,15% (объемная доля); карбацид 0,3% (объемная доля). Препарат малотоксичен для теплокровных животных и человека, относится к 4-му классу опасности, ПДК по формалину 0,5 мг/м^3 в воздухе. Препарат взрывопожаробезопасен. Во внешней среде и в сточных водах токсичных вредных веществ не образует.

Биополимеры имеют ряд преимуществ перед применяемыми с целью изоляции пластовых вод водорастворимыми синтетическими полимерами — полиакриламидами. Они в значительно меньшей степени, чем ПАА, подвержены различным видам деструкции (окислительной, температурной, механической, биологической), они менее чувствительны к изменению pH. Биополимеры применяются в концентрациях значительно меньших, чем ПАА.

В водных растворах при определенных условиях (pH, взаимодействие с другими веществами) биополимер способен образовывать прочные надмолекулярные структуры либо закупоривающий «сшитый» полимерный материал.

Для проведения эксперимента были использованы образцы керна с месторождений Западной Сибири. Керны обработаны по стандартной методике для изучения изолирующего эффекта различных реагентов. Отличие заключалось лишь в том, что образцы насыщались не моделью пластовой воды (20 г/л NaC1), а пробами пластовых вод, отобранных непосредственно из пласта. Проведенные лабораторные исследования показали хорошие результаты: проницаемость кернов снижалась в 16—66 раз.

Технология ограничения водопритока в добывающие скважины с применением нефтесернокислотной смеси (НСКС)

При разработке технологии ограничения водопритоков в добывающие скважины с применением концентрированной серной кислоты в смеси с нефтью учитывались следующие основные требования:

1) сохранение проницаемости нефтенасыщенной части пласта для нефти, т. е. обеспечение селективности изоляции путей водопритоков;

2) получение кислого гудрона в призабойной зоне пласта или на устье скважины;

3) соблюдение оптимального соотношения между серной кислотой и нефтью для получения необходимого количества кислого гудрона;

4) исключение возможности обратного вытеснения кислого гудрона из пласта;

5) освоение скважин после водоизоляционных работ без дополнительного или повторного вскрытия пласта.

Экспериментальные работы по применению НСКС в промысловых условиях были проведены «ТатНИПИнефтью» совместно с «Татнефтью».

Для реализации описанных выше механизмов образования водоизолирующей массы в пластовых условиях разработаны технологические схемы получения и закачки нефтесернокислотной смеси в обводненный коллектор (рис. 10.2). Схема I применяется для получения кислого гудрона непосредственно в обводненной скважине путем одновременно-раздельной закачки серной кислоты по насосно-компрессорным трубам и нефти по кольцевому пространству. Схема II основывается на закачивании ранее приготовленной на устье НСКС с известными параметрами через НКТ в обводненный пласт нефти по кольцевому пространству для сохранения проницаемости верхней части пласта. В отдельных случаях предусматривается использование пакера. Схема III, как и схема I, связана с получением кислого гудрона на забое скважины, но с последующим закреплением интервалов перфорации цементом или отверждающимися смолами типа ТСД-9 с формалином.

Постоянной подачей нефти по кольцевому пространству при закачивании кислоты решаются две задачи: 1) восполнение недостающей для образования кислого гудрона нефти, так как в промытых водой зонах количество остаточной нефти не превышает 10-28% порового объема; 2) сохранение проницаемо сти пласта для нефти в результате постоянного поступления ее в верхние перфорированные отверстия, а кислоты в нижние под действием гравитационных сил — плотность серной кислоты в 2-2,5 раза превышает плотность нефти.

Объем Ш кислого гудрона, необходимый для закупоривания обводненных зон пласта, определяется по формуле:

$$W = 0{,}785\, d^2 hm,$$

где d — диаметр зоны распространения кислого гудрона по пласту;

h — толщина обводненной части пласта;

m — эффективная пористость пласта.

Остальные технологические параметры применения НСКС определяются опытным путем в промысловых условиях.

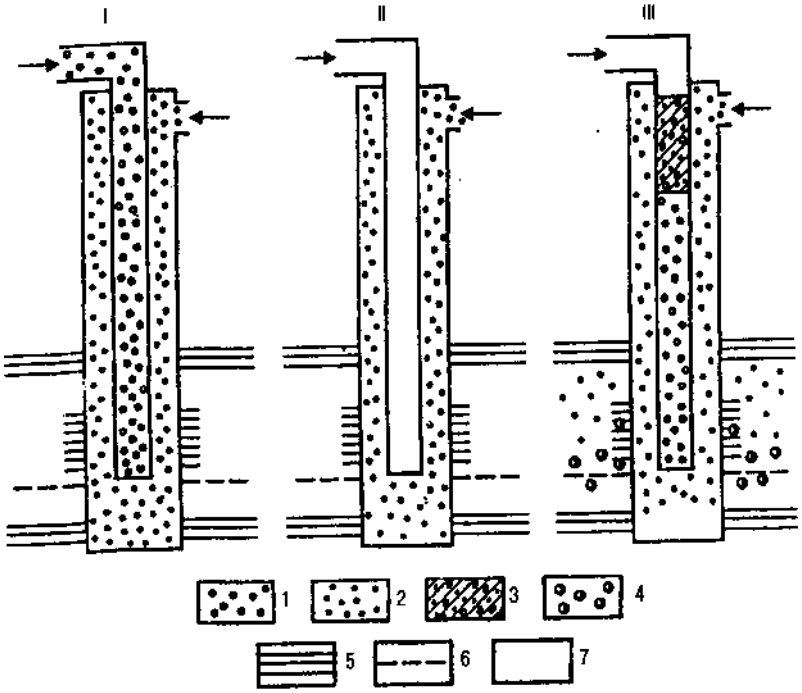


Рис. 10.2. Технологические схемы применения НСКС для ограничения притока вод в скважины:
1 — серная кислота; 2 — нефть; 3 — тампонажный материал;
4 — нефтекислотная смесь; 5 — глинистые породы; 6 — водонефтяной контакт; 7 — вода.

10.3. ГАЗОИЗОЛЯЦИОННЫЕ РАБОТЫ

Предупреждение возникновения очагов газа имеет свои особенности, в первую очередь, в связи со спецификой поведения самого природного газа. Применялись многие материалы и методы.

По типу изолирующего материала можно дать следующую классификацию методов изоляции газопритоков:

закачка воды с целью получения кристаллогидратов в газонасыщенной области пласта;

закачка водных растворов хлоридов щелочных или щелочноземельных металлов. При снижении давления в газонасыщенной зоне соли выпадают в осадок; закачка нефти;

закачка конденсата и водного раствора ПАВ;

создание изолирующего экрана с помощью пенообразующих агентов;

селективные методы блокирования путей прорыва газа.

Используется физико-химическое взаимодействие газа с раствором асфальтосмолистых веществ (АСВ) в ароматических растворителях, в результате которого происходит осаждение высокомолекулярных АСВ в загазованном поро-вом пространстве горной породы. Возможно также применение АСВ, где в качестве растворителя используют пластовую нефть, ароматические углеводороды, четыреххлористый углерод. Для предупреждения образования газового конуса на уровне ГНК закачивают сжиженные углеводородные газы на глубину до 6 м, а затем на такую же глубину — пластовую нефть, загу-

щенную добавкой от 0,01 до 0,5% нефтерастворимых веществ (полутвердый полиэтилен). Существует способ создания изолирующего экрана из отложений серы на границе нефть—газ. Отложения серы образуются в результате реакции между серным ангидридом и сероводородом в присутствии воды. В работах зарубежных ученых для предотвращения прорыва газа вокруг ствола скважины ниже ГНК рекомендуется устанавливать непроницаемый экран, например, вводить в пласт измельченный пластический материал — синтетический каучук или синтетические пластмассы, или нагнетать в пласт нерастворимый в нефти и газе материал, закупоривающий поры. Ими же предложен способ ликвидации межпластовых перетоков газа в скважинах, основанный на закачке в скважину гелеобразующих составов на основе ПАА, сшиваемого хромовыми соединениями.

Из всего многообразия рекомендованных составов немногие нашли практическое применение, а результативных еще меньше.

Определенный интерес могли бы представить методы, основанные на создании в пласте на уровне ГНК протяженного радиального изолирующего экрана. Наиболее эффективными из проведенных работ по ограничению газопритоков в нефтяные скважины оказались РИР, где в качестве газоизолирующих композиций использовались:

водорастворимый тампонажный состав (ВТС-1, ВТС-2) на основе гликолевых эфиров в КОС;

вязкоупругий состав на основе высокомолекулярных водорастворимых полимеров (ВУС, ГОС). Эти составы в пластовых условиях в широком диапазоне температур вступают в реакцию гидролитической поликонденсации с образованием геля элементоорганических полимеров, которые селективно закупоривают поры горной породы. Применение ВУС на основе высокомолекулярных водорастворимых полимеров в качестве газоизолирующей композиции опробовано на многих скважинах Лянторского месторождения.

Изоляция достигается в результате адсорбции и механического удержания молекул полимера в пористой среде путем создания вязкоупругой структуры, обеспечивающей блокирование зоны фильтрации газа.

10.4. ОГРАНИЧЕНИЕ ВОДОПРИТОКОВ СОСТАВАМИ АКОР

Одним из способов решения проблемы водо-притоков в нефтяных и газовых пластах и водоперетоков через каналы некачественно зацементированного заколонного пространства является АКОР, разработанный в б.ВНИИКРнефти (Л. А. Скородиевская, А. М, Строганов и др.); и применяющегося в различных модификациях.

Анализ свойств значительного числа водоизолирующих материалов и результатов их применения в различных геолого-технических и климатических условиях приводит к выводу о том, что многие составы имеют определенный набор полезных качеств, однако составы, обладающие комплексом всех необходимых свойств, отсутствуют. В наибольшей степени всем требованиям, предъяв-

ляемым к водоизолирующим свойствам, отвечают составы на основе кремнийорганических соединений АКОР.

Эти составы широко применяются последние 15 лет и претерпели изменения от быстро отверждающихся хлорисиланов с уменьшенным содержанием активного хлора на основе кремнийорганических эфиров до водонаполненных композиций. В нефтяной промышленности для ограничения водопритоков в скважины были использованы двух- и трехкомпонентные составы АКОР (АКОР-2, АКОР-4, АКОР-Б), которые готовили из отдельных компонентов непосредственно перед их применением. Первым из водонаполненных кремнийорганических составов является АКОР-4. Он успешно применен почти в 500 скважинах Западной Сибири. Но его приготовление вызывало некоторые затруднения, и поэтому разработан состав АКОР-Б с улучшенными характеристиками. Это одноупаковочный состав. Его можно применять как в товарном виде, так и готовить на его основе водонаполненные составы.

Составы АКОР — легко фильтрующиеся жидкости вязкостью 1,2-100 мПа. с (АКОР-Б имеет вязкость 1-3 мПа·с) и плотностью 0,97-1,20 г/см^3. Селективность воздействия их на водонасыщенные участки пласта, регулируемые время отверждения и вязкость, позволяют с большей эффективностью проводить водоизоляционные работы, Полное отверждение составов по объему обеспечивает продолжительный эффект тампонирования при больших депрессиях. Они могут быть использованы в широком интервале пластовых или забойных температур: от 15 до 300° С, способны отверждаться под действием воды любого типа и любой минерализации. Температура замерзания ниже —50°С, составы АКОР обладают высокой адгезией к породе пласта, достаточной прочностью и др.

Составы АКОР в последних модификациях технологичны, без труда могут применяться в больших объемах. Технология применения отработана и уточнена на тысячах скважин в СНГ и странах дальнего зарубежья.

Существующая технология с применением составов АКОР направлена на снижение добычи воды и повышение текущих дебитов нефти, увеличение межремонтного периода и повышение успешности работ. Технология предназначена для ограничения притока вод при прослойном, подошвенном обводнениях и ликвидации водоперетоков по негерметичному цементному кольцу, а также для выравнивания профиля приемистости в нагнетательных скважинах. Работы могут проводиться при механическом и фонтанном способах эксплуатации с подъемом и без подъема подземного оборудования. Отсутствие операций по разбуриванию и повторной перфорации ствола скважины значительно снижает трудоемкость и стоимость ремонтно-изоляционных работ.

Технология предусматривает также совместное использование состава АКОР и цемента. Подобные работы проводят в скважинах, где одной из причин обводнения являются заколонные перетоки из выше- и нижележащих интервалов пласта, а также приток подошвенных вод. Докрепление цементом выполняли в тех случаях, когда необходимо было восстановить крепь скважины. Применение технологии по схеме АКОР + цемент, где используются материалы с различной способностью по закупориванию поровых каналов, обусловливает высокую эффектив-

ность изоляционных работ. При последовательной закачке двух тампонажных материалов происходят тампонирование мелких пор и микротрещин фильтрующимся составом АКОР, обладающим высокой проникающей способностью, и заполнение крупных трещин цементным раствором. В результате достигается наибольшая эффективность работ. Высокая технологическая успешность при использовании указанной схемы быть достигнута и в нагнетательных скважинах.

Наибольшая эффективность по предупреждению водопритоков достигнута при обводнении скважин по прослоям, разобщенным непроницаемыми прослоями мощностью более 1 м. Наименее успешны работы по борьбе с обводнением скважин при прорыве фронта нагнетаемых вод по монолитному пласту. Продолжительность водоизоляционного эффекта при этом типе обводнения зависит от местоположения скважины в системе разработки. Если скважина расположена в первом добывающем ряду от нагнетательного ряда, то продолжительность эффекта изоляции в 2-3 раза меньше по сравнению с расположением скважины в стягивающем ряду. Для других видов обводнения такой зависимости не прослеживается. Успешные операции проведены при трех- и пятирядных блоковых системах разработки. Наиболее целесообразно применение селективных материалов АКОР при изоляции пластов-обводнителей в скважинах, эксплуатирующих совместно два и более объектов.

А. М. Строганов, Л. А. Скородиевская и М. Л. Мирная исследовали коррозийную стойкость состава АКОР-Б. Скорость коррозии определяли по изменению массы образцов, выдержанных в испытуемом составе в течение 3 часов. Исследования при 20° С проводили в динамике с использованием лабораторного продольного встряхивателя, при 50° С — в термостате в статических условиях. Результаты (средние величины по 5 опытам) приведены в табл. 10.10. Для сравнения взят АКОР-Б, не разбавленный водой.

Изучение коррозионной активности АКОР-Б показало, что при водоизоляционных работах можно использовать имеющееся промысловое оборудование.

Для определения температуры замерзания состава проведены исследования в климатической камере. Образцы состава выдерживали в камере в течение 3 ч. при —50°С и далее такое же время при —60°С. Образцы не замерзали.

Сроки хранения АКОР-Б изучали на образцах проб, помещенных в плотно закрытых емкостях и хранящихся при температуре окружающего воздуха в течение 12 мес. Повторные проверки свойств состава проводили через каждые 4 мес. Результаты показали, что свойства материала практически не изменяются в течение года, то есть срок сохраняемости АКОР-Б не менее 12 мес.

Кремнийорганические полимерные материалы обладают высокой термической устойчивостью, однако, в присутствии воды процессы деструкции связи Si — O — Si, приводящие к механическому разрушению материала, протекают активно. В целях определения продолжительности эффекта тампонирования и водоизоляции отдельных пластов или интервалов пласта при нормальных (60—100°С) и высоких температурах (100— 250°С) Л. А. Скородиевской, А. М. Строгановым и Ю. Н. Янковским была изучена гидротермальная стойкость отвержденных составов АКОР-1, АКОР-2, АКОР-4 и АКОР-Б. Вывод: Наиболее устой-

чивыми являются составы АКОР-Б и АКОР-2. Водоизолирующий экран из АКОР-4 не столь долговечен, как из АКОР-2 и АКОР-Б. Составы АКОР-1, АКОР-2 и АКОР-Б можно использовать для длительного отключения отдельных интервалов или пластов, в том числе с высокими температурами, а АКОР-4 наиболее целесообразен для ремонтно-изоляционных работ в скважинах с пластовыми температурами до 100—120°С. Но в реальных условиях скорость разрушения материала будет значительно ниже.

Высокую тампонирующую способность составов АКОР подтверждают исследования, проведенные теми же авторами на установке УИПК-1М с модельными песчаными кернами. Результаты обработок кернов составами АКОР после суток тер-мостатирования при 250° С и давлении 15 МПа (табл. 10.11) показывают снижение их проницаемости более чем на 99%. Градиент давления прорыва воды через обработанные керны не менее 60 МПа/м.

Таблица 10.10

Коррозионная активность АКОР-Б

Состав	Скорость коррозии стали, г/м^3, ч		
	в статике при температуре, °С		в динамике при 20° С
	20	50	
АКОР-Б: вода =1: 3	1,1	2,5	1,8
АКОР-Б	0,9	2,3	0,8

Таблица 10.11

Изменение проницаемости модельных кернов, обработанных составами АКОР

Водоизолирующий материал	Проницаемость керна, мкм^2	
	до обработки	после обработки
АКОР-1	0,21	$0{,}10\text{-}10^2$
АКОР-2	0,19	$0{,}08\text{-}10^2$
АКОР-4	0,22	$0{,}15\text{-}10^2$
АКОР-Б	0,22	$0{,}1\,3\text{-}10^2$

О гидролитической стойкости отвержденного материала можно также судить по изменению проницаемости кернов, обработанных составами АКОР, в процессе выдержки их в пластовой воде при температуре 25°С.

В течение первых дней выдержки образцов в воде наблюдается дальнейшее снижение их проницаемости. Высокие тампонирующие свойства сохраняются в течение длительного времени. Измерение проницаемости образцов, обработанных АКОР, показывает, что даже через 4 года она снижается в 500 и более раз.

Усиление тампонирующих свойств материалов в течение первых дней воздействия воды на керны объясняется более глубоким гидролизом исходных соединений и их дальнейшей поликонденсацией, а также взаимодействием их с поверхностью породы.

Высокая стойкость кремнийорганического полимера к разрушению в пластовых условиях подтверждена продолжительным эффектом проведенных водоизоляционных работ с применением составов АКОР на месторождениях Западной Сибири и Краснодарского края, где скважины работают с эффектом 1,5-2 года, а ряд скважин — 3-4 года при продолжающемся эффекте. В то же время термическое и гидролитическое разрушения данных материалов с экологической точки зрения имеют и положительную сторону, так как в пласте со временем все же происходит разрушение материала,
причем образуются в основном экологически чистые продукты — силикаты.

На основании изложенного можно сделать следующие выводы:

1. Тампонажный материал АКОР является гидролитически стойким при температурах до 250° С и выше, что обеспечивает длительный водоизолирующий эффект.
2. Гидролитическая стойкость материала в пористой среде повышается в результате его взаимодействия с активными группами поверхности породы.
3. В результате взаимодействия продуктов гидролитического разрушения полимеров с катионами металлов, содержащимися в пластовой воде, образуются труднорастворимые соли поликремниевой кислоты, которые обеспечивают вторичное тампонирование пористой среды.
4. Основными продуктами гидролитического разрушения материалов АКОР являются экологически чистые продукты —силикаты.

11 ЗАБУРИВАНИЕ НОВЫХ СТВОЛОВ КАК СПОСОБ РЕМОНТА СУЩЕСТВУЮЩИХ СКВАЖИН

Вырезка окна и бурение второго (и последующего) ствола в бурящихся и эксплуатационных обсаженных скважинах является одним из видов ремонтных работ с целью сохранения прежнего ствола скважины и снижения стоимости добычи углеводородного сырья. Этот способ применяют тогда, когда известными методами ствол скважины нельзя отремонтировать, а бурение новых скважин нерентабельно.

Изложенный в данной главе метод обеспечивает повышение степени извлечения нефти и газа и восстановление бездействующего фонда скважин, закрытых по различным техническим, технологическим и геологическим причинам.

Этот метод заключается в установке цементного моста и клина-отклонителя, вырезке окна в стенке обсадной колонны на заданной глубине по заданному азимуту, бурении с заданным наклоном и кривизной скважины, расширении при необходимости ее диаметра, спуске обсадной колонны-хвостовика, креплении колонны, перфорации (если спуск колонны производится без фильтра). Метод технологически прост, экономически выгоден.

На основе опыта применения зарезки и бурения второго ствола в эксплуатационных скважинах можно следующим образом сгруппировать скважины, где использование метода является наиболее целесообразным.

1. Бездействующие, в которых в результате сложной аварии с подземным оборудованием забивается ствол.
2. С наличием дефектов в эксплуатационной колонне (слом, смятие или отвод), не поддающихся исправлению.
3. Выбывшие из эксплуатации вследствие нарушения призабойной зоны, восстановить которые известными способами невозможно.
4. В которых при опробовании произошли прорывы высоконапорных нижних вод, не поддающихся изоляции, при этом новый ствол бурят без вскрытия горизонтов, являющихся источниками обводнения нижними напорными водами.
5. Бездействующие вследствие прорыва верхних вод, не поддающихся изоляции.
6. Расположенные на участках, где по условиям и состоянию разработки пласта бурить новые скважины нецелесообразно.

При зарезке и бурении второго ствола в каждом случае вновь вскрываемые пласты тщательно исследуют известными методами. В отличие от

других известных способов восстановления скважин применение метода зарезки, помимо ввода в эксплуатацию данной конкретной скважины, позволяет детально изучить текущее состояние разрабатываемых пластов и решать следующие задачи:

1)определять положение текущего водонефтяного контакта (ВНК) в разрабатываемых объектах;

2)на основе оценки текущего состояния разработки горизонтов выявлять полноту нефтеизвлечения;

3)вносить коррективы в предшествующую разработку и выявлять отдельные целики нефти;

4)выявлять объекты эксплуатации, пропущенные предшествующей разработкой;

5)восстанавливать сетку скважин для пластов, подверженных методам искусственного воздействия, с целью создания равномерной сетки в пределах разрабатываемого объекта, что имеет большое значение для повышения эффективности процессов воздействия на залежи.

Технологический цикл при производстве работ включает в себя следующие этапы:

1. Организационно-технический (доставка и монтаж оборудования, обеспечение материалами, инструментом, оснасткой и другой технологической техникой; по окончании работ демонтаж и вывоз оборудования, инструмента и т. п.).

2. Подготовительный (шаблонирование, обследование, выбор места в колонне для вскрытия «окна» и другие работы по мере необходимости).

3. Основной (приготовление цементного и бурового растворов, установка цементного моста, клина-отклонителя; вырезка «окна», бурение, электрометрические работы, спуск колонны-хвостовика, крепление колонны, перфорация и вскрытие продуктивного горизонта.

4. Оценку качества зарезки второго ствола скважины.

Рекомендуется вскрывать «окна» в интервалах, сложенных глинистыми породами, интервалах однорядной колонны (если их несколько) и в интервалах с качественным цементным кольцом (по геофизическим данным). Перед спуском отклонителя обсадную колонну проверяют шаблоном, диаметр и длина которого больше на 3—4 мм и на 2—3 м соответствующих размеров самого отклонителя.

Сущность этого метода заключается в том, что в заданном интервале эксплуатационной колонны при помощи набора специальных инструментов прорезают окно-отверстие, через которое пропускают долото на бурильных трубах, бурят новый ствол скважины под необходимым углом наклона до проектной глубины, проводят комплекс геофизических работ, а затем спускают и цементируют обсадную колонну (хвостовик), после чего производят вскрытие и освоение продуктивного пласта скважины.

Для зарезки второго ствола старого фонда скважин используется следующее оборудование.

Буровая машина (установка). Работа по зарезке и бурение вторых стволов скважин выполняются как со стационарных буровых установок, так и с помощью подъемников на базе автомобильных шасси и тракторов. Грузоподъемность талевой системы зависит от глубины зарезки второго ствола скважины и должна быть не менее 75 т.

При использовании комплекса из трех фрезеров-райберов работы начинаются райбером с наименьшим диаметром при нагрузке 20—30 кН и частоте вращения ротора 40—60 об./мин. По мере углубления райбера частота вращения увеличивается до 50—70 об./мин. при той же нагрузке. После вскрытия «окна» длиной 1,4—1,6 м от конца отклонителя (т. е. нижний конец райбера выходит из соприкосновения с колонной) частота вращения увеличивается до 80—90 об./мин., а нагрузка снижается до 10—15 кН. Вторым райбером при нагрузке 10—15 кН разрабатывают и расширяют интервал, пройденный первым райбером по всей длине отклонителя. Третьим райбером обрабатывают стенки «окна» и обеспечивают выход в породу. Если третий райбер без вращения свободно проходит «окно» и имеет при этом диаметр не менее 142 мм, то «окно» считается полностью вскрытым и обработанным. При использовании комбинированного райбера и райберов типа РПМ и РЦ рекомендуется осевая нагрузка 15—30 кН и частота вращения 60—90 об./мин. *Насосные агрегаты.* Для подачи и циркуляции жидкости при вырезке окна и бурении, а также для подачи цементных (тампонажных) растворов могут быть применены цементировочные агрегаты типа ЦА-320, ЦА-400 и др.

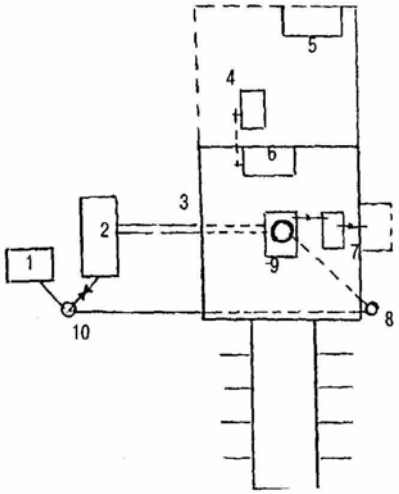


Рис. 11.1. Схема расположения бурового оборудования при бурении вторых стволов:
1-буровой насос; 2-приёмная ёмкость; 3-желоб; 4-редуктор; 5-станция управления; 6-лебёдка; 7-привод ротора; 8-стояк; 9-ротор; 10-нагнетательная линия бурового насоса.

Схема расположения бурового оборудования и оснастки приведена на рис. 11.1.

Инструмент. Процесс зарезки второго ствола обеспечивается следующим инструментом:

—бурильными трубами;
—насосно-компрессорными трубами;
—клином-отклонителем;
—комплектом долот;
—расширителем;
—комплектом райберов-фрез;
—шаблоном;
—контрольно-измерительными приборами (манометрами, индикаторами веса и другими);
—пробкой-мостом (взамен установки цементного моста).

При использовании универсального вырезающего устройства УВУ нет необходимости в отклонителях и райберах.

С помощью УВУ вырезают участок эксплуатационной колонны длиной 5-6 м в намеченном интервале зарезки. Затем с помощью двухшарнирного турбинного отклонителя ОТ2Ш-127 и винтового забойного двигателя Д-127 забуривают новый ствол. Проверка внедрения резцов УВУ в обсадную колонну в начале прорезания «окна» производится без нагрузки в течение 10-15 мин. Затем нагрузка увеличивается до 5—10 кН при расходе жидкости 10-12 л/с. Торцевание обсадной колонны осуществляется увеличением нагрузки от минимальной до 50 кН при том же расходе по мере срабатывания резцов.

Заканчивание и освоение скважины (второго ствола) проводится как обычно.

11.1. ТЕХНОЛОГИЯ ЗАРЕЗКИ ВТОРЫХ СТВОЛОВ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ

Перед спуском отклонителя колонну необходимо обследовать печатью, диаметр которой должен быть на 10—12 мм меньше внутреннего диаметра колонны. Затем спускают направление (шаблон), чтобы установить возможность спуска отклонителя. Определяют диаметр и длину направления. После этого с помощью локатора муфт или гидравлического расширителя определяют местонахождение двух или трех муфт обсадной колонны, между которыми будет вскрыто
«окно».

Принцип действия локатора муфт основан на том, что магнитные свойства тела трубы резко отличаются от магнитных свойств на участке муфты. Поэтому при прохождении прибора внутри муфтового соединения поля постоянных магнитов перераспределяются, в результате чего на выходе магнитного зонда появляется импульс ЭДС, записываемый на диаграмме в виде пики.

Местонахождение муфт гидрорасширителем определяют следующим образом: гидрорасширитель спускают в скважину на бурильных трубах и устанавливают его на 20-30 м выше места, где намечено вскрытие «окна». В колонну бурильных труб закачивают жидкость, в результате чего резцы выходят из корпуса расширителя и упираются во внутреннюю поверхность обсадной колонны. Не прекращая закачки жидкости, гидрорасширитель осторожно спускают вниз. В месте расположения муфты резцы гидрорасширителя упираются в стык обсадных труб, что отмечается на гидравлическом индикаторе веса. Для продвижения гидрорасширителя вниз прекращают закачку жидкости, в результате чего резцы заходят в корпус; затем гидрорасширитель опускают на 0,3-0,4 м и вновь закачивают жидкость, чтобы создать давление для выдвижения резцов. Местоположение последующих муфт определяют так же, как и предыдущей.

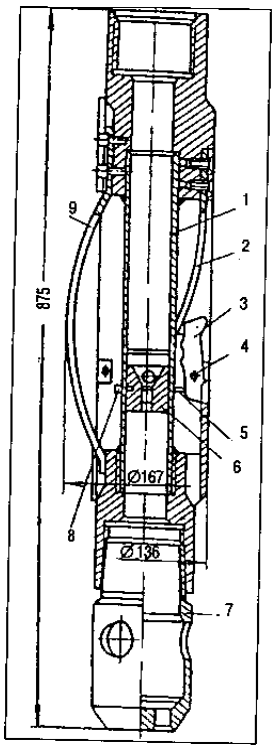


Рис. 11.2. Глубинный механический фиксатор 1ФГМ-168

Затем гидравлический расширитель поднимают из скважины и создают цементный стакан в колонне с расчетом установки отклонителя между муфтами.

Если место установки отклонителя выбрано неправильно, то райбер в процессе вскрытия «окна» может попасть на муфтовое соединение, а это приведет к значительному увеличению времени на зарезку, к нарушению колонны, а иногда и к другим осложнениям.

Если после бурения второго ствола планом работ предусматривается спуск «хвостовика», а не сплошной колонны, то по окончании срока твердения цемента колонну необходимо испытывать на герметичность.

Для совмещения работ по определению местонахождения одного или нескольких муфтовых соединений эксплуатационной колонны и создания цементного стакана под отклонитель применяют глубинный механический фиксатор.

Глубинный механический фиксатор 1ФГМ-168 (рис. 11.2) состоит из корпуса, узла фиксации, узлов центрирования и патрубка с ловушкой.

Корпус 1 изготовлен в виде ствола с приваренными к нему наконечниками и ребрами. Резьба в верхней части корпуса служит для присоединения к колонне заливочных труб. Узел центрирования представляет собой три центрирующие пружины 9, закрепленные в корпусе. Узел фиксации состоит из трех защелок 3, подпружиненных консольными пружинами 2 и закрепленных в прорезах корпуса пальцем 4 и штифтом 5, а также поршня 6, закрепленного в корпусе установочным винтом 8.Патрубок с муфтой и ловушкой 7, соединяемые с нижним концом корпуса при помощи резьбы, служат для создания цементного забоя и улавливания поршня с целью повторного использования. Зарезку второго ствола скважины осуществляют по одному из двух вариантов установки клина-отклони-теля:

а. первый — с ориентированием по азимуту;

б. второй — без ориентирования по азимуту.

Отклонитель для вырезки окна устанавливают как на клиньях с опорой на цементный мост (пробку-мост) за счет зацепления его с колонной, так и его цементированием в колонне.

Существует три типа профилей отклонения вторых стволов к основному, которые могут быть применены при проектировании (рис. 11.3).

Технологическая последовательность операций при зарез-ке второго ствола скважины обычно следующая:

1. Шаблонирование и выбор интервала в колонне для вырезки окна.
2. Установка цементного моста (опоры).
3. Очистка скребком внутренней поверхности обсадной колонны под якорь в интервале установки клина-отклонителя.
4. Спуск и крепление клина-отклонителя в обсадной колонне.
5. Спуск райбера и вырезка окна в колонне.
6. Бурение второго ствола скважины с набором заданной по проекту кривизны.
7. Проведение комплекса геофизических работ при необходимости.
8. Проработка второго ствола (расширение) перед спуском обсадной колонны (хвостовика) при необходимости.

9. Спуск, цементирование, опрессовка колонны-хвостовика во втором стволе скважины.

Перфорация колонны-хвостовика (если проектом не предусмотрен монтаж фильтра в колонне).

Освоение продуктивного пласта в скважине.

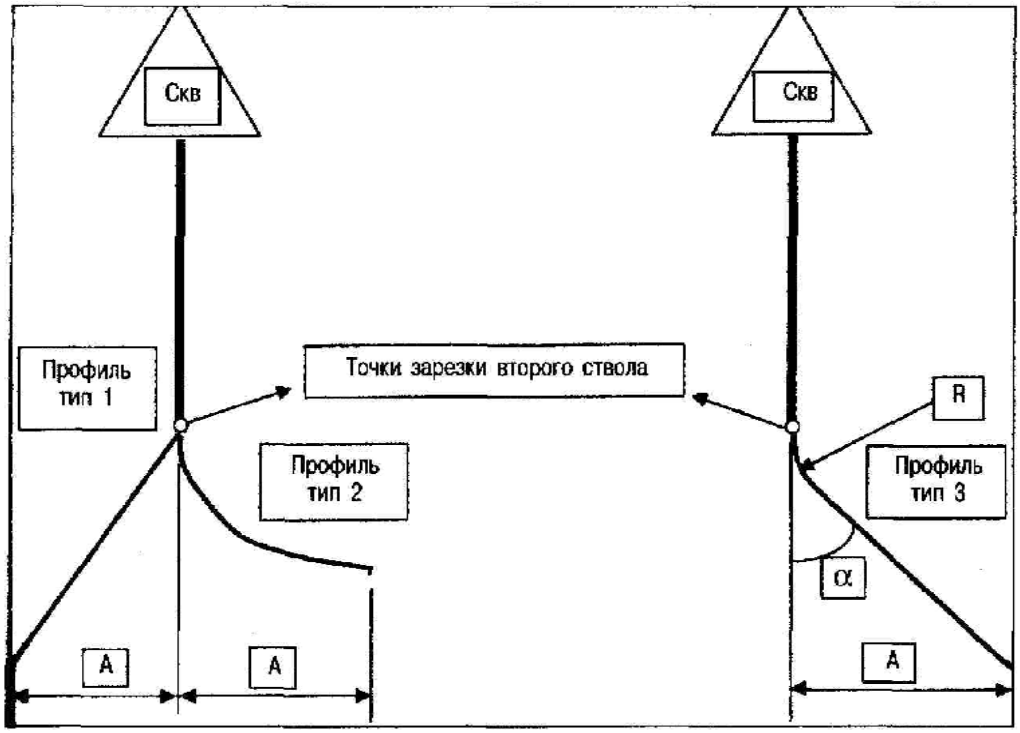


Рис. 11.3. типы профилей, которые могут быть использованы при бурении вторых стволов:

А-отклонение забоя второго ствола от вертикали;
R-радиус ствола на участке набора кривизны;
α-зенитный угол.

Перед началом производства работ по вырезке окна и бурению второго ствола колонну шаблонируют и выбирают интервал для вскрытия окна в колонне.

Диаметр $Д_ш$ и длину $L_ш$ шаблона определяют по формулам:

$Д_ш = Д_0 + (3 \div 4)$ мм,

$L_ш = L_0 + (2 \div 3)$м,

где До — наибольший диаметр отклонителя, мм;

L_0 — длина отклонителя, м.

При выборе глубины вырезки окна в колонне необходимо учитывать конструкцию скважины, характер залегающих пород, техническое состояние колонны и т. д.

После шаблонирования с помощью локатора муфт или гидравлического расширителя определяют местонахождение двух или трех муфт обсадной колонны, между которыми производится вырезка окна.

При необходимости операцию шаблонирования можно совместить с очисткой колонны, применяя при этом скребок.

11.2. УСТАНОВКА ЦЕМЕНТНОГО МОСТА

Цементный мост по известной технологии уста навливают ниже на 3÷5 м глу-
бины вырезки окна в эксплуатационной колонне; он служит опорой для установки клина-отклонителя.

С целью экономии цемента и сокращения времени вместо цементного моста устанавливается пробка-мост (рис. 11.4), которая обеспечивает надежное зацепление с внутренней стенкой обсадной колонны при расширении алюминиевого корпуса пробки под воздействием набухания невзрывчатого разрушающего средства (НРС-1) на водной основе, заправляемого в полость пробки перед ее спуском в скважину.

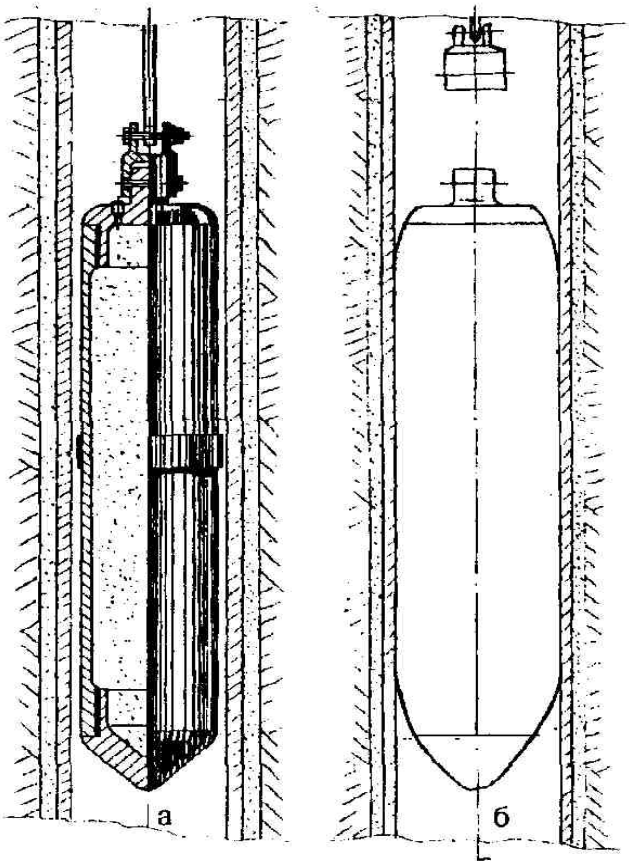


Рис. 11.4. Пробка-мост ПМ-1:
а) спуск пробки-моста к месту её установки;
б) подъём троса (срез штифта) после установки пробки-моста.

11.3. СПУСК И КРЕПЛЕНИЕ КЛИНА-ОТКЛО-НИТЕЛЯ В КОЛОННЕ

Для вырезки окна в обсадной трубе и бурения второго ствола скважины в эксплуатационной колонне устанавливают на заданной глубине клин-отклонитель, который обеспечивает необходимый угол наклона от оси основного ствола скважины при прорезании окна и проход через окно долота соответствующего диаметра.

Технологический процесс установки клина-отклонителя для вырезки окна в эксплуатационной колонне выбирается в зависимости от следующих условий:

—ориентированное или неориентированное бурение второго ствола скважины;

—установка клина-отклонителя на цементный мост (опору) путем зацепления его плашек со стенкой обсадной трубы колонны или цементированием его на опору.

Существует несколько разновидностей отклонителей, которые различают по типу конструкции и по виду их крепления в колонне.

Установка клина-отклонителя без ориентации по азимуту с опорой на мост (пробку) путем зацепления его плашек со стенкой обсадной трубы

Спуск и крепление отклонителя типа ОТЗ (рис. 11.5). Отклонитель медленно (при наблюдении за показаниями индикатора веса) спускают в скважину на бурильных или насосно-компрессорных трубах с опорой специального патрубка и на забой (мост, пробка-мост). При подходе к месту установки отклонителя скорость пуска инструмента (НКТ) замедляют и определяют (уточняют) глубину забоя посадкой отклонителя с усилием 10-20 кН. При создании осевой нагрузки весом инструмента в 40 кН винты 9 срезаются, плашки 8 под весом инструмента выходят из окон плашкодержателя 10, сопрягаясь с внутренней стенкой эксплуатационной колонны, закрепляют отклонитель в скважине.

При повышении инструментом осевой нагрузки до 60 кН шпилька 6, расположенная в стыке соединения надставки 5 с корпусом 7 срезается, и клин-отлонитель 4 перемещается по наклонным плоскостям опоры надставки 5 и корпуса 7, прижимается противоположной стороной желоба к внутренней стенке колонны. С увеличением резкой нагрузки инструмента до 80 кН срезаются болты 3, скрепляющие спускной клин 2 с отклони-телем, который окончательно закрепляется в скважине. Затем спускной клин поднимается на поверхность.

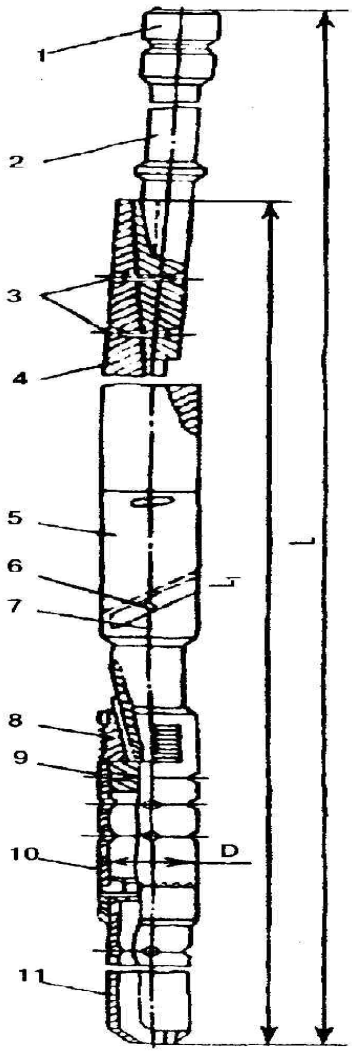


Рис. 11.5. Отклонитель ОТЗ:
1-муфта; 2-спускной клин; 3-болты;4 – клинотклонитель; 5-надставка; 6 – шпилька; 7 – корпус; 8–плашка; 9-винт; 10–плашкодержатель; 11–специальный патрубок.

Для сообщения внутренней полости колонны бурильных труб с кольцевым пространством между обсадной колонной и бурильными трубами в муфте (переводнике) 1 имеется боковое отверстие

После подъема спускного клина 2 на поверхность приступают к вырезке окна в колонне.

Ориентированный спуск клина-отклонителя

Для ориентирования клина-отклонителя при установке его в момент спуска в скважину существует несколько способов.

Прямой способ ориентирования:

а) метод визированного спуска;

б) ориентирование инструмента (колонны труб) при помощи меток и сумматора

Меридианный способ ориентирования отклоняющих приспособлений (клина-отклонителя) осуществляется с помощью аппаратов забойного визирования и телеметрии.

Визированный спуск клина-отклонителя осуществляется с помощью двух визирных трубок.

Перед ориентированным спуском клина-отклонителя отбивается направление (репер) проектного азимута искривления ствола скважины на неподвижной части ротора.

Первая визирная трубка закрепляется под отклонителем так, чтобы ее оптическая ось лежала в плоскости действия отклонителя. При помощи визирной трубки поворотом инструмента (первой свечи) отклонитель при помощи ротора устанавливается таким образом, чтобы нить визирной трубки совпала с нитью (риской) репера.

Вторая визирная трубка устанавливается на верхнем замке свечи и после наводки ее нити на репер без движения ротора фиксируется стопорным винтом.

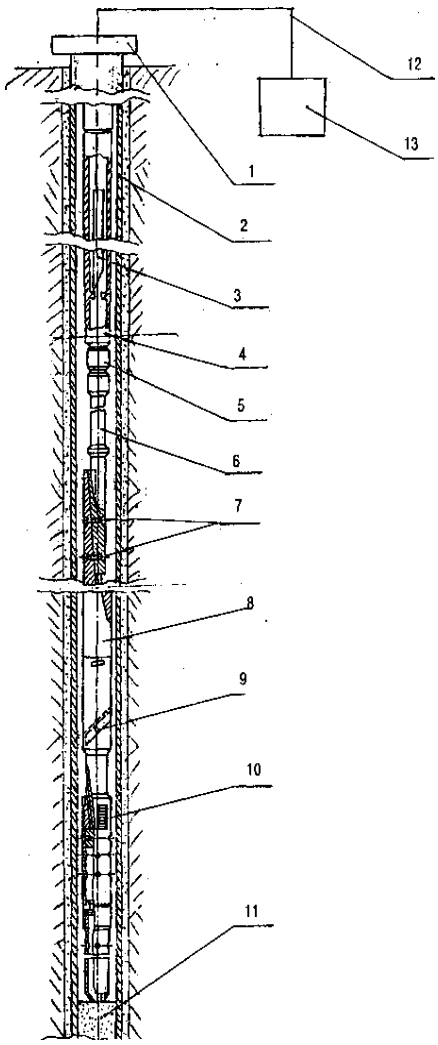
Инструмент снимается с клиньев или элеватора, снимается нижняя визирная трубка, и свеча спускается в скважину и снова ставится на клинья, при этом ведется наблюдение, чтобы не был сбит хомут визирной трубки (положение, зафиксированное наверху). Затем навинчивается и закрепляется очередная свеча, визирная трубка поворотом ротора наводится на репер, и фиксируется верхняя визирная трубка. Снимается нижняя визирная трубка и спускается инструмент в скважину на длину свечи. Далее при спуске клина-отклонителя до заданной глубины при спуске последующих свечей все операции ориентации повторяются в описанной выше последовательности.

Принцип действия ориентированного спуска инструмента при помощи меток и сумматоров

В этом способе каждая спускаемая в скважину свеча инструмента должна иметь на замковых (муфтовых) концах по одной образующей четкие метки, которые наносятся с помощью специального шаблона.

Аналогично визированному спуску отклонителя отбивается направление (репер) проектного азимута искривления ствола скважины на неподвижной части ротора. Во время спуска колонны в скважину на нижнем замке-муфте инструмента, навинченной на отклонитель, наносится метка-крест точно против риски, имеющейся на поверхности отклонителя, которая по направлению совмещается с репером. Затем замеряется угломером дуга между меткой и меткой-крестом на нижнем замке, и при спуске свечи в скважину эта метка-крест наносится на верхний замок этой свечи в том же направлении от существующей на ней метки. После навинчивания последующей свечи метка-крест верхнего замка переносится на нижний замок навинченной свечи, и замеряется дуга между мет кой и вновь нанесенной меткой-крестом, которая переносится на верхний замок после спуска свечи в скважину. И так, в такой последовательности по метке-кресту на верхнем замке последней трубы (свечи) определяется направление отклонителя в скважине. После чего при необходимости метка-крест верхнего замка (муфты) последней свечи поворотом ротора ориентируется на репер.

Принципы действия инклинометров (аппаратов забойного визирования) И. В. Шевченко ИШ-2, ИШ-3, ИШ-4; аппарата Шангина-Кулигина; аппарата Амбарцумова, аппаратов ЗИ-1, ЗИ-1М, ЗИ-2, а также телеметрических систем, применяемых длянаклонного и горизонтального бурения, описываются в инструкциях, прилагаемых к приборам.



Коллективом (Сугак В. М., Гераськин В. Г.) Научно-технического центра предприятия «Кубаньгазпром» для ориентации по азимуту при вырезке окна в обсадной колонне для зарезки второго ствола скважины разработана телеметрическая система типа «Ориентированная установка клинового отклонителя» для обсадных колонн диаметром 140 мм и выше (рис. 11.6).

Оборудование системы включает в себя (кроме клинового отклонителя, серийно выпускаемого заводом в г. Хадыженске) телеметрическую систему, состоящую из посадочного устройства диаметром 106 мм и скважинного прибора, а также кабельный переводник диаметром 112 мм.

Рис. 11.6. Ориентированная установка клинового отклонителя:

1-фланец; 2-обсадная колонна; 3-прибор; 4-устройство посадочное; 5-переводник; 6-спускной клин; 7-болты срезные; 8-клин-отклонитель; 9-шпилька; 10-плашки якоря; 11-цем.мост; 12-кабель; 13-пульт управления

Система собирается и спускается на забой в следующей последовательности: клиновыи отклонитель, посадочное устройство и бурильные трубы, диаметр которых определяется внутренним диаметром эксплуатационной колонны, в которые на каротажном кабеле спускается скважинный прибор — гироскопический инклинометр совместного производства с предприятием оборонного комплекса. Затем производится ориентирование клинового отклонителя и его разгрузка на искусственный забой (цементный мост). После этого в обсадной колонне вырезается «окно», через которое осуществляется бурение наклонно-горизонтального участка скважины. При этом используются то же посадочное устройство, кабельный переводник диаметром 112 мм и скважинный прибор телесистемы разработки НТЦ предприятия «Кубаньгазпром», который позволяет передавать на поверхность информацию о шести параметрах: зенитном, азимутном угле и угле установки отклонителя, забойных температуре и давлении и данные о естественном гамма-излучении проходимых пород. Эта информация принимается, обрабатывается и передается на ПЭВМ, где в реальном времени строится фактический профиль в двух и трех координатах, а также рассчитываются все его необходимые параметры: проекции на оси координат, на азимутальную плоскость, расстояние от начала координат до проектного профиля и др. Погрешность при определении зенитного угла составляет 15 угловых минут, азимута и угла установки отклонителя ± 1 градус.

При помощи разработанного в НТЦ и изготовленного на п. «Кубаньгазпром» и на БПО ДООО «Кубаньбургаз» оборудования произведено несколько ориентированных установок клинового отклонителя с последующим вырезанием «окон» в заданном азимуте. Эти работы были выполнены как на площадях п. «Кубаньгазпром» (на скважине 5 Южно-Сердюковская в эксплуатационной колонне диаметром 140 мм на глубине 2800 м), так и на площадях п. «Краснодарнефтегаз» (на бурящейся скважине 9 Сладковская в промежуточной колонне диаметром 244,5 мм на глубине 1600 м). Погрешность в ориентированной установке и вырезании «окна» была удовлетворительная: на скважине 5 Южно-Сердюковская она составила 12 градусов.

Установка клина-отклонителя цементированием его на опору

Отличительной особенностью установки клина-отклонителя цементированием его на опору (цементный мост, пробку-мост) является то, что отклонитель не имеет в своей нижней части якоря и после спуска на опору ориентируется при необходимости по азимуту, а его нижняя часть до клина цементируется тампонажным цементным раствором, оставляется на ОЗЦ. Затем при создании расчетной нагрузки срезаются срезные штифты (болты), и спускной клин (патрубок) извлекается на поверхность.

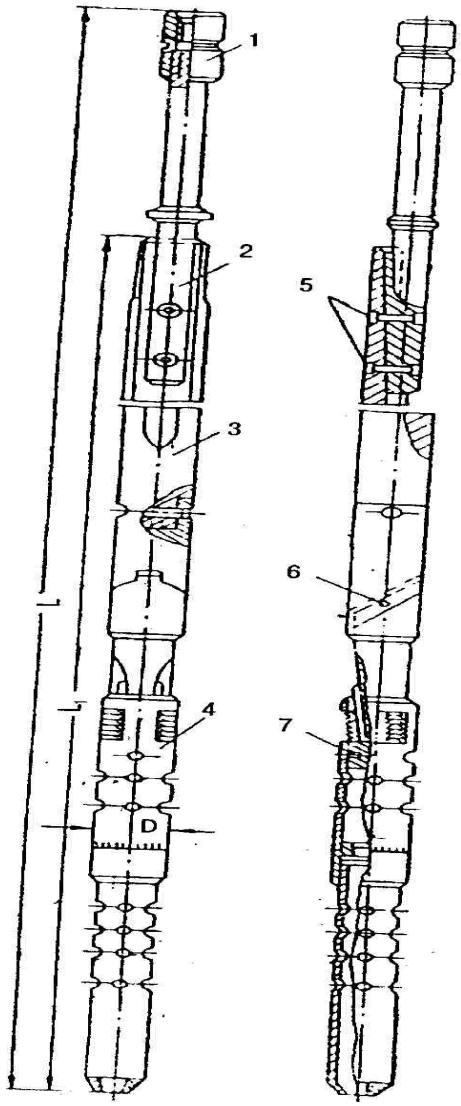


Рис. 11.7 Отклонитель типа ОЗС

Отклонители для зарезки второго ствола скважин типа ОТЗ с якорным устройством и типа ОТ цементированием на опору для обсаженных скважин основного ствола обсадными трубами диаметром 146 и 168 мм выпускаются Хадыженским машиностроительным заводом Краснодарского края.

Ниже (табл. 11.1 и 11.2) приведена техническая характеристика отклонителей, применяемых для отклонения райберов-фрезеров от оси основного ствола скважины при вскрытии (прорезании) «окна» в эксплуатационной обсадной колонне и для отклонения инструмента при бурении второго ствола.

Отклонитель представляет собой плоский или желобооб-разный клин, спускаемый в скважину на бурильных трубах. Тип отклонителя выбирают с учетом диаметра колонны и ее состояния. Наиболее распространены отклонители типа ОЗС (табл. 11.1).

Отклонитель типа ОЗС (рис. 11.7) состоит из трех основных узлов: узла 1 опоры, закрепления клина-отклонителя 3 и спускного клина 2. Отклонитель закрепляют на забое в эксплуатационной колонне при помощи Трехпла-шечной системы, которая исключает возможность проворачивания его при вскрытии «окна» и бурении второго ствола. Наклонная поверхность в виде желоба клина-отклонителя обеспечивает направление и увеличивает площадь опоры между клином и режущим инструментом. Спускной клин служит для спуска отклонителя в скважину. Фиксация плашек в утопленном положении обеспечивается плашкодержателем, соединенным с корпусом двумя специальными винтами. Узел опоры и , закрепления с клином-отклонителем соединен опорными поверхностями, срезанными под углом 15° или 30° и имеющими профиль поперечного сечения в виде «ласточкина хвоста». Взаимному произвольному перемещению клина-отклонителя и узла опоры и закрепления также препятствует специальный винт 6. Клин-отклонитель соединяется со спускным клином, к которому на резьбе крепится переводник 1 двумя болтами 5.

Перед спуском отклонителя в скважину необходимо проверить его размеры и все основные узлы. Затем спускной клин соединяют с направляющим клином с помощью болтов. Отклонитель в собранном виде на бурильных трубах медленно спускают в скважину, наблюдая за показаниями индикатора веса.

Таблица 11.1

Отклонитель типа ОЗС (рис. 11.7)

Параметры	Условный диаметр колонны обсадных труб, мм	
	146	168
Шифр отклонителя	ОЗС-146	ОЗС-168
Угол отклоняющего кли-	2°30'	2°30'
Наружный диаметр, мм	108	136
Длина, мм:	4500	4900
Длина желоба, мм	2500	2600

При подходе к глубине установки отклонителя скорость спуска бурильных труб замедляют, уменьшают нагрузку на 1— 2 т и определяют глубину забоя. По достижении хвостовиком забоя скважины телескопическое устройство срабатывает, шпильки срезаются, а отклонитель, продолжая перемещаться вниз, закрепляется плашками в колонне. Затем резкой посадкой инструмента (8—10 т) срезают болты, соединяющие отклонитель со спускным клином. Клин поднимают на поверхность и вскрывают окно.

Таблица 11.2

Отклонитель типа ОТЗ

Параметры	Условный диаметр колонны обсадных труб,	
	146	168
1	2	3
Шифр отклонителя	ОТЗ- 115	ОТЗ- 134
Усилие среза. кН:		
— специальных винтов, крепящих плашки в корпусе	30	40
— специального винта, препятствующего взаимному перемещению клина-отклонителя и узла опоры	40	60
— болтов для соединения клина-отклонителя и спускного клина	50	80
Угол наклона отклоняющего клина, градус	2,5	2,5
Наибольший диаметр при утопленных плашках, мм	115	134
Длина, мм:		
без спускного клина	5065	5420
со спускным клином	5865	6100
Масса со спускным клином, кг	315	416

11.4. СПУСК РАЙБЕРА И ВЫРЕЗКА ОКНА В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ

Конфигурация и размеры «окна» должны обеспечивать свободное прохождение инструмента, приборов, применяемых при бурении вторых стволов.

После выбора и уточнения конструкции скважины подбирается режущий инструмент-райбер для вырезки «окна» в колонне обсадных труб диаметром $Д_р$.

В табл. 11.3 приведены рекомендуемые диаметры отверстии «окна» ($Д_{окн}$), райбера, долота ($Д_р$, $Д_о$) и спускаемой колонны-хвостовика ($Д_х$) для зарезки второго ствола в зависимости от условного диаметра обсадной колонны ($Д_{ок}$) первого ствола скважины.

Таблица 11.3

Рекомендуемые диаметры $Д_{ок}$, $Д_{окн}$, $Д_р$, $Д_о$, $Д_х$

$Д_{ок}$	$Д_{окн}$	$Д_р$ (максим)	$Д_о$	$Д_х$
140 146 168	100 121 143	100 121 143	97 118 141	76(89) 89(114) 114(127)
Примечание: Хвостовики диаметром $Д_х$, указанные в скобках, желательно не применять.				

При прорезании «окна» необходимо соблюдать технологический режим работы райберов:

—осевую нагрузку на райбер;

—частоту его вращения;

—количество циркулирующей жидкости.

Нарушение режимов приводит к получению «окна» с неправильными размерами, что значительно осложняет дальнейшую работу.

Длина «окна» определяется длиной клина-отклонителя и зависит от внутреннего диаметра прорезаемой колонны, угла-скоса клина-отклонителя, диаметра и рабочей длины райбера и определяется по формуле:

$$L = D_{ВН} \cdot ctg\alpha - \frac{d_1 - d_2}{2 \cdot \sin\alpha} + \frac{h}{2}$$

где $L_{окн}$ — длина окна, мм;

$D_{вн}$ — внутренний диаметр прорезаемой колонны, мм;

α — угол скоса клина-отклонителя $\alpha = 2°30'$,

$ctg\alpha = 22{,}904$

(отклонитель ОЗТ-168)

d_1 — наибольший диаметр райбера, мм;

(райбер ФРС-168-3, и, = 142 мм)

d_2 — наименьший диаметр райбера, мм;

(райбер ФРС-168-1, $Й_2$ = 50 мм)

h — рабочая длина райбера, мм

(райбер ФРС-168, п = 420 мм).

Подставляем значения в формулу, получим:

$$L_{окн} = 146 \cdot 22{,}904 - \frac{142-50}{2 \cdot 0{,}436} + \frac{420}{2} = 2500 \quad мм$$

Пример правильной и неправильной вырезки окна показан на схеме рис. 11.8.

Вырезку окон осуществляют комплектом номерных райберов или универсальными (ступенчатыми) райберами.

Вырезка «окна» и режим работы с применением комплекта номерных райберов.

Райбер № 1 — основной, наименьшего размера.

Первичное вскрытие «окна»:

- осевая нагрузка на райбер — 2-3 т;
- частота вращении начальная — 40-60 об./мин.;
- по мере углубления райбера частота — 50-70 об./мин.;
- вращение увеличивается до 80 об./мин.;
- при выходе райбера из соприкосновения с колонной частота вращения ротора увеличивается до 80 об./мин, а осевая нагрузка снижается до 1,0—1,5 т;
- расход бурового раствора — 10—12 л/с;
- проход райбером на всю длину клина-отклонителя.

Время работы райбером № 1 соответствует 7 - 9 часам, после чего он истирается и теряет свои режущие способности. Этого времени достаточно, чтобы пройти всю длину клина-отклонителя. Но если за этот период времени проходка на райбер будет меньше длины клина-отклонителя, необходимо заменить райбер № 1 на новый и продолжить вырезку окна. В этом случае промежуточная обработка — замена на райбер № 2 не допускается.

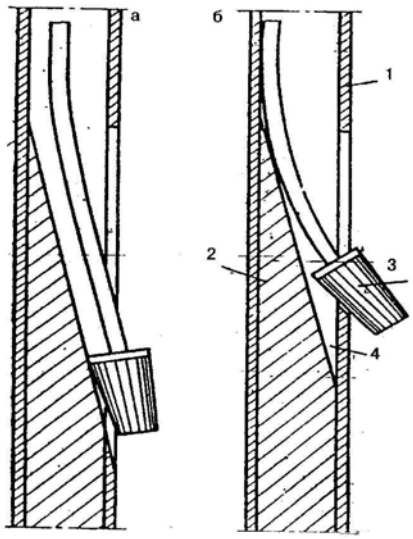


Рис. 11.8. Схема вскрытия окна:
а-по всей длине клина-отклонителя; б-преждевременный выход райбера; 1 - эксплуатационная колонна; 2 - отклонитель; 3-райбер; 4-выступ (мертвая зона).

Райбер № 2

Промежуточная обработка «окна»:

—осевая нагрузка на райбер — 0,8—1,2 т;

—частота вращения ротора — 80—90 об./мин.;

—расход бурового раствора — 10—12 л/с;

—проход райбером на всю длину клина-отклонителя;

—механическая скорость проходки райбером — не выше 0,5-0,6 м/ч.

Райбер № 3

Окончательная обработка «окна»:

—осевая нагрузка на райбер — 0,8—1,2 т;

—частота вращения ротора — 80 об./мин.;

—расход бурового раствора — 10—12 л/с;

—механическая скорость проходки райбером — не выше 0,5-0,6 м/ч;

—проход райбером на всю длину клина-отклонителя.

В качестве бурового раствора, как правило, применяют глинистый раствор, при этом скорость восходящего потока должна обеспечить нормальную очистку забоя от металлической стружки. Это достигается при скорости восходящего потока жидкости 0,8 - 1 м/с. При меньших скоростях восходящего потока на забое скапливается стружка, что приводит к повторному истиранию ее райбером и отрицательно влияет на эффективность работы и возможность среза трубы выше райбера об острые кромки прорезаемого окна в колонне.

При вскрытии «окна» универсальными райберами (ступенчатый, РПМ, РУ, РЦН, ФРС и др.) рекомендуется следующий режим работы: нагрузка на райбер 1—2 т, (частота вращения 60-90 об./мин,

подача жидкости насосом 10—12 л/с.

«Окно» считается полностью вскрытым и обработанным, когда райбер (райбер №3) без вращения инструмента свободно проходит в него и выходит. В противном случае рекомендуется обработать «окно» ещё одним райбером диаметром на 1 мм. больше предыдущего (райбер №3).

Техническая характеристика райберов (фрейзеров-райберов), применяемых при вскрытии «окон» в обсадных колоннах, приведена в табл.11.4 и 11.5

Таблица 11.4

Райберы типа РПМ

Условный диаметр обсадной колонны первого ствола скважины, мм	Шифр райбера	Основные размеры, мм			Масса, кг
		присоединительной резьбы	наибольший диаметр	длина	
1	2	3	4	5	6
146	РПМ-146	3-88	121	456	25,2
168	РПМ-168	3-88	143	543	38,5

Некоторые виды и типы конструкций райберов-фрезеров представлены на рис. 11.9, 11.10, 11.11, 11.12.

Таблица 11.5

Фрейзеры-райберы

Условный диаметр обсадной колонны первого ствола скважины, мм	Шифр райбера	Основные размеры, мм			Масса, кг
		присоединительной резьбы	наибольший диаметр	длина	
1	2	3	4	5	6
146	ФРС-146-1	110	47	340	12,0
	ФРС-146-2	120	62	425	20,5
	ФРС-146-3	120	95	431	25,5
168	ФРС-168-1	130	50	380	26,0
	ФРС-168-2	142	70	496	40,0
	ФРС-168-3	142	110	500	46,0

Некоторые основные виды и причины осложнения в процессе вырезки «окна» и пути их устранения приведены в таблицы 11.6

Таблица 11.6

Осложнения и меры по их устранению

Вид осложнения	Причины осложнения	Пути устранения осложнения
1. Поворот отклонителя; перекрывается прорезаемое «окно» колонны	Недостаточное зацепление отклонителя с колонной. Малые нагрузки на отклонитель в процессе его посадки.	Повторно спускается другой отклонитель и прорезается новое «окно»
2. Смещение отклонителя вдоль оси скважины при его спуске или при райбировании «окна» в колонне	Заклинивание отклониетля при спуске вышезаданной отметки, наличие цементной корки, выступа на внутренней стенке колонны.	Проверка на сдвиг отклонителя с колонной
	Расклинивающее устройство не сработало.	Очистка внутренней стенки колонны скребком
	Непрочно установлен мост	Повторно спускается другой отклонитель и прорезается новое «окно»
3. Преждевременный выход райбера за колонну.Образование «мертвой»	Чрезмерные нагрузки на райбер	Исправление «окна» райберами. (Повторение вскрытия «окна»)
4. Поглощение бурового раствора	Низкое пластовое давление	Дополнительное райбирование (исправление «окна»)
	Рыхлые породы	Применение трехфазной пены при промывки

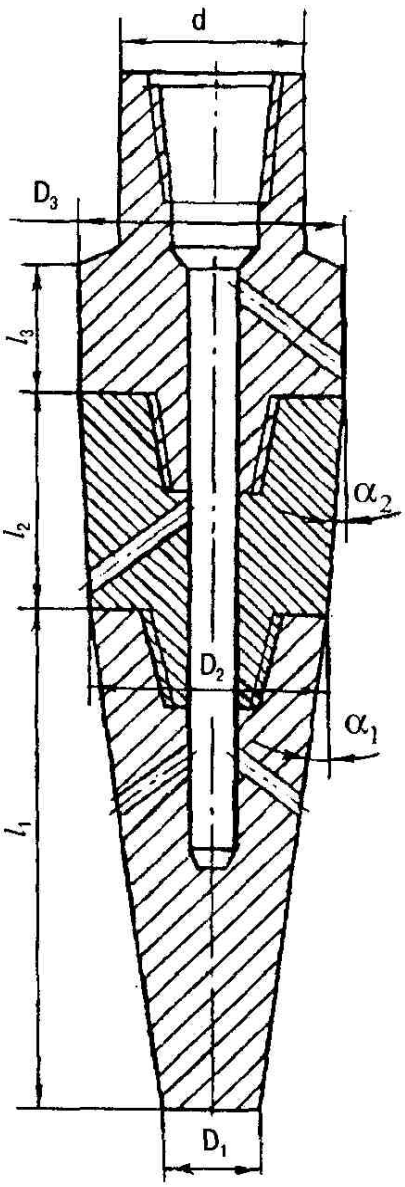


Рис. 11.9. Комбинированный райбер

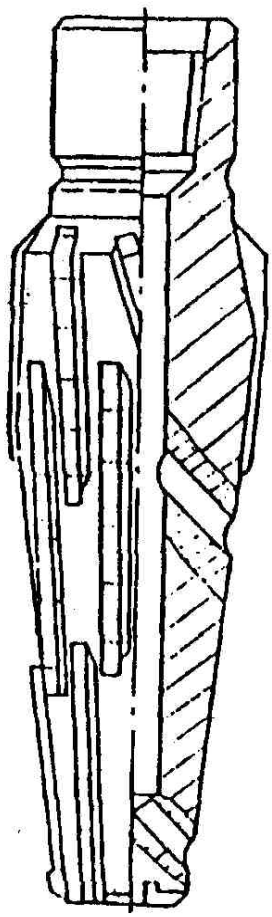


Рис. 11.10. Райбер типа РПМ

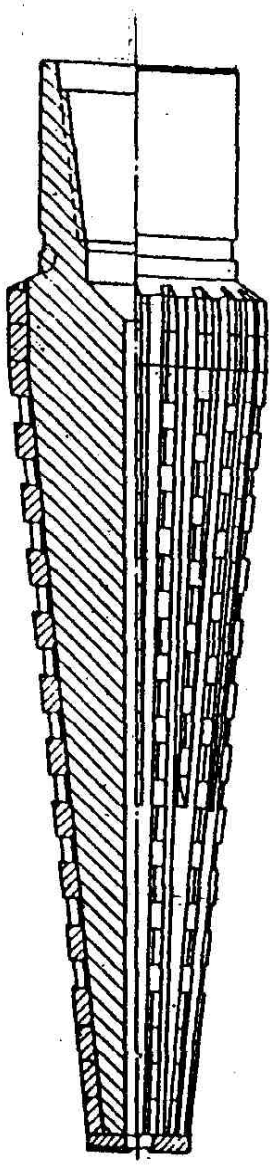


Рис. 11.12. Универсальный райбер типа РУ

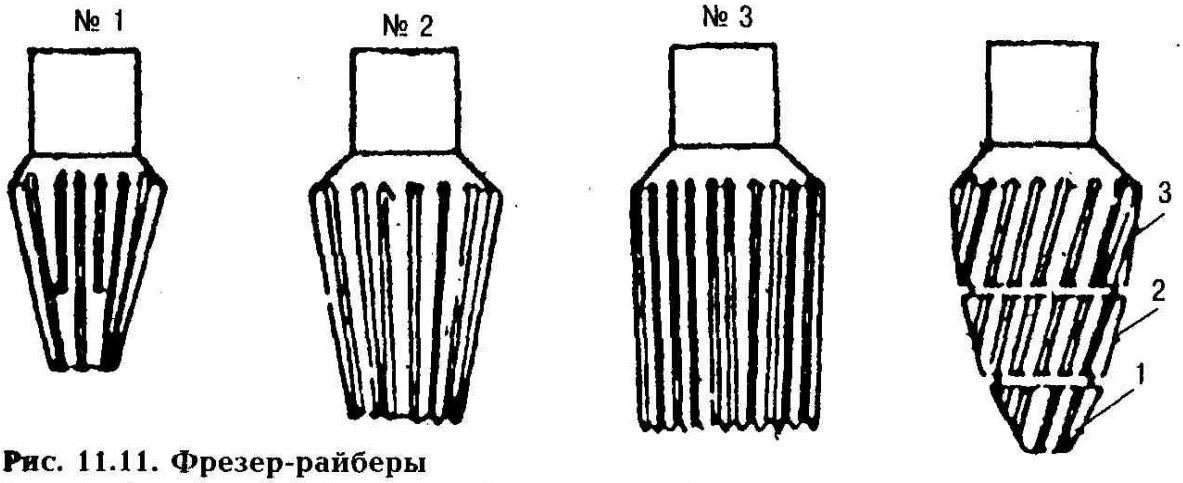


Рис. 11.11. Фрезер-райберы
1 — 1—2-я ступень (№ 1); 2 — 2-я ступень (№ 2);
3 — 3-я ступень (№ 3).

В практике нередки и другие виды осложнений:

- остановка шаблона, геофизического шаблона;
- оставление шарошечного долота, геофизического шаблона;
- «потеря» ствола;
- недоход обсадной колонны (хвостовика) до проектной отметки;
- несрабатывание переводника при спуке хвостовика;
- отворот хвостовика при спуске;
- деформация хвостовика при перфорации или освоении;
- протирание эксплуатационной колонны первого ствола скважины бурильным инструментом и др.

11.5. ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ И КРЕПЛЕНИЯ ВТОРОГО СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Бурение, промывка при бурении, спуск обсадной колонны (хвостовика), цементирование заколонного пространства второго ствола скважины производится по известной технологии.

Бурение вторых стволов осуществляется исключительно роторным способом.

Режим бурения
Число оборотов ротора, n = 120—160 об./мин.
Нагрузка на долото, Q = 6—8 т
Производительность насоса, q = 10 л/с

В отдельных случаях для сложных (твердых) пород применяются щадящие режимы:

число оборотов ротора, n = 60÷80 (52—60) об./мин.;
нагрузка на долото Q = 3÷5 (2÷3) т;
производительность насоса, q = 5÷7 л/с;
механическая скорость бурения — 2—4 м/час.

В качестве бурового раствора в начальный период может служить вода, затем нарабатывается в процессе работы естественный буровой раствор, с использованием которого и производится бурение. Для качественного вскрытия продуктивного горизонта применяют специальные буровые растворы.

Общим недостатком бурения вторых стволов в эксплуатационных скважинах является невозможность применения форсированных режимов бурения.

Крепление второго ствола эксплуатационной скважины обеспечивается колонной-хвостовиком, диаметр которой выбирается в зависимости от диаметра эксплуатационной колонны и долота, которым бурится второй ствол.

В качестве обсадной трубы для колонны-хвостовика часто используются насосно-компрессорные трубы с обточенной муфтой по наружному диаметру для свободного ее прохода через «окно».

Например: для спуска хвостовика в эксплуатационную колонну диаметром 168 мм (диаметр отрытого ствола 140 мм) используют НКТ диаметром 114 мм с обточкой муфт до диаметра 122 мм.

Низ хвостовика оборудуется направляющим башмачным патрубком и обратным клапаном. Верхний конец колонны-хвостовика устанавливается на 15-20 м выше окна и оборудуется воронкой. Спуск колонны производится на бурильных трубах. Спуск колонны сопровождается неблагоприятными условиями:

—наклонно-расположенный ствол и отсутствие центраторов колонны:

—малые кольцевые зазоры;

—наличие в разрезе сильно дренированных, поглощающих горизонтов.

Для качественного крепления второго ствола скважины необходимо:

—применять расширители в открытом стволе;

—производить тщательно промывку ствола скважины перед и после спуска колонны;

—применять специальные буферные жидкости, способные удалять трехфазную пену (буровой раствор) из застойных зон;

—применять облегченный тампонажный раствор;

—производить расхаживание колонны, используя соответствующую схему обвязки на устье скважины;

—обеспечивать достаточную скорость восходящего потока раствора при цементировании.

11.6. ТЕХНОЛОГИЯ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ПУТЕМ ЗАРЕЗКИ ВТОРОГО СТВОЛА С ПРИМЕНЕНИЕМ ПЕНЫ

Одним из существенных препятствий в совершенствовании зарезки, бурения и освоения второго ствола скважин является поглощение бурового раствора в скважинах, имеющих низкое пластовое давление. В этих случаях рекомендуется применять аэрированные пенные растворы.

Рациональная технология вскрытия пласта с низким давлением должна предусматривать переход на промывку трехфазной пеной до вскрытия пласта. Это создает благоприятные условия для работы по вскрытию пластов с низким давлением и обеспечивает наименьшее проникновение жидкости в пласт. Промывка трехфазной пеной заключается в аэрации бурового раствора, обработанного ПАВ. Режим аэрации зависит от давления воздуха в воздухопроводе и давления на выкиде насосов. При аэрации бурового раствора, обработанного ПАВ, следует поддерживать давление на стоянке несколько меньше давления в воздухопроводе. Процесс аэрации лучше начинать при минимальном расходе воздуха.

С момента начала аэрации бурового раствора давление на насосе возрастает вследствие различия плотностей пены в колонне бурильных труб и бурового раствора в заколонном пространстве.

Когда пена достигает долота, давление на стоянке увеличивается до максимума, при этом необходимо следить за тем, чтобы оно не поднялось выше давления воздухопровода, что может привести к прекращению поступления воздуха и к прорыву бурового раствора в воздухопровод. Регулировать давление на стоянке нужно изменением расхода воздуха, поддерживая его на уровне давления в воздухопроводе. После выхода пены из долота давление начинает падать, так как плотность жидкости в заколонном пространстве снижается и достигает минимума в момент выхода трехфазной пены на поверхность.

После выхода пены на поверхность, при постепенном увеличении расхода воздуха, достигается необходимая степень аэрации, что обеспечивает снижение высоких давлений и резких колебаний давления в стволе скважины.

Переход на бурение с использованием пены осуществляется после того, как при применении бурового раствора восстановить циркуляцию не удается. В этом случае давление на насосе колеблется в пределах 0-0,1 МПа, а в заколонном пространстве устанавливается динамический уровень бурового раствора. При такой ситуации применяется следующий порядок продолжения работ.

Работа начинается сразу с большой степенью аэрации (30-60). Давление на насосе поднимается от нуля до давления на воздушной линии, и затем приступают к бурению ствола без выхода циркуляции.

При этом могут наблюдаться следующие явления.

1.Пена, проникая в пласт, заполняет поровое пространство и в силу ее закупоривающей способности, степень поглощения значительно уменьшается; пласт начинает выдерживать повышенные давления, что способствует продавливанию столба жидкости, находящейся в заколонном пространстве.

2.В процессе бурения воздух постепенно проникает в заколонное пространство, и здесь происходит процесс аэрации жидкости. Вращение инструмента способствует турбулизации потока и ускоряет процесс получения в заколонном пространстве аэрированного раствора необходимой плотности. Действие этих двух факторов одновременно способствует быстрому восстановлению циркуляции. Концентрация ПАВ 0,5-1,0% обеспечивает получение стабильной пены.

После получения аэрированного раствора с требуемыми параметрами (степень аэрации и концентрации ПАВ) приступают к процессу вскрытия объекта с низким пластовым давлением.

Режим бурения:

—осевая нагрузка на долото — 3 ч- 4 т;

—частота вращения долота — 80 об./мин.;

—подача жидкости насосом — 8 л/с.

При бурении с применением пен необходимо обратить внимание на следующие моменты.

1. Наращивание инструмента

Устанавливается обратный клапан на верхнем конце бурильных труб. Перед наращиванием инструмента (во избежание выброса пены через трубы) подача воздуха прекращается, в трубы заливается 1—2 м^{3}пенообразующего раствора с

таким расчетом, чтобы пена, находящаяся над обратным клапаном в бурильной колонне, была вытеснена аэрированным раствором ниже его. Затем останавливают насос и открывают выкидную задвижку для проверки наличия воздуха над обратным клапаном. Если пена не движется через задвижку, она вытеснена под обратный клапан и он герметичен, можно приступить к наращиванию инструмента. Длительный выход пены из выкидной линии указывает на негерметичность обратного клапана. В этом случае необходимо продолжить закачку пенообразующего раствора; до прекращения обратного движения пены следует приступить к наращиванию инструмента и применять меры по устранению неисправности обратного клапаг на; в противном случае внезапный выброс пены через трубы при наращивании может привести к осложнениям. После проведения наращивания инструмента восстанавливают циркуляцию с одновременной подачей необходимого количества воздуха и продолжают бурение.

2. Подъем инструмента

После окончания бурения, перед подъемом инструмента для смены долота, в целях сохранения постоянного противодавления на стенки скважины необходимо закачать в трубы 3-4 $м^3$ аэрированного раствора.

В случае перелива пены через трубы при их подъеме следует прекратить подъем труб, прокачать несколько кубических метров раствора, после чего продолжать подъем. В дальнейшем в процессе подъеме инструмента через каждые 300—400 м необходимо заполнять скважину путем закачки в трубы пенообразующего раствора в количестве, равном объему тела поднятых труб.

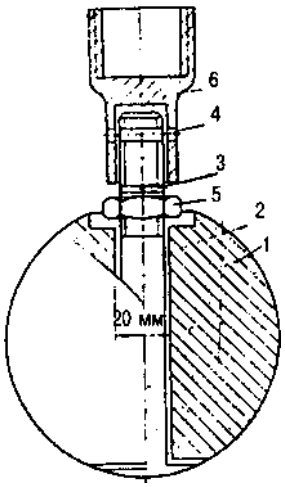
3. Геофизические исследования

В каждой скважине, восстанавливаемой методом зарезки и бурения второго ствола, производится комплекс геофизических исследований для определения глубины залегания, мощности вновь вскрываемых и продуктивных горизонтов, а также установления водоносных горизонтов. В открытом стволе проводится комплекс работ электрокаротажа и снятие инклинограммы второго ствола. Отбор керна боковым грунтоносом и замер каверномером не проводится из-за сложности использования существующей аппаратуры для условий второго ствола. После цементирования колонны или «хвостовика» элелктротермометром замеряют высоту подъема цементного раствора за колонной, а при необходимости проводят гамма-каротаж. Однако бывают случаи, когда проведение комплекса электрометрических работ затрудняется невозможностью пропуска во второй ствол скважины геофизической аппаратуры через вскрытое «окно». Это препятствует своевременному осуществлению электрометрических работ, приводит к значительному увеличению сроков заканчивания скважин, так как приходится многократно прорабатывать «окно» райберами. Кроме этого, увеличивается расход

глинистого раствора и возникают осложнения в незакрепленном обсадной колонной стволе скважины.

Для беспрепятственного пропуска геофизической аппаратуры через осложненное «окно» во второй ствол применяется устройство для проводки измерительной аппаратуры в «окно» при зарезке скважин вторым стволом (Яшин А. С., Асриев Э. А., Брикер М. А.).

Устройство (рис. 11.13) состоит из шарообразного груза 1, со сквозным отверстием диаметром 20 мм, грибовидного стержня 2 с двумя отверстиями 3 и 4, ограничительной гайки 5 и муфты-переводника 6. Отверстие 3 служит для шплинтовки ограничительной гайки, а отверстие 4 — для соединения грибовидного стержня с муфтой-переводником или каротажным грузом. Принцип действия данного устройства заключается в следующем.



К измерительной аппаратуре указанное устройство подсоединяют либо посредством муфты-переводника при спуске инклинометра, либо путем соединения каротажного груза непосредственно с грибовидным стержнем. При спуске в скважину аппаратура, дойдя до «окна», давит на шар, который благодаря свободному вращению вокруг грибовидного стержня перекатывается через препятствия и проваливается в «окно», увлекая измерительную аппаратуру. Данное устройство является универсальным и может быть применено для колонн любого диаметра.

Рис. 11.13 Устройство для проводки измерительной аппаратуры в «окно» при зарезке скважин вторым стволом

4.Заканчивание скважин

После окончания бурения второго ствола и проведения электрометрических работ приступают к работам по разобщению пластов, сущность которых заключается в креплении стенок скважины обсадными трубами и последующем их цементировании для предохранения стенок скважины от обвалов и разобщения пластов друг от друга.

Заключительным этапом процесса восстановления скважины методом зарезки и бурения второго ствола является испытание эксплуатационной колонны на герметичность, перфорирование отверстий против продуктивного горизонта и вызов притока нефти или газа из пласта.

12 ЛОВИЛЫНЫЕ РАБОТЫ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ

Ловильные работы, являясь наиболее трудоемким видом работ, выполняются при ликвидации падения, обрыва и прихвата НКТ и бурильных труб, труб со штангами, при извлечении глубинно-насосного подземного оборудования, канатов, каротажного кабеля, перфораторов и других предметов, оставленных в скважине.

Прежде чем начать работы, исправляют, если это необходимо, подъездные пути, подводят к скважине электроэнергию и водопровод, обследуют и, в случае надобности, ремонтируют устье скважины.

Вышка или мачта должна быть подвергнута тщательному осмотру. Если предстоят продолжительные и сложные ремонтные работы, то при наличии мачты ее необходимо заменить вышкой соответствующей грузоподъемности и подготовить рабочее место для установки оборудования. Особое внимание необходимо уделить талевой системе и особенно талевому канату. При выборе оборудования и инструмента необходимо учитывать характер предстоящих работ и возможность сложных и ответственных операций (отвинчивание внизу прихваченных труб, выполнение специфических ловильных и ремонтных работ, расхаживание колонны и др.).

Обследование скважины, подлежащей ремонту, зависит от вида намечаемых ремонтных работ. Если в скважине имеются аварийные насосно-компрессорные трубы, различное подземное оборудование или отдельные предметы, то для определения состояния верхнего конца аварийного объекта и его расположения относительно стенок эксплуатационной колонны применяют печати.

Глубину забоя и высоту пробки определяют точным замером спускаемых труб, а при необходимости вызывают партию по геофизическим работам,

При компрессорном способе эксплуатации скважин наиболее часто происходят аварии в виде прихвата одного или двух рядов труб песчаной пробкой или металлической окалиной, падения одного или двух рядов труб вследствие обрыва, нарушения резьбовых соединений и др.

Характерными авариями при глубинно-насосной эксплуатации являются прихваты труб с глубинным насосом и якорем песчаной пробкой; падение в скважину труб со штангами и насосом вследствие обрывов, срывов резьбовых соединений и т. д.

Ловильные и ремонтно-исправительные работы, проводимые для ликвидации перечисленных аварий, можно подразделить на следующие основные группы:

1)ликвидация прихвата труб, штанг и другого подземного оборудования;

2)ликвидация аварий, связанных с падением труб и штанг, с обрывом тартального каната, каротажного кабеля и пр.;

3)очистка скважины от посторонних предметов;

4)исправление и замена поврежденной части колонны и ремонт устья скважины.

Для успешного проведения этих работ и предотвращения возможных осложнений необходимо предусматривать тщательную подготовку скважины, наземного оборудования, рабочего места, уточнить характер и местонахождение извлекаемых предметов и подземного оборудования, а также самой эксплуатационной колонны, правильный подбор ловильного инструмента.

При подозрении на поломку бурильного инструмента или НКТ в скважине бурильщик обязан немедленно приступить к подъему труб.

Перед спуском ловильного инструмента в скважину составляют эскиз общей компоновки ловильного инструмента и ловильной части с указанием основных размеров.

Длина спускаемой бурильной колонны с ловильным инструментом должна подбираться с таким расчетом, чтобы ловильный инструмент крепился ротором, причем в плашках превентора должна находиться бурильная труба, соответствующая их размеру, а в роторе — ведущая. При подъеме ловильного инструмента с извлекаемыми трубами развинчивание замковых соединений необходимо выполнить сначала машинными ключами, а затем вручную.

Совокупность условий, приводящих к успешному проведению любого вида ловильных работ, в основном сводится к следующему:

— полноценная подготовка скважины и рабочего места к производству ловильных работ, а также правильный подбор соответствующего ловильного инструмента;

—тщательная проверка и обследование состояния ловильных труб и положения отдельных предметов в скважине;

—опыт и квалификация бригад, проводящих ловильные работы.

К ловильным инструментам относятся печати, труболовки, метчики, колоколы, ловители, яссы, райберы, фрезеры и др.

12.1. ПЕЧАТЬ

Обследование скважины перед проведением ловильных работ также выполняют при помощи печати; от получения отчетливого оттиска зависят правильный подбор ловильного инструмента и успешность последующих

ремонтных работ. При недостаточно умелом обращении с печатью свинец может сильно смяться, дать неясный или двойной отпечаток, в результате чего потребуется повторный спуск печати или может сложиться неправильное представление о расположении извлекаемых предметов или о характере нарушений в колоне.

Пользуются плоскими и конусными печатями (рис. 12.1), которые состоят из стального корпуса, покрытого снизу и с боков свинцовой оболочкой толщиной до 8—10 мм. Корпус печати вверху имеет присоединительную резьбу к бурильным трубам.

Взамен печатей со свинцовой оболочкой иногда применяются печати типа АС, в которых свинец заменен дешевым сплавом, по своим свойствам не уступающим свинцу при обследовании скважин. Этот сплав состоит из 98% первичного алюминия и 2% сурьмы. Он хорошо куется, в меру тягуч и после неоднократного использования может снова переплавляться без изменения качества.

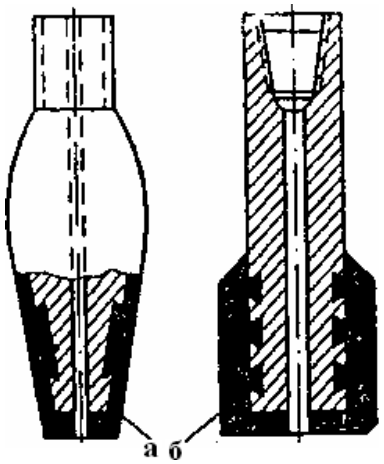


Рис. 12.1. Свинцовые печати:
а-конусная; б-плоская.

Конструкции печатей различны. Применяют плоскую, конусную, универсальную, объемную и другие печати.

Плоская печать предназначена для получения отпечатков предмета, находящегося в скважине. Диаметр цилиндрической части свинцовой оболочки печати должен быть меньше внутреннего диаметра колонны на 10÷12 мм (рис. 12.1).

Конусная печать предназначена для получения отпечатков стенки эксплуатационной колонны, участков смятий, трещини т. д. Свинцовую оболочку этой печати изготавливают таким образом, чтобы диаметр широкой части был на 10 мм меньше внутреннего диаметра обследуемой колонны, а нижняя часть конуса на 50 мм меньше широкой части (рис. 12.1, а).

Универсальная печать ПУ-2 (рис. 12.2) в отличие от свинцовых имеет алюминиевую оболочку и состоит из корпуса 3, представляющего собой цилиндрическое тело, на верхнем конце которого имеется конусная резьба под переводник 9. На утолщенную часть корпуса снизу надевают сменные резиновый стакан 1 и алюминиевую оболочку 2. Стакан удерживается четырьмя винтами. К цилиндрической части корпуса приварена шпонка 4, а выше нарезана трапецеидальная резьба, в которую ввинчивается гайка 6. Зажимное устройство — гайка и нажимная втулка 5; при вращении гайки 6 последняя толкает нажимную втулку и тем самым приводит ее в поступательное движение.

Для предотвращения самопроизвольного отвинчивания гайки б и освобождения алюминиевой оболочки предусмотрена контргайка 8 с шайбой 7. Сжимающая нагрузка, передаконструкций она позволяет получить

более четкое представление о характере повреждения колонны на всей площади соприкасающихся поверхностей резинового элемента 9 и обсадной колонны. В трубы 1, на которых спускают печать в скважину, нагнетают раствор. Проходя через отверстия «А», просверленные во внутренней трубе 5, раствор попадает под резиновый элемент 8, который плотно прижимается к внутренней стенке колонны. Давление доводят до 1,2 МПа, выдерживают 5 мин., а затем уменьшают до атмосферного и после этого печать поднимают на поверхность.

В Полтавском отделении Укр-НИГРИ была разработана объемная печать, которая показана на рис. 12.4. Она состоит из корпуса 1, переходника 2, винтов 3, втулок 4, стопорной плиты 5, эластичной прокладки 6, направляющей плиты 7 и стержней 8. Корпус представляет собой полую цилиндрическую деталь с замковой резьбой на одном конце и отверстиями и резьбой на другом конце, служащими для присоединения сменных переходников и плит с прокладками.

Из-за трудоемкости изготовления корпуса переходника предложено один корпус использовать для печатей нескольких размеров. Для этого между корпусом и направляющими плитами 7 устанавливают переходник 2, благодаря чему обеспечивается плавный переход от корпуса к печати.

Для изготовления печатей в малых количествах корпус может быть выполнен заодно с переходником. Благодаря втулкам между переходником и стопорной плитой создается зазор, необходимый для выхода стержней во время снятия оттиска, а также возможно крепление плит не по их периферийной части. Для получения отпечатков контуров предметов, находящихся в скважине, используются стержни, которыми оснащают всю торцовую поверхность плит. Стопорная плита 5 и направляющая плита 7 служат для направления движения стержней строго по вертикали. Эти плиты являются самыми ответственными и трудоемкими деталями. Предусмотрено оснащение плит стержнями диаметром 5 мм. Под них сверлят отверстия диаметром 5,3 мм с расстояниями между центрами 10 мм. Перед сверлением отверстий под стержни делают разметку под крепежные болты (3÷4 шт.).

Плиты соединяют болтами, на верхнюю плиту приклеивают миллиметровую бумагу, с промежутками в 10 мм сверлят отверстия. Между плитами размещают эластичную прокладку из резины или прорезиненного ремня. Эластичная резиновая прокладка удерживает стержни от перемещения при отсутствии механического воздействия. Стержни перемещаются при приложении к ним части веса бурильной колонны в 2 т (20 кН).

Подготовка печати к работе заключается в следующем. В соответствии с диаметром скважины подбирают узлы печати: корпус, переходник, винты, втулки, стопорную и направляющую плиты, прокладку и стержни. Все детали соединяют, как показано на рис. 12.4. Стержни выходят на 30 мм ниже направляющей плиты. Подготовленную к спуску печать соединяют с бурильной колонной после чего проверяют состояние стержней — не перемести-

лись ли они при креплении печати к колонне труб. Печать спускают с небольшой скоростью, чтобы избежать столкновения ее с уступами в скважине. При соприкосновении с предметом, прилагая нагрузку 2 т (20 кН), печать поднимают. Стержни по линии контакта перемещаются в плитах в соответствии с формой предмета.

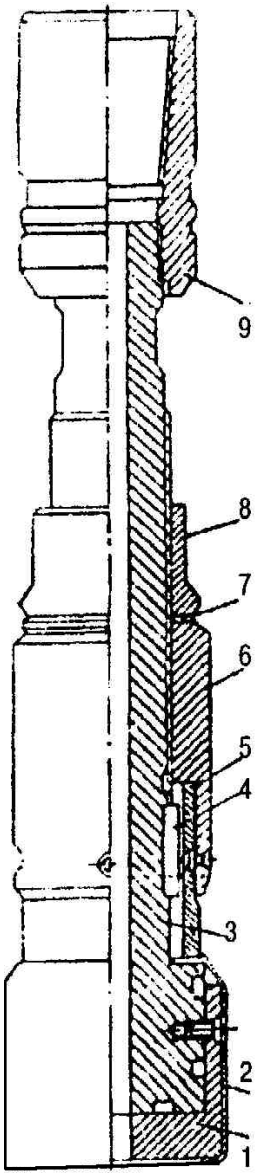


Рис. 12.2. Универсальная печать ПУ-2:
1-резиновый стакан; 2-алюминевая оболочка; 3-корпус; 4-шпонка; 5-нажимная втулка; 6-гайка; 7-шайба; 8-контрогайка; 9-переводник.

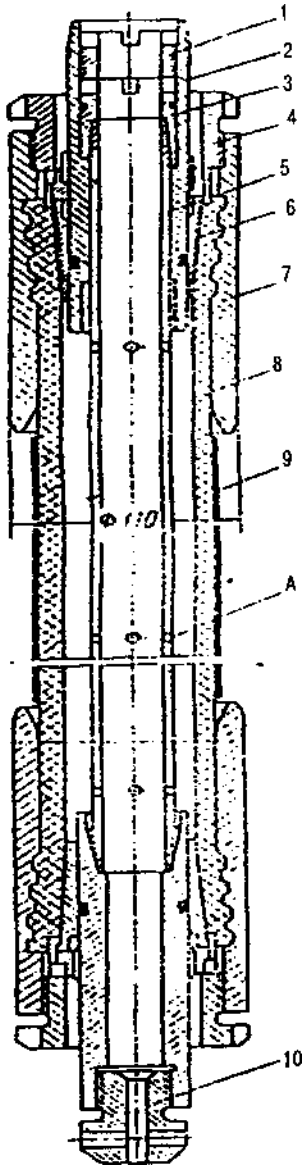


Рис. 12.3. Гидравлическая печать ПГ-146-1:
1-4-подвеска печати;
5-труба с отверстиями;
6-10-детали печати

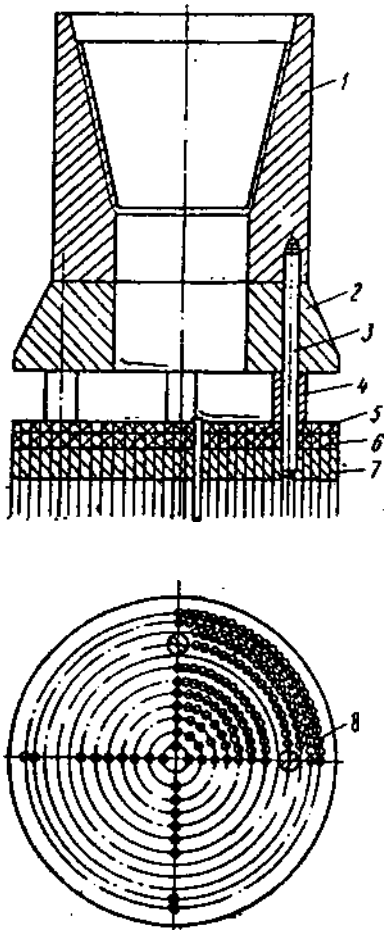


Рис.12.4. Объёмная печать для определения контуров предметов, находящихся в скважине.

12.2. ТРУБОЛОВКА

Наиболее характерным и часто встречающимся видом ловильных работ является извлечение из скважин прихваченных (оборвавшихся) насосно-компрессорных труб. Для ликвидации прихвата насосно-компрессорных труб применяются различные методы в зависимости от характера прихвата, высоты и плотности песчаной пробки или осаждения сальника из металлической окалины, образующейся в результате коррозии в компрессорных скважинах. Трубы второго ряда настолько прочно сидят в трубах первого ряда, что извлечь или расходить их обычным способом не представляется возможным. Такие аварии очень опасны. В случае неправильного проведения работ по ликвидации прихвата осложнение может еще более усугубиться, особенно при попытках отвинчивания труб второго ряда, что совершенно недопустимо, так как при этом пробка часто проваливается, и оставшиеся нижние трубы при падении ударяются о переводник первого ряда, в результате чего происходит обрыв и падение двух рядов труб.

В таких случаях для освобождения труб вначале делают попытку продавить пробку при помощи агрегата или пропустить вниз трубы второго ряда, чтобы пробка или металлический сальник разрушились при опускании труб.

Если попытки пропускания вниз труб второго ряда оказываются неудачными, то, предварительно убедившись, что трубы первого ряда не прихвачены в эксплуатационной колонне, приступают к совместному извлечению двух рядов прихваченных труб.

Для проверки отсутствия прихвата труб первого ряда в затрубное пространство закачивают воду и наблюдают за поглощением жидкости. Если наблюдается поглощение жидкости или циркуляция восстанавливается, это показывает, что первый ряд труб не прихвачен.

Труболовки предназначены для ловли НКТ. Их выпускают с резьбой правого и левого направления. Труболовки с резьбой правого направления служат для извлечения колонны захваченных труб целиком, а с резьбой левого направления — для извлечения труб по частям путем их отвинчивания.

Труболовки внутренние захватывают трубы за их внутреннюю поверхность, а наружные — за наружную поверхность или муфту.

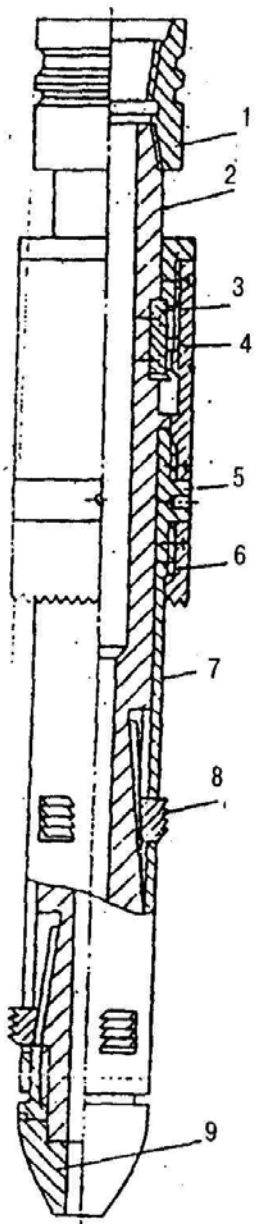
Труболовки внутренние и наружные подразделяют на неосвобождающиеся и освобождающиеся.

Внутренние труболовки неосвобождающиеся имеют только механизм захвата плашечного типа, а освобождающиеся имеют механизм фиксации плашек в освобожденном состоянии. Освобождение труболовки с плашечно-клиновидным захватным механизмом осуществляется путем резкого спуска колонны труб, что приводит к утапливанию плашек и фиксации их в этом положении. При использовании освобождающихся труболовок (или других инструментов) с плашечным захватным механизмом надо очень осторожно выбирать величину растягивающих усилий. Ниже приводятся оптималь-

ные значения этих усилий, которые обеспечивают надежное сцепление плашек с поверхностью трубы для успешного отвинчивания.

Растягивающая нагрузка, т	20-5-30	50 + 60	70+80	100	100-М 20
Условный диаметр НКТ, мм	60	73	89	102	114

Внутренние освобождающиеся труболовки выпускаются с гидравлическим (ТВГ) и механическим (ТВМ) принципами освобождения. Труболовка ТВМ-1 (рис. 12.5) состоит из механизмов захвата и фиксации плашек в освобожденном положении. Механизм захвата в нижней части труболовки изготавливают в двух видах: одноплашечный (ТВМ 60-1) и шестиплашечный (ТВМ 73-1, ТВМ 79-1, ТВМ 102-1, ТВМ 114-1). В конструкции с одной плашкой механизм захвата состоит из стержня с гребенчатой насечкой и плашки, а конструкция с шестью плашками — из стержня, плашко держателя, плашек и наконечника. Стержень шестиплашечного механизма захвата имеет шесть наклонных плоскостей, расположенных в два яруса и смещенных относительно друг друга на 60°.



Посередине каждой плоскости предусмотрены продольные выступы с профилем сечения типа «ласточкин хвост», по которым в вертикальном направлении синхронно перемещаются плашки 8 с плашкодержателем 7. Перемещение плашек ограничивается в верхнем положении упором их в заплечик стержня, а в нижнем — упором в торец наконечника 9. В одноплашечном механизме захвата функцию противоположной плашки выполняет гребенчатая насечка на поверхности труболовки, а роль плашкодержателя — поводок, ввинченный в верхний торец плашки и удерживающий плашку после освобождения. Механизм освобождения состоит из корпуса 3, фиксатора 4, плашкодержателя 7 и тормозного башмака 6 фиксатор имеет наружную трапецеидальную резьбу и два паза прямоугольного сечения, при помощи которых он может перемещаться вдоль шпонок, закрепленных на стенке 2.

Рис. 12.5. Труболовка ТВМ-1 внутренняя освобождающаяся механического действия.

При этом фиксатор может ввинчиваться в корпус и вывинчиваться из него полностью до упора в бурт стержня, удерживая плашки в зафиксированном положении. Корпус представляет собой полый цилиндр, на верхнем конце которого нарезана трапецеидальная резьба для присоединения фиксатора и крышки, а на нижнем — цилиндрическая резьба для соединения с ниппелем 5 и тормозным башмаком с радиальными зубьями на торце. На верхний конец корпуса навинчивают муфту 1.

Труболовка ТВМ 114-2 (рис. 12.6) состоит из механизмов захвата освобождения. Основная деталь механизма захвата — стержень верхний 1, имеющий шесть плоскостей, скошенных под утлом 7° и расположенных в два яруса. В каждом ярусе предусмотрены три плоскости, оси симметрии скошенных плоскостей нижнего яруса смещены относительно соответствующих осей верхнего на 60°. Посередине каждой плоскости сделаны продольные выступы с профилем сечения типа «ласточкин хвост», по которым перемещаются плашки 3. Каждая плашка имеет с передней стороны кольцевые нарезы пи- внутренняя лообразного профиля, предназначенные для освобождающаяся захвата ловимых труб, а с задней — скошенную плоскость и паз с профилем сечения, действия соответствующим выступу стержня, благодаря чему плашка может перемещаться вдоль стержня. Плашки надеваются на продольные выступы стержня вместе с плашкодержателем 2, представляющим собой тонкостенный цилиндр с шестью окнами для плашек. Ход плашек ограничивается в верхнем положении упором в заплечик стержня, а в нижнем (для нижнего яруса) — упором в торец упорной гайки 4, которая навинчивается на нижний конец стержня 3 при помощи специального ключа.

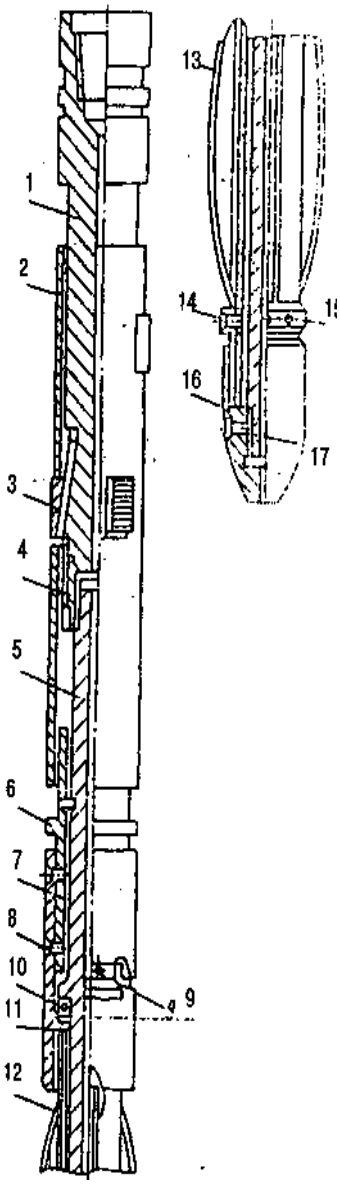


Рис. 12.6. Труболовка ТВМ 114-2 внутренняя освобождающая

Детали механизма освобождения: стержень нижний, фиксатор, ограничитель фиксатора, направляющая фиксатора, тормоз и упорные подшипники.

Стержень нижний при помощи левой конической резьбы соединяется со стержнем верхним, а при помощи трапецеи дальнойрезьбы — с корпусом фиксатора 6, причем во избежание затягивания резьбы во время свинчивания кулачок, предусмотренный на нижнем торце корпуса фиксатора, упирается в плоскость головки ограничителя фиксатора 9, закрепленного на нижнем стержне.

На боковой поверхности корпуса фиксатора закреплены при помощи винтов 8 две скользящие шпонки 7, которые входят в пазы направляющей фикса-

тора 11 и при отвинчивании его от стержня в процессе освобождения труболовки могут перемещаться вдоль пазов, не выходя полностью из них.

С нижним концом направляющей фиксатора соединен узел тормоза труболовки, который состоит из пружинодержателя 12, четырех плоских пружин 13 и кольца 15 с винтами 14.

Пружины расположены в пазах на боковой поверхности пружинодержателя. Нижние концы пружин закреплены винтами, завинчиваемыми в стенки пружинодержателя через отверстия в кольце. Кольцо надевается снизу на пружинодержатель и крепится на нем при помощи дополнительных четырех винтов.

Вращение механизма освобождения труболовки облегчает ся благодаря наличию упорного шарикоподшипника 10. Наконечник 16 соединяется с нижним стержнем при помощи левой резьбы и стопорится винтами 17.

Ловильные работы труболовкой проводят в следующей последовательности. После проверки работы механизмов захвата и освобождения труболовку спускают на бурильных трубах без вращения во избежание срабатывания механизма фиксации плашек в освобожденном положении. За 30 метром до верхнего конца аварийных труб восстанавливают циркуляцию и при прокачке жидкости спускают труболовку до верхнего конца аварийных труб. Контролируя показания индикатора веса, медленно вводят труболовку внутрь аварийных труб и фиксируют момент посадки инструмента. Расхаживанием в пределах грузоподъемности труболовки поднимают захваченные трубы.

В случае, если колонну труб поднять невозможно, ее отворачивают вращением ротора против часовой стрелки для левой труболовки, но по часовой стрелке — для правой.

Труболовка для ловли НКТ (Румыния)

Труболовки румынского производства, применяемые в РФ, освобождающиеся, выпускаются для ловли НКТ диаметром 60,3 мм; 73 мм; 88,9 мм; 101,6 мм и 114,3 мм.

Труболовка (рис. 12.7) состоит из корпуса 2, на котором монтируются плашки 3 с зубьями; на корпусе имеется обойма 4, на которой крепятся пружины 5. На наружной головке труболовки имеется направляющая головка 6, закрепленная в корпусе труболовки предохранительным винтом.

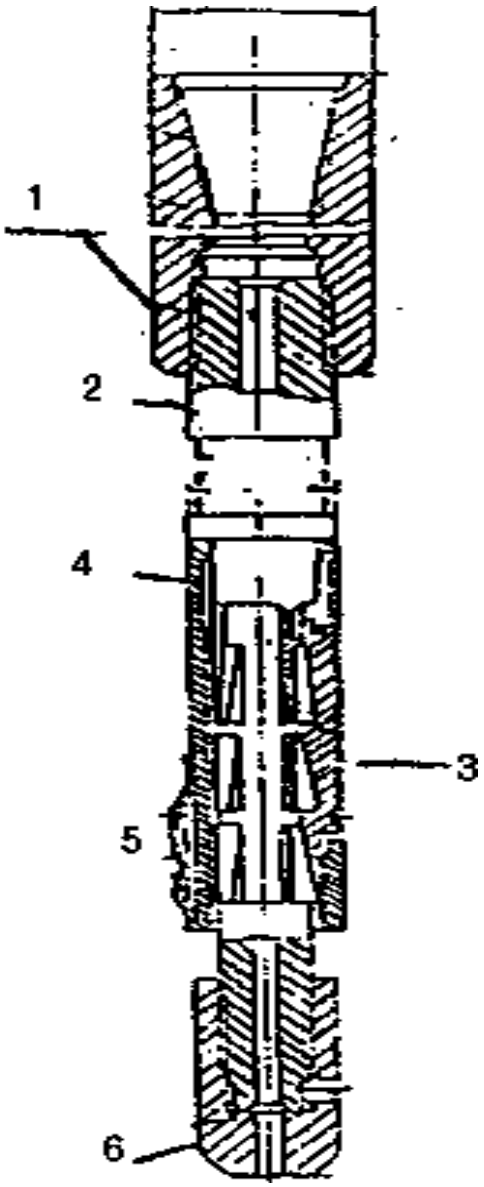
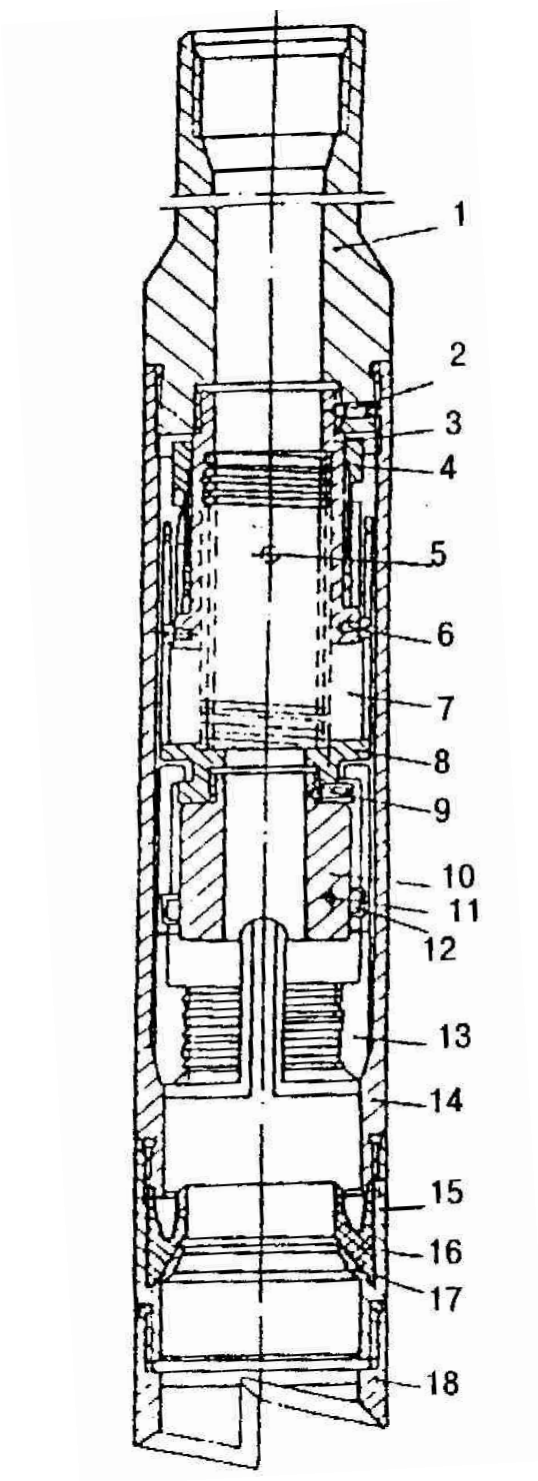


Рис. 12.7. Труболовка внутренняя для ловли НКТ (Румыния):
1-замок муфты; 2-корпус; 3-плашка; 4-обойма; 5- пружина; 6-направляющая головка

В верхней части корпуса 2 имеется специальный замок 1, обеспечивающий присоединение труболовки к колонне труб.

Перед спуском труболовки в скважину проверяют ее работу. По достижении верхней части аварийных труб восстанавливают циркуляцию и вводят труболовку в аварийные трубы, наблюдая за повышением давления на насосе и снижением веса по ГИВ. После того, как труболовка зайдет в НКТ, пружины будут соприкасаться с внутренними стенками труб. Обойма с плашками имеет тенденцию к остановке из-за трения пружин 5 о внутреннюю поверхность труб, и затем осуществляются ловильные работы. Таким образом, плашки находятся в верхней части корпуса и позволяют провести их зарядку при помощи вращения и вытягивания. Колонну вращают на 1/2 оборота влево. При перемещении труболовки вверх плашки скользят по наклонной поверхности корпуса и крепятся к внутренней стенке трубы.



Захваченные труболовкой НКТ вытягивают с усилием, не превышающим рабочую нагрузку, указанную в табл. 12.1.

Труболовка наружная типа М-1 (Румыния)

Труболовка наружная типа М-1 (рис. 12.8) состоит из патрубка 1, имеющего в верхней части присоединительную резьбу для наворота на бурильные трубы, а в нижней части резьбу для соединения с корпусом 14. В нижней части корпуса имеется резьба, в которую ввинчивается муфта 15, внутри которой имеются прокладка 16 и протектор 17.

В нижнюю часть муфты ввинчивается башмак 18. Внутри корпуса устанавливаются плашка 13 и распорка 10, которые закреплены муфтой 8. Внутри муфты устанавливается пружина 7. Муфта 8 крепится к втулке 3 двумя винтами 6. На наружной части втулки 3 имеется пускатель 4 с канавками. Напротив канавок имеются два штифта 5. При вращении канавки пускателя доходят до штифта.

Рис. 12.8. Труболовка наружная М-1 (Румыния): 1-патрубок; 2-винт; 3-втулка; 4-пускатель; 5-штифт; 6-винт; 7-пружина; 8-муфта; 9-винт; 10-распорка; 11-заклёпка; 12-кольцо; 13-плашка; 14-корпус; 15-муфта; 16-прокладка; 17-протектор; 18-башмак

Таким образом, плашки, связанные с муфтой, на которой имеются штифты, могут находиться на конусной стороне корпуса, что и обеспечивает ловлю труб.

Собирается труболовка следующим образом: в корпус вводится плашка 13, которая предварительно собирается с кольцом 12 и заклепкой И. Внутрь плашки вводится распорка 10, которая ввинчивается в муфту 8 и стопорится винтом 9, после чего плашки крепятся к муфте. Внутри муфты устанавливаются пружина 7 и втулка 3, которые крепятся к муфте винтом 6. Штифт 5 устанавливается в муфте и вводится пускатель 4. Втулка 5 ввинчивается в патрубок 1, затем стопорится винтом 2. Патрубок 1 ввинчивается в корпус 14.

Перед спуском в скважину труболовку проверяют и смазывают. Перед тем, как накрыть аварийные НКТ, осторожно допускают труболовку и, контролируя по ГИВ «посадку», применяют усилие на труболовку с тем, чтобы верхняя часть ава рийных НКТ вошла внутрь труболовки и нажала на распорку. При этом штифты входят в канавку, а плашки скользят на конусную часть труболовки и захватывают трубу.

Таблица 12.1

Техническая характеристика труболовок (внутренних) румынского производства

Наружный диаметр захватываемых НКТ, мм	Наружный диаметр замка муфты, мм	Предел ловли НКТ с внутренними диаметрами, мм	Максимальная нагрузка, кН
60,3	79,4	48…56	200
73,0	95,2	59…66	400
88,9	108	72…81	700
101 6	108	81…91	900
114,3	139,7	93…105	1100

Если трубы не извлекаются, снова применяется усилие на труболовку; плашки при этом вытягиваются вверх и труболовка освобождается. В табл. 12.2 приведены основные характеристики труболовки типа М-1.

12.3. МЕТЧИКИ

Метчики предназначены для ловли и извлечения из скважины бурильных труб.

Метчики делят на универсальные и специальные.

Метчики бурильные универсальные (рис. 12.9) МБУ применяют для захвата извлекаемой колонны ввинчиванием в тело трубы.

Метчики специальные (замковые) МСЗ (рис. 12.10) используют для захвата трубы ввинчиванием в замковую резьбу.

Метчики каждого типа изготавливают в зависимости от назначения с правой и левой резьбой. Метчики с правой резьбой применяют для извлечения оставшейся колонны труб целиком, а метчики с левой резьбой для отвинчивания и извлечения колонны по частям. Метчики обычно применяют в тех случаях, когда в ходе ликвидации аварии требуются большие крутящие моменты и расхаживание бурильной колонны.

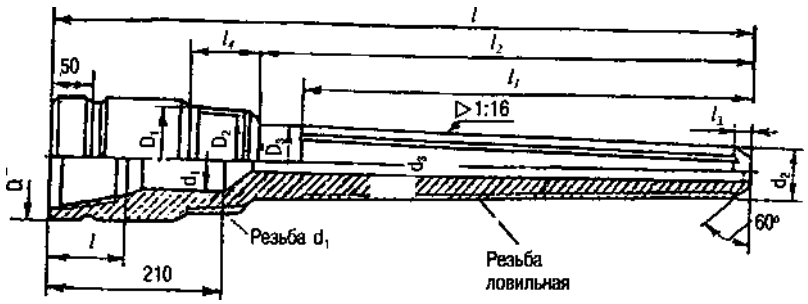


Рис. 12.9 Метчик бурильный универсальный МБУ.

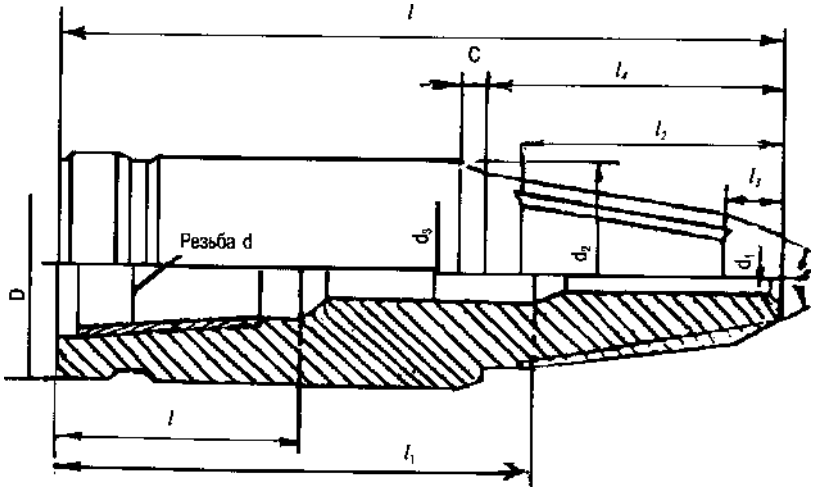


Рис. 12.10. Метчик специальный замковый МСЗ

Таблица 12.2

Основные характеристики труболовки наружной № 1

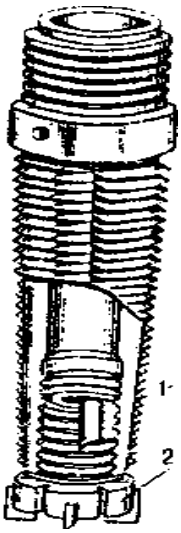
Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр плашек, мм	Размер захватываемых НКТ, дюйм	Максимальная нагрузка, кН
92	43	СН 1,66	200
	47	СН 1,66	
	49	СН 1.9	
	54	С1 1,9	
	56	МН 1.9	
	57	МН 1,9 и М1 1,66	
	61	СН 2 3/8	
	64	М1 1,9	
115	49	СН 1,9	300
	54	С1 1,9	
	56	МН 1,9	
	61	СН 2 3/8	
	64	М1 1,9	
	67	С1 2 3/8 и	
	74	СН 2 7/8 и МН 2 3/8	
	79	С1 2 7/8 и М1 2 3/8	
126	61	СН 2 3/8	440
	66,5	С1 2 3/8	
	74	СН 2 7/8 и МН 2 3/8	
	79	С1 2 7/8 и М1 2 3/8	
	90,5	СН 3 1/2 и МН 2 7/8	
	94	М1 2 7/8	
140	90	3 1/2 ИФ	500
	96	2 7/8 Рег	
	109	4	

Порядок проведения ловильных работ метчиком следующий. Не доходя 3÷5 м до верха аварийных труб, восстанавливают циркуляцию промывочной жидкости, уточняют вес колонны по ГИВ, давление на насосе, а также температуру выходящей на устье промывочной жидкости. При допуске бурильных труб с метчиком к аварийным трубам и заходе его внутрь давление на насосе увеличивается и снижается вес колонны. Медленным вращением ротора (на два-три оборота) с нагрузкой 10÷20 кН закрепляют метчик. Рост давления вначале и последующее снижение его до величины больше первоначальной указывают на циркуляцию жидкости через долото. После этого метчик докрепляют до «отдачи» с нагрузкой 20÷30 кН.

Метчики-коронки МК-46, МК-57 и МК-76 (рис. 12.11) применяют для извлечения оставшихся в скважине коронок и колонковых труб с одновременным разрушением находящегося в них керна.

Техническая характеристика метчиков-коронок МК

Тип (марка)	*МК-46*	*МК-57*	*МК-76*
Наружный диаметр, мм:			
корпуса метчика	*44*	*57*	*73*
коронки	*28*	*38,5*	*55*
Внутренний диаметр коронки, мм	*12*	*18,5*	*27*
Диаметр присоединительной резьбы колонковой трубе (ниппельное соединение), мм	*44*	*57*	*73*
Длина метчика с коронкой, мм	*165,5*	*190*	*200*
Масса, кг	*1,45*	*2,85*	*4,60*



Метчик-коронку спускают в скважину с колонковой трубой на бурильной колонне. Последние 30—40 см до места аварии бурильную колонну спускают с вращением и подачей промывочной жидкости. Работа с метчиком-коронкой проводится с минимальной частотой вращения (на первой скорости бурового станка), с осевой нагрузкой не более 3000—3500 Н и расходом промывочной жидкости 20—30 л/мин. При этом рекомендуется обращать внимание на характер вращения снаряда: при прекращении углубления и появлении признаков прихвата следует остановить вращение и поднять буровой снаряд.

Рис. 12.11. Метчик-коронка МК:
1-метчик;
2-твердосплавная коронка

12.4. КОЛОКОЛА ЛОВИЛЬНЫЕ

Ловильные колокола предназначаются для ловли оставшейся в скважине колонны труб за конец трубы (целой или сломанной).

Колокола изготавливают с резьбой типа К и КС, а также гладкие.Колокола ловильные типа К предназначены для извлечения оставшейся в скважине колонны бурильных труб или НКТ с захватом их посредством навинчивания по наружной поверхности. Колокола изготавливают по ОСТ 26-02-1275-75 (рис. 12.12). В верхней части колокола нарезается резьба замковой муфты по ГОСТ 5286-75, в нижней части — внутренняя ловильная резьба, а снаружи — трубная резьба для соединения с направляющей воронкой. Ловильную резьбу цементируют на глубину 0,8÷1,2 мм с последующей закалкой и отпуском до твердости HPC = 56÷62. Колокола изготавливают как с пра выми резьбами и канавками, так и с левыми из стали марки 20Х, которую можно заменять сталью другой

марки, но не ухудшающей качество колокола. Ловильные работы колоколом не отличаются от работ метчиком.

Колокол КС — кованый стальной патрубок специальной формы. На его внутреннем верхнем конце нарезана резьба муфты замка для соединения с колонной бурильных труб. Внутри нижней половины патрубка нарезана ловильная резьба специального профиля, отличающаяся от профиля резьбы НКТ углом при вершине ниток резьбы (8÷10 ниток на 25 мм резьбы, конусность 1:16). Для выхода стружки на внутренней поверхности колокола сделано 4÷5 продольных канавок.

Конструкция колокола типа КС допускает пропуск через него сломанной трубы. Ловильные работы колоколом типа КС производятся аналогично таким же работам колоколом типа К.

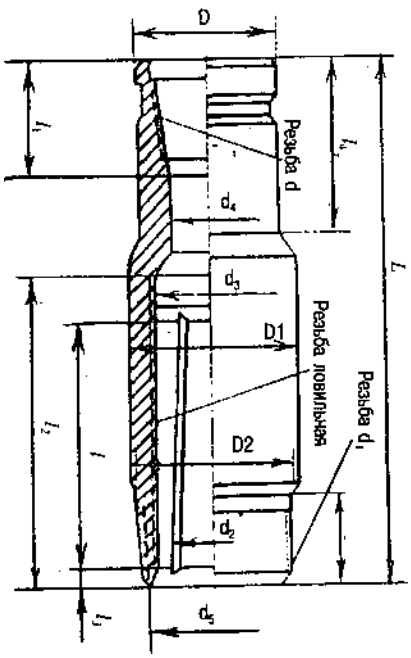


Рис. 12.12. Колокол ловильный резьбовой

Таблица 12.3

Основные размеры наиболее распространенных колоколов для извлечения бурильных колонн с захватом за трубу или замок (см. рис. 12.13).

Размеры, мм	Извлекаемые предметы									
	замок				бурильные трубы условного диаметра, мм					
	ЗН-95	ЗН-108	ЗШ-146	ЗШ-178	60	73	89	114	127	140
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
d	95	108	146	178	80	108	108	146	178	197
d_1	86	100	146	172	54	67	84	109	122	135
d_2	97	ПО	148	182	62	75	92	117	130	143
d_3	102	116	154	188	56	82	100	125	138	149
d_3	118	136	180	212	86	108	135	152	175	197
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
d_5	45	58	80	101	36	54	54	80	95	85—
l	470	430	340	430	430	340	340	340	340	340
l_1	130	130	150	175	120	160	130	150	156	156
L	750	730	670	800	600	620	630	650	650	650

Колокола гладкие

Для извлечения труб всех видов и размеров, а также их соединений и других предметов, имеющих круглое сечение, с захватом за верхнюю часть применяют гладкий колокол (рис. 12.13). Гладкий колокол представляет собой колокол с внутренней конической поверхностью от 0°30' до 5°, но без ловильной резьбы.

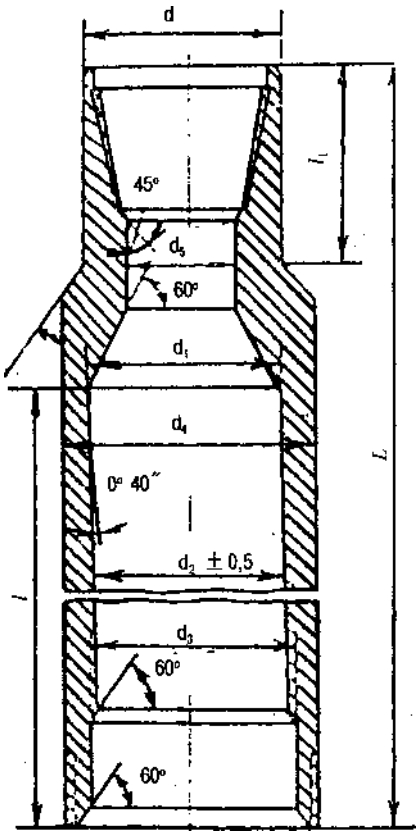


Рис. 12.13. Колокол ловильный гладкий (табл. 12.3)

Величину конусности выбирают в зависимости от твердости поверхности извлекаемого предмета на участке захвата колоколом: чем тверже поверхность, тем меньше угол конусности.

Ловильные работы колоколом гладким проводят следующим образом. Колокол спускают в скважину на бурильных трубах и останавливают на расстоянии 3^-5 м до верха аварийных труб. После восстановления циркуляции промывочной жидкости колокол допускают и заводят в него извлекаемые трубы, о чем говорит рост давления на насосе, после чего нагружают извлекаемые трубы нагрузкой 10 кН и поворачивают бурильную колонну на 15-^20 оборотов. Затем плавно нагружают гладкйй колокол с силой 300+500 кН, но не превышая нагрузок, при которых может произойти разрыв тела колокола.

12.5. ЛОВИТЕЛЬ ДЛЯ ЛОВЛИ ТРУБ В СКВАЖИНЕ

Ловитель (рис. 12.14) состоит из корпуса, двух плашек с левой винтовой резьбой (нарезкой), удерживаемых от проворачивания шпонками, приваренными к корпусу. Над плашками расположены кольцо, резиновая манжета, нажимная втулка и спиральная пружина, поджимаемая переводником. На нижнем конце корпуса ловителя имеется резьба под направляющую воронку.

В свободном состоянии клинья занимают положение в нижней части корпуса ловителя, вследствие чего проход в клиньях имеет минимальный размер. Аварийные трубы, входя внутрь корпуса ловителя, своим торцом упираются в коническую фаску в нижней части клиньев, раздвигают их и проходят дальше. При небольшой натяжке инструмента клинья проскальзывают по конусу корпуса и захватывают боковую поверхность аварийной трубы.

Ловитель можно изготовить в условиях механической мастерской при наличии трубонарезных станков.

На рис. 12.15 изображен ловитель для ловли НКТ, срезанных по телу (без муфты) диаметром 89 мм. Корпус ловителя изготавливают из стали 50. Клинья — из стали 20 с закалкой и отпуском. Размеры клиньев показаны на рис. 12.16.

Резьба на клиньях — шаг 3 упорная.

Изготовленную на токарном станке деталь клиньев (рис. 12.16), прежде чем ее разрезать для получения двух клиньев, подвергают закалке, а затем разрезают. В верхней части корпуса ловителя вворачивается обсадная труба диаметром 114 мм длиной 3 ч- 4 м, в верхней части которой ввернут переводник

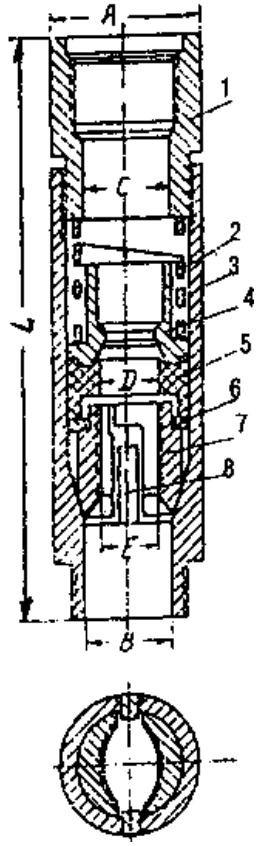


Рис. 12.14. Ловитель с промывкой
1-переводник; 2-пружина; 3-корпус; 4-нажимная втулка; 5-манжета; 6-кольцо; 7-плашки; 8-шпонки.

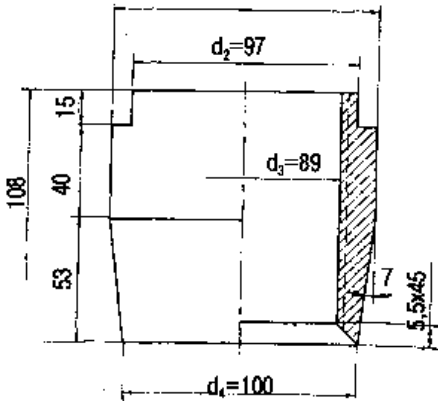


Рис. 12.16. Клин ловителя

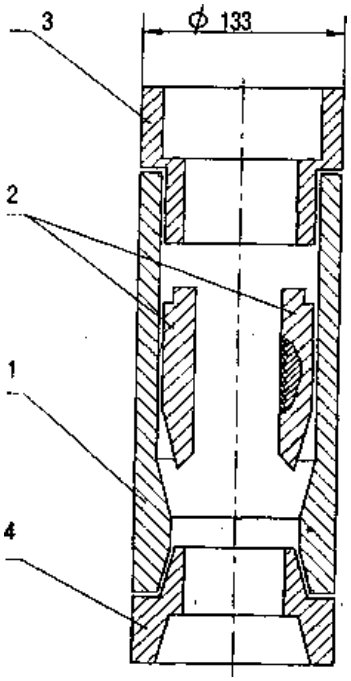


Рис. 12.15. Ловитель:
1-корпус; 2-плашки; 3-переводник под инструмент; 4-воронка.

бурильные трубы. Обсадную трубу применяют с целью захода в нее большей части аварийных труб.

Ловители ЛОМ-50 и ЛОГ-50 (рис. 12.16,а и 12.16,б) предназначены для извлечения из скважины оборванных бурильных труб независимо от твердости их материала. Эти инструменты обеспечивают быстрый и надежный захват оставшейся колонны без вращения и нагрузки на колонну с промывкой через аварийный инструмент, освобождение ловителя в скважине от аварийной колонны, захват

аварийного инструмента любой массы. Ловители позволяют захватывать бурильные трубы, изношенные до диаметра 48 мм, муфты и замковые соединения, изношенные до диаметра 58 мм. Техническая характеристика ловителей приведена ниже.

Техническая характеристика ловителей

Тип (марка)	*ЛОМ-50*	*ЛОГ-50*
Диаметр, мм	*110*	*90*
Диаметр воронок, мм	*110; 130*	*90; 110; 130; 150*
Длина ловителя, мм	*2735*	*1800*
Диаметр извлекаемых бурильных труб, мм	*50*	*50*
Диаметр извлекаемых замковых соединений, мм	*65*	*65*
Масса, кг	*66*	*43*

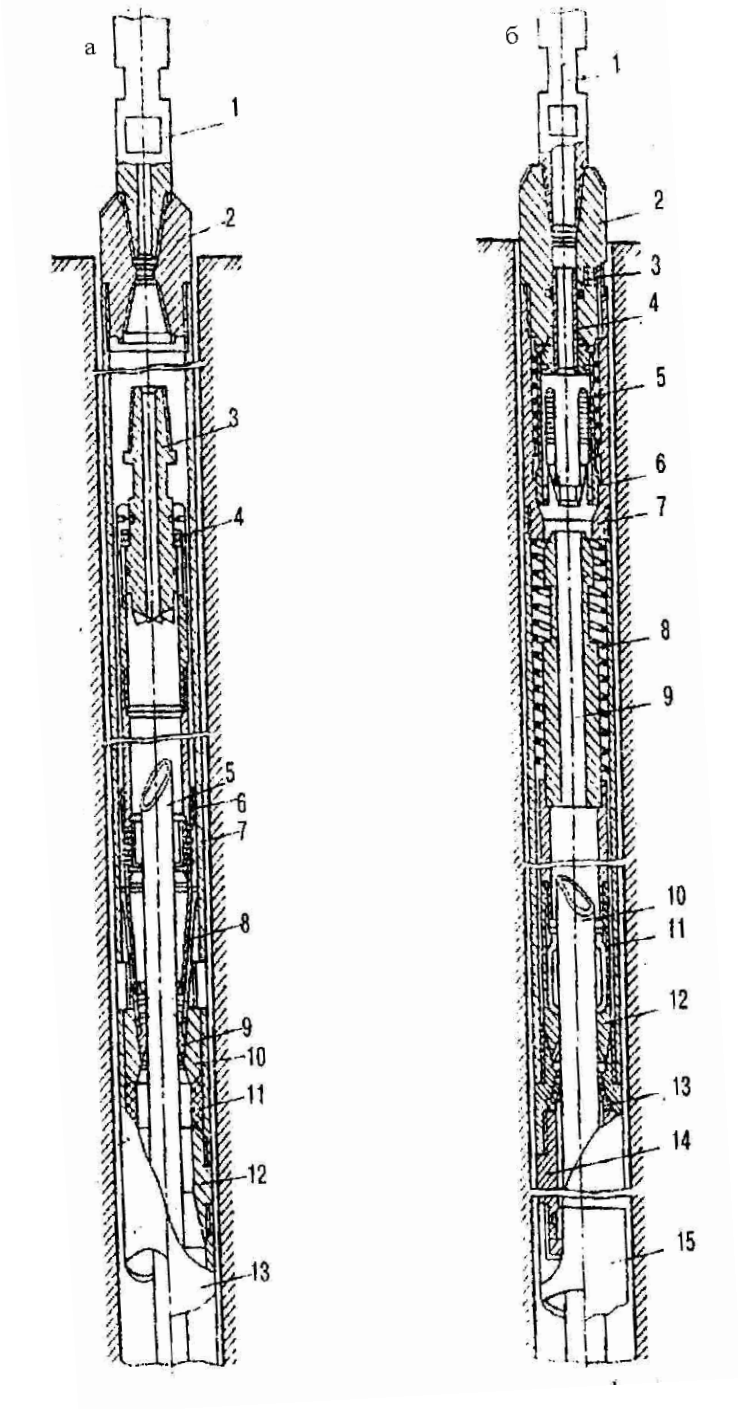


Рис. 12.16. а Ловитель ЛОМ-50:
1-колонна труб; 2-переходник; 3-нипель; 4-подшипниковый узел; 5-труба оборванная; 6- труба приемная; 7- корпус; 8-пружина; 9-плашка; 10-корпус плашки; 11-резиновая манжета; 12-центратор; 13-воронка или коронка.

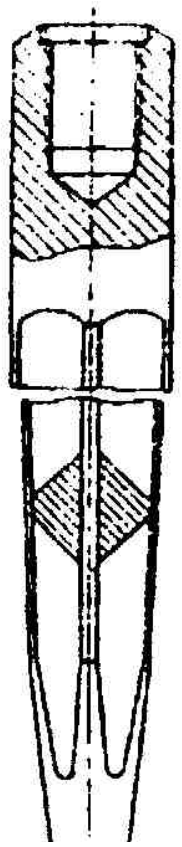
Рис. 12.16. б Ловитель ЛОГ-50:
1-колонна труб; 2-переходник; 3-фиксатор; 4-шток; 5-пружина; 6- цанга; 7-корпус; 8-пружина; 9-сердечник; 10- труба оборванная; 11-труба; 12-цанга; 13-резиновая манжета; 14-фрезер; 15-воронка или труба кольцевого фреза.

Ловильные гладкие и граненые пики предназначены для ликвидации аварий с бурильными и колонковыми (малых диаметров) трубами. Гладкие пики применяют при извлечении всей колонны труб или ее частей, предварительно отрезанных; с помощью граненых пик (рис. 12.17,а) развинчивают колонну труб с последующим подъемом отвернутых частей на поверхность. Техническая характеристика ловильных пик для ССК приведена ниже.

Техническая характеристика ловильных пик для ССК

Тип (марка)	*ССК-59*	*ССК-76*
Внутренний диаметр извлекаемых труб, мм	*42—48*	*52—64*
Максимально допустимое усилие задавливания, кН	*100*	*100*
Наружный диаметр, мм	*49*	*65*
Диаметр присоединительной внутренней резьбы (правой или левой), мм	*42*	*50*
Длина, мм	*500*	*525*
Масса, кг	*4……..7*	

Для ликвидации аварий при бурении скважин комплексом КССК-76 используется комплект ловильного инструмента КЛИН-76. Он включает десять метчиков двух типоразмеров, метчик-коронку, труборез-труболовку и запасные части.



Овершот ОЭ2 предназначен для извлечения из скважины неприхваченных НКТ. Он состоит из цилиндрического корпуса, внутри которого помещается кольцо с тремя пружинами.

12.6. ЕРШИ И УДОЧКИ

Обрыв каната или перфораторного кабеля случается довольно часто, Канат или кабель может уплотниться в скважине, образуя сплошную пробкообразную массу, для извлечения которой требуются сложные и продолжительные ловильные работы. Оставшийся в скважине канат или перфораторный кабель извлекают специальными крючками, ершами и удочками различных конструкций. Этот инструмент во время ловли трамбует тупым концом извлекаемый канат или кабель, в результате чего образуется плотный сальник, осложняющий процесс ловли. Поэтому на практике часто применяют однорогие крючки с ограничителем.

Рис. 12.17. а. Пика ловильная граненная для ССК

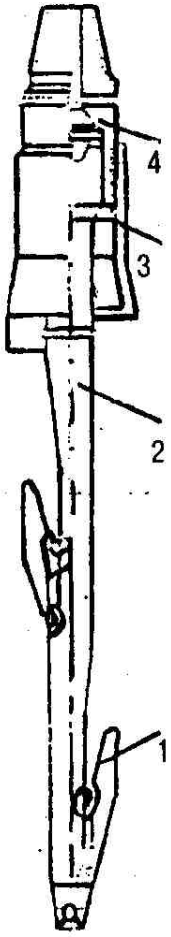


Рис. 17.б. Ерш:
1-крючок; 2-стержень; 3- воронка; 4-корпус с резьюой под бурильные трубы

Наиболее удобной является специальная удочка, представляющая собой комбинацию удочки и ерша диаметром 50 мм и длиной 5 м. Нижний конец удочки заострен, благодаря чему она свободно проникает внутрь витков оборванного кабеля или каната, зацепляет их своими шипами и извлекает на поверхность. Шипы и крючки, расположенные в шахматном порядке, приварены по всей длине стержня, причем в верхней части они выступают больше, чем в нижней. Особенно важное значение имеет первый спуск инструмента, который должен пройти через витки каната или кабеля. Удочки используют для извлечения из скважины каната диаметром не менее 19 мм и кабеля диаметром не менее 22 мм.

Ерш служит для ловли оставшегося в скважине каротажного кабеля. На рис. 12.17, б и 12.18 показаны самые простые конструкции ерша — на металлический стержень наварены крючки в шахматном порядке и в верхней части его воронка, расположенная на 30 см выше крючков. Воронка центрирует ерш и заставляет вылавливаемый кабель спускаться. Воронка препятствует прохождению ерша ниже местонахождения вылавливаемого предмета, что, в свою очередь, предупреждает возникновение осложнения вследствие захвата инструмента кабелем. Воронка должна иметь несколько отверстий для прохождения промывочной жидкости. Диаметр стержня ерша должен быть не менее 35 мм, а диаметр воронки на 50 мм меньше диаметра скважины. Длина ерша должна быть 1,5÷2 м. В процессе работы на ерш передают нагрузку 10÷20 кН. Затем приподнимают инструмент, поворачивают на 1/2÷1/3 оборота и вновь опускают. Эту операцию выполняют несколько раз.

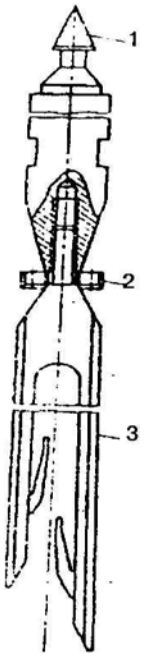


Рис. 12.18 Ловильный ерш:
1-грибок для захвата ерша овершотом;
2-гайка; 3-вилка с зубьями.

12.7. ЯСС МЕХАНИЧЕСКИЙ

Механический ясс предназначен для ликвидации заклиниваний долот и элементов бурильной колонны небольшой длины ударами вверх. На рис. 12.19 изображен ясс механический ЯМ-127, принцип работы которого основан на использовании потенциальной энергии растянутой бурильной колонны после рассоединения конусной пары. Не прихваченную часть бурильной колонны отсоединяют от прихваченной и извлекают на поверхность. В скважину спускают компоновку, состоящую из ловильного инструмента (если нижний переводник ясса не обеспечивает соединения) — собственно ясса, УБТ длиной 25÷50 м и бурильных труб. Бурильную колонну вращают, одновременно снижая нагрузку на нее на 30÷40 кН, в результате конусная поверхность штока заклинивается в конусной поверхности (конусность 1°) нижнего переводника.

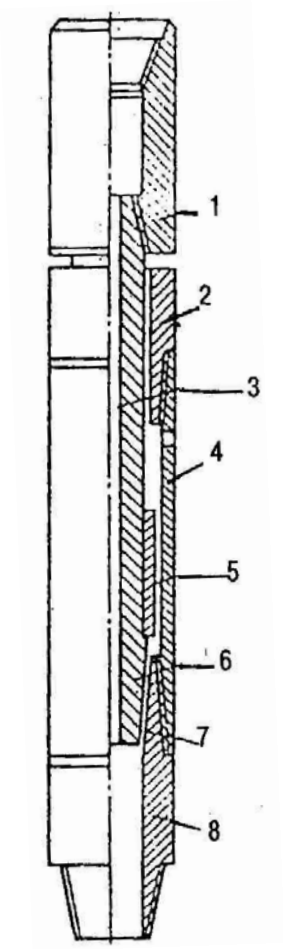


Рис. 12.19. Ясс механический ЯМ-127:
1-бурильная колонна; 2-упор; 3-шток; 4-корпус; 5-ограничитель; 6-конус штока; 7-конус переводника; 8-переводник

Затем колонну соединяют с извлекаемыми трубами и продолжают уменьшать нагрузку до выбранного значения.

Силу удара регулируют в широком диапазоне увеличением нагрузки при заряде устройства в скважине. Можно получить силу удара 100÷500 кН. При этом надо иметь в виду, что конусная пара рассоединяется при силе меньшей нагрузки на 30÷70 кН. При последующем натяжении конусная пара рассоединяется и ударник бьет по торцу упора. Число ударов доводится до 50÷70. Ясс механический ЯМ-127 имеет следующую техническую характеристику: наружный диаметр — 127 мм; длина ясса — 1500÷2000 мм; сила удара 100÷5000 кН; масса ясса 105÷145 кг.

Механические яссы румынского производства

Яссы механические румынского производства с наружными диаметрами 95 и 108 мм предназначены для ликвидации заклиниваний инструмента в эксплуатационных колоннах при производстве ремонтных работ. Ясс (рис. 12.20) состоит из шпинделя 1, корпуса 2, кольца 3, уплотнительных прокладок 4, гайки 5 и колец 6 и 7. На корпусе имеются два противоположных окна, где расположены по четыре трапецеидальных зуба на левой стороне, если ясс с правым направлением или на правой, если ясс с левым направлением. На верхней части

корпуса имеется муфта с замковой резьбой под бурильные трубы. В нижней части шпинделя 1 имеется резьбовая пробка.

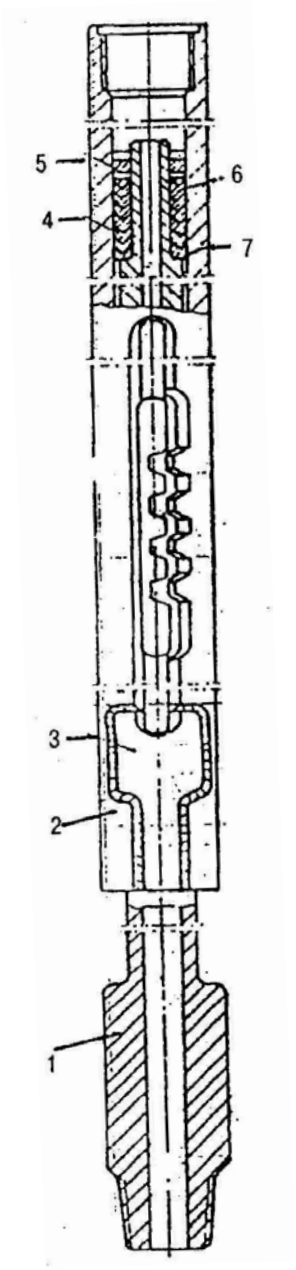


Рис. 12.20. Яcс механический (Румыния): 1-шпиндель; 2-корпус; 3-кольцо; 4-уплотнительная прокладка; 5-гайка; 6 и 7-кольца.

В верхней части шпинделя установлены прокладки 4 между колец 6 и 7, которые поджимаются гайкой 5. Прокладки предназначены для обеспечения герметичности между шпинделем и корпусом в случае промывки через бурильные трубы.

При работе яссом последний спускают на бурильных трубах в скважину и соединяют с аварийными трубами. Для получения ударов вверх проводят следующие операции: колонну бурильных труб с яссом разгружают и затем вращают налево или направо в зависимости от направления резьб колонны бурильных труб, постоянно сохраняя момент кручения, необходимый для зацепления зубьев в окнах с зубьями на плечах шпинделя. Момент кручения влияет в таком же направлении на интенсивность удара. Колонну бурильных труб медленно поднимают, сохраняя момент кручения. В это время зубья в окнах зацепляются с зубьями шпинделя, в результате чего происходит увеличение усилия натяга до того значения, при котором надо произвести удар.

Из всех видов ловильных инструментов широко применяют инструменты с плашечно-клиновидными захватными приспособлениями, при работе с которыми необходимо правильно выбрать растягивающие усилия для обеспечения надежного сцепления плашек с поверхностью тела трубы для успешного ее отвинчивания (табл. 12.4).

При отвинчивании аварийных НКТ с усилиями меньшими, чем указаны в табл. 12.4, может произойти скольжение плашек труболовки, и процесс отвинчивания труб окажется безуспешным.

В случае невозможности отвинчивания аварийных труб ловильный инструмент освобождают резким его спуском (стра-гиванием), в результате чего плашки утапливаются, а затем фиксируются в положении для исключения перемещения их вниз по корпусу ловильного инструмента. Из заклиненного состояния плашки выводятся путем передачи части веса бурильной колонны, т. е. страгивающей нагрузки $P_{стр}$ на ловильный инструмент.

Соотношение страгивающей $P_{стр}$ и растягивающей $P_{раст}$ нагрузок характеризует коэффициент освобождения ловильного инструмента.

$$m = \frac{P_{стр}}{P_{раст}} < 1$$

При ловильных работах с помощью освобождающихся труболовок с плашечно-клиновидными захватами необходимо учитывать коэффициент освобождения

применяемого инструмента для определения максимально допускаемого растягивающего усилия, передаваемого непосредственно на ловильный инструмент.

При этом допускаемая растягивающая нагрузка, определяемая по коэффициенту т, не должна превышать допускаемую грузоподъемную силу ловильного инструмента. Учитывая возможные погрешности при определении величины и соотношения страгивающих и растягивающих нагрузок при ловильных работах, а также во избежание неосвобождения ловильного инструмента от захвата для практического использования рекомендован m = 0,25.

Таблица 12.4

Оптимальные растягивающие нагрузки на ловильный инструмент

Показатель	Условный диаметр НКТ, мм					
	48	60	73	89	102	114
Оптимальная растягивающая нагрузка на ловильный инструмент, кН	15—20	20—30	50—60	70—80	100	100-120

Пример. Для ликвидации аварии с НКТ диаметром 73 мм, верхняя часть которых находится на глубине 655 м, на бурильных трубах диаметром 73 мм с толщиной стенок 11 мм спущена внутренняя освобождающаяся труболовка механического действия ТВМ 73-2-108 грузоподъемной силой, равной 400 кН.

Определить максимально допускаемую нагрузку на труболовку.

Решение. Определим вес колонны бурильных труб из выражения:

$$G_{бк}=H\cdot q=655\cdot 185=121175\ Н=121\ кН$$

где q — вес 1 м бурильной трубы с учетом замковых соединений, Н;

Н — глубина спуска колонны бурильных труб, м.

Максимально допускаемую растягивающую нагрузку на ловильный инструмент определяем по формуле:

$$P_{раст}=\frac{P_{стр}}{m}=\frac{121}{0{,}25}=484кН$$

Из приведенного расчета следует, что при максимально допускаемой растягивающей нагрузке на ловильный инструмент, равной 484 кН, нельзя расхаживать аварийные трубы после их захвата давильным инструментом, так как труболовка имеет грузоподъемную силу 400 кН. Поэтому следует ограничиться приложением к ловильному инструменту растягивающей нагрузки, равной 400 кН. При расчетах также следует учитывать грузоподъемность вышки.

Если в процессе работ к ловильному инструменту будет приложена максимальная растягивающая нагрузка 400 кН, то для страгивания плашек и освобождения инструмента от захвата потребуется к ловильному инструменту приложить осевую сжимающую нагрузку, равную 400 · 0,25 = 100 кН, т. е. часть веса бурильной колонны, на которой ловильный инструмент спущен в скважину.

На практике при ловильных работах с отвинчиванием труб и извлечением по частям не всегда приходится прилагать к ловильному инструменту большую растягивающую нагрузку,но тем не менее до начала ловильных работ эту нагрузку надо определить.

При расхаживании прихваченных бурильных или насосно-компрессорных труб необходимо определить допустимое усилие натяжения. Например, требуется определить допустимое усилие натяжения при расхаживании прихваченной колонны бурильных труб диаметром 89 мм с толщиной 11 мм из стали группы прочности Д.

Допустимое натяжение при расхаживании прихваченной колонны труб определяют по формуле:

$$Q_{доп} = \frac{\sigma_т \cdot F}{K},$$

где $\sigma_т$ – предел текучести материала труб, Па (см. табл 10.8)

F – площадь поперечного сечения тела гладкой части бурильной трубы;

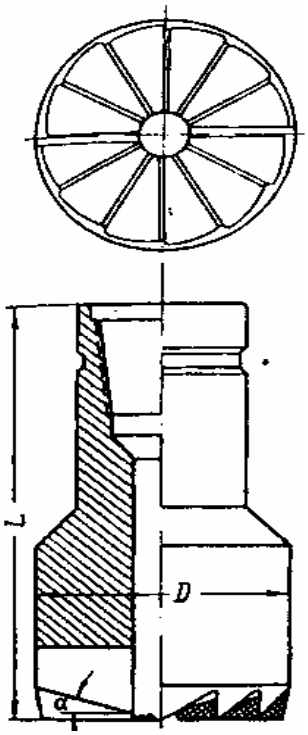
К – коэффициент запаса прочности (К=1,15÷1,3)

Тогда:

$$Q_{доп} = \frac{380 \cdot 0{,}00269}{1{,}25} = 818\ кН$$

12.8. ФРЕЗЕРЫ И РАЙБЕРЫ

При падении труб могут произойти сложные нарушения, характер и степень которых выявляют при помощи обследования печатями. Затем пользуются соответствующим вспомогательным режущим инструментом для придания нарушенному концу аварийных труб приемлемой формы для последующего захвата и извлечения их ловильным инструментом.



Для исправления разорванных, расплющенных и сильно деформированных концов аварийных труб применяют забойные (рис. 12.21) и торцовые фрезеры (рис. 12.22), с внутренними зубьями (рис. 12.23), а также конусные райберы, предназначенные для исправления внутренней поверхности труб (рис. 12.24).

В процессе фрезерования после среза деформированной части труба может заклиниваться во фрезере и извлекаться путем отвинчивания левым вращением ротора.

Торцовые фрезеры, наваренные твердыми сплавами и предназначенные для деформированных концов аварийных труб, должны противостоять динамическим нагрузкам в процессе резания и эффективно резать металл. Применяют также фрезер с усиленным профилем зубьев (рис. 12.25). Конструкция зуба этого фрезера обеспечивает

Рис. 12. 21. Фрезер забойный ФЗТ-1

более эффективный процесс резания. Усиление профиля зубьев в разрезе достигнуто увеличением их шага и высоты, а также более рациональным применением твердых сплавов. Пластинки победита вставляются в отверстия, просверленные с торца зубьев фрезера, и запаиваются медью. На боковой внутренней поверхности зубьев вырубаются гнезда, которые затем заплавляются твердым сплавом релит. Этим же сплавом облицовываются передние грани зубьев. Благодаря значительному усилению твердыми сплавами рабочих частей зубьев и увеличению их профиля и шага, фрезер работает по металлу значительно дольше и имеет преимущества перед обычными торцовыми фрезерами.

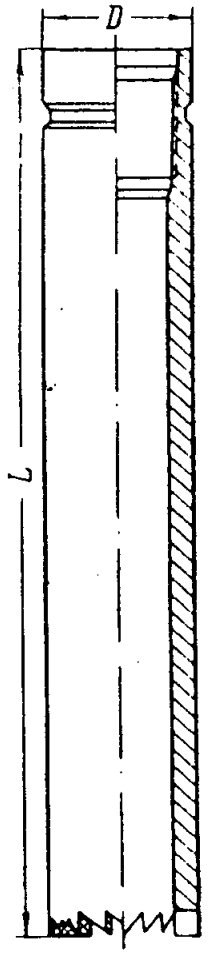


Рис. 12.22. Фрезер башмачный с торцовыми зубьями ФЗБ 1

После обработки верхних деформированных концов аварийных труб их извлекают ловильным инструментом, преимущественно внутренней труболовкой той или иной конструкции. Для ловли и извлечения упавших труб используют также и другие ловильные инструменты. Для захвата 4" труб в 168-мм колонне, когда на верхнем конце этих труб находится муфта, а внутри упавшие 2 1/2" трубы, конец расположен на одном уровне с муфтой 4" труб, сначала следует отвинтить эту муфту метчиком-калибром.

После успешного извлечения муфты 4" трубы можно захватить колоколом или наружной труболовкой и попытаться отвинтить одну-две трубы путем левого вращения, в результате чего конец 2 1/2" труб можно будет захватить снаружи или изнутри каким-либо ловильным инструментом.

Упавшие аварийные трубы могут изогнуться или заклиниться и образовать несколько рядов: извлечь их в таком состоянии трудно, так как при попытках отвинчивания они не поддаются вращению. При ликвидации таких аварий приходится применять большие натяжения и расхаживание.

Если при этом подъемное сооружение не обеспечивает нужной грузоподъемности, то для создания значительных растягивающих нагрузок пользуются гидравлическими домкратами.

Одним из распространенных видов аварий в условиях бакинских промыслов, является прихват песком колонны насосно-компрессорных или бурильных труб.

Если прихваченную песком колонну не удается освободить расхаживанием, промывкой или продавливанием пробки жидкостью при помощи цементировочных агрегатов, то аварийные трубы поднимают по частям. Верхнюю часть колонны аварийных труб поднимают после отвинчивания при помощи бурильных труб с левой резьбой или путем вырезки части колонны труборезкой.

Нижняя часть колонны может быть извлечена целиком после промывки скважины или по частям.

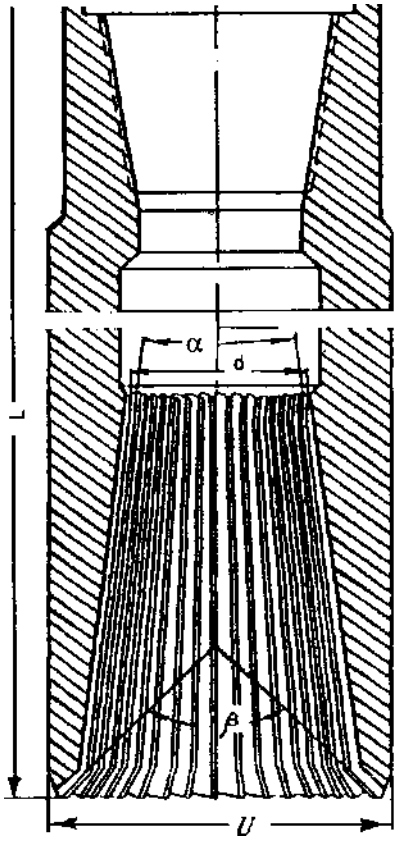


Рис. 12.23. Фрейзер с внутренними зубьями, типа ФЗВ

Перед проведением ловильных работ следует предварительно определить место прихвата следующими способами.

1. Колонну растягивают под нагрузкой Р и измеряют удлинение труб Δt под действием этой нагрузки. Затем глубину прихвата можно вычислить по формуле:

$$L = \frac{F \cdot \Delta l \cdot E}{Q},$$

где L — глубина расположения места прихвата колонны (длина свободной части);

F — площадь сечения тела аварийной трубы;

Δl — удлинение колонны бурильных труб под влиянием растягивающей нагрузки;

E — модуль упругости Юнга;

Q — растягивающая нагрузка.

2. Другой способ определения глубины прихвата труб заключается в применении специального прибора — прихватомера.

Существующие приборы для определения места прихвата труб основаны на том, что в процессе растя жения труб они удлиняются, изменяется их магнитная проницаемость. Недостатком этих приборов является весьма малое удлинение, получающееся при растяжении труб (в пределах 1—1,5 м), а также трудности фиксации прибора в колонне, что значительно снижает. надежность определения. Изменение магнитной Райбер проницаемости труб при их растяжении обычно невелико. Кроме того, колонна труб имеет сильное и неравномерное по длине намагничивание. Поэтому изменение индуктивности чувствительного элемента прибора или напряженности магнитного поля, которое возникает при растяжении труб, определяется в большей степени относительным расположением прибора в колонне труб, чем изменением их магнитной проницаемости. Более надежным является способ отбивки места прихвата труб, основанный на свойстве ферромагнитных материалов размагничиваться при деформации. Для этого небольшие участки колонны труб (15—20 см) в предполагаемом интервале прихвата на несколько различных глубинах намагничиваются путем применения специальной катушки.

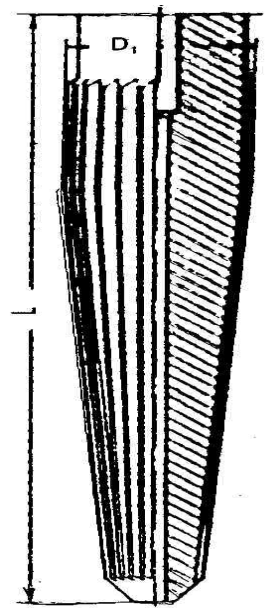


Рис. 12.24. Райбер конусный РК-1

Затем при помощи магнитомодуляционного датчика прибора записывается кривая магнитной индукции вдоль колонны труб. При этом участки интервала, намагниченные катушкой (магнитные метки), отмечаются на кривой магнитной индукции резкими аномалиями. После установки меток к колонне извлекаемых труб прикладываются растягивающие или крутящие усилия максимально допустимой величины.

Намагниченные участки в интервале, который располагается выше места прихвата, в результате упругой деформации труб размагничиваются, после чего магнитные метки на кривой магнитной индукции полностью исчезают или уменьшается их амплитуда. Магнитные метки остаются неизменными в той части интервала прихвата, куда деформация не передается. Благодаря этому оказывается возможным с достаточной точностью определить место прихвата трубы. Проведение повторного исследования указанным прибором в более ограниченном интервале и при более частой расстановке меток позволяет уточнить место прихвата. К трубам прикладывается такое же усилие, как и в первом случае. Этот способ определения места прихвата труб имеет ряд достоинств перед другими способами, так как после определения места прихвата по одной из снятых кривых определяется также глубина расположения муфтового соединения, в котором предполагается провести торпедирование.

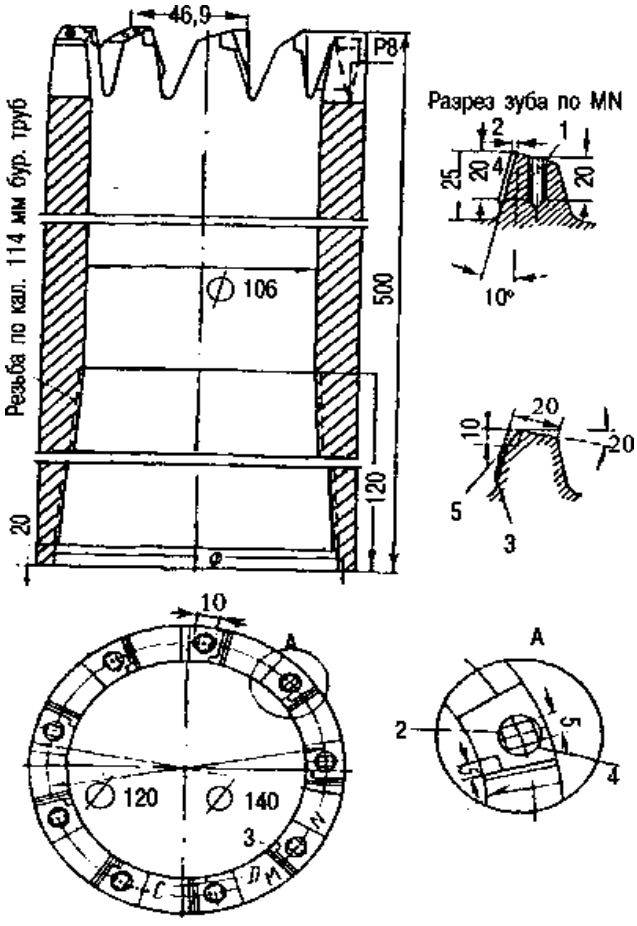


Рис. 12.25. Фрезер с усилинным профилем зуба: 1-втулка; 2-пластинка; 3-сплав релит; 4-отверстие; 5-гнездо.

Взаимное перемещение прибора и труб при их деформации не оказывает влияния на результат измерения. Исследования можно проводить не только при растяжении труб, но и при закручивании, что позволяет выполнять все измерения без извлечения прибора из скважины.

При развинчивании прихваченных труб необходимо иметь в виду, что после подъема отвинченной части оставшиеся прихваченные трубы часто приходится извлекать по частям при помощи труб с левой резьбой и фрезерования, на что затрачивается много времени. Для ускорения процесса отвинчивания колонны прихваченных труб с сильно закрепленными резьбовыми соединениями их предварительно ослабляют при помощи торпеды с детонирующим шнуром (ТДШ).

Магнитный фрезер ФМ используют для фрезерования металлических предметов на забое скважины и поднятия их на поверхность (если ФМ имеет ловушку).

Шнекоколонковые снаряды (рис. 12.25, а) представляют собой колонковую трубу длиной 1 м, внутри которой передвигается шнек или спиральный бур, хвостовик которого выступает над коронкой на 10—20 мм. Эти инструменты рекомендуется применять для ловли и извлечения из скважины кусков бурильных, колонковых, шламовых и обсадных труб, а также шариков, плашек зажимных патронов, гаек и других мелких предметов.

Магнитные ловушки (рис. 12.25, б) предназначены для улавливания и извлечения мелких металлических предметов, находящихся на забое скважины. Техническая характеристика магнитных ловушек ЛМ приведена ниже.

Техническая характеристика магнитных ловушек ЛМ

Тип (марка)	*ЛМ-46*	*ЛМ-59*	*ЛМ-76*	*ЛМ-93*
Диаметр	*44*	*57*	*73*	*89*
Диаметр присоединительной резьбы, мм:				
под бурильную трубу верхней внутренней	*42*	*50*	*50*	*50*
под коронку или фрезер нижней	*44*	*57*	*73*	*83*
Фрезерная коронка	*Любая (или твёрдосплавный фрез соответствующего диаметра)*			
Масса металла, поднимаемого магнитом, кг:				
куска стали	*0,2*	*0,8*	*1,5*	*3*
стружки или мелких предметов	*0,05*	*0,15*	*0,30*	*0,50*

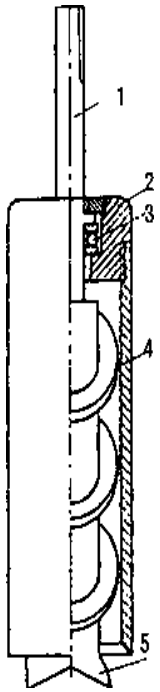


Рис. 12.25, а Шнекоколонковый снаряд (ловушка) 1-шнек; 2-переходник; 3-подшипник; 4-колонковая труба; 5-хвостовик

Когда осадок, прихвативший трубы, содержит большое количество песчаных и глинистых частиц, эффективным средством освобождения прихваченных труб может быть нефтяная ванна. Необходимыми условиями успешного применения нефтяной ванны являются своевременность этой операции, точность определения зоны прихвата и правильный расчет количества нефти для закачки, чтобы она поднялась за колонной прихваченных труб на 50—60 м выше зоны прихвата. Нефть проникает в зону прихвата, ослабляя связь между отдельными частицами осадка. Ныне применяют различные жидкости с добавками ПАВ.

Для ликвидации прихватов применяют также кислотные ванны (техническая соляная кислота различной концентрации в зависимости от характера прихвата). В различных нефтяных районах существуют свои рецептура и технология применения солянокислотных ванн.

На промыслах Азербайджана для кислотных ванн используют соляную кислоту 15—20%-ной концентрации с добавлением до 4% товарной плавиковой кислоты 40%-ной концентрации. Для уменьшения корродирующего действия кислот на подземное и наземное оборудование такой раствор ингибируют обычно товарным формалином, а в некоторых случаях добавляют поверхностно-активные вещества.

После ликвидации аварии трубы поднимают выше зоны прихвата и промывают скважину. При этом следует учитывать, что возможен выброс кислотных газов, опасный для работающих.

Извлечение погружного электронасоса. Аварии с такими насосами происходят большей частью при спуско-подъемных операциях. Сравнительно реже возможен прихват насоса песчаной пробкой.

В скважине могут остаться: а) насос с протектором и электродвигателем; б) насос с протектором, электродигателем и кабелем; в) насосно-компрессорные трубы, насос с протектором, электродвигателем, кабелем и без кабеля.

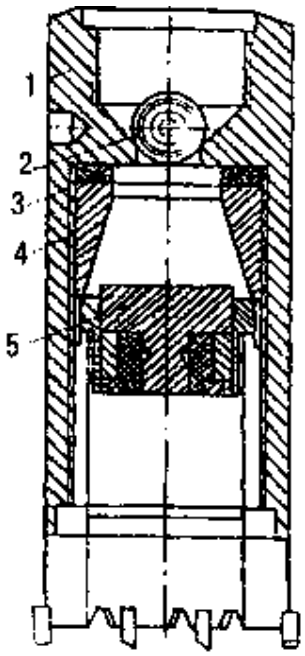


Рис. 12.25, б Магнитная ловушка 1-переходник; 2-шарик; 3-прокладки; 4-кольцо; 5-постоянные магниты

Почти во всех случаях аварий в скважине остаются металлические хомуты-пояса, которыми крепят кабель к трубам при спуске насоса этого типа в скважину. Хомуты при спуско-подъемных операциях, при обрыве кабеля или труб отрываются и остаются в колонне.

Если в скважине остается насос с трубами, кабелем и хомутами, трубы до насоса извлекают отвинчиванием, а кабель извлекают так же, как тартальный канат или кабель от перфоратора.

Извлечение труб, кабеля и хомутов производят поочередно. Во избежание образования сальника в стволе, если в скважине остались кабель и хомуты, расхаживать захваченные ло-вильным инструментом насосно-компрессорные трубы не рекомендуется. Расхаживать можно только в тех случаях, когда в скважине остался насос с трубами без кабеля и хомутов, и если удается предварительно извлечь весь кабель и хомуты. Хомуты извлекают магнитными пауками.

Технология извлечения погружного электронасоса несколько отличается от технологии извлечения обычных глубинных насосов. Следует учитывать, что вследствие небольшого зазора между наружным диаметром насоса и внутренним диаметром эксплуатационной колонны не всегда возможен спуск ловильного инструмента в кольцевое пространство и захват за наружную поверхность насоса. В скважину спускают наружную труболовку или колокол и захватывают за верхнюю часть ловильной головки насоса. Работы производят ловильным инструментом на бурильных трубах с правым направлением резьбы. Нельзя пользоваться трубами с левым направлением резьбы, так как при вращении возможно отвинчивание насоса от протектора и двигателя, что значительно осложнит последующие работы.

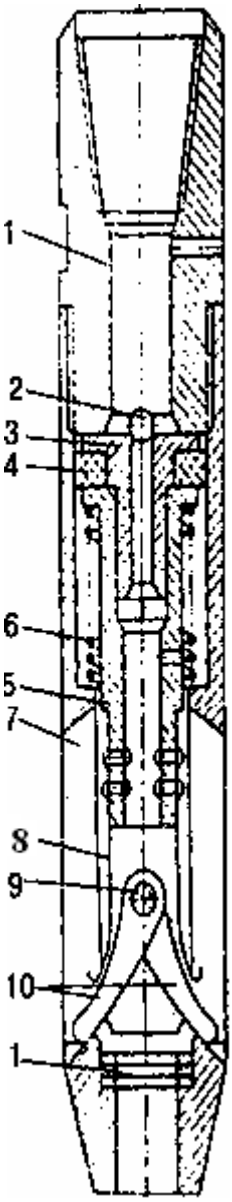
Извлечение труб, прихваченных цементом

Для извлечения зацементированных труб необходимо освободить их от цементного камня между трубами и стенками колонны. Для этого сначала отвинчивают трубы до места прихвата цементом и извлекают. Затем трубным фрезером офрезеровывают зацементированные трубы. С этой целью пользуются ловильным инструментом освобождающегося типа и за один раз производят фрезерование, захват, отвинчивание и подъем труб. Длина фрезера с направлением может быть различна, но не менее 10м. Непосредственно над направлением устанавливают ловильный инструмент. Фрезерование и отвинчивание производят с таким расчетом, чтобы конец оставшихся в скважине труб был офрезерован от цемента. В противном случае в последующем завести трубы внутрь фрезера будет затруднительно, а при эксцентричном расположении труб в скважине можно их разрезать фрезером и тем самым испортить конец труб и осложнить работы.

После подъема фрезер с направлением осматривают (выясняют нет ли трещин, слома зубьев и нет ли заклиненной компрессорной трубы или муфты внутри направления). При фрезеровании цементного камня нагрузка на фрезер не должна превышать 10—20 Н. Чрезмерные нагрузки могут привести направлени-

ем. Во время фрезерования рекомендуется интенсивно промывать скважину глинистым раствором, чтобы обеспечить вынос на дневную поверхность разбуренного цемента.

12.9. ВЫРЕЗКА ТРУБ



В этом случае применяют наружные и внутренние труборезки, действие которых основано на механическом и гидравлическом принципах. Вырезку 73-мм бурильных и насосно-компрессорных труб выполняют при помощи наружных труборезок, спускаемых на колонне бурильных труб с широким проходным отверстием. Для вырезки 89- и 114-мм насосно-компрессорных труб применяют внутренние труборезки, а для вырезки обсадных труб всех диаметров — внутренние труборезки с выдвижными резцами, действие которых основано на гидравлическом принципе.

Труборезка (рис. 12.26) представляет собой аварийный инструмент, предназначенный для отрезания бурильных, колонковых и обсадных труб в скважине с целью последующего извлечения их по отдельным звеньям. По принципу действия они делятся на механические, гидравлические и электрические. Для бурильных труб применяют наружные труборезы, а для колонковых и обсадных — внутренние.

Наружные труборезы рекомендуется использовать для отрезания бурильных труб, имеющих клиновидную, спиральную или винтообразную форму обрыва. Кроме того, они могут заменять снаряд с левой резьбой. В этом случае колонну разрезают на отрезки длиной до 40—50 м и поднимают на поверхность по частям. Техническая характеристика гидравлических труборезок типа ТРГ приведена ниже.

Рис. 12.26. Гидравлический труборез ТРГ:
1- переходник; 2-шарик; 3-пята; 4-резиновое кольцо;
5-поршень со штоком; 6-пружина; 7-корпус
8-плоские пружины; 9-ось; 10-резцы; 11-прокладки

Техническая характеристика труборезок ТРГ

Тип (марка)	ТРГ-46	ТРГ-59	ТРГ-76	ТРГ-93
Диаметр разрезаемых труб, мм:				
наружный	-	-		
внутренний колонковых	44	57	-	-
обсадных	37	49,5		
Минимальное рабочее давление жидкости, МПа	0,5	0,5	0,5	0,5
Диаметр присоединительной резьбы бурильной трубы, мм	33,5	42 (внутренняя ниппельная)	50 (внутренняя замковая)	
Наружный диаметр корпуса, мм	36	47	63	77
Длина, мм	300	330	430	465
Масса, кг	2,9	3,5	6,0	10,5

Тип (марка)	ТРГ-112	ТРГ-ССК	ТРГ-ССК-59	ТРГ-ССК-79
Диаметр разрезаемых труб, мм:				
наружный	-	43	55	70
внутренний		33,4	45,4	60,4
колонковых	108	45	56	73
обсадных	99,5	33	45	60
Минимальное рабочее давление жидкости, МПа	0,5	1,2	0,7	0,7
Диаметр присоединительной резьбы бурильной трубы, мм	-	33,5	42	50
Наружный диаметр корпуса, мм	95	32	43,5	58,5
Длина, мм	520	394	343	430
Масса, кг	21,75	1,7	3,4	6,0

Труборезы-труболовки представляют собой комбинированный аварийный инструмент, служащий для отрезания и извлечения из скважины колонковых или обсадных труб за один спуск-подъем. Техническая характеристика комбинированных труборезов приведена ниже

Техническая характеристика комбинированных труборезов

Тип (марка)	ТТ-59	ТТ-76	ТТ-93
Наружный диаметр, мм	46	62	73
Давление промывочной жидкости при резании, МПа	1,2-2,0	1,2-2,0	1,2-2,0
Диаметр присоединительной резьбы бурильной трубы, мм	42 (внутренний)	42	50
Длина, мм	720	800	900
Масса, кг	7,4	12	25

12.10. ЛОВЛЯ НАСОСНЫХ ТРУБ И ШТАНГ, ПОДЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ОТДЕЛЬНЫХ ПРЕДМЕТОВ

Наиболее сложной и трудоемкой ловильной работой является извлечение труб, упавших вместе со штангами, которые ломаются и располагаются в колонне труб в несколько рядов. Часто штанги образуют в трубах спираль или скручиваются в клубок, трудноподдающийся извлечению.

Сравнительно легко ликвидируются аварии при падении насосных труб без штанг, особенно если трубы падают с небольшой высоты или в скважине, заполненной жидкостью, а также в случае, когда на нижнем конце труб имеется какой-либо инструмент или подземное обрудование, препятствующее резкому падению труб. При этом трубы чаще всего лишь искривляются в нижней части и легко поддаются извлечению за верхний конец. Падение колонны штанг во время работы глубинно-насосной установки вследствие обрыва или развинчивания сопровождается падением штанг в жидкости, часто на небольшую высоту. При этом штанги остаются внутри колонны труб и относительно легко могут быть извлечены. Если же падение колонны штанг происходит при спуско-подъемных операциях во время ремонта скважины, то штанги нередко падают со значительной высоты, и колонна труб бывает только частично заполнена жидкостью.

При сильном ударе о забой насосные трубы иногда искривляются в виде спирали или разрываются на отдельные ленты и куски. Штанги выпадают из труб и становятся рядом с ними, иногда в несколько рядов, а в отдельных случаях обвивают насосные трубы, образуя плотные пробки. Ликвидация таких осложненных аварий носит затяжной характер и может оказаться безрезультатной, так как все сечение эксплуатационной колонны заполняется бесформенной массой металла.

При таких сложных авариях обычно пользуются сначала наружными ловильными инструментами в виде различных комбинированных колоколов, которые значительно ускоряют процесс ликвидации этих аварий в эксплуатационных колоннах скважин, если имеются отдельно торчащие концы труб или штанг. Пользуются также фрезером для расфрезерования штанг и труб. Эта работа очень трудоемка, и аварийные трубы и штанги извлекаются на поверхность частями.

Для придания верхнему концу извлекаемой трубы цилиндрической формы сначала применяют специальную обжимную коронку, сделанную из вязкой и мягкой стали. При помощи коронки концы деформированных труб и штанг пригибаются под действием давления и ударов вдоль оси скважины и входят внутрь корпуса коронки. Чтобы при этом срезался металл, зубья обжимной коронки не армируют твердым сплавом. Если коронкой не удается обжать конец извлекаемых труб, так как они представляют собой бесформенную массу металла, то спускают фрезер и вытачивают тело цилиндрической формы, которое затем захватывают колоколом.

При авариях в скважине может остаться различное подземное оборудование и отдельные металлические предметы, которые в большинстве случаев имеют цилиндрическую форму: желонки, глубинные насосы, песочные и газовые якори, перфораторы, различные переводники, патрубки и др. Одним из основных условий успешной ловли и извлечения такого подземного оборудования является определение при помощи печатей их точного состояния и положения в эксплуатационной колонне. Если предмет находится в скважине в свободном состоянии, его можно извлечь каким-либо ловильным инструментом в зависимости от характера верхнего концааварийного предмета (труболовкой, колоколом, овершотом, метчиком, метчиком-калибром). Если же предмет прихвачен в скважине песчаной пробкой, то до начала работы ловильным инструментом необходимо тщательно промыть скважину и обмыть этот предмет при помощи коронки, спущенной на колонне бурильных труб.

Для извлечения из скважины желонок, прихваченных в процессе чистки песчаных пробок, применяют два специальных инструмента — канаторезку, предназначенную для резания тартального каната, на котором подвешена желонка, и вилку, которой захватывают и извлекают желонку.

Канаторезка Кр 1-6 5/8" (рис. 12.27), работающая в колоннах диаметром 168 мм и более, состоит из двух самостоятельных частей: штока 1, свинченного с муфтой 2, при помощи которой он соединяется с бурильными трубами, и кожуха 3, свинченного с ниппелем 4. Кожух может свободно скользить вдоль штока до упора в нижнюю часть корпуса. В штоке и кожухе имеются продольные окна, предназначенные для пропуска каната при спуске инструмента в скважину; окно в кожухе заканчивается поперечнымпазом, в который вставляется верхний резец 5, закрепляемый винтами 6. На шток надевается нижний резец 7, имеющий форму цилиндрической втулки, внутри которой сделана конусная расточка, благодаря чему образуется режущая кромка резца. Нижний резец поддерживается упорным кольцом 8, навинченным на шток. Резцы канаторезки изготовляются из специальной стали и подвергаются термообработке — закалке и отпуску.

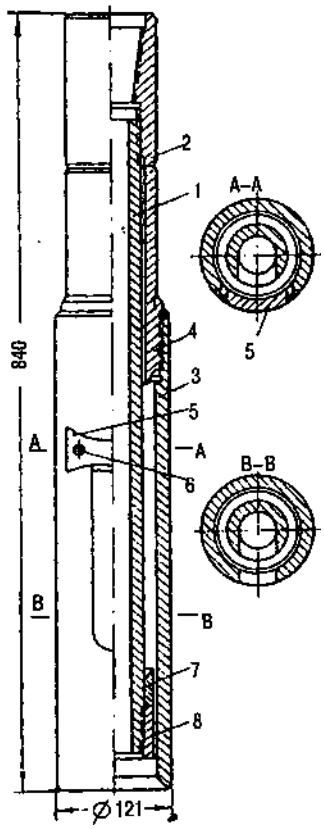


Рис. 12.27. Канаторезка.

Работа с канаторезкой ведется следующим образом. Тар-тальный канат перед спуском инструмента в скважину обрубают на устье, пропускают конец каната через окна в кожухе и штоке канаторезки и вновь сращивают с канатом, намотан ным на тартальный бабан. Затем канаторезку спускают на бурильных тру бах в скважину так, чтобы верхний резец упирался в канат, для лучшего прохождения канаторезки вдоль каната его натяжение несколько ослабляют.

Когда инструмент дойдет до дужки желонки, канат натягивают и приподнимают бурильные трубы. При этом шток движется вверх вдоль кожуха, резцы сближаются между собой и после одного или нескольких рывков канат отрезается. Затем извлекают из скважины сначала отрезанный канат, а потом бурильные трубы с канаторезкой. После этого можно приступить к ловле желонки, для чего применяют двурогую вилку (рис. 12.28). Нижний конец этого инструмента имеет форму вилки, в прорезях которой шарнирно на оси располагается защелка.

При спуске двурогой вилки в скважину, когда инструмент упирается в дужку желонки, защелка приподнимается, пропуская дужку внутрь, а затем под действием собственного веса, а также силы упругости пластинчатой пружины вновь спускается, захватывая желонку, и она извлекается на поверхность.

предметов, упавших в скважину, бывают очень разнообразны. Для этой цели применяются весьма своеобразные виды ловильного инструмента: ерш, паук, пикообразное долото, различных видов фрезеры, сверло, штопор, клещи и др.

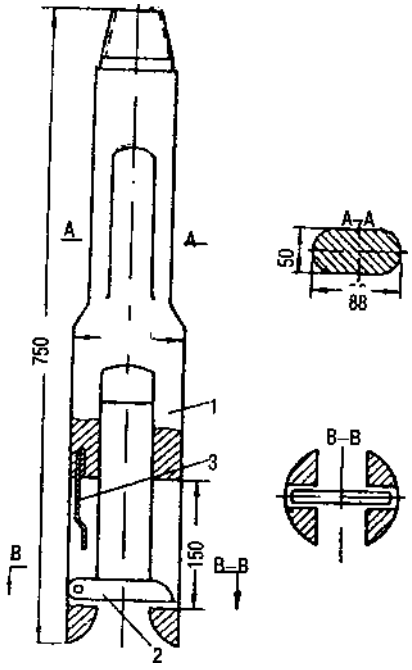


Рис. 12.28. Двурогая вилка.
1-корпус; 2-защелка; 3-пластичная пружина

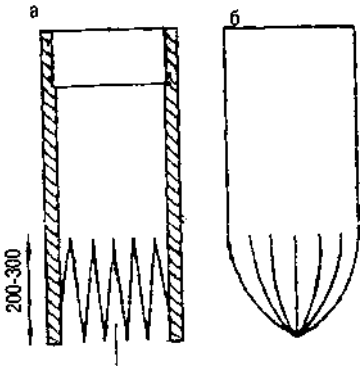
Предметы, упавшие в скважину, часто образуют на забое как бы металлическую пробку, которая весьма трудно поддается извлечению. Иногда отдельные падающие предметы заклиниваются по пути на различных глубинах и создают перемычки в виде патронных пробок. Если известно, какой предмет упал в скважину, извлечение его упрощается. Если же упавший предмет и положение его не известны и это трудно установить при помощи печати, то работы намного усложняются. Мелкие металлические предметы — кувалды, цепи ключей, сухари, шарошки долота и др. — извлекают различного рода пауками. Если в месте извлечения этих предметов в скважине находится песчаная или глинистая пробка, то применение паука особенно эффективно.

Паук простейшего типа показан на рис. 12.29.

Для ловли небольших металлических предметов широкое применение получил магнитный фрезер.

В качестве материала для магнита используется выгокомагнитный сплав магнико, который имеет ряд ценных качеств, позволяющих использовать его при ловильных работах: он слабо размагничивается, и срок действия магнита продолжается до 1 года и более; его магнитные свойства сохраняются при коррозии независимо от вибраций, ударов, резких колебаний и изменений температуры.

Для предупреждения неполадок при работе с магнитным фрезером его спускают на бурильных трубках. Не доводя 6—7 м до места ловли, спуск фре-



зера продолжают с промывкой и вращением на малых оборотах. Дойдя до места ловли, воронка, вращаясь, собирает в центр забоя находящиеся в колонне металлические предметы, которые сближаются с нижним полюсом магнитного фрезера. После работы фрезера на забое в течение около 10 мин. промывку прекращают и начинают поднимать инструмент.

Недостатком магнитного фрезера является отсутствие сигнала, указывающего на наличие захваченного предмета

Рис. 12.29 Трубный паук:
а-перед спуском; б-перед подъёмом с забоя

13 ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕСКОЛЬКИХ ПЛАСТОВ ОДНОЙ СКВАЖИНОЙ

В последние годы распространены специальные виды оборудования, позволяющие раздельно эксплуатировать несколько пластов, вскрытых одной скважиной. При этом вскрытые пласты не сообщаются между собой, и их продукция поступает на поверхность под действием разных давлений. Каждый пласт эксплуатируется с заданным для него технологическим режимом.

Серийно выпускаемое оборудование обеспечивает возможность разработки двух пластов по следующим схемам:

1) Фонтан — фонтан (оба вскрытых пласта эксплуатируются фонтанным способом);

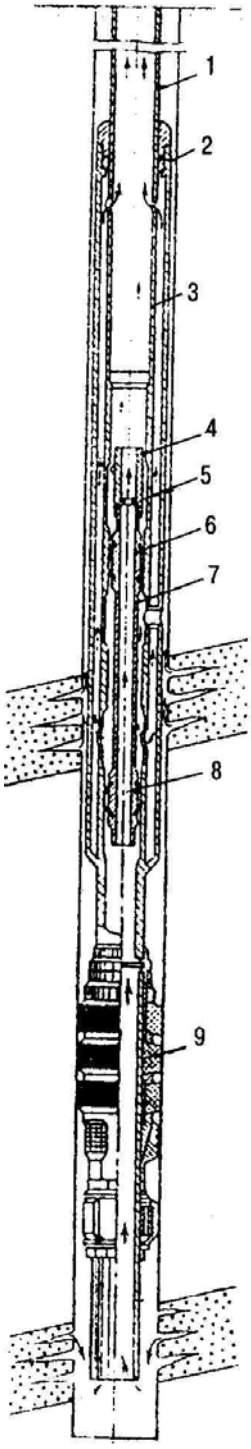
2) насос — фонтан (нижний пласт эксплуатируется с помощью штангового насоса, а верхний — фонтанным способом);

3) фонтан — насос (нижний пласт эксплуатируется фонтанным способом, а верхний — штанговым насосом);

4) насос — насос в вариантах: штанговый насос — штанговый насос; ЭЦН — штанговый насос, штанговый насос — ЭЦН (принято также к производству оборудование для эксплуатации по варианту ЭЦН — ЭЦН).

Имеется также оборудование для раздельного нагнетания воды (под разными давлениями) в два пласта, вскрытых одной скважиной. Для каждой из перечисленных схем предназначены различные виды оборудования. Например, для осуществления схемы фонтан — фонтан имеются конструкции, предусматривающие подъем жидкости из каждого пласта на поверхность по параллельно спущенным двум колоннам подъемных труб и по двум концентрическим колоннам. Применяют также конструкцию, предусматривающую подъем жидкости из обоих пластов по одной колонне подъемных труб. Схема такого оборудования приведена на рис. 13.1.

В скважину на колонне насосно-компрессорных труб 1 спущен пакер 9, который располагается между пластами, разобщая их в обсадной колонне. Выше пакера на тех же трубах помещен разобщитель 8, представляющий из себя полый цилиндр, заключенный в кожух. Продукция нижнего пласта поступает в цилиндр через его торцевое отверстие, а верхнего пласта — через отверстия в боковых стенках кожуха разобщителя. Вверху этот кожух соединяется с обводной трубой 3, уплотненной сверху



сальником 2. Ниже сальника в стенках насосно-компрессорной трубы имеются отверстия, через которые продукция верхнего пласта поступает в подъемную колонну, смешиваясь там с продукцией нижнего пласта.

В цилиндр разобщителя устанавливается плунжер 7, который удерживается в нем с помощью замкового устройства 4 и уплотняется манжетами 6. В скважину его спускают на проволоке и отцепляют от нее с помощью специального устройства — автоотцепа. В плунжере вмонтирован забойный штуцер 5. Конструкция плунжера допускает возможность установки этого штуцера на пути потока жидкости из одного или другого пласта. Место его размещения и диаметр определяют заранее по данным исследования скважин. Суммарный дебит нефти из обоих пластов можно замерить с помощью установок, расположенных на поверхности. Для измерения дебита нижнего пласта необходим специальный прибор — глубокий дебитомер, спускаемый в скважину на проволоке или электрическом кабеле на глубину ниже отверстий, через которые продукция верхнего пласта поступает в насосно-компрессорные трубы. Дебит верхнего пласта определяют путем вычитания дебита нижнего пласта из суммарного дебита.

Описанное оборудование можно применять, если допустимо смешивание продукции обоих пластов. В противном случае следует применять схемы с параллельным или концентрическим лифтом.

Рис. 13.1. Схема оборудования ОРЭ-2ф-2 для раздельной разработки двух пластов одной скважины

14 ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Для интенсификации добычи нефти и газа применяют различные методы повышения производительности скважин. Их много, но они должны выбираться, исходя из специфических условий применительно к конкретному пласту — коллектору. Основные из них следующие.

1. Химические методы.

1.1.Солянокислотная обработка ПЗП.

1.2.Обработка ПЗП грязевой кислотой.

1.3.Углекислотная обработка ПЗП.

2. Механические методы воздействия на ПЗП и пластколлектор.

2.1.Гидравлический разрыв пласта.

2.2.Гидропескоструйная перфорация скважин.

2.3.Торпедирование скважин.

2.4.Действие взрывчатых веществ (ВВ).

2.5.Действие ядерных взрывов.

3. Тепловые методы обработки ПЗП.

3.1.Закачка в скважину нагретой жидкости, обработаннойПАВ.

3.2.Прогрев ПЗП паром.

3.3.Глубинный электропрогрев.

4. Физические методы воздействия на ПЗП и пластколлектор.

4.1. Вибровоздействия.

14.1. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН

Кислотная обработка (КО) — это метод увеличения проницаемости призабойной зоны скважины путем растворения составных частиц породы пласта, а также инородных частиц, которыми загрязнены породы.

Кислотную обработку применяют для увеличения проницаемости карбонатных и песчаных коллекторов в нефтегазодобывающих и нагнетательных скважинах после бурения, во время эксплуатации и ремонтных работ.

Для обработки карбонатных коллекторов преимущественно применяют солянокислотные растворы (СКР), а для песчаных коллекторов после СКР закачи-

вают глинокислотные растворы (ГКР). Такие виды обработки называются соответственно солянокислотными (СКО) и глинокислотными (ГКО).

Химически активной основой перечисленных кислотных растворов (КР) является соответственно соляная кислота (10— 30% HC1) и смесь соляной (10—15% HC1) и плавиковой (1—5%HF) кислот.

Для проведения КО в скважину спускают 62—73 мм НКТ в большинстве случаев к нижнему перфорационному отверстию обрабатываемого интервала. Устье скважины оборудуют арматурой для обвязывания труб с колонной и обратным клапаном на входе в полость НКТ. Напорная сторона насосного агрегата ЦА-320, 4АН-700 или другого агрегата обвязывается через обратный клапан с полостью НКТ, а принимающая — с кислото-возом (Аз-30А) и автоцистернами (4ЦР, АП), в которых транспортируются кислотные растворы и продавливающие жидкости. Нагнетательные трубопроводы спрессовываются давлением, в 1,5 раза превышающим ожидаемое давление нагнетания жидкостей в скважину.

Наиболее простая схема КО предусматривает подъем глубинного оборудования из скважины, спуск НКТ с промывкой к забою и поднятие башмака труб к интервалу перфорации. В скважину закачивают прямой циркуляцией КР в объеме НКТ, закрывают затрубную задвижку, нагнетают остаток запланированного объема кислоты и продавливающей жидкости. После нагнетания всего объема жидкостей закрывают буферную задвижку скважины, отсоединяют насосный агрегат и другую спецтехнику и начинают очистку призабойной зоны от продуктов реакции. В насосных скважинах процесс обычно отличается. После продавливания КР в пласт и снижения давления поднимают НКТ, спускают глубинное оборудование и извлекают продукты реакции насосом установив рациональный режим эксплуатации. Несвоевременное извлечение продуктов реакции из пласта часто обусловливает уменьшение эффективности СКО и особенно ГКО.

Механизм кислотного воздействия на коллектор лучше всего рассмотреть с позиций степени растворимости пород и скорости реакции, образования продуктов реакции и изменения проницаемости пород после обработки. Растворимость пород, которые подвергаются КО, должна обеспечить увеличение пористости не менее чем на 10%, а растворимость инородных материалов, загрязняющих поры и трещины пласта, должна быть наиболее полной (хотя бы на 50%). Исходя из таких принципов, подбирают состав активной части растворов.

При планировании КО необходимо знать растворимость пород в кислоте, например, известно, что 1 $м^3$ различных кислот растворяет: 15%-ной HC1 — 200 кг известняка $CaCO_3$ или около 70 кг легкорастворимой части эоценового песчаника, содержащего 89% SiO_2, 3% карбонатов и 7% глин; 4% HF — 48 кг каолина; 10%-ной HC1 + 1%-ной HF — 70 кг глинопорошка, состоящего из гидрослюды и монтмориллонита.

Если после обработки излишком СКР применить ГКР, то 1 $м^3$ 10%-ной HC1 + 1%-ной HF растворят 36 кг эоценового песчаника. Увеличение концентрации

HP в ГКР до 3% обеспечивает увеличение его растворимости до 51 кг, а до 5% — до 66 кг.

Приведенные данные используют при расчетах объема кислотных растворов и оценках возможной глубины проникновения активной части кислоты в пласт.

Продукты реакции вызывают снижение проницаемости пород после КО, если они откладываются в поровом пространстве в виде геля либо твердой породы или взаимодействуют с пластовыми флюидами, образуя осадки или эмульсии.

Во время взаимодействия соляной кислоты образуются: с карбонатами пород — водорастворимые соли $CaC1_2$, $МдC1_2$, газ CO_2, вода;

с окисями железа и его соединениями в составе пород (например, в виде сидерита $FeCO_3$) — хлорное железо $FeC1_3$, которое после нейтрализации кислоты гидролизирует в виде осадка $Fe(OH)_3$, способного закупоривать поры;

с сульфатами кальция в составе пород с температурой до 66°С — осадок гипса;

с окисью кремния в глинах — осадок, гель кремниевой кислоты;

с окисью щелочных и щелочно-Таким образом, во время реакции СКР образуются растворимые и временно растворимые продукты, поэтому технология обработки СКР должна быть такой, чтобы предупредить выпадение нерастворимых осадков.

Во время взаимодействия глинокислоты образуются:

с кварцем — газоподобный SiF_4, а после снижения кислотности — гель кремниевой кислоты $Si(OH)_4$, который закупоривает поры;

с алюмосиликатами (глинами) — газоподобный SiF_4;

с кварцем и алюминием — параллельно с SiF_4 образуется гексафторокремниевая кислота H_2SiF_6, соли которой Na_2SiF_6 выпадают в осадок.

Известно, что реакция ГКР с глинами проходит значительно быстрее, чем с кварцем, поэтому в песчаниках преимущественно растворяются глинисто-карбонатный цемент и частицы, загрязнившие пласт, а зерна кварца (матрицы породы) — значительно меньше.

Часто вместо HF для получения ГКР применяют БФФА (бифторид аммония $NH_4HF_2 + NH_4F$). Например, для получения раствора (12% HC1 + 3% HF) применяют смесь (16% HC1 + 3% БФФА). Наличие в растворе иона NH_4^+ увеличивает растворимость продуктов реакции HF с силикатными породами, и поэтому для ГКР лучше использовать БФФА.

Для обработки песчаников применяют также смесь 20%-ной H_2SiP_6 + 24%-ной HC1 в соотношении 1:1, которая растворяет песчаники и глины подобно глинокислоте.

Таким образом, во время реакций ГКР с силикатными породами образуются временно растворимые и нерастворимые продукты, способные закупоривать поровое пространство. Наиболее важно — не допустить закупоривания пласта продуктами реакции после ГКО.

Изменение проницаемости пород после фильтрации сквозь них кислотных растворов зависит от химического и минералогического составов, структуры порового пространства, режимов фильтрации и термобарических условий прохождения реакции. После обработки терригенных коллекторов проницаемость образцов пород возрастает в 2—7 раз. Во время обработки карбонатных поровых пород возрастание проницаемости практически не ограничено.

На выбор рациональных режимов обработки и технологию работ влияет скорость реакции КР с породами, которая зависит от начальной концентрации кислоты, термобарических условий прохождения реакции в пласте, отношения поверхности породы, контактирующей с кислотой, к объему кислотного раствора и гидродинамических условий прохождения реакции.

Известно, что за одинаковые промежутки времени степень нейтрализации кислоты породой не зависит от начальной концентрации. Таким образом, при иных равных условиях за одинаковый промежуток времени вдвое снижается концентрация кислоты (от 20 до 10% или от 12 до 6%). Можно было бы предположить, что, применяя большую начальную концентрацию кислоты, можно увеличить глубину обработки пласта. Однако, поскольку скорость реакции в норовой среде велика, это практически не влияет на глубину обработки.

Увеличение температуры пласта на 10°С обуславливает возрастание скорости приблизительно в 2 раза. При увеличении давления реакция с соляной кислотой замедляется, а с плавиковой — ускоряется.

Значительное влияние на скорость реакции имеет отношение реагирующей поверхности породы к объему кислоты в порах, которое резко увеличивается при уменьшении размера пор. Например, в канале с диаметром 1 мм это отношение равно 40, а в порах с диаметром 20 мкм — 2000. Поэтому в поровых коллекторах наблюдаем резкое увеличение скорости нейтрализации. Например, расчетная глубина проникновения в известняк активной соляной кислоты в каналах с диаметром 1 см равна 600 см, с диаметром 1 мм — 20 см, а в поровых каналах размером 10 мкм — 5 см при других равных условиях.

Итак, нейтрализация кислоты в поровом пространстве происходит во время нагнетания ее в пласт, поэтому выдерживания для реагирования не требуется.

Влияние гидродинамических условий фильтрации кислоты на скорость ее нейтрализации ощутимо лишь в больших каналах или трещинах. Тут с увеличением расхода кислоты глубина обработки пласта несколько возрастает. Во время фильтрации кислоты сквозь поровое пространство терригенных коллекторов увеличение расхода кислоты практически не увеличивает глубины обработки песчаного пласта.

Перед проектированием кислотной обработки следует обосновать выбор скважины, избрать рецептуру и объем кислотных растворов, определить расход и давление жидкости во время закачивания в пласт, и рассчитать объем продавливающей жидкости, определить время пребывания кислоты в пласте и способ очистки призабойной зоны от продуктов реакции.

Выбор рецептуры КР проводят с учетом химического и минералогического составов пород, их фильтрационных свойств, химического состава и

свойств пластовых флюидов, пластовой температуры, причин загрязнения призабойной зоны Типичный КР состоит из активной части (HC1, HC1 + HF), растворителя, ингибитора коррозии, стабилизатора и интенсификатора.

Для обработки известняков, карбонизированных ($С_к$>3%) песчаников, коллекторов, загрязненных отложениями карбонатов, применяют СКО 15% $HC1_Г$ а при $Т_{пл}$ > 100°С — иногда и 30% HC1. Для обработки песчано-глинистых пород ($С_к$<3%) применяют ГКО, вначале закачивают СКР, 10—15% HC1, а за ней — ГКР 1—5% HF. Соотношение объемов первой и второй частей раствора зависит от карбонатности породы, и при $С_к$ = 3% его можно записать как 1:1.

Кислоту разводят обычной водой. Однако во время КО полимиктовых песчано-алевролитовых влагоемких пород Западной Сибири хорошие результаты получают при приготовлении КР на ацетоне, если обводненность скважины меньше 10%. Во время обработки газовых и газоконденсатных скважин полезно приготавливать КР на спирте (метанол, изопропиловый спирт). Применение названных углеводородных растворителей содействует обезвоживанию пород и уменьшает поверхностное натяжение на границе распределения фаз.

Эффективность ингибиторов коррозии оценивается коэффициентом торможения коррозии $К_{т.к}$, который представляет собой соотношение количеств растворенного металла в неингибированной кислоте к количеству растворенного в ингиби-рованной. При пластовых температурах до 100°С достаточно обеспечить значение $К_{тк}$ = 20. Если температура 15%-ной HC1 во время прохождения кислоты по НКТ достигает 100°С, то растворяется 3500 г/($м^3$/ч) железа, а применение ингибитора «Север-1» уменьшает растворимость до 176 г/($м^3$/ч). Ингибиторы имеют температурные ограничения и зависят от концентрации HC1. Например, ингибитор катапин КИ-1 можно применять до Т≤110°С, $С_0$ ≤22% HC1 с $К_{тк}$ = 23; ингибитор В2 — для Т ≤100°С; $С_0$≤36% HC1 с $К_{т.к.}$ = 260; ингибитор ПБ-5 — для Т≤ 100°С, $С_0$≤22% HC1 с $К_{тк}$ = 7 и др. Добавка ингибиторов составляет обычно 0,5—1%.

Стабилизаторы предотвращают выпадение осадка Fe^{34} в виде гидроокиси железа. Наиболее часто для стабилизации раствора используют органические кислоты, образующие с железом растворимые комплексы. Количество стабилизаторов дозируется согласно ожидаемому содержанию Fe^{3+}, который обычно составляет 0,3%. При таких условиях стабилизирующие свойства зависят от температуры. Например, для 2%-ной уксусной кислоты — до Т≤60°С, для 0,5%-ной лимонной кислоты до Т≤ 90°С; для 0,65%-ной КРАСТ — до Т≤ 140°С. Увеличение стабилизатора не повышает стабилизирующие свойства. Отметим, что стабилизация КР необходима для проницаемости меньше 0,01 $мкм^2$.

Интенсификаторы применяют, чтобы улучшить фильтрацию КР в породе, избежать блокирования призабойной зоны продуктами реакции и облегчить их извлечение на поверхность. Для КО нефтедобывающих скважин лучше применять катионоактивные ПАВ, которые снижают поверхностное натяжение на границе нефть — продукты реакции и гидрофобизируют породы (катапины, АНП-2 и др.) в количестве 0,3—0,5%. Вместо катионоактивных ПАВ можно применять неионогенные ПАВ (превоцел, ОП-10, неонол и др.), но их

действие не способствует гидрофобизации породы. Добавлять ПАВ необходимо, если нефть содержит более 2% асфальтенов или более 6% смол.

При КО водонагнетательных скважин рекомендуется добавлять 0,3—0,5% неионогенных ПАВ, которые гидрофобизируют породу.

Объемы кислотных растворов. Для планирования объема КР в настоящее время в основном применяют эмпирический подход. Если КО предназначены для растворения пород и примесей, занесенных в пласт в процессе бурения или ремонтов, то во время первой КО обычно закачивают КР 0,5 $м^3$/м поглощающей толщины пласта, при второй — 1 $м^3$/м, а при третьей — 1,5 $м^3$/м. Если КО предназначена для извлечения карбонатных солей, откладывающихся во время эксплуатации нефтяных скважин, то увеличение объема КР при последовательно проводимых СКО необязательно. Если обработку проводят путем закачивания в пласт стабильных углеводородных кислотных эмульсий, то объем эмульсий равен произведению расхода эмульсии на длительность ее распада. Обычно стабильность эмульсии при пластовой температуре составляет 30—60 мин.

Во время КО чаще всего применяют не менее 6—12 $м^3$ КР и только иногда 24 $м^3$ и более.

Давление на устье скважины во время нагнетания КР в пласт при КО поровых коллекторов (особенно терригенных) не должно превышать давления разрыва пласта (раскрытие глубоких трещин), чтобы обеспечить равномерное проникновение КР в разрез скважины. Для КО трещинных коллекторов (особенно карбонатных) давление на обсадную колонну должно быть максимально допустимым, что дает возможность достичь наибольшей глубины обработки пласта.

Расход жидкости во время нагнетания в пласт для обработки карбонатных трещинных коллекторов должен быть максимально возможным в пределах технически допустимых давлений. Во время обработки поровых коллекторов (терригенных), когда приемистость скважины обычно мала, расход КР преимущественно небольшой, но это незначительно влияет на глубину проникновения активной кислоты (глубину обработки).

Объем продавливающей жидкости для обработки карбонатных коллекторов рассчитывают так, чтобы вытеснить весь КР за пределы эксплуатационной колонны в пласт.

Во время обработки карбонизированных терригенных коллекторов $С_к \leq 10\%$ используют кроме продавливающей жидкости еще и вытесняющую жидкость. При этом исходят из таких соображений: с начала закачивания КР в пласт на стенке ствола скважины устанавливается начальная концентрация $С_0$, а во время фильтрации в пласте она резко падает (по экспоненциальному закону) — и уже на расстоянии нескольких сантиметров $С = 0{,}1С_0$. Постепенное увеличение объема КР в пласте приводит к неравномерному растворению глинисто-карбонатного материала пласта в радиальном направлении. Формируется зона от стенки скважины вплоть до радиуса проникновения фронта активной кислоты, в которой $С = С_0$ и наблюдается полное удаление растворенного ма-

териала. За ней формируются еще две кольцевые зоны — узкая с $C_0>C>0$ и широкая с $C = 0$ вплоть до радиуса фронта проникновения нейтрализованного КР, Чтобы полностью использовать химическую активность кислоты в пласте и предупредить выход КР с начальной концентрацией в ствол скважины и на поверхность во время дренирования пласта, нужно закачать в него вытесняющую жидкость, объем которой равняется 30—50% объема кислотного раствора.

Вытесняющая жидкость не должна снижать проницаемость породы. При этом применяют водные растворы ПАВ, спиртов и т. п. в зависимости от характеристики пород и пластовых флюидов.

Время пребывания кислотных растворов в пласте не должно превышать времени нейтрализации кислоты. КР нейтрализуется еще во время движения в порах терригенного пласта, а также в порах и трещинах карбонатного пласта. Это означает, что в поровых терригенных коллекторах выдержка КР в пласте не нужна, а в карбонатных — нежелательна. Если после вхождения кислоты в пласт немедленно удалить продукты ее реакции с призабойной зоны, то закупорки поровых каналов практически не происходит и эффективность КО возрастает.

Удаление продуктов реакции из призабойной зоны осуществляется путем возбуждения притока флюидов из пласта давление больше гидростатического, или путем дренирования с применением газоподобных агентов (азота, воздуха) или пенных систем, если пластовое давление меньше гидростатического. В случае, если применить указанные способы невозможно, полезно вытеснить продукты реакции из призабойной зоны в глубину пласта путем закачивания 20—30 $м^3$ водного раствора ПАВ, нефти, конденсата и т. п. Осаждение продуктов реакции в глубине пласта несущественно ухудшает результаты КО по сравнению со случаем, когда осаждение происходит в призабойной зоне. Однако КО с вытеснением продуктов реакции нежелательно многократно повторять в той же скважине.

Технология КО глубинно-насосных скважин часто предусматривает удаление продуктов реакции насосом, которым проводится эксплуатация скважины.

14.1.1. СПОСОБЫ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ

Обработка углеводородно-кислотными (УКЭ) и нефтекислотными (НКЭ) эмульсиями предназначена для углубления кислотного воздействия на карбонатный пласт и используется как средство антикоррозионной защиты труб при высоких пластовых температурах. Преимущественно УКЭ, НКЭ состоят из 15% НС1? нефти или дизельного топлива и эмульгатора (первичных дистиллированных аминов фракции C_{17}—C_{20}) в следующих соотношениях: 60; 39,5 и 0,5%. Период стабильности эмульсий составляет обычно $\tau_{стаб}$ = 20÷20 мин. при $t_{пл}$ = 160÷100°С. Эмульсия в период стабильности в реакцию не вступает.

Термохимическая КО — воздействие горячей кислотой на карбонатный пласт с пластовыми температурами до 40°С. Нагревание КР производится во время

экзотермической реакции кислоты с магнием в реакционном наконечнике на НКТ или в пласте с гранулами магния, размещенными в трещинах. Во время этого СКР теряет часть своей химической активности.

Термокислотная обработка — это последовательное воздействие на пласт термохимическим способом — кислотными растворами. Термические способы КО применяют эффективно после отложения парафина в призабойной зоне, для обработки доломитов, плохо растворяющихся в СКР, а также для образования глубоких каналов разъедания в карбонатных пластах. Во время реакции 1 кг магния с 18,6 л 15%-ной HC1 выделяется 19 МДж тепла. Для термохимической КО обычно применяют около 100 кг магния. Остальные параметры определяют как для СКО.

Технология селективных КО предполагает последовательное закачивание в пласт вязких жидкостей (эмульсий, раствора полимеров, например, 2%-ного раствора ПАВ объемов 9 $м^3$) и кислотных растворов (состав и объем которых планируется как обычно). Селективные КО применяют для повторных обработок (третьих, четвертых и т. д.). Вязкая жидкость, нагнетаемая перед КО, наполняет высокопроницаемую часть пласта, подвергнутую кислотному воздействию при предыдущих КО, и содействует направлению потока СКР в зоны пласта, еще не подвергнувшиеся обработке. Вследствие этого эффективность повторных КО возрастает.

Пенокислотная обработка предназначена для углубления обработки кислотой и расширения профиля проницаемости во время нагнетания в пласт по сравнению с обычной КО. В результате увеличивается толщина пласта, который продуцирует нефть, возрастает эффективность процесса.

Замедление скорости реакции с породой и увеличение глубины проникновения кислоты в карбонатный пласт обусловлено прилипанием пузырьков газа к поверхности породы. Пены характеризуются начальным напряжением сдвига, и это вызывает расширение профиля поглощения кислоты. Во время освоения скважины наличие газовой фазы содействует лучшему очищению призабойной зоны и вынесению продуктов реакции на поверхность.

Ограничением применения процесса является Тпл> 85°С или содержание хлоридов в пластовых водах более 5%, так как тогда во время фильтрации в пласте пена разрушается. Закачивать пенокислоту в горизонты с низкими пластовыми давлениями нежелательно, потому что это усложняет освоение скважины.

Пенокислота содержит основание (СКР либо ГКР) с пенообразователем (0,5% ПАВ) и газовой фазой (воздух, природный газ, азот) со степенью аэрации в пластовых условиях от 1,5 до 5. Наиболее часто для образования пенокислоты используют эжектор с насадкой диаметром 4,5 мм и камерой смешения диаметром около 8 мм.

Обработка газированной кислотой предназначена для увеличения глубины растворения вследствие инициирования газовой фазой проникновения активной кислоты до самых больших поровых каналов, что обусловливает их расширение, а также для обеспечения немедленного очищения породы от продуктов ре-

акции. По сравнению с другими способами КО Данный способ дает наилучшие результаты в низкопроницаемых терригенных породах с невысоким пластовым давлением,

а также во время повторных обработок. В карбонатных трещинных породах этот способ таких преимуществ не имеет.

Газированная кислота — это смесь кислотного раствора, такого же, как и для обычной кислотной обработки, с газовой фазой (азотом или природным газом) со степенью аэрации в пластовых условиях от 0,8 до 3. Если степень аэрации больше 5, то это уже обработка кислотными аэрозолями — насыщенными парами кислоты, которые проникают в самые мелкие каналы. Газированные кислоты образуются в эжекторе подобно пенокислоте. После проникновения в пласт газированной кислоты незамедлительно начинают очищение его от продуктов реакции. Для этого открывают затрубную задвижку, а в НКТ закачивают чистую газовую фазу и проводят интенсивный дренаж пластов. Поскольку процесс непрерывный, длительность кислотной обработки вместе с освоением скважины сокращается до нескольких часов, что значительно повышает технико-экономические показатели процесса.

14.1.2. ВИДЫ СОЛЯНО-КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК

На нефтяных промыслах применяют следующие виды кислотных обработок: кислотные ванны, кислотные обработки, кислотные обработки под давлением, термохимические и термокислотные обработки и т. д.

Наиболее распространены обычные кислотные обработки, когда в продуктивные пласты нагнетают специальный раствор соляной кислоты. Предварительно скважину очищают от песка, механических примесей, продуктов коррозии и парафина. У устья монтируют оборудование, агрегаты и средства, спрессовывают трубопроводы.

Технология различных солянокислотных обработок неодинакова и изменяется в зависимости от вида обработки, физических особенностей пласта, пород, слагающих продуктивный пласт, и т. д.

Эффект от проведения солянокислотной обработки оценивается по количеству дополнительно добытой из скважины нефти, а также по величине повышения коэффициента продуется применять кислотный раствор с содержанием в нем от 15 до 20% НС1, а для скважин, закрепленных обсадной колонной,— раствор более низкой концентрации НС1 (10—12%).

К раствору кислотных ванн, предназначенных для растворения окисных соединений железа, рекомендуется добавлять до 2—3% уксусной кислоты. Кислоту для реагирования с породами пласта рекомендуется оставлять в скважине на 24 ч. По истечении этого срока при обратной промывке очищают забой от загрязняющих веществ.

В качестве продавочной жидкости обычно используют воду. Если же после кислотной ванны планируется сразу прямая промывка забоя (через насосно-

компрессорные трубы), то в качестве промывочной жидкости следует применять нефть.

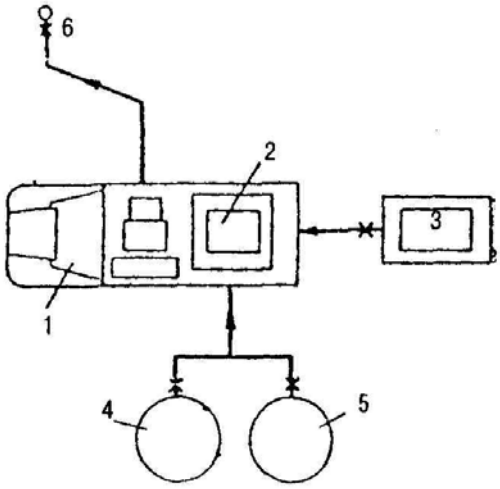


Рис. 14.1. Расположение оборудования при солянокислотной обработке:
1-насосный агрегат типа Азинмаш; 2-емкость для кислоты в агрегате; 3-емкость с кислотой, установленная на прицепе; 4-емкость для кислоты; 5-емкость для продавочной жидкости; 6- устье скважины.

Кислотные обработки. Наиболее распространенным видом являются обычные кислотные обработки. Ведется этот процесс с обязательным задавливанием кислоты в пласт.

Схема расположения оборудования при обычной кислотной обработке приведена на рис, 14.1. Устье скважины обвязывают с агрегатом и добавочными емкостями для кислотных растворов и продавочной жидкости. В качестве продавочной жидкости обычно применяют для нефтяных скважин сырую дегазированную нефть, для нагнетательных — воду и для газовых — воду или газ, если давление газа на газосборном пункте будет достаточным для задавливания кислоты в пласт. Перед проведением кислотной обработки в скважине проводят гидродинамические исследования: определяют коэффициент продуктивности, статический и динамический уровни, скорость подъема уровня, забойное, пластовое давление и т. д. Скважину до обработки тщательно очищают от песка, грязи, парафина и продуктов коррозии. В отдельных случаях в зависимости от состодуктивности.

Кислотные ванны. Этот вид обработки наиболее простой и предназначается для очистки забоя и стенок скважины от загрязняющих веществ — цементной и глинистой корки, АСПО, отложений продуктов коррозии и др.

Для обработки скважин после окончания бурения с открытым стволом, не закрепленных обсадной колонной, рекоменяния стенок скважины рекомендуется сочетать механические методы очистки и кислотные ванны. Процесс обработки скважины осуществляют, как правило, при спущенных насосно-компрессорных трубах, причем весь процесс закачки жидкости можно разделить на три этапа: предварительная подкачка продавочной жидкости, закачка рабочего раствора НС1 и про-давливание его в пласт. Порядок операций при солянокислотной обработке приведен на рис. 14.2.

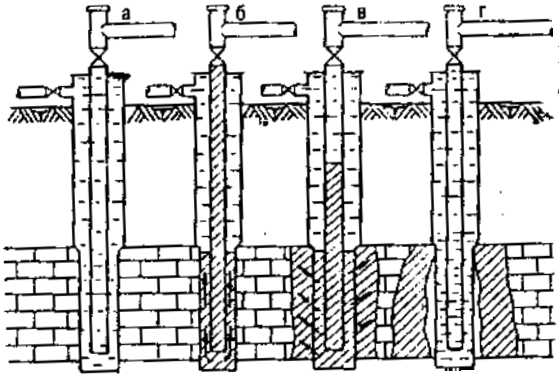


Рис. 14.2. Схема обработки скважины соляной кислотой

1. В нефтяную скважину закачивают нефть, а в нагнетательную — воду до устойчивого переливания через отвод из затрубного пространства (положение а).

2. При открытом затрубном пространстве вслед за нефтью (или водой в нагнетательной скважине) закачивают кислотный раствор, который заполняет колонну насосно-компрессорных труб и забой скважины до кровли обрабатываемого интервала (положение б). Раствор кислоты при этом вытесняет нефть (воду) из скважины через затрубный отвод с задвижкой в мерник, в котором следует точно замерять количество вытесненной нефти (воды).

3. После закачки расчетного объема кислотного раствора затрубную задвижку закрывают и насосным агрегатом продавливают раствор в продуктивный пласт (положение в), для чего в скважину нагнетают продавочную жидкость (положение г). После продавливания всего объема кислотного раствора скважину оставляют на реагирование кислоты с породой.

По истечении времени реагирования забой нагнетательной скважины промывают водой (способами прямой и обратной промывок) для удаления продуктов реакции.

Если в нефтяных скважинах при кислотной обработки в качестве продавочной жидкости применяли нефть, то после очистки забоя скважину сразу вводят в эксплуатацию.

Для первичных обработок рекомендуется не повышать давление нагнетания более 8—10 МПа, а добиваться максимального реагирования кислоты за счет выдерживания скважины под давлением в течение длительного времени.

При последующих солянокислотных обработках необходимо поддерживать высокую скорость прокачки кислоты по пласту с целью проталкивания ее на максимальное расстояние от ствола скважины.

При кислотных обработках используют и сульфаминовую кислоту (HSO_3HH_2), представляющую собой белые негигроскопичные кристаллы без запаха молекулярной массой 97.10, плотностью 2,126 г/см^3, температурой плавления 205°С. Водные растворы сульфаминовой кислоты устойчивы при нормальных температурах.

Коррозионная активность HSO_3HH_2 при равных процентных концентрациях значительно меньше, чем у соляной и серной кислоты. С карбонатными породами сульфаминовая кислота взаимодействует медленнее, чем соляная.

Техническая сульфаминовая кислота выпускается в виде порошка, поставляется в мягкой упаковке и не требует специальных емкостей для хранения. В виде товарного порошка кислота безопасна в обращении и не вызывает ожогов при попадании на кожу.

Как показали результаты обработок скважин 10—20%-ным раствором сульфаминовой кислоты с расходом его на одну обработку в пределах 8—24 $м^3$, в большинстве случаев с увеличением дебитов нефти в эксплуатационных скважинах увеличилась и поглотительная способность нагнетательных скважин.

Кислотные обработки под давлением. В пластах с резко меняющейся проницаемостью иногда приходится проводить кислотную обработку избирательно с целью получения максимального эффекта. Для этого в скважину предварительно закачивается высоковязкая кислотная эмульсия типа «кислота в нефти».

При последующей закачке кислотного раствора под давлением происходит глубокое проникновение кислоты в пласт, охват кислотным раствором малопрошщаемых пропластков и участков, что резко повышает эффективность обработок. Давление нагнетания повышается при таких обработках до 15—30 МПа.

Наилучшие результаты получают при закачке эмульсии с содержанием в ней соляной кислоты до 70—80%. В некоторых случаях для уменьшения скорости реакции кислоты с породой и более глубокого проникновения ее в пласт в активном виде применяют гидрофобные эмульсии, стабилизированные специальными термостойкими деэмульгаторами. На поверхности таких эмульсий образуются защитные прочные пленки, предотвращающие коррозию оборудования. Для приготовления качественных эмульсий обычно применяют высоковязкие нефти с небольшим содержанием асфальто-смолистых веществ: например, в качестве основ эмульсии — нефти мезозойских отложений Грозненского района, которые удовлетворяют указанным условиям. Вязкость таких нефтей при 20°С составляет 2,5—6,7 сСт, и они содержат незначительное количество асфальтенов (0,1—2,2%) и смол (1,9—4,2%). Более стабильные эмульсии получают при применении керосина и дизтоплива. Для приготовления эмульсии рекомендуют использовать термостойкие эмульгаторы:

1. Диаминдиолеат (пропилендиаминдистеарат) — паста светло-желтого цвета со специфичным запахом.
2. Первичные амины — вязкая жидкость коричневого цвета с характерным запахом, плотностью 0,802 $г/см^3$.

Амины токсичны, их необходимо хранить в закрытой таре и избегать вдыхания паров.

3. Алкиламиды (моноэтаноламиды) СЖК — воскообразноевещество светло-желтого цвета, плотностью 1,06 $г/см^3$.

Диаминдиолеат хорошо растворяется в нефти и нефтепродуктах (керосине, дизельном топливе). При добавке его в пределах 0,25—1,0% мае. образуется эмульсия, практически не разлагающаяся при 90°С под атмосферным давлением. Содержание кислоты в эмульсии может составлять до 80% мае., а концентрация HC1 в растворе до 20%.

Амины, также хорошо растворяясь в нефти и нефтепродуктах, образуют стабильные эмульсии при содержании в них кислоты до 60—70%.

Стойкость получаемых эмульсий зависит от концентрации как кислоты, так и добавок эмульгатора. С увеличением концентрации добавок

аминов стабильность эмульсии не повышается. При стабилизации эмульсии аминами оптимальной концентрацией является содержание в ней 15% HC1.

Перед приготовлением эмульсии эмульгаторы растворяют в соответствующих средах: алкиламиды — в соляной кислоте, а амины — в нефти (дизтопливе, керосине). Так как алкиламиды плохо растворяются в соляной кислоте с низкой концентрацией, их предварительно в течение 20—30 мин. растворяют в 20—25%-ной кислоте, а затем разбавляют кислоту до 13— 15%-ной концентрации. При необходимости дополнительного ингибирования соляной кислоты в нее добавляют уротропин технический, хорошо растворимый в соляной кислоте. Уротропин добавляют из расчета 11 кг на 1 $м^3$ кислоты.

После растворения эмульгаторов приготавливают кислотную эмульсию.

На рис. 14.3 показана схема обвязки наземного оборудования при кислотных обработках под давлением. С помощью основного агрегата 1 в скважину нагнетается кислота. В одну половину бункера 3 вспомогательного цементировочного агрегата 2 закачивают нефть из емкости 4. Затем насосом 5 перекачивают ее в бункер 6. Как только восстановится циркуляция, в бункер 3 подают малыми порциями кислотный раствор из емкостей 7 и 8. Имея более высокую плотность по сравнению с нефтью, кислота будет опускаться к приему ротационного насоса и засасываться им вместе с нефтью. В результате интенсивного перемешивания образуется эмульсия.

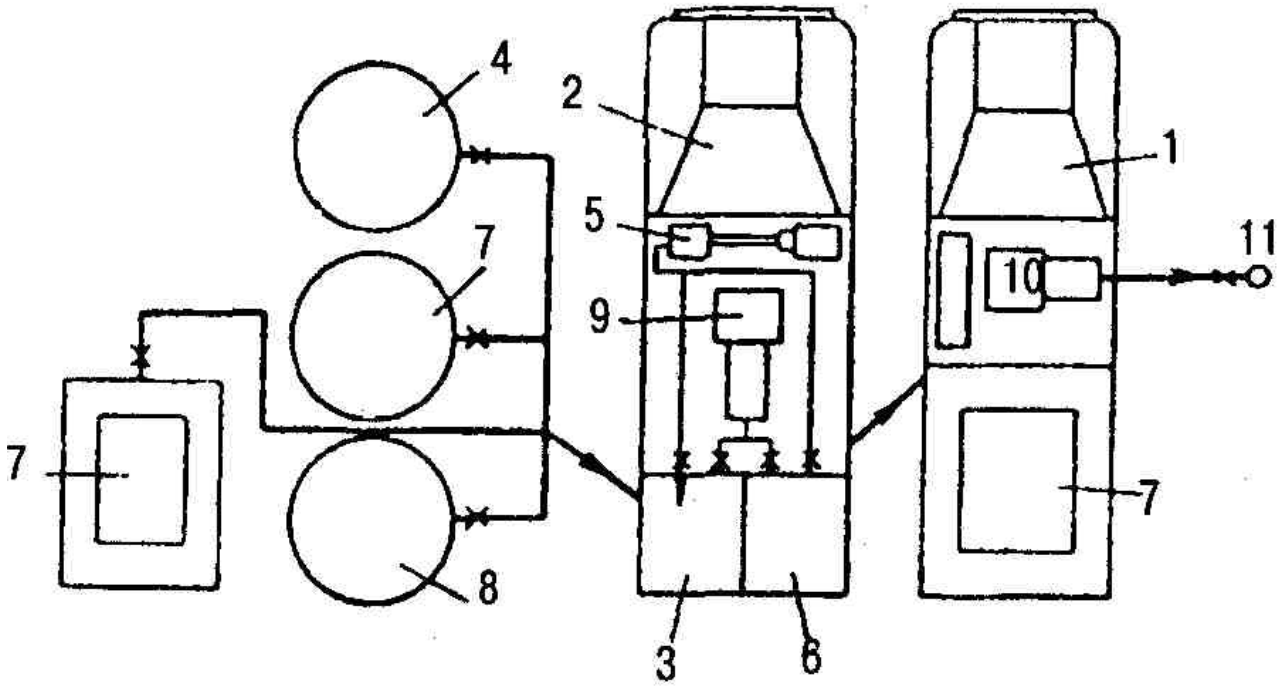


Рис. 14.3. Схема обвязки наземного оборудования при кислотных обработках под давлением

После образования эмульсии включают насос цементировочного агрегата 9 и перекачивают эмульсию вновь в бункер 3, Одновременно туда поступает и кислота. Цикл перекачки повторяют несколько раз, пока не получится эмульсия требуемой вязкости, после чего ее закачивают насосом 10 в скважину 11. Вязкость эмульсии определяют вискозиметром. В схеме, приведенной на рис. 14.3, для нагнетания эмульсии в скважину использован один агрегат. Однако в зависимости от приемистости скважины их может быть несколько. Также может быть увеличено и число емкостей, используемых для приготовления эмульсии.

Рекомендуются следующие составы эмульсий:

1) 60% — 13%-ной HC1 (39% нефти и 1% алкиламидов);
2) 70% — 15%-ной HC1 (29,75% нефти и 0,25% аминов);
3) 60% — 15%-ной HC1 (39,5% нефти и 0,5% аминов).
4) Продолжительность остановки скважины после обработки от 2 до 8 ч. Периоды стабильности эмульсии от 1 до 4 ч.

Кислотные обработки под давлением рекомендуется проводить следующим образом. Перед обработкой забой скважины тщательно промывают водой, после чего в затрубное пространство (пакер отсутствует) закачивают 2 $м^3$ легкого глинистого раствора плотностью 1,15—1,20 $г/см^3$. Если кислотная обработка проектируется с установкой пакера, то закачка глинистого раствора исключается.

При закрытом затрубном пространстве в насосно-компрессорные трубы при максимальных расходах закачивают принятый объем эмульсии и продавливают ее водой. Открывают затрубное пространство и способом прямой промывки заменяют глинистый раствор водой. После обратной промывки (до поступления из скважины чистой воды) скважину останавливают на предусмотренное время, после чего снова пускают в эксплуатацию. При обычных солянокислотных обработках скважину сразу же после обработки и промывки вводят в эксплуатацию.

Наряду с обычными солянокислотными обработками и обработками под высоким давлением применяют ступенчатую, или поинтервальную обработку. Для этого всю толщину пласта разбивают на интервалы 10—20 м и поочередно, начиная с верхнего, обрабатывают каждый пласт самостоятельно. Для изоляции обрабатываемых участков применяют пакеры и различные химические изолирующие вещества.

При обработке слабопроницаемых пород не всегда удается прокачать в пласт сразу значительное количество кислоты. В этом случае эффективность кислотных обработок может быть повышена за счет двухстадийной обработки. Для этого вначале в пласт закачивают 2—3 $м^3$ кислотного раствора и выдерживают скважину под давлением 12—15 МПа и более в течение нескольких часов. После снижения давления до 5—7 МПа закачивают вторую порцию кислоты 5—7 $м^3$, которая легко продавливается в пласт при гораздо меньших давлениях.

Применяют также серийную солянокислотную обработку, которая заключается в том, что скважину последовательно 3— 4 раза обрабатывают кислотой с интервалами между обработками 5—10 дней. При этом виде обработки получают хорошие результаты в пластах со слабопроницаемыми породами.

Термокислотная обработка скважин. Во многих случаях взаимодействию кислоты с породой мешают имеющиеся на забое скважины отложения в виде парафина, смол и асфальтенов. Если забой скважины предварительно прогреть, то парафин и смолы расплавятся, и кислотная обработка будет более эффективна. Для этих целей скважину предварительно промывают горячей нефтью или вместо обычной обработки применяют термокислотную, сущность которой заключается в том, что в скважину вводят вещество, которое при соприкосновении с соляной кислотой вступает с ней в химическую реакцию. При этом выделяется большое количество тепла.

Наиболее активным веществом, выделяющим большое количество тепла, является металлический магний. Магний применяют в чистом виде или в виде его сплавов с другими металлами, например с алюминием. Такие сплавы называют электродами. Однако эффективность электродов значительно ниже, чем чистого магния.

Наиболее часто применяют магний в виде прутков диаметром 2—4 см и длиной до 60 см, а в некоторых случаях — в виде стружки. Между соляной кислотой и магнием происходит следующая экзотермическая реакция с выделением теплоты:

$Mg + 2HC1 + H_2O = MgC1_2 + H_2O + H_2\uparrow + 462{,}8$ кДж.

При растворении в кислоте 1 кг магния выделяется 19 МДж теплоты. Для полного растворения 1 кг магния требуется 18,62 л 15%-ного раствора соляной кислоты, которая полностью нейтрализуется, а все продукты реакции хорошо растворяются в воде.

Прутки магния (обычно 40 кг) загружают в специальные наконечники. При реагировании магния с кислотой в обрабатываемом интервале пласта выделяется количество теплоты, равное 756 МДж. Для общей эффективности рекомендуется применять наконечники с загрузкой магния до 80—100 кг, что обеспечивает передачу продуктивному пласту теплоты в количестве 1890 МДж.

14.1.3. ОБРАБОТКА СКВАЖИН ГРЯЗЕВОЙ КИСЛОТОЙ

Грязевыми кислотами (или глинокислотами) называют смесь соляной HC1 и фтористо-водородной (плавиковой) HP кислот.

Грязевую кислоту применяют для обработки эксплуатационных и нагнетательных скважин, продуктивные горизонты которых сложены песчаниками или песчано-глинистыми породами, а также для удаления глинистой корки со стенок скважины. Эту кислоту нельзя применять для обработки карбонатных пород или сильно карбонизированных песчаников, так как образуется слизистый осадок фтористого кальция CaF_2, который способен закупоривать поровые каналы.

Особенностью грязевой кислоты является ее способность растворять глинистые частицы и в некотором количестве даже кварцевый песок. Одновременно после обработки скважин грязевой кислотой глины теряют способность к разбуханию и понижению, таким образом, проницаемости.

Порядок проведения обработки призабойной зоны скважины, как правило, следующий.

Предварительно в скважине против обрабатываемых продуктивных пластов делают солянокислотную ванну с целью очистки призабойной зоны от различных загрязнений. Если стенки скважины покрыты цементной коркой, к солянокис-лотному раствору добавляют до 1,5% плавиковой кислоты.

После солянокислотной ванны в продуктивные пласты закачивают 10—15%-ный раствор соляной кислоты с целью растворения карбонатных включений. Продукты реакции пород с кислотными растворами из призабойной зоны интенсивно удаляются перед обработкой скважины грязевой кислотой. На следующем этапе обработки в продуктивные пласты закачивают грязевую кислоту — смесь растворов 3—5%-ной плавиковой кислоты с 10—12%-ной соляной кислотой. В этом случае происходит следующая реакция плавиковой кислоты с окисью кремния:

$$6HF + SiO_2 = H_2SiF_6 + 2H_2O.$$

Для сильно заглинизированных в процессе бурения скважин количество плавиковой кислоты в смеси с 15%-ной HC1 может быть доведено до 6%. Во избежание контактирования с промывочной водой в скважине рекомендуется кислотный раствор приготовлять только на пресной воде и перед его закачкой в насосно-компрессорные трубы вводить 4—8 $м^3$ нефти. После продавки глинокислотного раствора в пласт по истечении 8—12 ч. скважину вводят в эксплуатацию.

На месторождениях Краснодарского края (Анастасиевско-Троицкое) для повышения эффективности глинокислотных обработок применяли газолинокислотные и газолино-глинокислотные растворы, которые хорошо отмывают АСПО с поверхности пород, слагающих продуктивные пласты. Для этого в призабойную зону закачивают одновременно или поочередно растворитель с глинокислотой. В качестве растворителя используют природный углеводородный газоконденсат.

Установлено, что при газолино-глинокислотных обработках с применением от 2 до 5 $м^3$ специального раствора (16—20%-ная HC1 + конденсат) на 1 м вскрытой мощности пласта при сроках реагирования 16—24 ч. получают хорошие результаты. Наиболее эффективны газолино-глинокислотные обработки при закачке небольших объемов глинокислоты — от 0,5 до 1,5 $м^3$ на 1 м вскрытой мощности пласта. Эффективность обработок резко возрастает при соотношениях растворителя и кислоты 3:1 и 4:1.

14.1.4. УГЛЕКИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН СКВАЖИН

Этот вид обработки способствует увеличению дебита нефтяных и приемистости нагнетательных скважин. Он основан на том, что водные растворы углекислоты хорошо растворяют некоторые породы пластов, содержащие карбонаты кальция и магния, а также асфальтено-смолистые осадки, способствуя повышению проницаемости продуктивных пластов. Жидкую углекислоту транспортируют к месту обработки обычно в изотермических цистернах вместимостью 2 т, установленных на автоприцепе.

Теплоизоляция емкости позволяет хранить жидкую углекислоту в течение 10 суток при наружной температуре до + 35°С.

Перед закачкой углекислоты эксплуатационную скважину исследуют: определяют коэффициент продуктивности, процентное содержание воды, вязкость нефти и другие параметры. Если на забое образовалась песчаная пробка, скважину промывают и очищают, а затем в эксплуатационной колонне устанавливают пакер на 5—10 м выше верхних перфорационных отверстий. При подготовке нагнетательной скважины определяют ее приемистость, снимают профиль приемистости, если скважина находится под закачкой. Способами прямой и обратной промывки очищают забой и с помощью пакера изолируют продуктивный пласт от колонны.

На рис. 14.4 приведена схема обвязки устья скважины при обработке углекислотой.

После установки пакера определяют его герметичность и приемистость скважины прокачкой нефти цементировочным агрегатом и приступают к закачке углекислоты агрегатом гидроразрыва. Количество углекислоты обычно принимается от 1,2 до 5 т на 1 м эффективной мощности пласта (но не менее 10 т за одну обработку).

Для продавки углекислоты применяют нефть в объеме, равном двукратному объему насосно-компрессорных труб. По окончании продавки углекислоты скважину перекрывают и оставляют на реагирование в течение 12—24 ч.

Порядок проведения работ при обработке углекислотой призабойных зон нагнетательных скважин остается таким же, что и при обработке нефтяных скважин. Только в качестве продавочной жидкости применяют воду, а перед закачкой углекислоты и продавки ее обычно закачивают жидкость, замерзающую при низких температурах

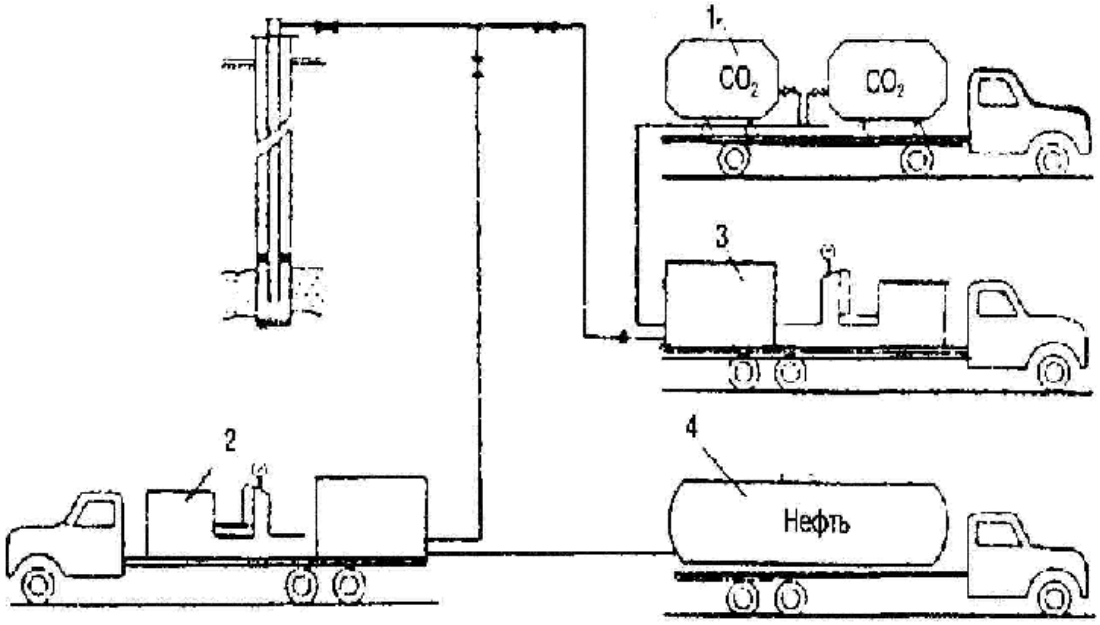


Рис. 14.4. Схема проведения обработки скважин углекислотой:
1-изотермические емкости; 2-агрегат 4АН-700; 3-агрегат ЦА-320; 4-автоцистерна 4АР.

По окончании срока выдерживания на реагирование нефтяную скважину пускают в эксплуатацию на том же режиме, на котором она эксплуатировалась до обработки.

Нагнетательные скважины после завершения реагирования через насосно-компрессорные трубы пускают на самоизлив до появления чистой воды, После прямой и обратной промывки от кустовой насосной станции скважину вводят под закачку воды.

Эффективность обработки оценивается или по замерам продукции скважины (приемистости ее) после обработки, или по коэффициенту продуктивности, определенному в процессе последующего исследования скважины.

14.2. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТОВ

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) — это метод образования новых трещин или расширения существующих в пласте вследствие нагнетания в скважину жидкости или пены под высоким давлением. Чтобы обеспечить высокую проницаемость, трещины наполняют закрепляющим агентом, например, кварцевым песком. Под действием горного давления закрепленные трещины смыкаются не полностью, в результате чего значительно увеличиваются фильтрационная поверхность скважины, а иногда включаются в работу и зоны пласта с лучшей проницаемостью.

Образование новых трещин или раскрытие существующих возможно, если давление, созданное в пласте при нагнетании жидкости с поверхности, становится больше местного горного давления. Образование новых трещин характеризуется резким снижением давления на устье скважины на 3—7 МПа. Раскрытие существующих трещин происходит при постоянном давлении или его незначитель-

ном увеличении. В обоих случаях возрастает коэффициент приемистости скважины, который после ГРП должен увеличиться, как минимум, в 3—4 раза, что считают критерием возможности закрепления трещин песком. Трещины ГРП в неглубоких (до 900—1000 м) скважинах имеют горизонтальную ориентацию, а в глубоких — вертикальную, наклонную, близкую к вертикальной. Трещины развиваются в той плоскости, где отмечаются наименьшие силы сопротивления, т. е. наименьшее горное давление.

ГРП применяют в любых породах, кроме пластичных сланцев и глин. Это метод не только восстановления природной продуктивности скважин, но и значительного ее увеличения.

Применяемые технологии обычных ГРП ньютоновскими жидкостями предполагают закрепление трещин (около 5—10 т песка при концентрации 50—200 кг/м^3) и обеспечивают двух-трехкратное увеличение текущего дебита нефтяных, газовых или приемистости нагнетательных скважин в низкопроницаемых пластах г загрязненной призабойпой зоной.

С увеличением количества песка до 20 т проводят глубокопроникающий гидравлический разрыв пласта (ГГРП), который содействует значительному увеличению фильтрационной поверхности, изменяет характер притока жидкости от радиального к линейному с подключением новых зон пласта, изолированных вследствие макронеоднородности. Трещины такого ГРП достигают 100—150 м в длину при ширине 10—20 мм. Технологии мощных ГРП (МГРП) осуществляются неньютоновскими жидкостями — гелями, которые обладают очень большой кажущейся вязкостью, меньшими гидравлическими потерями и высокой несущей способностью закрепляющего агента — керамического проппанта (до 1000 кг/м^3), обеспечивают увеличение проводимости широких закрепленных трещин в несколько раз по сравнению с обычным ГРП. Увеличение проводимости трещин МГРП достигается за счет значительного повышения концентрации закрепляющего агента до 300—800 кг/м^3 в гелях, а общее количество закрепляющего агента может оставаться на уровне б—20 т. Продолжительность эффекта увеличения дебита скважин после МГРП обычно составляет 1,5—3 года.

В газоносных пластах проницаемостью до 0,001 мкм^2 применяют массивный ГРП высоковязкими гелями, во время которого развиваются трещины длиной до 1000 м, закрепленные проппантом в количестве до 300 т. Массивный ГРП — очень дорогостоящий, поэтому он предусмотрен в смете строительства скважины и увеличивает ее стоимость на 50%.

При мощных и массивных ГРП используют дорогостоящую технику, при обычных ГРП могут применяться отечественные техника и материалы (жидкости, закрепляющие агенты, пакеры, оборудование устья).

Сравнение показателей эффективности обычных ГРП и МГРП, а также стоимости этих процессов свидетельствует, что, несмотря на значительно меньшую добычу нефти после обычных ГРП, экономически они вполне конкурентоспособны вследствие в несколько раз меньшей стоимости.

При обычных ГРП фильтрующейся жидкостью развиваются глубокие (50—100 м) трещины небольшой ширины (3—5 мм) в глубь продуктивного

пласта (а не вверх или вниз, как при МГРП гелями). При этом практически не возникает ситуации выпадения закрепляющего агента (tip screen out)) или упаковки трещины, сопровождающейся ростом давления до допустимого («frac pack»). После этого в стволе скважины остается большая пробка закрепителя. Таким образом, обычные ГРП фильтрующими жидкостями имеют хорошие технико-экономические показатели, осуществляются с меньшими осложнениями, и их следует применять в дальнейшем наряду с новыми технологиями.

Технология обычных ГРП осуществляется по следующей схеме.

Для проведения обычных ГРП в скважину на НКТ опускают пакер, который делит ее ствол на две части и защищает верхнюю часть эксплуатационной колонны от высокого давления. Устье скважины обустраивают арматурой, например, 2АУ-700, на рабочее давление до 70 МПа. Все насосные агрегаты (до 10) для нагнетания жидкостей ГРП, например, 4АН-700, обвязывают с арматурой устья скважины через блок манифольда (1БМ-700). Жидкости для ГРП транспортируют автоцистернами вместимостью по 20 $м^3$ либо сливают в стационарный резервуар (по 50 $м^3$) общей вместимостью 100—300 $м^3$. Вспомогательные насосные агрегаты (ЦА-320 М) закачивают жидкость в пескосмеситель (4ПА), из которого центробежным насосом вначале только жидкость, а затем жидкость с песком направляются на вход насосных агрегатов (4АН-700) для нагнетания в скважину.

Чтобы провести ГРП, из скважины поднимают НКТ и другое глубинное оборудование (насосное, газлифтное), шаблонируют эксплуатационную колонну, спускают пакер на НКТ и спрессовывают их. Процесс ГРП начинается с проверки приемистости скважины при наименьшем расходе жидкости разрыва (может быть кислота — кислотный ГРП), которую постепенно увеличивают, например, от 250 до 450, 900, 1500 $м^3$/сут., вплоть до значения, при котором обеспечивается закрепление трещин (2000—3000 $м^3$/сут). Далее нагнетают жидкость-песко-носитель, обычно с концентрацией $С_п$ песка 50—200 кг/$м^3$. Концентрация зависит от вязкости жидкости. В завершение процесса необходимо вытеснить смесь жидкости с песком из ствола скважины в пласт продавливающей жидкостью и закрыть НКТ, пока давление в скважине не снизится до атмосферного. Затем поднимают НКТ с пакером и спускают глубинное оборудование для эксплуатации скважины. Обычные ГРП проводят ньютоновскими жидкостями. Для проведения обычных ГРП требуется закрепляющий агент (кварцевый песок) в количестве $Q_{пс}$ =10÷20 т,фракции 0,6...1 мм, жидкость разрыва пласта ($V_р$= 10÷30 $м^3$), жидкость-песконоситель ($У_п$ = 100÷300 $м^3$), жидкость для продавливания в пласт ($V_{пр}$) песконосителя в объеме той части полости скважины, по которой поступают жидкости. Небольшую часть жидкости-песконосителя без закрепителя, нагнетаемую после жидкости разрыва для предварительного раскрытия трещин, называют буферной жидкостью. Жидкость разрыва пласта должна быть совместимой с пластовыми флюидами, хорошо фильтроваться в низкопроницаемую породу, не уменьшать ее проницаемости, не греть, быть доступной, недорогостоящей, поэтому часто используют водные растворы ПАВ. Жидкость-песконоситель должна быть совмести-

мой с пластовыми флюидами, иметь свойство удерживать песок, плохо фильтроваться сквозь поверхность трещин, не гореть, быть доступной и не дорогостоящей. Для обычных ГРП применяют водные растворы с добавкой 0,1—0,3% ПАВ и полимеров (ПАА, КМЦ, ССБ). Например, применение 0,4%-ного водного раствора ПАА обеспечивает развитие и закрепление трещин песком в количестве до 10 т при концентрации Сп= 100 кг/м^3, объеме жидкости 100 м^3 и расходе 2000—3000 м^3/сут. с применением раствора 0,4%-ного ПАА. Возможно также проведение процесса поэтапно в течение двух-трех дней с закреплением трещин 24— 72 т песка по технологии В. Г. Касянчук.

Для глубокопроницаемых ГРП по технологии ВНИИнефти (С. В. Константинов) применяют неньютоновские жидкости с 650—1100 с^1 (д = 2100-3500 м^3/сут.) и температуре 20°С не менее 8 ч., стабильные (2 ч,) при пластовой температуре. Также б. ВНИИКРнефть предложена рецептура на водной основе содержащая 1— *2,5%* КМЦ, 0,2—0,7% лигносульфата, 0,75—2,1% соли хлорноватой кислоты, которая применяется для пластовых температур 60—150°С. Продавливающая жидкость должна быть маловязкой и не гореть. Обычно применяют водные растворы с добавкой ОД—0,3% ПАВ. Для закрепления трещин в скважинах глубиной до 3000 м, как установлено практикой пригоден кварцевый песок. В скважинах большей глубины, где обычно горное давление превышает 50—70 МПа, следует использовать более крепкие закрепители-проппанты. При проектировании и для интерпретации результатов обработки при-забойной зоны большой толщины на многопластовых месторождениях необходимо иметь представление о характере проникновения рабочих жидкостей в продуктивные пласты, для чего производят исследования изменения профилей приемистости скважин с изменением давления нагнетания.

Раскрытие трещин при нагнетании жидкости в скважину принято изучать по индикаторным кривым. Для нагнетательных скважин индикаторные кривые строят по результатам исследования при установившихся режимах. В процессе кислотной обработки и ГРП, когда закачка в скважину происходит всего в течение нескольких (2—4) часов, представляет интерес установление промежутка времени, достаточного для получения в рассматриваемых условиях квазиустановившегося режима поглощения. Многочисленные исследования приемистости показали, что при расходе 225 м^3/сут. это время обычно не превышает 8—15 мин., а с увеличением расхода в 2—4 раза может иногда возрастать. О плохой связи скважин с пластом можно судить по наблюдениям темпа снижения давления после прекращения закачки жидкости в скважины. Для перераспределения давлений требуется много времени, и поэтому темп снижения его в скважинах невысок.

Многократное, в 6—10 раз, увеличение коэффициентов приемистости при давлении на устье 19—21 МПа по сравнению с приемистостью при давлениях закачки 15 МПа свидетельствует о раскрытии трещин.

В табл. 14.1 приведены сведения о давлениях начала раскрытия трещин и максимальных давлениях при закачке жидкостей, полученные на основе обобщения опыта гидравлических разрывов пласта и кислотных обработок в про-

цессе проведения работ в Долинском нефтепромысловом районе. Эти давления составляют 0,6—0,85 от полного горного давления, как в Урало-Поволжье и на Северном Кавказе. Средние градиенты давления определены по 20—70 операциям каждого типа.

Градиент давления при кислотном воздействии, как видно из приведенных данных, изменяется в тех же пределах, что и градиент давления начала раскрытия трещин.

Обобщая изложенное, приходим к выводу, что при кислотном воздействии, осуществляемом даже при низких расходах, может происходить раскрытие трещин, обусловливающее проникновение кислоты в пласт не только через стенку скважины, но и через стенки трещин.

Таблица 14.1

Градиенты давления при закачке жидкости на месторождениях Прикарпатья.

Наименование операции	Число обработок	Условия при которых зафиксирован градиет давления нагнетания	Градиент давления нагнетания, 10^{-2} МПа/м		Градиент пластового давления, 10^{-2} МПа/м
			пределы изменения	среднее значение	
Гидравлический разрыв пласта нефтяных и нагнатательных скважин	61	$p=p_0$ $p=p_1$ $p=p_2$	1,21-2,19 1,42-2,25 1,62-2,26	1,59 1,83 1,91	0,90
То же, только по нефтяным скважинам	41	$p=p_0$ $p=p_1$	1,21-2,02 1,42-2,16	1,57 1,82	0,90
То же, только по нагнетательным скважинам	20	$p=p_0$ $p=p_1$	1,25-2,19 1,52-2,25	1,62 1,85	0,90
Кислотные обработки и разрывы пласта нефтяных скважин	76	$p=p_2$	1,17-2,20	1,56	0,91
То же по нагнетательным скважинам	70	$p=p_2$	1,42-2,00	1,73	0,92

Примечание: 1. Условные обозначения: p_0-давление, зафиксированное в начале раскрытия трещин при коэффициенте приёмистости $K=K_0$ и расходе около 250 $м^3$/сут; p_1-давление при $K=4K_0$; p_2-наибольшее давление, зафиксированное при проведении операций. 2 Среднеквадратическое отклонение от среднего значения градиента давления нагнетания в указанных случаях составляет $(0,6\div0,25)\cdot10^{-2}$ МПа/м

14.2.3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ ГИДРОРАЗРЫВА

Для проведения гидравлического разрыва пласта обычно применяют три технологические схемы:

однократный гидроразрыв пласта, когда воздействию закачиваемой жидкости гидроразрыва подвергаются все пласты или пропластки, эксплуатируемые скважиной;

многократный гидроразрыв пласта, когда последовательно гидроразрыву подвергаются два или более пластов или пропластков, вскрытых скважиной;

поинтервальный (направленный) гидроразрыв пласта, когда гидроразрыву преднамеренно подвергается один заранее определенный пласт или пропласток из вскрытых скважиной.

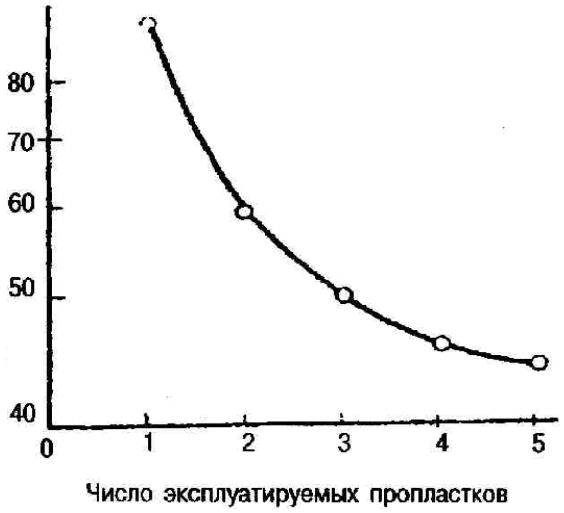


Рис. 14.5. График влияния числа эксплуатируемых пропластков на эффективность однократного гидроразрыва.

Образование двух или более трещин в пределах вскрытой толщины пласта может произойти и вследствие разрыва пласта по технологической схеме однократного гидроразрыва, если пласт представлен чередующимися пропластками, а давление разрыва приближается к геостатическому (полному горному). Однако методом многократного разрыва пласта принято называть метод преднамеренного образования нескольких трещин.

Практические результаты показывают, что применение технологии однократного гидроразрыва малоэффективно, особенно в скважинах, вскрывших два и более пластов На рис. 14.5 приведены обобщенные данные по месторождениям Татарии, Башкирии, Узбекистана, Киргизии и Коми, свидетельствующие о существенном снижении эффективности однократного гидроразрыва с ростом числа пластов, эксплуатируемых скважиной. Как видно из рисунка, эффективность однократного ГРП при гидроразрыве скважин, вскрывших один пласт, составила 76%, двух пластов — 57,5%, трех — 50%, а пяти — 43%. Следует заметить, что этот график получен при обобщении данных гидроразрыва нефтедобывающих скважин, эксплуатация которых велась фонтанным способом. В скважинах, эксплуатирующихся насосным способом, и в нагнетательных скважинах эта тенденция сохраняется, но менее заметна.

На многопластовых месторождениях, разрабатываемых с поддержанием пластового давления путем законтурного или внутриконтурного заводнений, однократный гидроразрыв применяют также для освоения или повышения приемистости нагнетательных скважин. Но поскольку при однократном гидроразрыве трещина развивается лишь в пределах одного напластования и образуется в менее упругонапряженном пласте, то последующая закачка воды может

привести к обводнению добывающих скважин по пласту с трещиной к частичному или полному оставлению нефти в пластах, не охваченных закачкой. Это обстоятельство ограничивает применение технологии однократного гидроразрыва для освоения или повышения приемистости нагнетательных скважин.

Многократный гидроразрыв пласта можно проводить двумя способами:

зоны продуктивной толщи разобщаются внутри скважины (пакерами, специальными шариками или отсекателями), и осуществляется разрыв в каждой отдельной зоне;

образованную при однократном гидроразрыве пласта трещину закупоривают специальными веществами, после чего в скважине создают повышенное давление путем закачки жидкости разрыва.

Технология многократного разрыва пласта заключается в следующем. Сначала определяют профиль притока или закачки до разрыва пласта. Затем проводят гидроразрыв по обычной технологии. Интервал гидроразрыва отсекают пакером или временно блокирующим материалом, а затем операцию повторяют.

Применяли многрократный ГРП с временно перекрывающими отверстия перфорации шариками. Внедрение этого способа на отечественных промыслах сопровождалось разработкой технологических схем, обеспечивающих развитие трещин в заданных интервалах продуктивной толщи (рис. 14.6).

С целью управления развитием трещин при многократном ГРП с шариками во ВНИИ предложено контролировать местоположение образованных трещин и эффективность перекрытия по спаду интенсивности излучений, а закреплять трещины песком лишь в заранее выбранных интервалах (см. рис. 14.6). При этом гидроразрыв пластов осуществляется в следующей последовательности:

расходомером или дебитомером определяют приток или поглощение по пластам или пропласткам;

намечают пропластки или интервалы, подлежащие многократному гидроразрыву;

в скважину спускают подземное оборудование и в кровле всех интервалов перфорации устанавливают пакер;

после опрессовки пакера в скважину спускают гамма-спектрометр;

проводят гидравлический разрыв пласта и определяют местоположение трещин;

при образовании трещины в намеченном интервале ее закрепляют. Если трещина образовалась в нежелательном интервале, то ее песком не закрепляют, а интервал перфорации против этой трещины перекрывают эластичными шариками. Гидроразрывы повторяют до создания трещины в заданных интервалах. О степени перекрытия и местоположении трещин судят по характеру кривой гамма-излучений при проталкивании активированного материала.

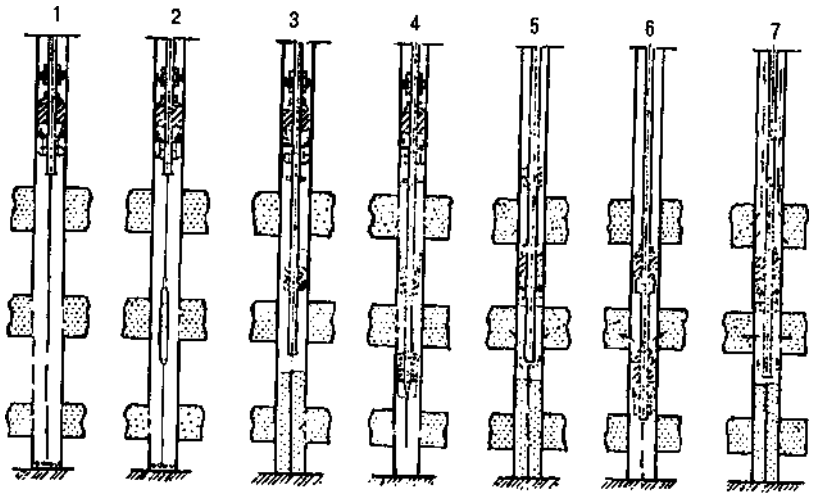


Рис. 14.6. Схемы гидроразрыва пластов:
1-многократного с помощью перекрытия отверстий перфорации шариками; 2-управляемого в соответствии со спадом интенсивности излучения; 3-поинтервального с глубинными устройствами с шариками и песчаной пробкой; 4-поинтервального с глубинными устройствами с шариками разной плотности; 5-с пакером и с песчаной пробкой; 6-с двумя пакерами; 7-с предварительным инициированием гидроразрыва.

Позже для проведения направленного многократного ГРП с временно перекрывающими отверстия перфорации шариками в НГДУ «Ленногорскнефть» предложено скважинное устройство, представляющее собой цилиндр с перфорированным днищем, который заполняется шариками и спускается на НКТ. Устройство устанавливается в кровле пласта, подвергаемого ГРП. В том случае, когда трещина при ГРП образуется в вышележащих пластах, шарики из цилиндра транспортируются потоком жидкости к отверстиям перфорации против созданных трещин (см. рис. 14.6). Пласты, находящиеся ниже заданного интервала гидроразрыва, по этой технологической схеме перекрываются песчаной пробкой.

Там же предложено устройство для перекрытия нижележащих пластов (см. рис. 14.6), которое заполняется облегченными, временно перекрывающими отверстия перфорации шариками (плавающими).

Для создания трещин в заданных интервалах продуктивной толщи ВНИИ разработаны принципиальные схемы поинтервального гидроразрыва пласта (см. рис. 14.6, 5 и 6). Основным в этих технологических схемах является:

а) предварительное ослабление намеченных зон гидроразрыва перфорацией;

б) временное перекрытие намеченных участков гидроразрыва специальными пакерами или пакером с засыпкой нижележащих интервалов песком.

Эти схемы совершенствовались, главным образом, в направлении отработки технологических параметров ГРП и разработки пакеров и гидрозатворов, отсекающих интервалы гидроразрыва.

В дальнейшем на промыслах применялась схема поинтервального гидравлического разрыва пласта. По этой схеме для изоляции интервала гидроразрыва в кровле пласта устанавливается пакер, а нижележащие пласты или пропластки изолируются. Сущность применения поинтервального гидроразрыва с изоляцией интервалов указанным способом заключается в том, что вначале проводится гидроразрыв нижнего интервала, при этом пакер устанавливают между нижним и вышележащими пластами или пропластками. Затем в скважине создается песчаная пробка, перекрывающая нижний интервал, и при установленном пакере выше следующего интервала проводится гидроразрыв последующего (см. рис. 14.6). Последовательной сменой места установки пакера и засыпкой (изоляцией) участков, охваченных гидроразрывом, во всех продуктивных пластах или в заранее выбранном создаются и закрепляются трещины.

Совершенствование ГРП также связано и с применением технических средств и методов, обеспечивающих развитие трещин в заданных интервалах, чему способствует направленное инициирование трещин (см. рис. 14.6), т. е. создание в породе пласта перед гидроразрывом искусственного нарушения путем перфорации скважины. При последующем гидроразрыве жидкость в образованном нарушении действует подобно гидравлическому клину, и в результате концентрации напряжений создаются условия для направленного развития трещины.

14.3. ГИДРОПЕСКОСТРУЙНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ

Гидропескоструйная перфорация (ГПП) — это метод, по которому образовывающиеся каналы проходят через колонну труб, цементное кольцо и углубляются в породу под действием кинетической энергии потока жидкости с песком, сформированного в насадках.

Каналы, образованные вследствие действия кинетической энергии сформированного в насадках потока жидкости с песком в породах прочностью на сжатие $\sigma_{сж}$ =10÷20МПа, имеют длину l = 10÷30 см и поверхность фильтрации S = 200÷500 см^2. Поскольку поверхность фильтрации таких каналов в несколько десятков раз больше поверхности каналов, возникших в результате кумулятивной перфорации, то ГПП особенно полезна при вторичном вскрытии трещинных коллекторов и после капитального ремонта.

Для образования каналов ГПП, больших, чем получаемые при кумулятивной перфорации (КП), применяют интенсивные параметры проведения процесса. Длина канала увеличивается на 30% при использовании насадок диаметром d = 6 мм вместо 4,5 мм, на 30—50% — при разгазировании жидкости азотом, на 40% — при возрастании перепада давления в насадках ΔP от 20 до 40 МПа.

Если время формирования канала t увеличить от 20 до 60 мин., то его длина будет медленно возрастать на 20%, а поверхность фильтрации — на 400% (очень быстро). При одновременном применении упомянутых средств длина

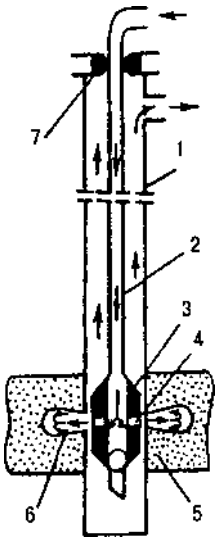
канала может увеличиваться в 2—3 раза. Однако не следует забывать, что ГПП — технологически сложный и дорогостоящий процесс. Например, ГПП с плотностью 2 отверстия на 1 м в несколько раз дороже, чем КП зарядами ПК-103 при плотности 20 отверстий на 1 м.

Технологические возможности ГПП в добыче нефти могут быть эффективно использованы только в результате рационального планирования этого процесса с учетом ожидаемой дополнительной добычи продукции скважин и затрат на его проведение.

ГПП применяют преимущественно в разведочных скважинах с многоколонной конструкцией, с трещиноватыми коллекторами, а также при капитальном ремонте, особенно после изоляционных работ, для повторной перфорации.

Технологическая схема. Для проведения ГПП в скважину (рис. 14.7) на НКТ спускают пескоструйный аппарат (АП), в корпусе которого размещены две-четыре насадки диаметром 4,5 или 6 мм из абразивно-стойкого материала. Для точной установки АП напротив перфорированных пластов над НКТ размещают толстостенную муфту длиной до 50 см с толщиной стенки 10—15 мм. В АП предусмотрено два гнезда для клапанов. Верх ний большой шаровой клапан закидывают временно для опрессовки НКТ, потом его поднимают обратным промыванием. Нижнии, меньшего диаметра,— закидывают на время образования каналов. Герметизацию затрубного пространства для отведения потока проводят при помощи самоуплотненного сальника

Последовательность работы. Перед процессом ГПП спрессовывают НКТ, после чего обратным промыванием поднимают верхний шаровой клапан и определяют гидравлические затраты давления $P_{затр}$. Малогабаритным прибором исследуют геологический разрез скважины ГК (НГК), чтобы направить АП к пластам, уточняют длину труб, учитывая их собственный вес. После этого закидывают нижний шаровой клапан и в НКТ закачивают жидкость с абразивным материалом. Преимущественно это песок фракции размером 0,8— 1,2, реже — 2 мм. Смесь жидкости с песком поступает с расходом 8—16 л/с, при этом давление на насосных агрегатах составляет 25—45 МПа. При таких условиях скорость потока на выходе из насадок составляет 160—240 м/с.



Давление на манометрах агрегатов во время образования каналов должно быть постоянным, например, 35 МПа. На выходе из насадки потенциальная энергия давления жидкости переходит в кинетическуюэнергию потока, которая во время ударов песчинок о перегородку (трубы, породы) разрушает их.

Рис. 14.7. Схема перфорации в скважине гидропескоструйным методом: 1-обсадная колонна; 2-НКТ; 3-АП; 4-насадка; 5-пласт; 6-каналы ГПП; 7-сальник.

Частицы разрушенной породы выносятся из канала перфорации в затрубное пространство и вымываются на поверхность. Если аппарат с насадками зафиксирован якорем на конце труб неподвижно, то образованный канал будет иметь грушевидную форму.

Такие условия образования канала называют закрытыми. Если аппарат не зафиксирован (что бывает наиболее часто), то он в конце НКТ получает осевое перемещение и канал принимает форму вертикальной выемки длиной 5—10 см. Движение аппарата обусловлено произвольным колебанием давления (± 2—3 МПа) на агрегатах. При незафиксированном аппарате из пласта выносятся частицы породы (чаще до 10 мм), а условия образования канала называют открытыми. Механизм образования канала объясняется по рис. 14.8. Рассмотрим плоское сечение потока, вытекающего из насадки диаметром d_0 с начальной скоростью u_0 и образовывающего канал. Скорость u_0 сохраняется на расстоянии от насадки $7_0 < 5d_0$, которую называют начальным участком потока; далее скорость резко снижается, потому что с отдалением от насадки внешние границы турбулентного потока расширяются за счет захвата частиц жидкости из окружающей среды.

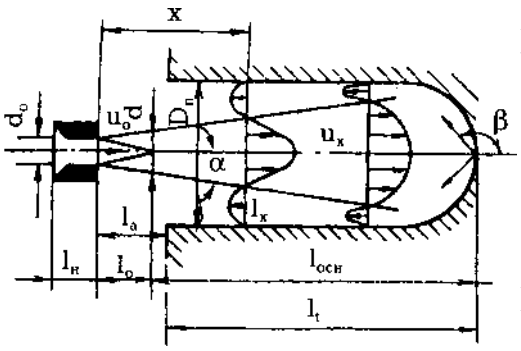


Рис. 14.8. Схема вытекания потока в канал

Вследствие увеличения массы осевая скорость потока снижается от u_0 до u_x. Например, на расстоянии $x = 40\ d_0$ она уменьшается до $u_x = 0{,}1u_0$, а сталкиваясь с дном канала, — $u_x = 0$. Поскольку скорость твердых частиц (песка) больше скорости потока, то более тяжелая твердая частица резко ударяется о перегородку (металл колонны, породу), преодолевает силы сцепления материала перегородки и разрушает его. Обсадная колонна должна находиться в пределах начального участка потока, так как тогда процесс образования отверстия в колонне длится лишь 1 — 2 мин. Остальное время резания затрачивается на образование канала в цементном кольце и породе.

Схема образования канала в скважине изображена на рис. 14.9.

Глубина канала, формирующегося за цементным кольцом, определяется по уравнению:

$$l_{пл}=R_{ап}+l_a+l_t-r_c,$$

где $R_{ап}$ — радиус аппарата, м;

r_c-радиус скважины (по показателям каверномера в интервале формирования отверстий ГПП), мм;

l_t- глубина канала, сформированного ГПП, мм;

l_a- расстояние от торца насадки до эксплуатационной колонны, мм.

Рекомендуется выбирать $R_{ап}$, для которого $l_a = 10 \div 20$ мм.

Если в зоне образования канала имеются большие каверны, то действие потока не может выйти за границы цементного кольца, и ГПП будет неэффективной.

Проектирование ГПП проводят для обеспечения заданного качества сообщения скважины с пластами путем образования необходимого количества каналов определенных размеров.

Во время проектирования необходимо обосновывать выбор скважины; выбрать рецептуру жидкости для ГПП, тип абразивного материала, его фракционный состав и концентрацию в жидкости; рассчитать основные параметры процесса, подобрать глубинное, устьевое и наземное оборудование, оценить технологическую и экономическую эффективность спроектированного процесса.

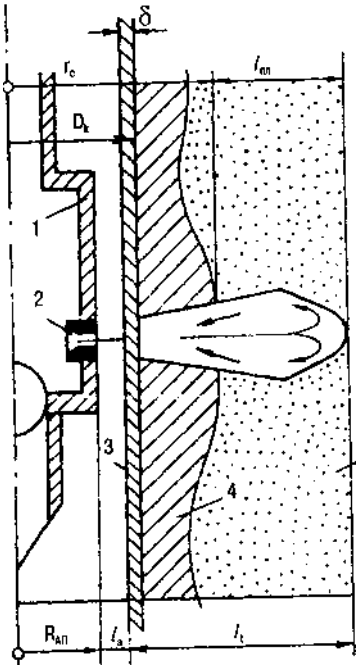


Рис. 14.9 Схема формирования канала ГПП в скважине:
1-гидропескоструйный аппарат; 2-насадка; 3-колонна; 4-цементное кольцо; 5-пласт.

ГПП наиболее целесообразно применять в скважинах, гидродинамически несовершенных по характеру вскрытия пласта. Если такое несовершенство не обнаружено (например, после кумулятивной перфорации $\varphi_c = \varphi_{кн}$), то принимают большее по сравнению с ним значение коэффициента гидродинамического совершенства скважины после ГПП, которое необходимо достичь.

Жидкости для ГПП не должны существенно снижать проницаемость продуктивных пластов и содействовать очищению призабойной зоны от загрязнения.

Для ГПП преимущественно применяют водные растворы ПАВ на пресной технической или минерализованной пластовой воде. ПАВ выбирают по таким же принципам, как и продвигающие и вытесняющие жидкости для кислотных обработок.

Целесообразно, кроме того, использовать рецептуры таких жидкостей для глушения скважины перед текущим или капитальным ремонтом.

Абразивный материал — это обычно кварцевый песок с небольшим содержанием глины (до 0,5%), фракционный состав песка 0,5—1,2 мм Наибольшие частицы не должны быть более 2 мм, так как иначе они могут закрывать отверстия насадок АП. Оптимальная концентрация песка составляет 30— 50 кг/м^3 (3—5%). С возрастанием концентрации песка обычно увеличивается объем канала ГПП при той же глубине.

Прочность породы на сжатие значительно влияет на длину канала. Начальная скорость разрушения породы, от которой зависит длина канала ГПП, является функцией квадратного корня значения ее прочности на сжатие $u_{оп} = f \cdot \left(\sqrt{\sigma_{сж}}\right)$. Например, при одинаковых условиях длина канала в породе с прочностью на сжатие 20 МПа составляет 185 мм, а с прочностью 60 МПа — 125 мм.

Форма и диаметр насадки также значительно влияют на длину канала ГПП. Наиболее эффективные насадки с коноидальным входом и конусной проточной частью, диаметр которых выбирают, исходя из гидравлической мощности применяемых насосных агрегатов, равным 4,5 или 6 мм. Увеличение диаметра на-

садки в 2 раза при прочих равных условиях увеличивает длину канала почти вдвое.

Перепад давления в насадке — один из параметров процесса, который обусловливает увеличение глубины канала ГПП, и его наиболее трудно поддерживать постоянным. Начальная скорость потока является функцией квадратного корня из перепада давления $u_0 = f(\Delta P^{0,5})$, и именно она линейно влияет на длину образующегося канала. Например, увеличение перепада давления от 17 до 32 МПа содействует возрастанию длины канала от 9 до 13 см при прочих равных условиях.

Рассмотрим трудности, обусловленные нестабильностью работы насосных агрегатов во времени (процесс ГПП длительный, не менее 30—60 мин. для каждого резания). Во время ГПП постоянно разрушается входная часть насадки, а также ее сечение. Насадки из сплава ВК-6 после 10—15 резаний АП следует менять, так как их диаметр увеличивается на 1—1,5 мм. Давление на уровне АП в затрубном пространстве нестабильно. В затрубном пространстве может содержаться жидкостно-песчаная (большой плотности) смесь, при помощи которой происходит процесс, или чистая жидкость (меньшей плотности) в начале процесса резания в данном интервале или после его завершения, когда промывают скважину для приподнятия АП в новый интервал.

Давление на устье скважины принимают стабильным, но таковым оно не является.

По данным Г. Д. Савенкова (1968), изменение давления относительно заданной величины (обычно 20—40 МПа) составляет ±2—3 МПа. На уровне АП такое изменение давления вызвано движением плунжеров насосных агрегатов. Например, в скважине глубиной около 3000 м в результате изменения давления на устье на 1 МПа АП, а следовательно, и насадки перемещаются почти на 3 см. Поэтому в обсадной колонне обычно образуется не отверстие диаметром 20—25 мм (как при первоначальной перфорации с защемлением АП в стандовых условиях), а щель длиной приблизительно 10 мм. Это дает два преимущества для ГПП с незакрепленным АП: 1) длина образующегося канала возрастает на 20—30%; 2) не возникает избыточное давление в канале перфорации за обсадной колонной, а следовательно, не разрушается цементное кольцо и не забиваются поры породы на поверхности образующегося перфорационного канала. Возрастает качество раскрытия пласта ГПП в отличие от кумулятивной перфорации.

Время образования канала — контролируемый параметр процесса, который не зависит от других факторов. Канал образуется интенсивнее в первые минуты резания потоком, после 30 мин. рост глубины канала значительно замедляется. Здесь следует различать условия резания с зафиксированными и незафиксированными НКТ с АП. В первом случае имеем так называемые закрытые условия образования канала, а во втором — открытые. В закрытых условиях расширение канала усложняется, так как много энергии затрачивается во встречных потоках круглого отверстия, образовавшегося в эксплуатационной обсадной колонне и имеющего размер (3 — 4) d_0 диаметра насадки. В открытых условиях, когда отверстие в колонне овальной формы и большая ось его близка к 20 d_0, поток,

вытекая из канала, не встречает сопротивления и глубина канала увеличивается. Открытые условия свойственны для ГПП в зоне фильтра или без колонны. Известно, что увеличение канала ГПП можно записать как функцию времени:

$$l_t = f \cdot \left(\sqrt[3]{t}\right)$$

Эта функция описывает увеличение канала за ограниченное время, например, до 100 мин. от начала резания.

ГПП с использованием глинистых растворов применяют в скважинах с высоким пластовым давлением. Особенности технологии заключаются в использовании глинистых растворов плотностью 1,5 — 1,8 г/см^3 с абразивным материалом. Во время проведения возрастают вязкость и статическое напряжение сдвига, несколько уменьшается водоотдача. Это объясняется диспергированием глинистых и абразивных частиц во время резания.

Для проведения ГПП с использованием глинистого раствора готовят раствор бентонитовой глины плотностью 1,14 — 1,18 г/см^3. Потом на поверхности производят 5 — 6 циклов циркуляции всего раствора с перепадом давления 25 — 30 МПа, напрявляя поток на металлический предмет. В этот момент диспергируются частицы глины, и раствор становится более стабильным. Благодаря диспергированию затраты глинопорошка уменьшаются вдвое. Далее добавляют к приготовленному раствору абразивный материал — барит, гематит, кварцевый песок. В этом ряду абразивность возрастает от барита к песку. Длительная работа агрегатов обеспечивается в том случае, если диаметр частиц абразива находится в пределах 0,4 — 0,8 мм. В раствор вначале добавляют 5% абразивного материала. После 2 — 3 циклов циркуляции через насадки АП раствор отрабатывается, и поэтому необходимо заменить абразивный материал новым (также 5%). Остальные параметры и технология остаются без существенных изменений.

ГПП с газовой фазой (азотом) целесообразно производить в скважинах с низким пластовым давлением. Особенности технологии связаны с применением двух азотных газификационных установок АГУ-8К, которые перевозят жидкий азот и газифицируют его под давлением 22 МПа с расходом б нм^3/мин.
Газ поступает в жидкость через эжектор, и поэтому давление газожидкостной смеси с газосодержанием потока $\varphi = 0{,}2$ (вычисленным при гидростатическом давлении жидкости на уровне АП в скважине) достигается на устье 30 МПа, если давление на насосных агрегатах составляет 40 МПа. В остальном технология существенно не отличается от технологии обычной ГПП. Следует четко придерживаться правил техники безопасности во время проведения работ.

Таким образом, при использовании ГПП с газовой фазой глубина канала возрастает на 30%, а его объем — на 200%. Возникает дополнительный перепад давления на насадках и уменьшается противодавление на пласт. К недостаткам следует отнести трудности, связанные с транспортировкой жидкого азота на скважине, и его высокую стоимость.

ГПП с созданием перекрестных каналов предлагается для тонкослоистых пластов. Для проведения перфорации насадки размещают под углом обычно

меньше 45° к горизонту. Для ГПП применяют конструкции (Г. Д. Савенкова) часто с автоматическим перекрытием части насадок и продолжением образования тех каналов, которые не перекрыты. Обратный поток частично сбрасывается в канал, образованный перекрытой насадкой.

ГПП с аппаратами для образования вертикальных или горизонтальных надрезов пласта впервые предложена ВНИИ (Москва) для инициирования щелей ГРП, улучшения связи скважины с пластами и т. п.

ГПП с выдвижением насадки в пласт применяют для образования глубоких каналов. Существуют различные конструкции аппаратов с одной насадкой на гибкой трубе, которая входит в пласт, а также конструкции ЦНДЛ АТ «Укрнафта» (г. Ивано-Франковск), института «Сирка» (г. Львов). Проектирование ГПП проводят поэтапно: оценивают технологическую и экономическую эффективность применения ГПП;

определяют допустимые значения основных параметров резания, необходимых для образования каналов ГПП на проектной глубине;

рассчитывают основные параметры резания и необходимые материальные ресурсы для проведения работ.

Принимают практическое значение коэффициента гидродинамического совершенства φ , определяют дополнительную добычу нефти и газа, а также оценивают стоимость ГПП и ее эффективность.

Задаваясь длиной и плотностью каналов ГПП, требуемых для достижения проектного значения коэффициента φ, оценивают, какие режимы резания необходимы для образования каналов, и проверяют, достижимы ли они при возможном давлении на устье скважины. Если давления превышают возможные, то уменьшают число насадок, а если и это не помогает, то уменьшают проектное значение φ . Используя результаты первых двух этапов, рассчитывают параметры резания каналов и режимы работы насосных агрегатов и их качество, колонну НКТ из труб, имеющихся на предприятии; длительности ГПП, определяют потребность в материалах. На основе полученной информации можно точнее рассчитать стоимость ГПП и определить ее экономическую эффективность.

Из табл. 14.3 видно, что во время ГПП очень прочных пород Прикарпатья ($\varphi_{сж}$ = 100 МПа) в нормальных условиях резки (ΔP = 20 МПа, d = 4,5 мм и τ = 20 мин.) длина сформированного канала 1= 78 мм, а при интенсивных режимах (ΔP — 40 МПа, d = 6 мм и τ = 20 мин.) она возрастает до 180 мм. Поэтому для образования каналов в прочных породах следует применять интенсивные режимы и методы ГПП. Размеры канала (см. табл. 14.3) могут возрастать еще больше вследствие разгазировки жидкости с песком. Например, если степень разгазировки φ = 0,2 при давлении на уровне насадки в затрубном пространстве, то длина канала возрастает в 1,3 раза, а поверхность — в 1,5 раза.

Рассчитаем режим работы насосных агрегатов и количество спецтехники для ГПП по заданному перепаду давления на насадках определенного диаметра и для выбранного числа насадок, учитывая первую снизу от забоя скважины

глубину отверстия ГПП, диаметр и толщину стенок эксплуатационной колонны и НКТ.

Вначале рассчитываем расход жидкости ($м^3/с$) во время резки через насадки АП по формуле:

$$q_{ап} = 0{,}785 d_0^2 \cdot n_{ап} \cdot \mu_{ап} \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot 10^6 \cdot \Delta P}{\rho_{см}}},$$

где $q_{ап}$ — расход жидкости, $м^3/с$;

d_0 — диаметр насадки, м;

$n_{ап}$ — число насадок;

$\mu_{ап} = 0{,}89$ для насадок аппарата АП-6М и водопесчаной смеси;

ΔP — перепад давления на насадках, МПа;

$\rho_{см}$ — плотность смеси, $кг/м^3$.

Например, для смеси воды с песком с концентрацией 50 $кг/м^3$ плотность смеси $\rho_{см} = 1030$ $кг/м^3$.

Число насадок в АП зависит от их диаметра, диаметра труб и глубины скважины. Для средних глубин $H = 2500$ м, $d_т = 73$ мм и $d_0 = 4{,}5$ мм, $n_{ап} = 3 \div 6$, а для $d_0 = 6$ мм $n_{ап} = 2 \div 4$.

Потери давления в зависимости от рекомендательного расхода водопесчаной смеси оценивают по экспериментальным данным, приведенным в табл. 14.4.

Таблица 14.2

Изменение длины канала в зависимости от режимов резания и диаметра насадки, мм

Время, мин.	Прочность породы на сжатие, МПа								
	20		50		100			150	
	Перепад давления в насадке, МПа								
	30	20	30	40	20	30	40	30	40
20	219 295	112 150	136 182	173 230	76 103	93 127	112 149	67 88	79 106
30	240 320	123 164	149 199	189 251	82 113	102 139	122 163	73 97	86 115
60	264 352	135 180	164 219	208 276	92 124	113 152	134 179	80 106	94 126
100	276 367	141 188	172 228	217 288	96 130	119 159	140 187	84 111	99 132

Примечание. В числителе данные для насадки диаметром 4,5 мм, в знаменателе — диаметром 6 мм.

Таблица 14.3

Потери давления во время циркуляции водопесчаной смеси для ГПП в скважине

q, л/с	Расход давления $\Delta P_{тр}$ на 100 м глубины для конструкций колонны, мм, при					
	$D_к$ = 146 мм и $d_т$, мм			$D_к$ = 168 мм и $d_т$, мм		
	60	73	89	60	73	89
5	0,030	0,025	0,020	0,020	0,018	0,015
10	0,130	0,115	9,100	0,120	0,100	0,080
15	0,310	0,270	0,230	0,270	0,230	0,190
20	0,520	0,440	0,370	0,420	0,360	0,310
25	0,720	0,620	0,520	0,560	0,490	0,430
Примечание. 1. Экспериментальные данные по П. М. Усачеву. 2. Для НКТ $d_т$ = 73 мм данные интерполированы.						

Обычно принимают число насадок, при котором затраты жидкости не превышали бы 0,025 м^3/с для ограничения гидравлических потерь. Применяют $n_{ап} \leq 6$ для насадок с d_0=4,5 м. и $n_{ап} \leq 4$ для насадок с d_0=6.Для коноидальных насадок $\mu_{ап}$=0,89.

Плотность смеси жидкости с песком (кг/м^3) определяют по формуле:

$$\rho_{см} = C_{пк} (\rho_{пск} - \rho_ж) + \rho_ж,$$

где $\rho_{пск}$ — плотность абразивного материала, для зерен кварцевого песка $\rho_{пск}$ = 2650 кг/м^3;

$\rho_ж$ — плотность жидкости, кг/м^3.

Отсюда

$$C_{пк} = \frac{\rho_{см} - \rho_ж}{\rho_{пск} - \rho_ж}$$

Значение давления (МПа) на устье скважины рассчитываем по уравнению:

$$P_у = \Delta P + \Delta P_{тр}.$$

Значение $\Delta P_{тр}$ определяют из формулы Дарси-Вейсбаха как сумму гидропотерь в НКТ и затрубном пространстве.

Рассчитанное по формуле ($P_у = \Delta P + \Delta P_{тр}$) давление на устье $\Delta P_у$ сравниваем с характеристикой насосных агрегатов и допустимым давлением, вычисленным по формулам ($P_{доп} = P_{опр}/1,5$; $P_{опр}$ — давление опрессовки), когда принимаем решение о режиме их работы. Можно также рассчитать необходимое давление опрессовки напорных линий

$P_{оп} = 1,5 \cdot P_у$.

Число насосных агрегатов

$n_{ап}=(q_{ап}/q_{ан})+1$

$q_{ап}$ — затраты жидкости насосных агрегатов во время нагнетания на такой скорости, для которой рабочее давление меньше расчетного;

$q_{ан}$ — производительность 1 агрегата.

Частота вращения коленчатого вала насосного агрегата для 4АН-700 составляет 1300—1500 об. /мин.

Число обслуживающих агрегатов, которые подают жидкость с низким давлением на пескосмесительную машину (цементирующий агрегат) $n_{ца}$, определяют по формуле:

$n_{ца}=n_{ап}/2$

Кроме указанных агрегатов используют блок манифольда, СКУ и автоцистерны для перевозки жидкостей. Схема обвязки оборудования изображена на рис. 14.10.

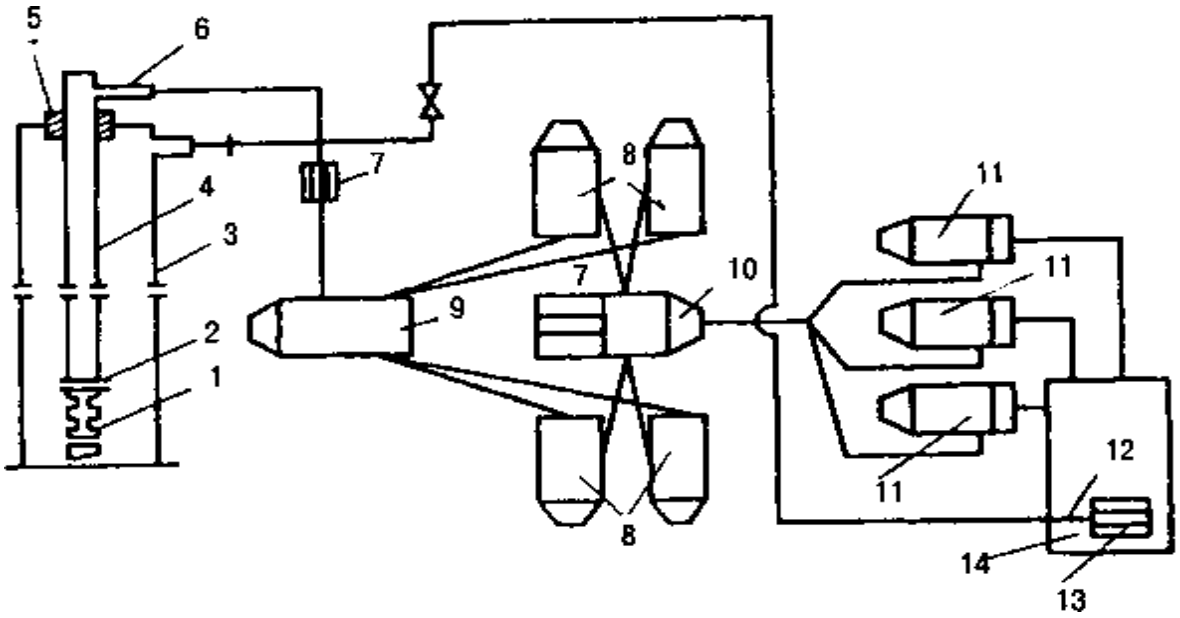


Рис. 14.10. Схема обвязки оборудования при ГПП:

1-гидропескоструйный аппарат; 2-муфта-репер; м3-обсадная колонна; 4-НКТ; 5-сальник устьевой; 6-обратный клапан; 7-фильтр для песка; 8-насосные агрегаты высоконапорные; 9-блок манифольда; 10-пескосмеситель; 11-насосные аграгаты; 12-выкидная линия в ёмкость; 13-сито для улавливания хлама; 14-ёмкость для жидкости.

14.4. ТОРПЕДИРОВАНИЕ СКВАЖИН

В ряде случаев для улучшения притока нефти и газа к забою целесообразно применять способ торпедирования. С этой целью в скважину спускают специальную торпеду, заряженную взрывчатым веществом — тротилом, тетрилом, гексогеном, нитроглицерином, аммонитом, динамитом и т. д. — и взрывают ее против продуктивного пласта. При торпедировании в пласте образуется каверна, от которой во все стороны расходится сеть трещин, в результате чего повышается проницаемость пород в призабойной зоне и увеличивается дебит скважины.

С целью предохранения обсадных колонн от нарушения в процессе торпедирования над торпедой устанавливают пакер или герметизируют их (жидкостью, песком, глиной и т. д.).

Торпеды используют нескольких типов: фугасные, шнуровые, кумулятивные. Фугасные торпеды изготавливают герметичными и негерметичными.

Герметичные фугасные торпеды, в основном, изготовляют двух типов: Ф-2 и ФТ-2 с металлическими корпусами. Применяют в качестве оболочек и асбоцементные трубы. Достоинством герметичных торпед с асбоцементным корпусом является отсутствие в стволе после взрыва торпеды металлических осколков, засоряющих скважину.

Заряд в фугасных торпедах состоит из сплава тротила и гексогена. Взрыватель срабатывает от действия тока, подаваемого с устья скважины по кабелю.

Все большее распространение в промысловой практике находят негерметичные торпеды, в которых взрывчатое вещество соприкасается со скважинной жидкостью. Такие торпеды либо совсем не имеют оболочки (типа ТШБ), либо имеют оболочку из малопрочного материала (торпеды шашечные ТШ).

Вес заряда торпед определяют, исходя из диаметра скважины, назначения взрыва, свойств взрывчатых веществ (ВВ), а также свойств пород.

В плотных породах применяют торпеды с большими зарядами ВВ, а в мягких — с меньшими. Все работы по торпедированию скважин проводят специальные промысловые партии.

Важно при взрывных работах с целью их безопасного и безаварийного проведения четко знать и соблюдать все правила обращения со взрывчатыми веществами. Многие ВВ вредно действуют на организм человека, накапливаются в нем и отравляют.

14.5. ТЕПЛОВЫЕ ОБРАБОТКИ ПЗП

Снижение дебита скважин в процессе эксплуатации в ряде случаев происходит из-за выпадения из нефти парафина и запарафинивания колонны труб, выделения и осаждения в породе асфальтеновых и смолистых веществ, содержащихся в большинстве нефтей, что ведет к понижению проницаемости пород ПЗП.

Многие факторы, ухудшающие проницаемость коллекторов, вызывают большую трудность и при освоении нагнетательных скважин, расположенных в нефтяной зоне пласта. Вода, нагнетаемая при температуре ниже температуры пласта, вызывает охлаждение пород призабойной зоны, способствует более интенсивному выпадению тяжелых компонентов нефти, в результате чего наиболее мелкие поры пласта оказываются закупоренными. Поэтому для предупреждения снижения проницаемости в целях увеличения дебита эксплуатационных и приемистости нагнетательных скважин и для повышения эффективности эксплуатации месторождений, содержащих тяжелые парафинистые и смолистые нефти, проводят тепловую обработку призабойной зоны скважин.

При прогреве тем или иным способом скважины и ее призабойной зоны отложившиеся парафин и смолистые вещества расплавляются и выносятся вместе с нефтью на поверхность. Обычно после прогрева скважины восстанавливают свой дебит.

В промысловой практике широко распространены следующие методы прогрева призабойной зоны скважин:

1)закачка в скважины нагретой нефти, нефтепродуктов иливоды, обработанной поверхностно-активными веществами;

2)закачка пара в эксплуатационные скважины, подаваемого с передвижных парогенераторов или стационарных паровых установок;

3)электротепловая обработка скважин при помощи специальных самоходных установок;

4)термохимическая обработка призабойной зоны путем закачки в скважины соляной кислоты с магнием;

5)внутрипластовое горение (при эксплуатации).

Перед тепловой обработкой необходимо обследовать скважину и определить: содержание в нефти парафиновых и ас-фальтосмолистых компонентов; пластовую температуру и давление; содержание механических примесей, количество и состав воды в продукции скважин; глубину залегания и мощности нефтеносного пласта; текущий дебит скважины и другие параметры. С помощью этих показателей определяют продолжительность и температуру прогрева; расход тепла, требуемого для обработки; глубину установки нагревателя и др.

14.5.1. ЗАКАЧКА В СКВАЖИНУ НАГРЕТОЙ НЕФТИ, НЕФТЕПРОДУКТОВ ИЛИ ВОДЫ, ОБРАБОТАННОЙ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫМИ ВЕЩЕСТВАМИ

Этот метод широко внедрен на многих нефтяных промыслах благодаря простоте технологии и применяемого оборудования. Обычно для закачки в скважину используют нагретую сырую нефть, конденсат (газолин), керосин, дизельное топливо.

Практически установлено, что для эффективного прогрева призабойной зоны скважины требуется от 15 до 30 $м^3$ горячих нефтепродуктов или сырой нефти, нагретых до 90—95°С в паропередвижных установках или электронагревателях. Нагретую жидкость насосами закачивают в скважину.

Применяют два варианта прогрева: 1) создание циркуляции (горячая промывка) и 2) продавливание жидкости в призабойную зону.

При горячей промывке глубинный насос спускают до середины интервала прогрева. Горячую нефть (газолин) закачивают через затрубное пространство. Горячий нефтепродукт (нефть) вытесняет холодную жидкость в затрубное пространство до приема глубинного насоса. При этом частично растворяется парафин, отложившийся на стенках эксплуатационной колонны, а также вымываются АСПО в ПЗП. Этот способ прост, так как не требует ос-

тановки скважины. Однако недостатком его является незначительное тепловое воздействие на ПЗП.

При втором варианте закачки горячего нефтепродукта из скважины извлекают подземное оборудование и спускают насосно-компрессорные трубы с пакерами. Горячий нефтепродукт или нефть под давлением через насосно-компрессорные трубы продавливают в пласт. После этого поднимают трубы с пакерами, спускают глубинный насос и вводят скважину в эксплуатацию. Горячий нефтепродукт в призабойной зоне растворяет парафино-смолистые вещества, которые при откачке выносятся вместе с нефтью на поверхность.

Недостатком этого способа является необходимость остановки скважины для подъема, спуска насоса и установки пакера. Однако закачка горячих нефтепродуктов по этому варианту более эффективна, чем по первому.

Применяют также комбинированный метод интенсификации; обработка призабойной зоны горячей нефтью с добавкой различных ПАВ. В скважине, намеченной к обработке, вначале производят депарафинизацию (очистку) насосно-компрес-сорныхтруб путем закачки горячей нефти в затрубное пространство (при работающей скважине). После этого скважину останавливают и извлекают насосные штанги с корпусом насоса. Через насосно-компрессорные трубы закачивают 10—12 $м^3$ горячей нефти (t = 85—95° С) с добавкой 80—100 кг ПАВ. По истечении 6—7 ч после обработки спускают штанги с корпусом и вводят скважину в эксплуатацию.

Практика показала, что обработка скважин горячей нефтью с ПАВ дает большую эффективность.

В некоторых нефтяных районах для прогрева призабойной зоны используют пластовую воду. Воду в объеме 70—80 $м^3$ нагревают до 90—95° С, добавляют в нее поверхностно-активные вещества (0,5—1,0% объема воды) и под давлением закачивают в пласт. Технология закачки такой воды аналогична технологии закачки нефтепродуктов.

14.5.2. ПРОГРЕВ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПАРОМ

Из всех методов теплового воздействия на призабойную зону скважин самым эффективным является метод нагнетания в скважину перегретого водяного пара при высоком давлении (8—15 МПа). Опыт, накопленный на некоторых нефтяных месторождениях показывает, что применение этого метода экономически оправдано с целью интенсификации добычи нефти в следующих случаях:

1) глубина залегания продуктивного пласта в скважинах неболее 900—1200 м;

2) мощность коллекторов, сложенных песчаниками и глинами, не менее 15 м;

3) вязкость нефти в пластовых условиях выше 200 сП;

4) остаточная нефтенасыщенность пласта перед паротепловой обработкой не менее 50%;

5) плотность нефти в пластовых условиях не менее 0,9—0,93 т/м^3 (в отдельных случаях достигается эффективность и при более легких нефтях).

Не рекомендуется применять паротепловую обработку на заводненных участках, так как в этом случае потребуется дополнительный расход тепла.

Наиболее благоприятными при паротепловых обработках являются режимы растворенного газа в залежи. Перед нагнетанием пара необходимо изучить характеристику скважины: определить ее эксплуатационные параметры (дебит по нефти, воде; газовый фактор; характер эмульсии) и провести комплекс геолого-исследовательских работ по измерению пластового давления, температуры пласта, статического уровня и т. д. Затем с помощью шаблона проверяют эксплуатационную колонну и промывают ее для удаления песчаной пробки, спускают насосно-компрессорные трубы с термостойким пакером и компенсирующим устройством, через которые нагнетают пар.

15 ЛИКВИДАЦИЯ СКВАЖИН

Под ликвидацией скважин понимают полное списание скважины со счетов вследствие невозможности использовать ее по причинам технического или геологического порядка для продолжения ее бурения или эксплуатации. Скважины, подлежащие ликвидации, могут быть не законченные бурением или находившиеся в эксплуатации.

Причины, дающие основание ставить вопрос о ликвидации не законченных бурением скважин, следующие: 1) сложная авария в скважине и доказанная техническая невозможность ее устранения, а также невозможность использования скважины для других надобностей, например, возврат на вышележащие горизонты или использование в качестве нагнетательной или наблюдательной; 2) полное отсутствие нефтенасыщенности вскрытых данной скважиной горизонтов (разведочная) и невозможность использования ее для других надобностей (возврат, углубление и т. д.).

Причины, являющиеся основанием для ликвидации эксплуатационных скважин, следующие: 1) техническая невозможность устранения аварии в скважине (дефект колонны, оставление инструмента, труб и т. д.) и отсутствие объектов для эксплуатации выше дефектного места в колонне; 2) полное обводнение контурной водой и отсутствие объектов для возврата.

После выполнения назначения или указанных причин ликвидации подвергаются скважины опорные, параметрические, поисковые, разведочные, эксплуатационные, нагнетательные, поглощающие, контрольные, пьезометрические и другие, которые закладываются с целью поисков, разведки, эксплуатации месторождений нефти, газа, теплоэнергетических и минеральных вод, геологических структур, создания подземных хранилищ нефти и газа, захоронения промышленных стоков, вредных отходов производства и бурятся станками нефтяного ряда, а также скважины, пробуренные для ликвидации газовых и нефтяных фонтанов и грифонов.

ПОРЯДОК ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИН

Категории скважин, подлежащих ликвидации

Скважины, подлежащие ликвидации, подразделяются на следующие категории:

I — выполнившие свое назначение, II — геологические, III — технические, IV — технологические.

I категория — скважины, выполнившие свое назначение. К ним относятся:

а) скважины, выполнившие задачи, предусмотренные проектом строительства, другими технологическими документами на разработку месторождения, кроме скважин, дающих продукцию и подлежащих обустройству;

б) скважины, достигшие нижнего предела дебитов, установленных проектом, технической схемой разработки, обводнившиеся пластовой, закачиваемой водой, не имеющие объектов возврата или приобщения, или при отсутствии необходимости их перевода в контрольный, наблюдательный, пьезометрический фонд;

в) скважины, пробуренные для проведения опытных и опытно промышленных работ по испытанию различных технологий, после выполнения установленных проектом задач;

г) скважины, пробуренные как добывающие, а после обводнения переведенные в контрольные, наблюдательные и иные при отсутствии необходимости их дальнейшего использования;

д) скважины нагнетательные, наблюдательные, а также пробуренные для сброса промысловых вод и других промышленных отходов, оказавшиеся в неблагоприятных геологических условиях.

II категория — скважины или часть их ствола, ликвидируемые по геологическим причинам.

К ним относятся:

а) скважины, доведенные до проектной глубины, но оказавшиеся в неблагоприятных геологических условиях, т. е. в зонах отсутствия коллекторов, в законтурной области нефтяных и газовых месторождений, давшие непромышленные притоки нефти, газа, воды, работы по интенсификации притока в которых результатов не дали;

б) скважины, строительство которых прекращено из-за нецелесообразности дальнейшего ведения

в) скважины, не вскрывшие проектный горизонт и не доведенные до проектной глубины из-за несоответствия фактического геологического разреза проектному.

III категория — скважины или часть их ствола, ликвидируемые по техническим причинам (аварийные).

К ним относятся скважины, строительство или эксплуатция которых прекращена вследствие аварий, ликвидировать которые существующими методами невозможно:

а) в результате открытых фонтанов, пожара, аварий с бурильным инструментом (промежуточными или эксплутационными колоннами, внутрискважинным и устьевым оборудованием, геофизическими приборами и кабелем); неудачного цементирования;

б) в результате притока пластовых вод при освоении, испытании или эксплуатации, изолировать которые не представляется возможным;

в) в результате естественного износа и коррозии колонн;

г) при разрушении устья скважины в результате стихийных бедствий (землетрясений, оползней);

д) при смятии, сломе колонн в интервалах залегания солей, глин, многолетнемерзлых пород;

е) при аварийном уходе плавучих буровых установок;

ж) пробуренные с отклонением от проектной точки вскрытия пласта.

IV категория — скважины, ликвидируемые по технологическим причинам.

К ним относятся:

а) скважины, законченные строительством и не пригодные к эксплуатации из-за несоответствия эксплуатационной колонны, прочностных и коррозионо-стойких характеристик фактическим условиям;

б) скважины, не пригодные к эксплуатации в условиях проведения тепловых методов воздействия на пласт;

в) скважины, законсервированные в ожидании организации добычи, если срок консервации составляет 10 лет и более, и в ближайшие 5—7 лет не предусмотрен их ввод в эксплуатацию или по данным контроля за техническим состоянием колонны и цементного камня дальнейшая консервация нецелесообразна;

г) скважины, расположенные в санитарно-защитных, охранных зонах населенных пунктов, рек, водоемов и в запретных зонах.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При планировании энергетической стратегии России делается ставка не только на открытие и разработку новых нефтяных и газовых месторождений, но и на ускоренную реализацию научно-технических проектов на месторождениях с истощенными или низкодебитными запасами. Существующие технологии уже находятся на пределе своих возможностей. Сама логика развития топливно-энергетического комплекса страны заставляет более внимательно подходить к проблемам основных нефтегазовых провинций (И. Матлашов), которые вышли на поздние стадии разработки с падающей добычей. Выработка запасов на действующих месторождениях достигла 54% (2000 г.), а доля трудноизвлекаемых запасов повысился до 55—60%. Ресурсный потенциал «новых» провинций в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке в несколько раз ниже, чем в «старых» освоенных районах, а их освоение в пересчете на тонну извлеченной нефти обходится почти в два раза дороже, чем суммарная стоимость работ по восстановлению дебита скважин на старых месторождениях.

В газовой промышленности некоторые «старые» месторождения в значительной мере выработаны: Медвежье — на 78%, Ямбургское — на 46%, Уренгойское — на 67% (И. Матлашов).

Поэтому одним из важнейших направлений, на котором должен быть сосредоточен интеллектуальный и инвестиционный потенциал отрасли, является реализация современных методов и технологий интенсификации добычи, в том числе развитие в нефтегазодобыче колтюбинговых технологий (Coiled Tubing). Эта прогрессивная технология применения гибких труб, намотанных на барабан, используется в подземном и капитальном ремонте скважин довольно широко, но не в тех объемах, которые требует нефтегазовая отрасль. Технология бурения с использованием гибких труб позволяет бурить на депрессии без глушения скважин и увеличить их дебит в 3—5 раз. Особенно перспективным является применение горизонтального бурения с использованием гибких труб дополнительных горизонтальных стволов из колонн старых скважин при доразработке истощенных месторождений на поздней стадии, восстановлении бездействующих и малодебитных скважин.

Бурение с использованием гибких труб позволяет вовлечь в разработку значительную часть, а в перспективе многие и многие забалансовые углеводороды и добывать дополнительно в нашей стране до 50 млн. т нефти и до 30 млрд. $м^3$ газа ежегодно (И. Матлашов).

Базирующиеся на использовании длиномерных (до 3000— 5000 м) безмуфтовых гибких труб, наматываемых на барабан и многократно используемых для

спуска в скважину, технологии позволяют сократить в 2—5 раз время и удешевить ремон-тно-восстановительные работы (Л. Груздилович). Срок окупаемости агрегатов, разработанных специалистами Республики Беларусь и РФ, как правило, не более 6 месяцев.

Колтюбинговые агрегаты могут выполнять такие операции, как ликвидация отложений парафина, гидратов и песчаных пробок; обработка призабойной зоны; спуск в скважину оборудования для геофизических исследований; установка цементных мостов и баритовых пробок; забуривание вторых стволов, промывка поглощающих скважин с АНДП пенными системами для улучшения выноса механических примесей; геофизические исследования в открытом и обсаженном стволе (каротаж, каротаж — испытания — каротаж, шумометрия и др.); установка кислотных и щелочных ванн; глубокопроникающие обработки продуктивного пласта (ПП) пенокислотными составами; селективные обработки вскрытых интервалов ПП; промывка ПП с использованием жидкого азота; периодические продувки ПЗП азотом с целью удаления пластовых вод; промывка фильтра и зумпфа от механических примесей; промывка гравийной набивки фильтра от различных отложений растворами ПАВ и растворителями; интенсификация продуктивного пласта скважин, оборудованных фильтрами; вымыв гравийной набивки при извлечении фильтра; промывка ПЗП нефтяных скважин от асфальто-смолистых отложений горячей нефью или растворителями.

Использование колтюбинговых установок совместно с азотно-бустерным комплексом и полного диапазона регулируемых депресионных воздействий по всему вскрытому разрезу скважины позволит:

—осваивать скважины пенными системами;

—снижать уровень жидкости до необходимой глубины;

—продувать скважины газообразным азотом;

оптимизировать притоки пластовых флюидов.Анализ результатов исследований указывает на возможность управления пластовой энергией при интенсификации притоков и добыче нефти и газа таким образом, чтобы гидродинамическая связь между скважиной и пластом была наиболее выгодной. Это позволит:

—продлить срок немеханизированной добычи нефти;

—успешно бороться со скважинными отложениями;

—предупреждать образование водяных пробок на забое газовых скважин;

—замедлять процесс обводнения нефтяных скважин;

—выбирать депрессии, обеспечивающие наилучшие условия для притока флюида.

Наибольший эффект может быть получен на малодебитных нефтяных, газовых и газоконденсатных скважинах (Б. Кравченко).

В настоящее время нашими предприятиями выпускается восемь колтюбинговых агрегатов для спуска гибких труб диаметром от 19 до 73 мм для работы в скважинах глубиной до 5000 м:

1. Колтюбинговая установка М-40: усилие инжектора 40 т; труба диаметром 60/73 мм, длиной 3500/2200 м. Смонтирована на полуприцепе с седельным тяга-

чом повышенной проходимости.

2. Колтюбинговая установка М-20: усилие инжектора — 24 т; труба диаметром 38,1/44,5 мм, длиной 3800/3000 м. Шасси повышенной проходимости МЗКТ 8х8.

3. Колтюбинговая установка М-20.01: усилие инжектора 24 т; труба диаметром 38,1/44,5 мм, длиной 4800/3800/3200 м. Смонтирована на полуприцепе с седельным тягачом.

4. Колтюбинговая установка М-10.01: усилие инжектора —до 12 т; труба диаметром 19,05/38,1 мм, длиной 5000/1800 м.Шасси МАЗ бхб.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Молчанов Л. С.* Подземный ремонт скважин. М.: Недра,1986.

2. *Будников В. Ф., Макаренко П. П., Юрьев В. А.* Диагностика и капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин. М.:Недра, 1997.

3. Освоение скважин. //Авт. *Булатов А. И., Качмарь Ю. Д. ,Макаренко П. П., Яремийчук Р. С.//* Под редакцией д.т.н. проф. *Р. С. Яремийчука.* М.: Недра, 1999.

4. Методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин. //Авт.: *Гриценко А. И., Тер-Саркисов Р. М., Шандрыгин А. П., Подюк В. Г. //* М.: Недра, 1997.

5. РД-08-71-94. Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов. Утверждена Постановлением коллегии Госгортехнадзора России 19.08.1994г., №51.

6. *Амиров А. Д.. Овнатанов С. Т., Яшин А. Б.* Капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин. — М.: Недра, 1975.

7. *Грайфер В. И., Шумилов В. А., Каменев В. Н.* Организацияи технология капитального ремонта скважин. — М.: Недра, 1979.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение 3
1. Подготовка скважин к эксплуатации 5
1.1. Призабойная зона пласта 5
1.2. Конструкции скважин 5
1.3. Конструкции забоев скважин ..... ю
1.4. Гидродинамическое несовершенство скважин. . . 27
1.5. Воздействие на фильтрационные свойства пласта в околоскважинной зоне 38
1.6. Движение жидкости и газа в системе «пласт—сква жина» 46
1.7. Виды ремонтов нефтяных и газовых скважин . . . 51
2. Предупреждение снижения проницаемости продуктивных горизонтов при ремонте скважин . . 63
2.1. Природа нарушения эксплуатационных качеств пласта 65
2.2. Факторы, способствующие загрязнению ПЗП . . . 72
2.3. Жидкости глушения 87
2.4. Пены 93
2.5. Глушение и освоение скважин с применением концен трированных меловых суспензий ... «... 95
3. Удаление жидкости из газовых и газоконденсатных скважин 104
3.1. Технология удаления жидкости из скважины с помощью пенообразующих веществ 105
3.2. Технология удаления из скважин высокоминерализо ванной жидкости с большим содержанием газового кон денсата 115
3.3. Удаление жидкости из скважин с помощью дисперги рующих устройств 117
4. Установка цементных мостов 119
4.1. Назначение цементных мостов и требования к ним нд
4.2. Особенности выбора рецептуры и приготовления цементного раствора для установки мостов 124
4.3. Разрушение застойных зон поперечным расхажива- нием колонны труб 126
4.4. Оборудование для установки цементных мостов 129
4.5. Методика расчета операций по установке цементных мостов 134
5. Ремонтно-изоляционные работы 140
5.1. Общие принципы ремонтно-изоляционных работ (РИР) и последовательность выполнения технологических опе раций 140
5.2. Тампонажные работы при ремонте крепи скважин 155
5.3. Техническая характеристика пакеров и якорей к ним 175
5.4. Вспомогательные тампонажные работы при РИР 180

5.5. РИР при ликвидации заколонных перетоков пластовых флюидов 184
5.6. Изоляция чуждых вод (газа) 188
5.7. Наращивание цементного кольца за колонной (КР1-4) 190
5.8. Устранение кегерметичности обсадных колонн 192
5.9. Ликвидация каналов негерметичности в стыковочных устройствах и муфтах ступенчатого цементирования 200
5.10. Технологические приемы, рекомендуемые при тампонажных работах в скважинах 202

6. Ремонт обсадных колонн 209

6.1. Виды и причины нарушения герметичности обсадных колонн 209
6.2. Способы и средства восстановления герметичности обсадных колонн 210
6.3. Диагностика состояния крепи скважин 214
6.4. Технология ремонта обсадных колонн стальными пластырями 226
6.5. Смена обсадных колонн 292
6.6. Увеличение долговечности обсадной колонны при ее проворачивании 292
6.7. Дополнительная герметизация эксплуатационной колонны в резьбовых соединениях путем довинчивания ее в скважине 293

7. Отложения минеральных солей в скважинах, способы их предупреждения и удаления 301

7.1. Методы предупреждения и ликвидации отложения солей на стенках труб 305
7.2. Химические методы удаления солеотложений из НКТ 308
7.3. Применение покрытий для предотвращения соле отложений на трубах 316
7.4. Магнитные методы борьбы с отложениями солей 318

8. Предупреждение и ликвидация АСПО и гидратообразований 327

8.1. Условия образования и профилактика АСПО . . 328
8.2. Расчет радиуса парафиновой кольматации ПЗП 334
8.3. Механические способы удаления АСПО из скважины 336
8.4. Методы предупреждения формирования АСПО в ПЗП 341
8.5. Тепловые методы удаления АСПО из трубопроводов и ПЗП 342
8.6. Химические методы очистки ПЗП от АСПО . . . 345
8.7. Ингибирование как метод предотвращения и снижения скорости накопления АСПО 348
8.8. Специальные покрытия поверхности труб для уменьшения интенсивности АСПО 350
8.9. Термогазохимическое воздействие на ПЗП 352
8.10. Применение магнитных полей для предупреждения отложений парафина при добыче нефти 352
8.11. Гидратообразование в газовых скважинах и борьба с ним 354

9. Пескопроявления в скважинах и борьба с ними . . . 360

9.1. Условия пескопроявлений и образования песчаных пробок в скважинах 360
9.2. Технологические методы снижения пескопроявлений в скважинах 361
9.3. Удаление песчаных пробок из скважин 364
9.4. Создание гравийных фильтров при заканчивании скважин 371

9.5. Методы крепления призабойной зоны скважин 383

10. Предупреждение и ограничение обводнения скважин 401

10.1. Причины обводнения скважин и их классификация 402
10.2. Методы предупреждения обводнения пластов-коллекторов в процессе разработки месторождений 406
10.3. Газоизоляционные работы..... 448
10.4. Ограничение водопритоков составами АКОР 449

11. Забуривание новых стволов как способ ремонта существующих скважин 455

11.1. Технология зарезки вторых стволов из эксплуатационной колонны..... 458
11.2. Установка цементного моста 462
11.3. Спуск и крепление клина-отклонителя в колонне 463
11.4. Спуск райбера и вырезка окна в эксплуатационной колонне 471
11.5. Технология бурения и крепления второго ствола скважины 477
11.6. Технология вскрытия продуктивных пластов путем зарезки второго ствола с применением пены. . . 478

12. Ловильные работы в эксплуатационной колонне . . 483

12.1. Печать..... 485
12.2. Труболовка 489
12.3. Метчики 495
12.4. Колокола ловильные..... 498
12.5. Ловитель для ловли труб в скважине 501
12.6. Ерши и удочки ..... , . 504
12.7. Ясс механический..... 506
12.8. Фрезеры и райберы 510
12.9. Вырезка труб 518
12.10. Ловля насосных труб и штанг, подземного оборудования и отдельных предметов..... 519

13. Одновременно-раздельная эксплуатация нескольких пластов одной скважиной 524

14. Интенсификация эксплуатации скважин 526

14.1. Основные принципы кислотной обработки скважин 527
14.2. Гидравлический разрыв пластов 546
14.3. Гидропескоструйная перфорация 556
14.4. Торпедирование скважин..... 567
14.5. Тепловые обработки ПЗП 568

15. Ликвидация скважин 572

Заключение..... 575

Литература 578

Басарыгин Юрий Михайлович Булатов Анатолий Иванович Просел-ков Юрий Михайлович

ТЕХНОЛОГИЯ КАПИТАЛЬНОГО И ПОДЗЕМНОГО РЕМОНТА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Редактор *Н. Ш. Псеунок*
Технический редактор *В. В. Иванова*
Корректоры *Ю. И. Кабанова, О. Ф. Захарченко*

Сдано в набор 14.08.2002 г. Подписано в печать 24.12.2002 г. Формат бумаги 60х90 1/16. Бумага офсетная. Гарнитура шрифта «Балтика». Печать офсетная. Усл. печ. л. 36,5. Учетно-изд. л. 22,72. Тираж 1000 экз. Заказ 129.

Гигиеническое заключение № 23. КК.02.543.П.000728.02.02 от 06.02.2002 г.

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Издательство «Советская Кубань» 350000, г. Краснодар, ул. Рашпилевская, 106.