



Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»

Кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных
месторождений и транспорт нефти»

ТЕХНОЛОГИЯ ПОДЗЕМНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН

**КУРС ЛЕКЦИЙ
по одноименной дисциплине
для студентов специальности 1-51 02 02
«Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»
дневной и заочной форм обучения**

Электронный аналог печатного издания

Гомель 2007

УДК 622.276.34.004.67+622.279.5/.7.004.67(075.8)
ББК 33.36я73
Т38

*Рекомендовано к изданию научно-методическим советом
машиностроительного факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 6 от 06.03.2006 г.)*

Автор-составитель: *С. В. Козырева*

Рецензенты: канд. техн. наук, доц. каф. «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений и транспорт нефти» ГГТУ им. П. О. Сухого *А. В. Захаров*;
канд. экон. наук, ведущий инженер ОНИР ин-та БелНИПИнефть *М. Е. Лебешков*

Т38

Технология подземного ремонта скважин : курс лекций по одной дисциплине для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» днев. и заоч. форм обучения / авт.-сост. С. В. Козырева. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2007. – 104 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <http://gstu.local/lib>. – Загл. с титул. экрана.

ISBN 978-985-420-603-5.

Изложены теоретические основы подземного ремонта скважин, глушения скважин, текущего и капитального ремонта скважин, ремонтно-изоляционных работ. Весь теоретический материал проиллюстрирован примерами, таблицами, рисунками.

Для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

УДК 622.276.34.004.67+622.279.5/.7.004.67(075.8)
ББК 33.36я73

ISBN 978-985-420-603-5

© Козырева С. В., составление, 2007
© Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», 2007

Введение

Значение нефти и газа в народном хозяйстве страны возрастает с каждым годом. Нефть и газ – важнейшее сырье для получения многих ценных химических продуктов (моющих средств, пластмасс, синтетических тканей, прочных и легких строительных материалов и др.).

Известно, что для добычи нефти и газа необходимо пробурить до глубины залегания продуктивных нефтегазовых пластов специальные скважины и соответствующим образом оборудовать их.

В настоящее время у нас в стране эксплуатируется свыше 500 нефтяных скважин и в простое находится несколько десятков скважин.

Многие из эксплуатационных скважин почти непрерывно действуют в течение нескольких десятилетий. За это время на таких скважинах периодически проводится подземный ремонт, для чего необходимо широкое использование технических и технологических средств и их дальнейшее усовершенствование.

Поэтому первой задачей является разработка, организация производства и внедрение комплексных передвижных, полностью механизированных и автоматизированных агрегатов, создание облегченного инструмента, автоматических устройств и приборов по контролю, регулированию и дистанционному управлению всеми процессами по подземному ремонту скважин. Важное значение имеют разработка и внедрение новых прогрессивных технологических процессов по быстрому восстановлению нормальной работы длительно бездействующей скважины.

Другой не менее важной задачей является подготовка технически грамотных и опытных кадров, способных обеспечить высокое качество работ по подземному ремонту скважин.

Курс лекций посвящен одной из актуальных задач нефтедобывающей промышленности – подземному ремонту нефтяных скважин.

Подземный ремонт скважин – технологический процесс, который сопутствует эксплуатации скважин. Без подземного ремонта скважин невозможна замена вышедшего из строя оборудования, изменение режимов работы скважин и ликвидация аварийных ситуаций.

Целью данного курса лекций является ознакомление студентов с инструментом, применяемым при подземном ремонте скважин, обучению современным технологическим процессам и правильному, технически грамотному ведению работ на этом важном участке нефтяной промышленности.

В процессе изучения дисциплины студент должен приобрести знания, необходимые для планирования, организации работ и осуществления различных технологических операций и комплексов, обеспечивающих безаварийное и эффективное ведение работ.

Тема 1. Текущий ремонт скважин. Виды текущего ремонта скважин

Текущий ремонт скважин – комплекс работ по проверке, частичной или полной замене подземного оборудования, очистке его стенок скважин и забоев от различных отложений, а также по осуществлению в скважинах геолого-технических и других мероприятий по восстановлению и повышению их добывных возможностей.

Цель текущего ремонта – устранение различных неполадок и нарушений в режиме эксплуатации скважин и подземного оборудования, а также проведение работ по подготовке к опробованию и освоению новых скважин различного назначения.

Все текущие ремонты скважин подразделяют на планово-предупредительные и восстановительные.

Планово-предупредительный – текущий ремонт скважин, запланированный заблаговременно, предусмотренный соответствующими графиками.

В результате профилактического ремонта предупреждаются различные отклонения от установленного технологического режима эксплуатации скважин – снижение их дебитов и полное прекращение подачи жидкости, вызываемые отложением парафина, солей и другими неполадками в работе подземного оборудования и самой скважины.

Восстановительный – текущий ремонт скважин, вызванный непредвиденным резким ухудшением установленного технологического режима их работы или внезапной их остановкой по различным причинам.

Основные виды текущего ремонта скважин представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1

Виды текущего ремонта

Виды работ	Технико-экономические требования
Ремонт скважин, оборудованных штанговыми скважинными насосами Смена насоса Устранение обрыва и отвинчивания штанг	Выполнение заданного объема работ Нормальная работа насоса по динамограмме или подаче Устранение дефекта
Ремонт скважин, оборудованных погружными центробежными электронасосами Смена ЭЦН	Нормальная подача и напор

Виды работ	Технико-экономические требования
Ремонт скважин по очистке забоя и подъемной колонны от парафина, песчаных пробок и солей	Выполнение запланированного объема работ, прохождение шаблона до необходимой глубины Увеличение дебита нефти
Консервация и расконсервация скважин	Выполнение запланированного объема работ
Ремонт газлифтных скважин	
Ремонт фонтанных скважин	
Ремонт скважин, связанных с негерметичностью НКТ	Увеличение дебита нефти, уменьшение обводненности продукции
Ремонт скважин с помощью тросово-канатного метода	Выполнение запланированного объема работ

Межремонтным периодом работы скважины называется продолжительность ее эксплуатации на установленном режиме от предыдущего до следующего ремонта.

Межремонтный период определяется делением числа скважиносуток, отработанных в квартале, на число текущих ремонтов за то же время в данной скважине. Различают плановый и фактический межремонтные периоды.

Плановый межремонтный период каждой скважины проектируют, исходя из запланированного числа планово-предупредительного ремонтов, с учетом средней продолжительности каждого вида ремонта.

Фактический межремонтный период исчисляется исходя из фактических ремонтов данной скважины. Отношение фактически отработанного скважиной времени к календарному, называется коэффициентом эксплуатации.

Тема 2. Спуско-подъемные операции для различных геолого-технических условий

В зависимости от способа эксплуатации, глубины и геолого-технической характеристики ремонтируемой скважины, а также цели ремонта и его вида технология текущего ремонта скважин бывает различной.

Спуско-подъемные операции трудоемки и в зависимости от характера работ занимают от 50 до 80 % всего времени, затрачиваемого на ремонт.

Подъем насосно-компрессорных труб (НКТ)

Прежде чем начать подъем колонны НКТ, необходимо убедиться в том, что они не прихвачены. Прихват труб определяют по индикатору веса.

При подъеме колонны труб из скважины следует соблюдать следующие правила:

1) первую трубу колонны следует поднимать при помощи специального подъемного патрубка; во время ремонта глубоких скважин необходимо применять подъемный патрубок с термообработанным резьбовым концом;

2) нельзя допускать резких переходов с одной скорости подъема на другую и превышения нагрузки более 20 % собственной массы колонны труб, что может возникнуть вследствие трения муфт об эксплуатационную колонну, особенно в искривленных наклонно-направленных скважинах;

3) не рекомендуется ударять ручниками по муфте в целях ослабления резьбового соединения перед отвинчиванием труб;

4) поднимать отвинченную трубу можно лишь, когда имеется полная уверенность в том, что она полностью вышла из резьбы муфты;

5) перед подачей поднятой трубы на мостки следует на ее резьбу навинтить предохранительное кольцо, а затем ниппельный конец установить на специальный лоток или клапан, медленно опуская при этом талевый механизм.

Подъем труб из скважины начинают с ввинчивания подъемного патрубка в муфту посадочной планшайбы, на который надевают элеватор. Затем планшайбу вместе с подъемным патрубком приподнимают до выхода из скважины первой муфты спущенных в скважину труб, под которую подводят элеватор. Закрыв элеватор сажают на него трубы, отвинчивают планшайбу и, оттащив ее в сторону, приступают к подъему труб.

Спуск насосно-компрессорных труб

При спуске НКТ в ремонтируемую или вновь осваиваемую эксплуатационную скважину рекомендуется соблюдать следующее:

1) при подъеме с мостков не допускать раскачивания трубы и ее ударов о детали вышки, станок-качалку (СК), фонтанного оборудования, находящегося внутри фонаря вышки;

2) посадку навинчиваемой трубы в муфту предыдущей трубы следует производить плавно, без резких ударов, соблюдая строгую вертикальность трубы и соосность талевого механизма с осью устья скважины;

3) не допускать вращения колонны труб при их свинчивании; во избежание этого на муфте необходимо устанавливать контрключ;

4) подъем колонны труб для снятия нижнего элеватора или освобождения от клинового захвата, а также спуск колонны и посадку ее на устьевой фланец или фланец тройника следует производить плавно, без рывков и ударов, на малой скорости;

5) при спуске ступенчатой колонны, составленной из труб разных марок сталей, следует замерять их длины по типоразмерам; нельзя допускать смешивания труб различных типов, марок и размеров; при переходе от труб меньшего диаметра к большему следует применять соответствующие переводники;

6) на верхний конец колонны спущенных НКТ в планшайбу или в нижнюю часть тройника следует навинчивать подъемный патрубок.

Особенности спуско-подъемных операций в насосных скважинах

Особенности спуско-подъемных операций в насосных скважинах обуславливаются необходимостью спуска насоса, защитных приспособлений, а в ряде случаев – подъема труб с жидкостью.

Спуск труб в скважины начинают со спуска насоса (если он трубного типа) или рубашки с замковой пружиной (если насос вставной).

При спуске насоса трубного типа под него предварительно ввинчивают фильтр, предохранительную сетку. Затем насос захватывают трубным элеватором и, приподняв его над устьем, осторожно спускают в скважину. Посадив элеватор на предохранительную воронку, установленную на фланце эксплуатационной колонны на верхней стяжной муфте насоса закрепляют цепной ключ.

Приподняв элеватором трубу или двухтрубку и придерживая насос цепным ключом, завинчивают трубу в муфту насоса. Затем ее вместе с насосом спускают в скважину и сажают удерживающий их элеватор на фланец эксплуатационной колонны. После этого через спущенную трубу плунжер на штангах пропускают в цилиндр насоса, поднимают его и, отложив на мостки, приступают к спуску всего комплекта труб, который производят в обычном порядке.

Проверка посадки плунжера после спуска первой трубы делается для того, чтобы убедиться в том, что при завинчивании ее в стяжную муфту насоса не произошел перекосяк. При наличии вставного насоса в скважину спускают не насос, а рубашку с замковой пружиной, причем проверку производят насосом, а не плунжером.

Необходимость подъема из скважин насосных труб с жидкостью может возникнуть при наличии как трубного, так и вставного насоса. При трубном насосе эта операция производится в том случае, если заклинившийся в цилиндре насоса плунжер извлечь не удастся или же не представляется возможным сорвать конус приемного клапана с посадочного гнезда.

При наличии насоса вставного типа эту операцию производят в том случае, когда не удастся извлечь собственно насос. В этом случае, разобрав устьевое оборудование, вращая против часовой стрелки, с помощью кругового ключа отвинчивают верхнюю штангу. Отвинчивание штанг может произойти в любом месте колонны. Подняв отвинченную штангу приступают к подъему труб, наполненных жидкостью, которая, выливаясь, загрязняет рабочее место и осложняет условия работы. В таких случаях при отвинчивании трубы применяют специальное приспособление против разбрызгивания жидкости.

Таким же образом поднимают остальные трубы.

Спуск и подъем насосных штанг

Процесс спуска и подъема насосных штанг такой же, что и для труб. Так как масса поднимаемых штанг значительно меньше массы труб той же длины, СПО производят на больших скоростях, чем труб, и при меньшем числе струн оснастки. Поднятые штанги укладывают на мостках рядами, прокладывая между ними специальные деревянные рейки. Во избежание изгиба запрещается поднимать сдвоенные штанги при отсутствии оборудования по новой технологии спуска-подъема штанг. Перед свинчиванием резьбу их очищают и смазывают, а затем крепят до отказа. Стучать, ударять по муфте и телу штанг ручниками, ключами, металлическими предметами и инструментами запрещается.

Обнаруженную на мостках или же при подъеме из скважины дефектную штангу бракуют и откладывают в сторону, а по окончании ремонта убирают с мостков. Укладываемые насосные штанги должны иметь не менее шести опорных точек, равномерно распределенных по всей длине. Перед спуском насосных штанг каждую из них тщательно осматривают.

Тема 3. Глушение скважин

Перед началом ремонтных работ скважины подлежат глушению с $P_{пл}$ выше $P_{гидростат}$ скважины, скважины с $P_{пл}$ меньше $P_{гидростат}$, в которых согласно расчетам сохраняются условия фонтанирования.

Требования, предъявляемые к жидкостям глушения:

1) плотность жидкости глушения определяют из расчета, создания столбом жидкости давления, превышающим $P_{пл}$ в соответствии с необходимыми требованиями;

2) отклонение плотности жидкости глушения от проектных величин приводится в таблице 3.1.

Таблица 3.1

Глубина скважин, м	Допускаемые отклонения кг/м		
	до 1300 (ρ)	1300–1800 (ρ)	>1800 (ρ)
до 1200	20	15	10
до 2600	10	10	5
до 4000	5	5	5

Жидкость глушения должна быть химически инертна горными породами, составляющими коллектор, совместима с пластовыми флюидами и должна исключать необратимую коагуляцию пор пласта твердыми частицами.

Фильтрат жидкости глушения должен обладать ингибирующим действием на глинистые частицы, предотвращая их набухание при значительном рН пластовой воды.

Жидкость глушения не должна образовывать водных барьеров и должна способствовать гидрофобизации поверхности коллектора и снижению капиллярного давления в порах пласта за счет уменьшения межфазного натяжения на границе раздела фаз: жидкость глушения – пластовой флюид.

Жидкость глушения должна обладать низким коррозионным воздействием на скважинное оборудование. Скорость коррозии стали не должна превышать 1/10–1/12 мм в год.

Подготовительные работы глушения:

- проверяют наличие циркуляции в скважине и принимают решение о категории ремонта;
- определяют величину текущего пластового давления;
- производят расчет требуемой плотности жидкости глушения и определяют необходимое ее количество;
- готовят требуемый объем жидкости соответствующей плотности с учетом аварийного запаса, объем которого определяют, исходя из геолого-технических условий;

– расставляют агрегаты и автоцистерны, производят обвязку оборудования и гидроиспытания нагнетательных линий при давлении (P), превышающее ожидаемое в 1,5 раза.

Проведение процесса глушения:

- 1) замена скважинной жидкости на жидкость глушения;
- 2) глушение скважин допускается при полной или частичной замене скважинной жидкости с восстановлением или без восстановления циркуляции.

Если частичная замена скважинной жидкости не допустима, заполнение колонны жидкостью глушения осуществляют при ее покачивании на поглощение.

Глушение фонтанных и нагнетательных скважин производится закачиванием жидкости глушения методом прямой или обратной промывки до выхода циркуляционной жидкости на поверхность и выравниванием плотностей входящих и выходящих потоков для обеспечения необходимого противодействия на пласт. По истечении 1-2 ч при отсутствии переливов и выхода газов скважина считается заглушенной.

Глушение скважин, оборудованных электроцентробежным насосом (ЭЦН) и штанговым глубинным насосом (ШГН) при необходимости производят в 2 и более приемов после остановки скважинного насоса и сбивания циркуляционного клапана. Жидкость глушения закачиваем через НКТ и межтрубное пространство до появления ее на поверхности, закрывают задвижки и закачивают в пласт расчетный объем жидкости, равный объему эксплуатируемой колонны от уровня подвески насоса до забоя.

Тема 4. Ремонт газлифтных и фонтанных скважин

Подготовка скважин к ремонту

До начала ремонта газлифтной или фонтанной скважины для предотвращения открытого фонтанирования при снятии устьевого оборудования и подъеме труб ее необходимо заглушить нефтью, водой или жидкостью повышенной плотности.

Если во время прокачки жидкости обнаружится, что в скважине имеется забойная песчаная пробка или сальник, образовавшийся из продуктов коррозии, то необходимо по центральной системе нагнетать в нее под давлением, превышающим давление в затрубном пространстве, газ или азрированную жидкость. Затем к верхнему концу лифтовых труб следует присоединить одну трубу и всю колонну НКТ

опустить вниз. Если трубы пойдут вниз с «посадкой», то следует приступить к их расхаживанию, отмечая мелом интервалы движения труб вниз и вверх. Эти работы следует проводить лишь при наличии на скважине индикатора веса.

Если расхаживанием освободить прихваченные трубы не удается, то необходимо отвинтить одну трубу и уложить ее на мостки. Затем к колонне НКТ присоединить вертлюг с трубой и, расхаживая ее, одновременно попытаться восстановить циркуляцию как между подъемным и первым рядом труб, так и между последним и эксплуатационной колонной. Если и таким способом освободить прихваченные трубы не удастся, то скважину передают в капитальный ремонт.

Разборка–сборка фонтанной арматуры

Вначале необходимо разъединить штуцерные патрубки (боковые фланцы) от выкидных линий, снять буферный патрубок, положить на заранее отведенное место и присоединить теми же болтами подъемный патрубок с приваренным фланцем на нижнем его конце и с муфтой на верхнем. Отвинтив болты между тройником и центральной задвижкой, элеватор следует завести под муфту этого патрубка. Затем приподнять и снять арматуру. Сборку арматуры производят в обратном порядке.

Увеличение длины колонны спущенных в скважину насосно-компрессорной трубы

Допуск труб проводится в случаях, когда скважину осваивают методом постепенного увеличения длины спущенных НКТ, либо в случаях снижения уровня жидкости в процессе ее эксплуатации, что легко заметить по постепенному падению устьевого и рабочего давления. Длина допускаемых труб должна быть согласована с руководством нефтегазодобывающего управления (НГДУ).

Спускаемые в скважину НКТ заранее укладывают на мостках. Марка, диаметр и резьба их должны соответствовать марке, диаметру и резьбе труб, находящихся в скважине.

До разборки арматуры фактическую длину допускаемых труб необходимо измерить и данные занести в книгу документации скважины.

Процесс спуска наращиваемых труб ничем не отличается от спуска лифтовых труб. Основное условие, которое необходимо соблюдать при этом, – выполнение работ в возможно короткие сроки. Когда при спуске конец труб приближается к переводнику труб первого ряда, допуск последних необходимо производить замедленно

и осторожно, чтобы не ударить их о переводник и не оборвать «хвостовые» трубы.

Уменьшение длины колонны труб, переборка труб

Уменьшение длины колонны проводят в тех случаях, когда при имеющейся подвеске труб невозможно эксплуатировать скважину газлифтным способом. Кроме того, уменьшить длину колонны можно в случаях необходимости ограничения отбора жидкости, подъема уровня, возрастания содержания механических примесей в струе жидкости либо по другим геолого-техническим причинам.

Порядок уменьшения длины труб такой же, как и при их подъеме, только эту операцию проводят в обратном допуску труб порядке.

Переборка труб проводится в тех случаях, когда по геолого-техническим причинам требуется допуск подъемных труб, а глубина спуска переводника первого ряда ограничивает это. Тогда приходится либо поднимать оба ряда труб и за счет уменьшения длины хвостовика увеличивать глубину спуска верхней части воздушных труб и затем спускать подъемные трубы, либо, увеличив глубину подвески труб первого ряда, увеличить соответственно глубину подвески подъемных труб второго ряда.

Ремонт скважин, оборудованных газлифтными клапанами

Особенность ремонта компрессорных скважин, оборудованных газлифтными клапанами, обуславливается тем, что на расчетных глубинах в колонне НКТ устанавливают специальные скважинные камеры. До их спуска обследуют состояние колонны и забоя. При наличии пробки ее удаляют или промывают скважину. При наличии пробки ее удаляют и промывают скважину. Нельзя допускать клапаны в скважины, колонны которых деформированы, имеют дефект или сильно корродированы.

В этих специальных эксцентричных камерах имеется газлифтный клапан. Клапан уплотняется с помощью верхних и нижних колец, изготовленных из нефтестойкой резины, и стопорной пружинной защелки. На внешней стороне камеры уплотнительными кольцами проделаны сквозные отверстия, через которые газ из межтрубного пространства проходит в карман, а затем через боковые отверстия в клапане – в НКТ. Эксцентричная камера изготовлена таким образом, что проходное сечение колонны труб и их соосность полностью сохраняется. В верхней части камеры (рис. 4.1) предусмотрена специальная

направляющая втулка, ориентирующая инструмент, на котором спускают клапан так, чтобы он при отклонении точно попал в карман. При этом с помощью захватного пружинного устройства освобождается головка клапана после его посадки в карман. Посадочный инструмент, спускаемый в НКТ на стальной проволоке диаметром от 1,8 до 2,4 мм и имеющий шарнирные соединения, после ориентирования направляющей втулкой переламывается в этих соединениях с помощью пружинных устройств так, что продольная ось спускаемого клапана совпадает с продольной осью посадочной камеры.

Клапаны извлекают также с помощью канатной техники. Для этого в скважину спускают экстрактор, который, попадая в эксцентричную камеру, после небольшого подъема ориентируется направляющей втулкой в плоскости посадочной камеры. Затем его звенья под действием пружин переламываются так, что становятся в положение перед ловильной головкой клапана. Захватное пружинное приспособление на конце экстрактора при посадке на ловильную головку клапана захватывает ее и при подъеме вырывает клапан из посадочной камеры

Для замены и установки газлифтных клапанов без глушения или останова скважины на устье монтируют оборудование.

Это оборудование состоит из лубрикатора и превентора (рис. 4.1). На верхний фланец крестовины 1 газлифтной арматуры устанавливают малогабаритный перекрывающий механизм – превентор 2 с ручным приводом, имеющим уплотняющие элементы, с помощью которых можно перекрыть скважину даже в том случае, когда в ней остается проволока. К превентору с помощью быстросъемных соединений крепят секции лубрикатора 3 на верхнем конце, которого имеется сальник 6 для пропуска проволоки 8 и ролик 7. Внизу арматуры предусмотрен натяжной шкив 9, через который канат направляется на барабан лебедки с механическим приводом. Параллельно лубрикатору крепится небольшая съемная мачта 4 с полиспастом 5 для облегчения поднятия и сборки лубрикатора и ввода в него необходимого инструмента или извлечения клапанов. Натяжной шкив связана механически с датчиком 10, преобразующим силу натяжения каната в электрические сигналы, передаваемые по кабелю 11 на индикаторное устройство. По натяжению каната можно судить о проводимых операциях на глубине. Приводом для барабана лебедки служит гидравлический двигатель.

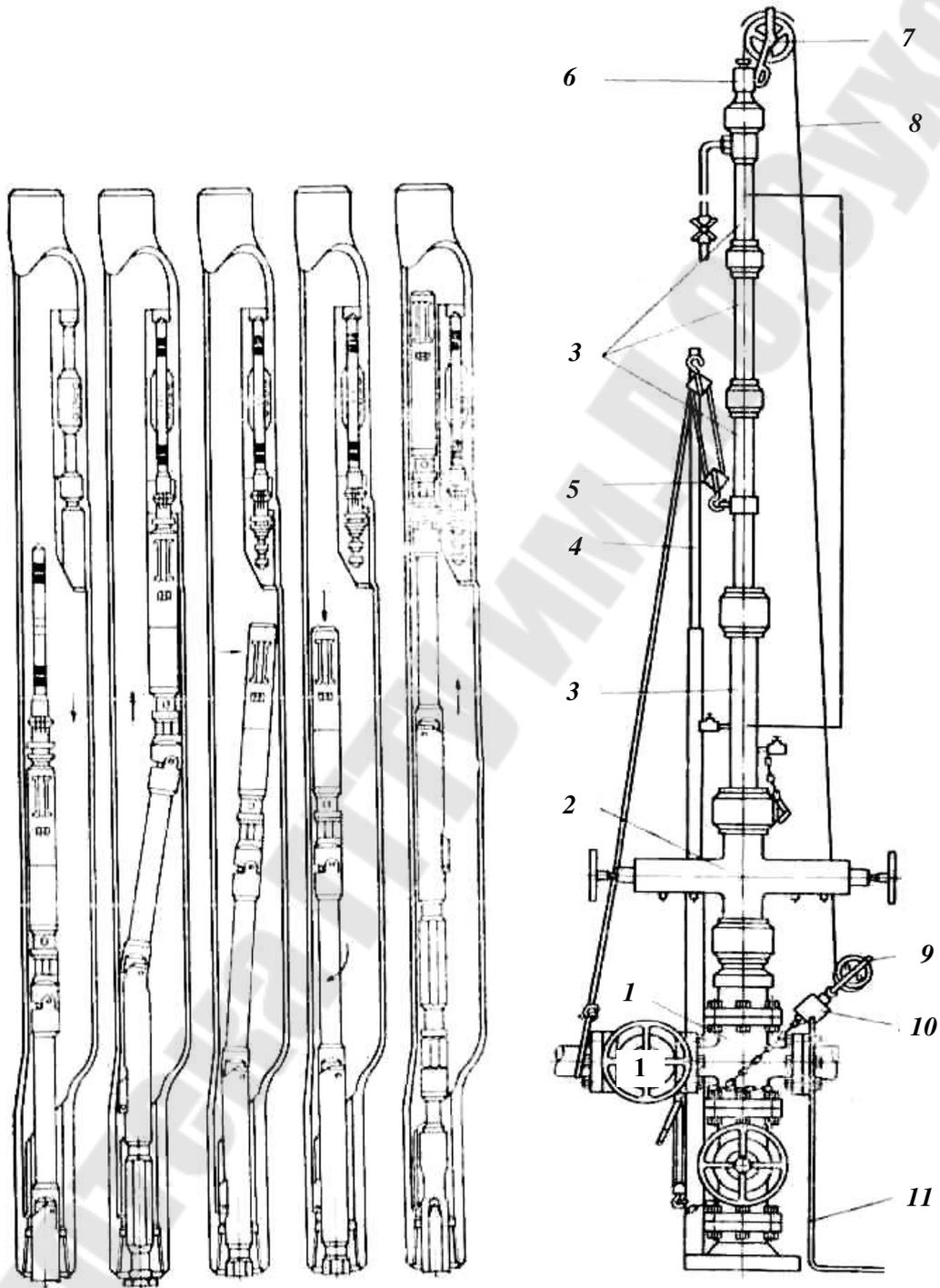


Рис. 4.1. Устьевой лубрикатор и последовательность операций при извлечении газлифтного клапана из кармана эксцентричной камеры с помощью канатной техники

Тема 5. Ремонт скважин, оборудованных погружными центробежными электронасосами

Подготовка к спуску и спуск электроцентробежного насоса (ЭЦН)

Подготовка скважин к спуску в них ЭЦН заключается в проверке состояния эксплуатационной колонны (от устья до глубины, превышающей глубину спуска агрегата на 100–150 м), шаблоном, диаметр которого должен быть на 4 мм больше максимального наружного диаметра погружного агрегата и длиной не менее 9 м. При этом следует избегать спуска шаблона в фильтровую часть.

Перед спуском ЭЦН подготавливают рабочее место, устанавливают мостки для укладки на них деталей погружной установки, монтируют подвесной ролик ко второму поясу вышки, подготавливают вспомогательные приспособления и инструмент для соединения отдельных частей погружного агрегата и крепления кабеля.

Подвесной ролик служит для направления кабеля, сбегаяемого с верхней части барабана, к устью скважины, облегчения операций по спуску и подъему и недопущения перегибов.

Работы по спуску ЭЦН в скважину выполняют в следующем порядке: на устье скважины двигатель соединяют с гидрозащитой и насосом; надевают монтажный хомут на компенсатор, поднимают его с мостков и спускают в скважину до посадки на фланец эксплуатационной колонны; снимают транспортировочную крышку компенсатора, надевают хомут на двигатель, приподнимают его над устьем скважины и снимают нижнюю транспортировочную крышку; соединяют двигатель с компенсатором, вывинчивают пробку и открывают перепускной клапан, отвинтив его на 3–4 оборота; вновь завинчивают пробку и снимают хомут с компенсатора, спускают двигатель в скважину до установки хомута на фланец эксплуатационной колонны; снимают крышку кабельного ввода двигателя, промывают контакты трансформаторным маслом и замеряют сопротивление изоляции двигателя и кабеля. Оно должно быть не менее 10 кОм.

После всех операций вывинчивают пробку двигателя, в отверстие ввинчивают штуцер маслонасоса и прокачивают масло до перелива его через отверстие в колодке кабельного ввода, соединяют муфту кабеля с колодкой токоввода двигателя и устанавливают на место крышку. Затем испытывают на герметичность кабельный ввод и фланцевое соединение с компенсатором при давлении масла 1,0 МПа в течение 5 минут. При этом течь и запотевание недопустимы. При опрессовке перепускной клапан компенсатора должен быть открыт.

Далее с двигателя снимают верхнюю транспортировочную крышку, проверяют вращение вала шлицевым ключом, надевают хомут на протектор и поднимают его над устьем. Затем снимают верхнюю крышку протектора и проверяют вращение его вала, проверяют посадку шлицевой муфты на валы двигателя и протектора, и соединяют двигатель с протектором.

Вывинчивают пробку протектора и через клапан в головке двигателя закачивают трансформаторное масло до появления его в отверстии под пробкой, ввинчивают манометр и испытывают на герметичность фланцевое соединение протектора с двигателем при давлении 0,2 МПа в течение 10 минут. Затем давление снижают до атмосферного и вывинчивают манометр.

После осуществления контрольных работ приподнимают насос над устьем и проверяют вращение его валов, валов протектора и посадку шлицевой муфты и соединяют насос с протектором.

Далее погружной агрегат приподнимают над устьем, вывинчивают пробку из компенсатора, открывают его перепускной клапан и вновь ввинчивают пробку. Затем кратковременно включают двигатель для определения правильности направления вращения вала, (направление вращения будет правильным, если корпус двигателя развернется против часовой стрелки при наблюдении за валом сверху). После этого погружной агрегат соединяют с первой трубой, под которой монтируют спускной клапан. Спуск НКТ с погружным агрегатом ничем не отличается от спуска труб при обычном ремонте скважин.

Смена насоса

Прежде чем приступить к работам по подъему агрегата из скважины необходимо выключить установку и блок рубильник–предохранитель. Затем отсоединяют кабель, питающий двигатель, от станции управления и проверяют сопротивление изоляции системы кабель–двигатель. При необходимости глушат скважину, демонтируют устьевую арматуру, спускают жидкость из колонны НКТ через спускной клапан, установленный над насосом. Отверстие в этом клапане вскрывают при помощи металлического стержня диаметром 35 мм и длиной 650 мм, сбрасываемого в трубу с поверхности. Стержень, ударяясь о штуцер, отламывает его в месте надреза и открывает отверстие в клапане. В результате жидкость из труб в муфту верхней из них, подвешенной на планшайбе, ввинчивают подъемный патрубок длиной 0,25–1,0 м, имеющий на одном конце резьбу, а на другом – муфту для захвата элеватором. Затем разбирают уплотнение кабеля

в планшайбе или колонной головке, устанавливают пьедестал на фланец эксплуатационной колонны и извлекают насосные трубы с кабелем. Погружной агрегат поднимают со скоростью не более 0,25 м/с.

По мере подъема труб кабель освобождают от хомутов, не допуская падения их в скважину, и навивают на барабан кабеленаматывателя. При этом необходимо следить за тем, чтобы кабель навивался равномерно и не касался земли.

Во время спускоподъемных операций (СПО) проводить какие-либо работы с кабелем запрещается: нельзя сматывать его на землю, не допускаются резкие перегибы его и удары по броне. После подъема агрегата снимают защитные кожухи плоского кабеля. Под головкой нижней секции насоса устанавливают хомут, агрегат спускают до посадки хомута на фланец эксплуатационной колонны и верхнюю секцию насоса отсоединяют от нижней. После проверки вращения вала верхнюю секцию закрывают защитной крышкой и укладывают на мостки.

В процессе демонтажа узлы агрегата (насос, протектор, двигатель, компенсатор, муфта кабеля) обязательно закрывают упаковочными крышками.

Ремонт скважин, оборудованных штанговыми скважинными насосами

Ремонт штанговых насосных скважин заключается в подъеме и спуске насосных штанг или труб; ликвидации обрыва и отвинчивании штанг; проверке и замене клапанов; посадочного конуса или его гнезда; смене насосов; расхаживании заклинившегося плунжера в цилиндре насоса.

Разборка и сборка станка-качалки и устьевого оборудования

Перед началом ремонта насосных скважин частично разбирают СК. Установив головку балансира в крайнем верхнем положении и закрепив ее тормозом, на полированном штоке несколько выше крышки устьевого сальника, устанавливают штанговый зажим. Отсоединив канатную подвеску от штока, плавно опускают вниз всю колонну насосных штанг до тех пор, пока нижняя сторона штангового зажима не сядет плотно на крышку сальника масса всей колонны насосных штанг до тех пор, пока нижняя сторона штангового зажима не сядет плотно на крышку сальника. После этого, захватив нижний конец головки балансира СК канатным штропом, заранее подвешенным на крюк талевого системы, производят плавный подъем. В процессе

дальнейшего подъема головка балансира СК поворачивается вокруг шарнира (если она начнет поворачиваться в обратную сторону, по сигналу оператора прекращают подъем и начинают плавный спуск), а затем тыльной частью ложится на верхнюю полку балансира и в таком положении находится во время ремонта скважины.

После отсоединения сальникового штока канатную подвеску присоединяют к штропам талевой системы. Немного приподняв ее, оттягивают вручную вправо или влево вспомогательный канатик, заранее прикрепленный к головке балансира, при этом последняя отводится в сторону.

После разъединения сальникового штока от головки балансира разбирают устьевое оборудование.

Смена трубного штангового насоса

Смена трубного насоса связана с подъемом и спуском штанг и труб.

Проверка и смена трубного насоса

После разборки СК и УО из скважины извлекают насосные штанги с плунжером и укладывают рядами на мостки. Затем вместе с цилиндром насоса и защитным приспособлением, присоединенным к его приему, извлекают насосные трубы.

После окончания подъема насоса при помощи глубинной лебедки определяют глубину уровня и забоя скважины. Если фильтр открыт, то приступают к спуску нового насоса. Если цилиндр и плунжер насоса сильно сработаны, то их заменяют новыми. Если же они пригодны для дальнейшей эксплуатации, то их промывают керосином и вновь спускают в скважину.

Вначале спускают защитное приспособление (газовый якорь, сепаратор, фильтр), затем присоединив к нему приемную часть – на трубах насос на заранее намеченную глубину. После этого сажают трубы на планшайбу, спускают плунжер на насосных штангах и, не допуская их на 5–6 м до цилиндра насоса, заливают водой спущенные в скважину насосные трубы. Помещают плунжер в цилиндр насоса и разъединяют приемный клапан, если насос трехклапанный. Заполнив насосные трубы водой до устья, определяют нижнее положение плунжера при максимальном наклоне головки балансира СК. После сборки устьевого оборудования скважины и СК, присоединения сальникового штока к головке балансира при помощи канатной подвески скважину запускают в работу.

Замена клапанов

Для замены клапанов штанги вместе с плунжером насоса поднимают из скважины. Если насос трехклапанный, то предварительно ловят приемный клапан при помощи захватного приспособления, смонтированного на нижнем конце плунжера. Замена только шарика или седла, или же переворачивание седла не разрешается, т. к. на заводе седло притирается к шарика с одной стороны.

После смены отработанных клапанов плунжер спускают в трубы на насосных штангах. Установив плунжер в цилиндр, и отсоединив приемный клапан от нижнего его конца, штанги обмывают водой. Затем спущенные в скважину трубы заполняют водой, устанавливают устьевое оборудование (УО), собирают СК, сальниковый шток присоединяют к канатной подвеске и пускают СК в работу.

Проверка и смена захватных приспособлений

У 2-клапанных насосов захватным приспособлением является соединительный шток.

Если произошел обрыв соединительного штока, то обычно поднимают насосные трубы, т. к. спуск ловильного приспособления в цилиндр насоса для ловли конца оставшегося соединительного штока, ввинченного в клетку приемного клапана, может привести к порче втулок. В случае отвинчивания нижнего конца соединительного штока от клетки приемного клапана последний вылавливают. Для этого на штангах спускают специальный палец, имеющий на своем нижнем конце резьбу пальца, соответствующую резьбе соединительного штока, и несколько большую конусность. На высоте 1 м от нижнего конца резьбы пальца на штангах устанавливают направление с диаметром несколько меньшим, чем диаметр плунжера, так, чтобы оно могло свободно проходить в цилиндр насоса, не нарушая его поверхности. При допуске штанг, благодаря направлению, резьба пальца попадает в резьбу клетки приемного клапана. Затем штанги вращают по часовой стрелке, свинчивая тем самым палец с клеткой, и поднимают на поверхность. Так как при ловле приемного клапана насосные трубы обычно заполняют водой, то при подъеме штанг захваченный конус срывается с места и жидкость сливается из труб. Если во время подъема штанг жидкость остается в трубах, то операцию по ловле приемного клапана повторяют. После извлечения приемного клапана на дневную поверхность его проверяют и, если необходимо, заменяют. Затем соединяют его с соединительным штоком плунжера и вместе с последним спускают в цилиндр насоса.

Смена вставного штангового насоса

Замена насоса

Из скважины поднимают отработанный насос и спускают новый. Затем насосные трубы заполняют водой для проверки герметичности и правильности посадки насоса и срываю его с посадочного гнезда. При этом вода из труб устремляется вниз, смывая частицы грязи и песка с наружной поверхности штанг и внутренней поверхности насосных труб. Затем насос повторно устанавливают на место, трубы вновь заполняют водой, монтируют УО, присоединяют сальниковый шток к канатной подвеске и запускают СК.

Замена посадочного гнезда

Посадочное гнездо вставного насоса монтируют в рубашке, спускаемой в скважину на насосных трубах. Поэтому для замены рубашки необходимо поднять трубы.

При смене посадочного гнезда особое внимание следует уделять состоянию его конусной фаски, с помощью которой отделяется жидкость, находящаяся в насосных трубах и в скважине. Если на фаске имеются царапины или вмятины необходимо убедиться в том, что само посадочное гнездо установлено в расточке рубашки, и в процессе его закрепления перекоса не происходит. При этом проверяют состояние замковой пружины.

В случае перекоса посадочного гнезда в рубашке насоса жидкость после спуска СК поступать не будет. Поэтому рубашку следует проверить в собранном виде, затем на трубах спустить в скважину.

Обрыв или отвинчивание насосных штанг

После разборки СК из скважины поднимают ту часть колонны штанг, которая осталась после разъединения их. В насосные трубы на штангах спускают шлипс, который прочно захватывает оборванную штангу, после чего ее поднимают. Затем спускают полный комплект штанг, собирают наземное оборудование скважины и включают СК.

Для замены дефектных или оборвавшихся штанг на мостках должно находиться не менее двух запасных штанг соответствующего диаметра и марки стали.

При отвинчивании штанг в насосные трубы спускают штанговый ловитель (клапан). После захвата им штанг их поднимают из скважины, проверяют, соединяют с отвинтившимся концом и вновь спускают трубы. Если резьба имеет дефект, то штанги заменяют новыми. Если обрыв или отвинчивание штанг произошло в нижней части колонны, то поднимают всю колонну.

Устранение заклинивания плунжера

Для устранения заклинивания плунжера насоса разбирают СК и УО и плавно подтягивают колонну насосных штанг. Затем многократно сажают и поднимают плунжер до полного выхода его из цилиндра. Если насос 2-клапанный, то при этом жидкость, заполняющая трубы, устремляется в скважину и промывает цилиндр.

Убедившись, что плунжер свободно перемещается по всей длине цилиндра и заеданий в это время не происходит, допускают его до нижнего положения и заливают насосные трубы водой. Затем вновь приподнимают штанги до полного выхода плунжера вместе с приемным клапаном из цилиндра. Вода из труб вновь стекает в скважину, попутно промывая цилиндр. Плунжер допускают до нижнего, в котором приемный клапан устанавливается в гнезде. Насосные трубы заливают трубы, проводят сборку УО и СК и запускают скважину.

Если плунжер сильно заклинило и при подтягивании штанг вверх он остается неподвижным, то при помощи кругового штангового ключа отвинчивают штанги и поднимают по частям насосные трубы. Отвинтив по частям штанги и трубы извлекают насос с заклиненным плунжером и спускают новый.

Во избежание заклинивания плунжера в цилиндре насоса рекомендуется:

- а) использовать насосные трубы диаметрами, соответствующими диаметрам насоса;
- б) применять защитные приспособления;
- в) обеспечивать соответствующие скорости подъема жидкости в насосных трубах;
- г) не допускать колонну штанг после спуска их в трубы;
- д) промывать колонну штанг после спуска их в трубы.

Если при подтягивании штанг плунжер сильно заклинило, то время натяжки колонны штанг насос выходит из замковой пружины, в результате, его со штангами извлекают из скважины. Затем спускают новый насос, трубы заливают водой, проверяют герметичность насоса, проводят сборку устьевого оборудования и СК и скважину запускают в работу.

В случае заклинивания плунжера вставного насоса трубы извлекать не следует. Тогда лишь плавно поднимают штанги вместе с насосом и заменяют его новым.

Тема 6. Очистка фильтра скважины и эксплуатационных колонн от отложений парафино-смолистых веществ

В группу парафинов входят твердые углеводороды от $C_{17}H_{36}$ до $C_{71}H_{144}$. Плотность парафина в твердом состоянии колеблется от 865 до 940 кг/м³. Чистые парафины – белые кристаллические вещества, которые при определенных термодинамических условиях пласта находятся в растворенном состоянии. Состав парафиноотложений зависит в определенной степени от свойств и состава исходной нефти, а также от места отложения по пути движения нефти. В зависимости от процентного (по весу) содержания парафина нефти разделяются на парафинистые (более 2 % парафина), слабопарафинистые (от 1 до 2 % парафина) и беспарафинистые (менее 1 % парафина). Точное значение состава парафиноотложений имеет практическое значение для определения оптимальных методов борьбы с ними, в частности для выбора химических реагентов.

Находящиеся в нефти парафиновые вещества могут выпадать как в призабойной зоне пласта, так и на различных участках внутри-скважинного и наземного оборудования, а также в коммуникациях. Смолы и асфальтены оказывают существенное влияние на процесс формирования кристаллов парафина вследствие их высокой адсорбционной способности и задерживают их рост, что приводит к образованию прочной структуры. Толщина отложений и содержание парафина увеличивается по мере приближения к устью. Это происходит по следующей причине: пока в пласте и далее по лифту давление будет падать от первоначального $P_{пл}$ до давления насыщения $P_{нас}$, смесь углеводородов будет находиться в однофазном состоянии, как только в лифте давление станет ниже $P_{нас}$ начнется процесс выделения газа. Дальнейшее снижение давления приведет к увеличению объема газовой фазы и созданию критических условий, при которых начнут выделяться и твердые углеводороды (парафин), объем которых будет непрерывно возрастать от точки ($P_{кр}$, $T_{кр}$) до максимума у устья. Количество парафиноотложений по мере приближения к устью скважины будет также возрастать за счет более интенсивного перехода его в твердую фазу из жидкой и за счет приноса его на оболочках газовых пузырьков из нижних слоев движущейся нефти, где он выкристаллизовывается. Это происходит благодаря наличию относительного движения газа, который движется быстрее, чем жидкостью точки начала выделения газа ($P_{нас}$) и начала выделения твердой фазы – парафина –

($P_{кр}$, $T_{кр}$) могут находиться на различной глубине в зависимости от технологического режима работы скважины (от $P_{заб}$ и $P_{уст}$) снижение $P_{заб}$ и $P_{уст}$. Приводит к началу образования газовой фазы в более низких точках НКТ. При этом увеличивается длина участка подъемных труб, на которой будут отложения парафина. Известно, что парафин откладывается неравномерно по всей длине НКТ, увеличиваясь от места начала кристаллизации вверх. Кроме того, температура плавления парафина уменьшается снизу вверх, т. е. в нижней части выпадают кристаллы более тугоплавких парафинов, а в верхней – менее термостойкие парафины, что необходимо учитывать при проведении технологических обработок.

В процессе фонтанирования скважины, за счет теплопередачи в окружающую среду, падения давления и выделения растворенного газа в подъемных трубах, происходит охлаждение нефти. При снижении температуры нефти ниже определенного критического значения парафин кристаллизуется на стенках подъемных труб. Отложения парафина на стенках труб, арматуры и трубопроводов уменьшает проходное сечение, создает дополнительные сопротивления движению нефти и газонефтяной смеси, что повышает противодавление на забой скважины и, как следствие этого, уменьшает приток нефти из пласта в скважину. На практике прекращается фонтанирование из-за полного запаарафинивания подъемных труб, арматуры и т. д.

В скважинах, оборудованных установкой штангового глубинного насоса (УШГН), отложение парафина в колоннах подъемных труб и на штангах создает дополнительное сопротивление движению не только жидкости, но и штанг, что значительно увеличивает нагрузку на станок-качалку, а это в свою очередь, приводит к обрыву штанг или поломке их в нижней части ближе к плунжеру при возникновении осевых нагрузок, ухудшению условий работы глубинного насоса и станка-качалки, к повышению расхода электроэнергии. Также на скважинах, оборудованных УШГН, парафиноотложения будут наблюдаться с большей глубины, чем для фонтанных скважин, оборудованных установкой электроцентробежного насоса (УЭЦН) из-за малодобитности и снижения тепломассопереноса.

Кроме того, из-за отложения парафина на стенках труб в них увеличивается давление, а это приводит к увеличению утечек жидкости через плунжер и клапан насоса, и, как следствие, уменьшению коэффициента подачи насоса.

В скважинах, оборудованных УЭЦН, при отложении парафина увеличивается противодавление на насос, в результате чего производительность его снижается, повышаются энергетические затраты, уменьшается КПД установки.

Значительное снижение производительности может привести к перегреву электродвигателя и преждевременному выходу его из строя. Частые спуско-подъемные операции, связанные с заменой глубинного оборудования, приводят к порче бронированного кабеля, засорению забоя скважины и т. д., также для нефтяных скважин, эксплуатирующихся УЭЦН, интенсивность отложения парафина несколько снижается в связи с термообработкой пластовой жидкости погружным электродвигателем. При этом температура откачиваемой жидкости увеличивается на 10–13 градусов по сравнению с фонтанным способом, что приводит к сдвигу точки $(T_{кр}, P_{кр})$ вверх по лифту на несколько сот метров. Однако наблюдаемое увеличение температуры жидкости не исключает полностью осложнений, вызванных выпадением парафина. Отложения парафина могут привести к полному прекращению подачи жидкости, в такой ситуации необходимо полностью поднимать оборудование из скважины. Эта операция трудоемка и, как правило, происходит в осложненных условиях.

Таким образом, при любом способе добычи постепенное штуцирование проходного сечения НКТ парафиноотложениями ведет к снижению производительности скважины, а, следовательно, и к снижению общего объема добытой нефти и, наконец, к отказу подземного оборудования. В этих условиях нормальная работа скважин невозможна без правильного выбора технологии борьбы с отложениями парафина, что будет способствовать: сокращению числа ремонтов и уменьшению простоев скважин, продлению срока службы оборудования, обеспечению ритмичной работы промысла и снижению себестоимости тонны нефти.

Способы удаления парафино-смолистых веществ с внутренней поверхности насосно-компрессорных труб

Механическая очистка скважин

Для механической очистки подъемных труб от парафина применяют скребки, которые, перемещаясь вдоль колонны труб, срезают с них отложения. Движение скребков вниз происходит под действием силы тяжести самих скребков и специально применяемых грузов, а вверх скребки поднимаются на тросе при помощи лебедки. Приме-

няются также скребки, поднимаемые без троса, – «летающие» скребки, которые спускаются под действием силы тяжести, а поднимаются под действием восходящей струи жидкости.

Скребки различных конструкций, спускаемые в скважину на проволоке, могут иметь постоянное сечение и переменное. Скребок срезает парафин заостренными кромками корпуса при движении вверх и вниз. Наружный диаметр таких скребков на 1,5–2 мм меньше диаметра подъемных труб. Конструкция скребка позволяет свободно проходить восходящему потоку жидкости. Такой скребок надо спускать в скважину не позднее того момента, когда на трубах отложится слой парафина толщиной 0,5–0,7 мм.

Недостатком скребка этой конструкции является необходимость делать частые спуско-подъемы скребка во избежание образования слоя парафина толщиной более 0,7 мм. Задержка по каким-либо причинам очередного спуска-подъема скребка приводит к тому, что на стенках труб успевает отложиться слой парафина большей толщины, и дальнейший спуск скребка будет затруднен или вовсе невозможен. Чтобы устранить этот недостаток были разработаны различные конструкции скребков переменного сечения, отличающиеся от описанной конструкции тем, что при спуске сечение их уменьшается в результате движения ножей скребков. Такие скребки срезают парафин только при движении вверх.

Скребки переменного сечения можно спускать при большем запарафинивании труб, поэтому число спуско-подъемов их сокращается.

Спуск и подъем скребков на проволоке производят при помощи лебедки, при этом устье скважины оборудуется лубрикаторм с сальником, позволяющим свободно проходить через него проволоке при герметизированном устье скважины. Глубину спуска скребка для каждой скважины подбирают индивидуально (в зависимости от глубины начала асфальтосмолисто-парафиновых отложений (АСПО)), как правило, она не превышает 1000 м и определяется количеством оборотов барабана лебедки. Для очистки НКТ в скважинах, эксплуатирующихся установками ШГН, применяются скребки, укрепляемые на насосных штангах. Обычно на одной штанге крепят от 5 до 11 скребков длиной до 80 мм. При употреблении пластинчатых скребков колонну штанг на поверхности подвешивают на штанговращателе. Однако надежность таких систем для удаления АСПО очень низкая, т. к. кроме НКТ происходит запарафинивание штанг и последующее их заклинивание со сломом пластинчатых скребков.

Методы теплового воздействия

Методы теплового воздействия для очистки труб от парафина получили широкое применение. Тепловое воздействие осуществляется в виде прокачки горячей жидкости (нефти), нагнетания в скважину пара.

1. При депарафинизации прокачкой нефти в скважину в качестве теплоносителя закачивают подогретую нефть. Имеется специальный агрегат депарафинизации нефти (АДПМ) для нагрева и нагнетания нефти или других рабочих агентов. Прокачивать горячую нефть можно по кольцевой системе, т. е. в кольцевое пространство между эксплуатационной колонной и фонтанными трубами и по центральной системе, т. е. непосредственно в подъемные трубы.

Преимущество кольцевой системы состоит в том, что депарафинизацию можно производить без остановки работы скважины. Для этого в затрубное пространство подается такое количество нефти, которое не нарушало бы фонтанирования скважины.

На выкидке затрубного пространства при этом способе надо ставить обратный клапан. Процесс депарафинизации контролируется измерением температуры на выкидке, которая при нормальном процессе должна доходить до 40–50 °С, в скважину же закачивают нефть температурой у устья 80–110 °С. Причем температура нагрева при обработке скважины, оборудованной УЭЦН меньше, чем при обработке УШГН, т. к. можно повредить кабель.

При центральной системе, т. е. при закачке горячей нефти в подъемные трубы, более эффективно используется тепло закачиваемой в скважину подогретой нефти, которое затрачивается непосредственно на расплавление отложившегося на трубах парафина. При этой системе достаточно, чтобы температура подогретой нефти на устье скважины была 50–70 °С. Однако недостатком этого способа является необходимость остановки скважины при его применении.

2. Депарафинизация подъемных труб нагнетанием пара также получила промышленное применение. В качестве генератора пара пользуются паровой передвижной установкой ППУ, состоящей из прямоточного котла, рабочим давлением 50 атм. (максимально 75), производительностью 1000 кг пара в час с необходимым вспомогательным оборудованием, установленным на машине.

Депарафинизация этим способом осуществляется следующим образом: получаемый от паровой установки пар подается в затрубное пространство скважины и выход через подъемные трубы, обогревая

их. Расплавленный парафин выносится на поверхность фонтанной струей.

В настоящее время этот способ в основном применяют для депарафинизации выкидных линий, используя одну или несколько ППУ (в зависимости от длины линии). Для депарафинизации же фонтанных скважин его почти не применяют.

Химические методы депарафинизации

Химические методы депарафинизации, т. е. применение растворителей получили широкое распространение. Химпродукты можно применять практически на любом нефтепромысловом объекте или его участке, можно оперативно менять дозировку и технологию использования, подбирать марки химических реагентов применительно к конкретным условиям. Очень важным является то, что использование химических реагентов для борьбы с АСПО во многих случаях совмещается с:

- процессом разрушения (предотвращения образования) устойчивых водонефтяных эмульсий;
- защитой нефтепромыслового оборудования от коррозии;
- защитой от солеотложений;
- процессом формирования оптимальных структур газожидкостного потока.

Химические реагенты в зависимости от места отложения АСПО можно вводить:

- 1) в призабойную зону пласта;
- 2) на прием насоса или на башмак фонтанных труб;
- 3) на устье скважины;
- 4) в замерные и технологические замерные установки;
- 5) в другие объекты учета и хранения нефти.

Вводить химические реагенты можно непрерывно, периодически при высокой обводненности продукции, либо при периодических чистках или тепловых обработках, либо в разовом порядке (при закачке в призабойную зону пласта (ПЗП)).

По механизму воздействия АСПО химические реагенты подразделяются на следующие типы: растворители, ингибиторы диспергаторы и ингибиторы присадки.

Растворители изменяют поверхностные свойства АСПО и растворяют их. При этом происходит снижение сил сцепления частиц АСПО с поверхностями труб и оборудования, и отложения удаляются с потоком нефти.

Для удаления нефти АСПО предложено 50 составов, различающихся эффективностью, технологией проведения, стоимостью и т. д. Для практического применения в отрасли рекомендованы следующие химические реагенты: СНПХ-7р-2, СНПХ-7р-1, газоконденсат, газовый бензин, нефтяной сольвент, толуол, углеводородный слой, абсорбент, газовый бензин + ПАВ.

Композиционные смеси вышеуказанных растворителей представляют собой смеси индивидуальных компонентов, смешение которых не сопровождается химическими реакциями, т. е. химический состав не претерпевает изменений. Физико-химические константы и свойства смесей ближе к показателям того растворителя, содержание которого в композиции превалирует.

При подборе реагентов за основу берутся следующие показатели и факторы:

1) степень изученности и подготовленности реагента к применению (наличие сырьевой и производственной базы для получения реагента, полнота лабораторных исследований, результаты опытно-промышленных испытаний);

2) влияние состава на качество добываемой продукции (на процессы нефтепереработки, на качество нефтепродуктов, на работу УПН);

3) эффективность реагента (способность растворения парафина, смол асфальтенов; эффективность действия по пути движения ПЗ-лифт-выкидная линия; применимость для многих технологических процессов; наличие положительных эффектов, например, отмыв отложений и создание защитной пленки);

4) технологические показатели (многокомпонентность, стабильность при хранении и транспортировке, коррозионная активность и т. д.);

5) капитальные затраты (создание базы хранения, необходимость создания установок для затаривания смешения и приготовления);

6) экономические показатели (дефицитность сырья, стоимость, включение состава в баланс состава нефти).

Сухой газовый бензин (СГБ) нашел применение на промыслах Беларуси по совокупности следующих показателей:

1) влияние реагента на качество добываемой продукции, а также на процессы нефтепереработки;

2) наличие сырьевой базы для получения СГБ и непосредственная близость его производства к промыслам.

Эффективность воздействия реагента (СГБ) возрастает при постоянно работающем насосе. Растворяющую способность СГБ также можно увеличить за счет совмещения обработки растворителем с тепловой обработкой.

С целью поиска эффективных растворителей АСПО в различные годы проводились исследования растворяющей и отмывающей способности реагентов. Анализ полученных данных показывает, что хотя наиболее эффективным растворителем следует считать гексановую фракцию, она с успехом может быть заменена другими растворителями, пироконденсатом гидростабилизированным (ПКГС) (растворяющая способность – 41–85 %), липириленом (44,9–90,8 %). Для повышения эффективности обработок горячей водой исследованы растворы МЛ-80 и СУМ-3. Установлено, что добавка 1,5–25 % ПАВ улучшает отмывающие свойства закачиваемой жидкости. Можно сказать, что применение подогретых водных растворов МЛ-80 и СУМ-3 являются эффективным.

Тема 7. Ремонты скважин, связанные с очисткой забоя от песчаных пробок

Ликвидацию песчаных пробок проводят промывкой скважин водой, различными жидкостями, газожидкостными смесями, пенами, продувкой воздуха, очистки скважины с помощью струйного насоса, гидробура и желонки.

Прямая промывка скважины от песчаной пробки – процесс удаления из нее песка путем нагнетания промывочной жидкости внутрь спущенных труб и выноса размытой породы жидкостью через затрубное пространство.

Для повышения эффективности разрыхления пробок на конец колонны НКТ навинчивают различные приспособления – короткие патрубки, называемые мундштукам.

Различают прямую промывку обычную и скоростную.

Скоростная прямая промывка (рис. 7.1) отличается от обычной тем, что в период наращивания промывочных труб процесс промывки не прекращается. Это исключает оседание размытого песка и прихват промывочных труб.

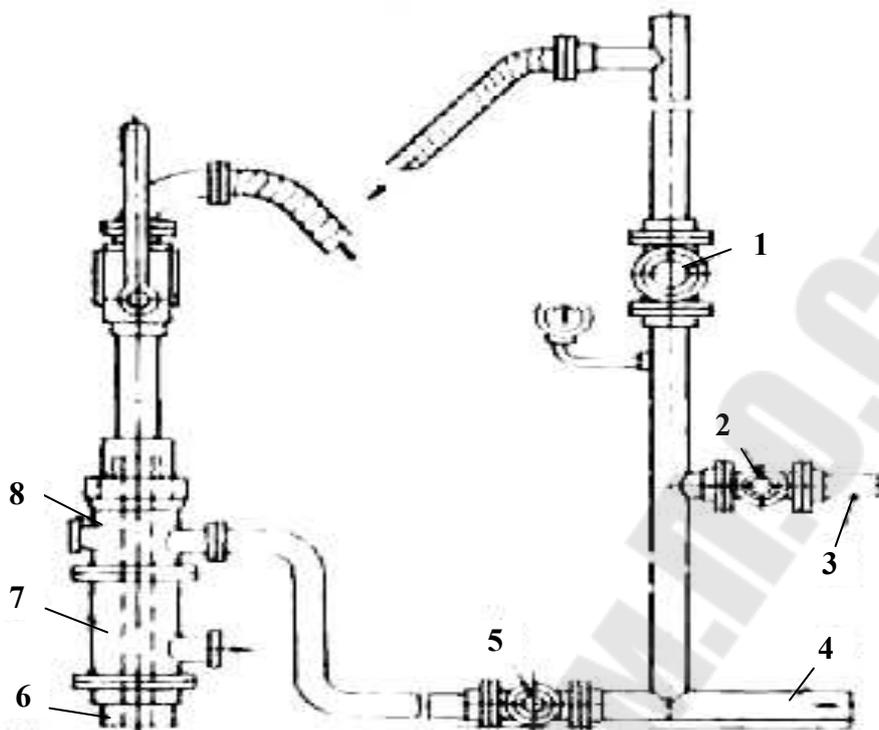


Рис. 7.1. Схема прямой скоростной промывки скважин для удаления песчаной пробки:

1, 2, 5 – краны; 3 – выкид; 4 – выкид от насоса;
6 – скважина; 7 – тройник; 8 – промывочная головка

Обратная промывка скважин – процесс удаления песка из скважин с нагнетанием промывочной жидкости в затрубное пространство и направлением восходящего потока жидкости через промывочные трубы. Устье скважины оборудуют сальником, который с помощью фланца 10 прикрепляется к тройнику или крестовине (рис. 7.2). Корпус 8 сальника изготавливают из металлического патрубка с приваренным отводом 9 для присоединения выкидной линии промывочного агрегата. Внутри корпуса приварен конус 7, заклинивающий резиновое уплотнение 6. На верхнюю его часть навинчена гайка 1 с ручками 2 для сжатия резинового уплотнения и посадки на ее колонны промывочных труб с элеватором при наращивании очередной трубы. Шпилька 4, шайба 5 и кольцо 3 с резиновым уплотнением изготавливаются как одно целое в специальной пресс-форме.

Сальник действует подобно самоуплотняющемуся поршню. Давление промывочной жидкости распирает резиновое уплотнение и тем самым герметизирует затрубное пространство.

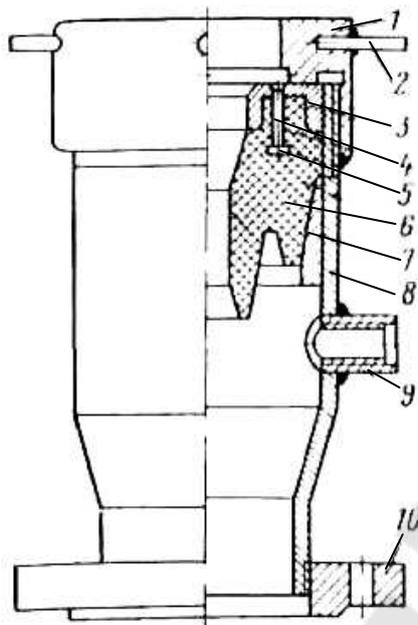


Рис. 7.2. Сальник для обратной промывки скважин:
 1, 2 – гайка с ручками; 3 – кольцо; 4 – шпилька; 5 – шайба;
 6 – резиновое уплотнение; 7 – конус; 8 – корпус сальника; 9 – отвод
 для присоединения выкидной линии промывочного агрегата; 10 – фланец

Обратная промывка по сравнению с прямой имеет следующие преимущества:

- 1) большая скорость восходящего потока;
- 2) вынос более крупных фракций песка;
- 3) диаметр скважины не влияет на скорость выноса песчинок;
- 4) нахождение выносимой породы в промывочных трубах, а чистой жидкости в кольцевом пространстве устраняет возможность прихвата труб;
- 5) достаточная скорость выноса размывого песка достигается при сравнительно малых расходах жидкости.

Недостатки:

- 1) необходимость применения специального оборудования для герметизации устья;
- 2) меньшая интенсивность размыва пробки;
- 3) невозможность применения мундштуков.

Для промывки плотных песчаных пробок рекомендуется применять комбинированную промывку с помощью промывочного устройства ПУ-1.

Промывочное устройство ПУ-1 (рис. 7.3) состоит из циркуляционной муфты 1 с продольными и поперечными отверстиями для на-

правления жидкости из затрубного пространства в трубы и обратно – из затрубного пространства в промывочные трубы.

На нижний конец циркуляционной муфты навинчивают переходник для присоединения промывочного устройства к трубам, а верхний – корпус 6, в котором просверлено несколько отверстий, со специальной муфтой 7. Снаружи на корпус надета резиновая самоуплотняющаяся манжета 2, удерживаемая распорным кольцом 3 и зажимной гайкой 4. В середине циркуляционной муфты предусмотрено гнездо, в резьбу которого ввинчивают нижний конец внутреннего патрубка 5. Верхний конец этого патрубка снаружи герметизируется сальниковой набивкой 8 и грундбуксой 9. Этим исключается возможность прохода жидкости через соединения внутреннего патрубка со спецмуфтой.

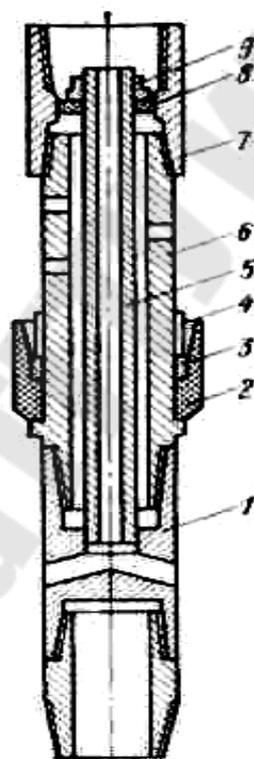


Рис. 7.3. Промывочное устройство:

- 1 – циркуляционная муфта; 2 – самоуплотняющаяся муфта;
- 3 – распорное кольцо; 4 – зажимная гайка; 5 – патрубок;
- 6 – корпус; 7 – муфта; 8 – сальниковая набивка; 9 – грундбукса

Работы с промывочным устройством проводят в следующем порядке. В скважину спускают промывочные трубы, затем к ним присоединяют устройство, к верхнему концу которого привинчивают наращиваемую трубу.

Для отвода жидкости из колонны промывочных труб применяют головку. На устье устанавливают сальник для обратной промывки и затем закачивают промывочную жидкость в затрубное пространство. Вследствие перекрытия межтрубного пространства манжетой 2 жидкость через отверстия в корпусе б и продольные каналы циркуляционной муфты 1 поступает к забою скважины. Смесь размытой пробки и жидкости поднимается по затрубному пространству до циркуляционной муфты и, проходя через ее поперечные каналы и патрубков 5, направляется в промывочные трубы, а затем выносится на поверхность.

По окончании размыва пробки на длину наращенной трубы элеватор, нагруженный колонной труб, устанавливают на сальник и закачивают 1–2 м³ жидкости. Затем наращивают новую трубу. Эти операции повторяют в зависимости от толщины пробки. По окончании промывки снимают с устья скважины сальник, поднимают трубы с промывочным устройством.

Промывка скважин струйными аппаратами

Данный способ применяют в тех случаях, когда эксплуатационная колонна имеет дефекты либо разрабатываемый пласт сильно дренирован. Установка для промывки скважин состоит из струйного насоса, концентрично расположенных труб и поверхностного оборудования (шланга, вертлюга, приспособления для подлива воды).

Струйный аппарат (рис. 7.4) представляет собой инжектор, состоящий из диффузора 3, сопла 4 и размывочной головки 6. При упоре размывочной головки о песчаную пробку механический клапан 5 открывается, и жидкость подается через кольцевое пространство к размывочной головке. Вода и размытый песок транспортируется по внутренней трубе на поверхность. Если пробка промыта, механический клапан закрывается и вода в пласт не поступает. В сдвоенных трубах 2 внутренняя труба подвешена на точечных опорах без резьбовых соединений. Герметизируется внутренняя колонна резиновыми уплотнителями 1. При спуске внешней колонны одновременно наращивается внутренняя.

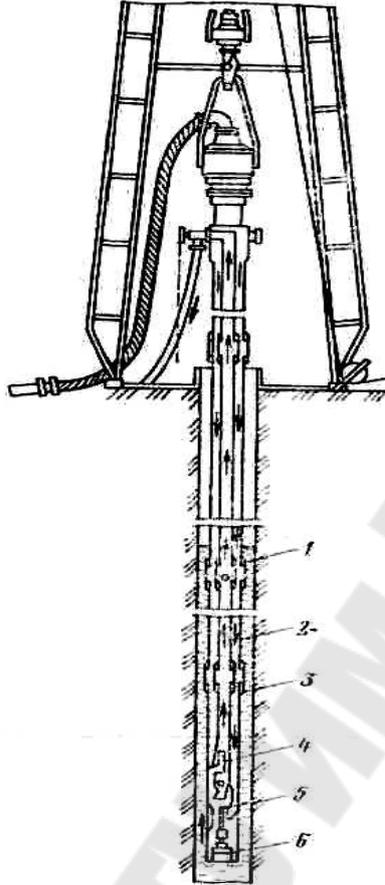


Рис. 5. Схема струйного аппарата:
 1 – резиновый уплотнитель; 2 – трубы; 3 – диффузор; 4 – сопло;
 5 – механический клапан; 6 – размывочная головка

Промывка азрированной жидкостью с добавками поверхностно-активных веществ (ПАВ)

Этот способ применяют в скважинах с низким пластовым давлением, эксплуатация которых осложнена частыми пробкообразованиями, а ликвидация пробок связана с поглощением пластом промывочной жидкости, т. е. ухудшением проницаемости призабойной зоны. В таких скважинах для размыва пробки, уменьшения плотности промывочной жидкости и снижения гидростатического давления на забой, а следовательно, для уменьшения поглощения пластом промывочной жидкости применяют азрированную жидкость с добавками ПАВ.

На рис. 7.5 приведена схема оборудования скважины при промывке ее азрированной жидкостью с добавками ПАВ.

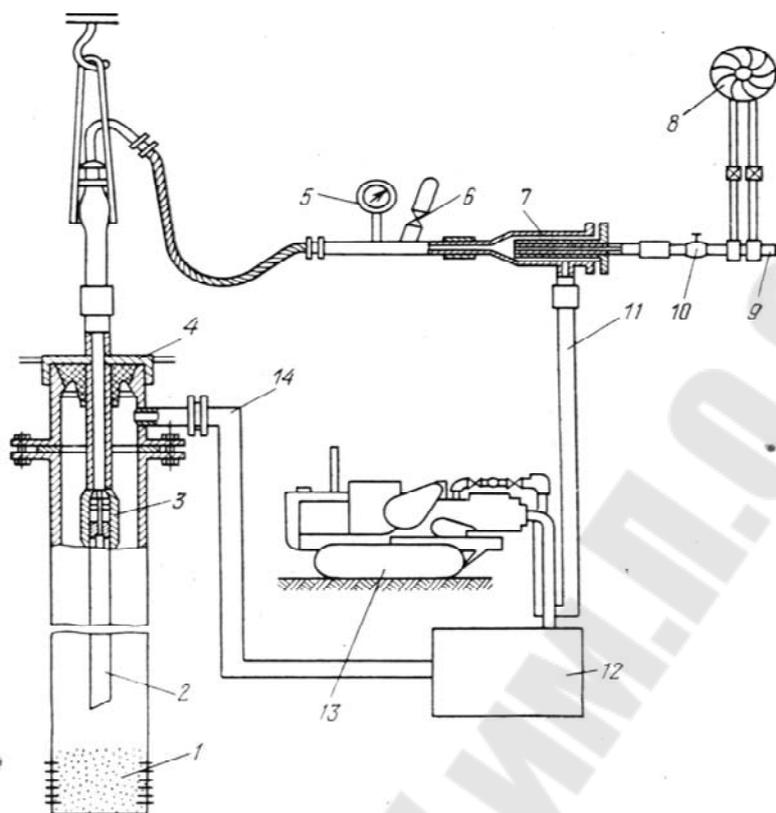


Рис. 7.5. Схема оборудования скважины при промывке ее аэрированной жидкостью с добавкой ПАВ:

- 1 – песчаная пробка; 2 – промывочные трубы; 3 – обратный клапан;
 4 – сальник; 5 – манометр; 6 – отвод для снятия давления на линии нагнетания при наращивании труб; 7 – аэратор; 8 – расходомер;
 9 – линия подачи воздуха из ГВРБ; 10 – вентиль; 11 – обратный клапан;
 12 – емкость; 13 – промывочный агрегат; 14 – линия

В скважину спускают промывочные трубы 2, башмак которых устанавливают на 10–15 м выше уровня песчаной пробки 1. Верхнюю трубу, присоединенную к вертлюгу, оборудуют обратным клапаном 3. Обратные клапаны 11 устанавливают также на линии для подачи воздуха и воды в аэратор 7. Устье скважины герметизируют сальником 4.

Вода с добавками ПАВ при помощи насоса промывочного агрегата 13 нагнетается в аэратор 7, куда одновременно поступает воздух по линии 9 из ГВРБ. Выкид аэратора соединяют с промывочным шлангом. Контроль и регулирование процесса осуществляют с помощью вентиля 10, расходомера 8, манометра 5 и отвода 6, который предусмотрен для снятия давления на линии нагнетания при наращивании труб. Размытая пробка выносится на поверхность по затрубному пространству, поступает в линию 14, через которую отводится в емкость 12.

Очистка скважин от песчаных пробок гидробурами

Песчаные пробки из скважин можно удалять и без спуска промывочных труб. Для этой цели применяют гидробур (рис. 7.6), спускаемый на канате.

После удара о пробку гидробур приподнимают на 2–3 м и вновь ударяют долотом о ее поверхность. Во время очередного подъема плунжер засасывает жидкость с песком из-под долота, затем песок попадает в желонку, а жидкость – в поршневой насос. При таких ударах в несколько приемов в гидробур засасывается осевшая на забое песчаная пробка.

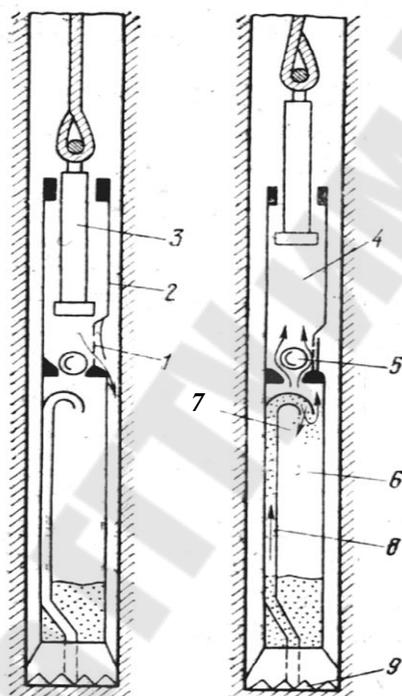


Рис. 7.6. Беструбный гидробур:

- 1 – боковой клапан; 2 – корпус насоса; 3 – плунжер;
4 – плунжерный насос; 5 – шариковый клапан; 6 – корпус желонки;
7 – желонка; 8 – центральная трубка; 9 – долото

Во избежание образования петель каната в колонне или большого его натяга и обрыва рекомендуется работы проводить на первой или второй скорости подъемника.

Меры по предотвращению осложнений при промывке

Перед промывкой необходимо провести подготовительные работы, основные из которых: проверка наземных сооружений, оборудования и инструмента; подъемника и промывочной жидкости и специальных приспособлений на случай фонтанных проявлений; замер глубины забоя.

1. При промывке наклонных и глубоких скважин следует пользоваться гидравлическим индикатором массы.

2. Промывать фонтанные и разведочные скважины следует при установленной под вертлюгом центральной задвижке фонтанной арматуры и переводной катушке. Для быстрой герметизации устья во время фонтанных проявлений на нижнем фланце катушки необходимо предусмотреть свинцовый пояс, а канавку верхнего фланца крестовины заполнить клинегеритовой прокладкой. Кроме того, на скважине необходимо иметь комплект инструментов для работы в газовой среде.

3. При использовании бурового раствора или нефти в качестве промывочной жидкости необходима специальная система желобов для циркуляции жидкости, чтобы не допустить ее потери и не загрязнять окружающую среду.

4. Перед промывкой скважины всю систему от насоса до ее устья необходимо промыть водой и опрессовать на давление, менее чем на полукратное рабочее, ожидаемое в процессе промывки.

5. При промывке скважины водой для большей надежности подавать ее следует из 2 самостоятельных источников.

6. Спуск промывочных труб без восстановления циркуляции следует прекратить, доводя их башмак на 50–100 м до пробки.

7. После спуска промывочных труб до установленной глубины следует путем наращивания нескольких труб восстанавливать циркуляцию после каждого наращивания, достигнув песчаной пробки и приступить к промывке. Спускать трубы нужно осторожно, чтобы не углубиться в пробку, которая может забить конец промывочных труб. Во избежание погружения конца промывочных труб в пробку при очередном их наращивании, длина самой верхней двутрубки должна быть на 2–3 м больше длины любой трубы, спускаемой в скважину.

8. Если при наращивании промывочных труб конец их будет забит, то не следует развивать чрезмерно высокие давления для восстановления циркуляции во избежание уплотнения пробки. В таких случаях после каждого подъема 100–150 м труб необходимо попытаться восстановить циркуляцию обратной промывкой. Если это не удастся, то необходимо полностью поднять трубы и очистить забитый конец.

9. При прекращении подачи жидкости насосом необходимо приподнять трубы и принять срочные меры к возобновлению промывки. Число приподнимаемых труб зависит от способа промывки, диаметров промывочных труб и эксплуатационной колонны, подачи промы-

вочного насоса и высоты пробки. Обычно приподнимают не менее 70–100 м труб. До возобновления промывки через 10–20 мин следует расхаживать трубы. Кроме того, следует соединить водяную линию с затрубным пространством.

10. Если при двухрядном и 1,5-рядном лифте первый ряд труб прихвачен песком, то освободить его следует только после удаления песчаной пробки внутри их. Промывку ведут обычным путем до башмака этого ряда. Затем без прекращения прокачки жидкости промывают скважину до полного удаления песка из затрубного пространства между первым рядом труб и эксплуатационной колонной. После этого продолжают промывку до вскрытия фильтра.

Тема 8. Ремонт скважин с помощью тросоканатного метода или с использованием гибких труб

Канатный метод основан на использовании каната для спуска на забой скважины или к месту изоляции специальных желонкок-контейнеров с различными тампонирующими материалами, химическими реагентами, а также доставки на забой различных механических желонкок, для срабатывания которых необходима их опора на забой. Канатный метод работ не исчерпывает всех видов работ, необходимость в которых возникает при капитальном ремонте скважин.

Кабель-трос – это тот же канат, в который вмонтирован электрический кабель для передачи спускаемому контейнеру электрических сигналов для управления его работой. Например, открытие клапана или подрыв взрывчатого вещества, выбрасывающего тампонирующее вещество. Кабель-трос также предназначен для спуска в скважину контейнеров с различными материалами массой до 200 кг.

Канатные и кабель-канатные операции производятся в заглушенной скважине с помощью лебедки, смонтированной на автомобильном шасси.

Метод проведения ремонтных работ с использованием гибких труб заключается в том, что с большого барабана диаметром в несколько метров сматываются трубы и опускаются в скважину через специальное выпрямительное устройство, монтируемое на устье. Гибкие трубы диаметром до 25 мм изготавливаются из специальной гибкой стали и наматываются на барабан, устанавливаемый на трайлере.

На устье скважины устанавливается специальный механизм, принудительно заталкивающий трубы в скважину при одновременном их распрямлении. Скорость спуска и подъема труб 0,5 м/с. Это

существенно упрощает спуско-подъемные операции, заменяя их непрерывным наматыванием или разматыванием сплошной гибкой колонны трубы. Спущенные в скважину трубы могут использоваться для закачки жидкостей с малыми расходами. Такие трубы могут спускаться через насосно-компрессорные трубы в фонтанных, газлифтных и нагнетательных скважинах без их подъема. Это особенно важно, если башмак спущенных НКТ оборудован пакером.

Тема 9. Капитальный ремонт скважин

Капитальный ремонт скважин – комплекс работ, связанный с восстановлением работоспособности обсадных колонн, цементного кольца, призабойной зоны, ликвидацией аварий, а также со спуском и подъемом оборудования для раздельной эксплуатации и закачки; пакеров-отсекателей, клапанов-отсекателей, газлифтного оборудования.

Любому виду ремонта предшествуют подготовительные работы.

Наземные сооружения, оборудование и инструменты, контрольно-измерительные приборы (КИП) должны быть проверены и приведены в соответствие с действующими требованиями, обеспечивающие безопасное ведение работ.

К началу капитального ремонта скважин база производственного обслуживания по заказу промысла выполняет следующие подготовительные работы:

- Прокладывает водяную и световую линии, ремонтирует подъездные пути, фундамент под ноги вышки или мачты и подготавливает площадку для подъемной установки.
- Сооружает новые и ремонтирует имеющиеся вышки, проверяет состояние оттяжек у вышки или мачты, устанавливает оттяжной ролик.
- Доставляет на скважину необходимый комплект бурильных и НКТ.

Все остальные работы по подготовке рабочего места выполняет цех по капитальному ремонту скважин. Мастер по капитальному ремонту обязан до подхода бригады осмотреть скважину и устранить недостатки в ее подготовке.

Виды работ по капитальному ремонту скважин

1. Ремонтно-изоляционные работы.

1.1. Отключение отдельных интервалов обводненных интервалов пласта.

1.2. Отключение отдельных пластов.

- 1.3. Исправление негерметичности пластов.
- 1.4. Нарращивание цементного кольца за эксплуатационной колонной.
2. Устранение негерметичности эксплуатационной колонны.
3. Крепление слабосцементированных пород призабойной зоны.
4. Устранение аварий, допущенных в процессе эксплуатации скважин в процессе ремонта.
5. Переход на другие горизонты и приобщение пластов.
 - 5.1. Переход на другие горизонты.
 - 5.2. Приобщение пластов.
6. Перевод скважин из категории в категорию по назначению.
7. Ремонты скважин, оборудованных пакерами-отсекателями.
8. Зарезка и бурение второго ствола скважин.

Подготовка труб заключается в следующем.

Для перевозки труб на скважину используют специальный транспорт. При разгрузке и укладке их необходимо следить за тем, чтобы муфтовые концы были обращены к устью. Не допускается сбрасывать их, ударять друг о друга, перекачивать или волоком. Кроме того, с помощью рулетки измеряют длину свободного торца трубы до конца безрезьбовой ее части.

При визуальном осмотре на скважине определяют состояние наружной поверхности трубы, муфты и их резьбовых частей. При подъеме с мостков для спуска в скважину трубы шаблонизируют. Если шаблон задерживается в трубе, то ее бракуют, делают красной краской пометку «брак» и относят в сторону.

Подготовленные трубы укладывают штабелями на стеллажи в порядке очередности их спуска в скважину, а между рядами помещают деревянные прокладки. Торцы муфт каждого ряда должны находиться на общей прямой линии, а последующие, вышележащие ряды – ступенчато отступать от каждого уложенного ряда на длину муфты. Резервные трубы укладывают отдельно.

Обследование и подготовка ствола скважин

Обследование скважин проводят после установления герметичности колонной головки с целью определения глубины забоя и уровня жидкости, проверки состояния эксплуатационной колонны и ствола скважины, чтобы установить наличие в нем дефектов, аварийного подземного оборудования и посторонних предметов.

Состояние колонны и фильтровой части скважины, местонахождение и состояние оставшихся в скважине НКТ, подземного оборудования, а также посторонних предметов устанавливают печатями.

Печать – специальное устройство, корпус которого снизу и с боков покрыт свинцовой оболочкой толщиной 8–10 мм. По оси корпуса предусмотрено сквозное продольное отверстие, через которое прокачивается жидкость. В верхней части имеется резьба для присоединения к бурильным и НКТ, на которых печать спускают в скважину.

Плоская печать предназначена для определения глубины находящегося в скважине аварийного подземного оборудования, состояния его концов и переходных воронок обсадных колонн. Диаметр цилиндрической части свинцовой оболочки печати должен быть меньше внутреннего диаметра обследуемой колонны на 10–12 мм.

Конусная печать предназначена для получения отпечатков эксплуатационной колонны, фильтровой части, участков сложных нарушений, смятий трещин. Свинцовую оболочку этой печати изготавливают так, чтобы диаметр широкой части был бы на 6–10 мм меньше внутреннего диаметра обследуемой колонны, а нижняя часть конуса была бы на 50–55 мм меньше широкой части.

Универсальная печать (рис. 9.1) в отличие от свинцовых печатей имеет алюминиевую оболочку и состоит из корпуса, зажимного устройства и переводника. Корпус 3 представляет 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, пропущенными через боковые отверстия стакана и ввинченными в корпус. К цилиндрической части корпуса приварена шпонка 4, а несколько выше нарезана трапецеидальная резьба, в которую ввинчивается гайка 6.

Зажимное устройство состоит из гайки и нажимной втулки 5, имеющей с внутренней стороны шпоночную канавку и свободно надетой на корпус печати. Гайка и нажимная втулка 5 присоединены винтами, концы входят в кольцевую канавку нажимной втулки. При вращении гайки 6 последняя толкает своим внутренним торцом нажимную втулку вдоль шпонки и тем самым приводит ее в поступательное движение.

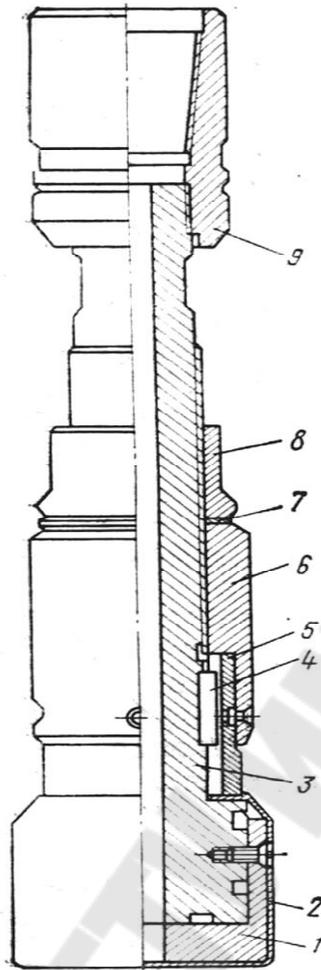


Рис. 9.1. Универсальная печать:

- 1 – резиновый стакан; 2 – алюминиевая оболочка; 3 – корпус;
 4 – шпонка; 5 – нажимная втулка; 6 – гайка; 7 – шайба;
 8 – контргайка; 9 – переводник

Для удержания алюминиевой оболочки, надетой на резиновый стакан, имеющиеся на ее конце перья сгибают и вращением гайки 6 зажимают зажимное устройство между торцами корпуса и нажимной втулкой 5. Для предотвращения самопроизвольного отвинчивания гайки 6 и освобождения алюминиевой оболочки предусмотрена контргайка 8 с шайбой 7.

Печать в собранном виде спускают в скважину на бурильных или НКТ в обычном порядке. Не доводя до верхнего конца обследуемого объекта спуск печати замедляют, и при необходимости дальнейший спуск и посадку ее производят с промывкой скважины. Сжимающая нагрузка, передаваемая на печать, должна составлять 15–20 кН, что вполне достаточно для получения довольно отчетливого оттиска на алюминиевом торце верхнего конца оставшегося в скважине предмета. Под дейст-

вием сжимающей нагрузки алюминиевая оболочка и резиновая подушка деформируются. После снятия нагрузки по оттиску на алюминиевой оболочке получают представление о деформациях колонны и о форме и размерах находящегося в скважине предмета.

После подъема печати из скважины алюминиевую оболочку с оттиском снимают; при необходимости тут же на устье печать оснащают новой алюминиевой оболочкой для очередного использования.

Ремонт и герметизация устья

До начала работ по капитальному ремонту скважины необходимо обследовать оборудование устья и в случае неисправности отремонтировать его.

Сначала обследуют состояние колонной головки: проверяют герметичность соединения пьедестала с эксплуатационной колонной и осматривают внутреннюю поверхность пьедестального патрубка. Если патрубок сильно протерт, разъеден песком или же через резьбу просачивается жидкость, то его заменяют. Для этого разбирают фланцевое соединение на колонной головке. На бурильных трубах спускают внутреннюю освобождающуюся труболовку, затем с помощью подъемного механизма натягивают колонну и отвинчивают от нее патрубок с пьедесталом.

На устье скважины устанавливают разъемное лафетное кольцо, на клиньях – бурильную трубу. С верхней муфты бурильной трубы снимают элеватор и изношенный пьедестальный патрубок, после чего устанавливают пьедестал в обратной последовательности.

Если устье скважины оборудовано колонной головкой с клиновой подвеской труб, то герметичность сальниковых уплотнений и сварных соединений головки необходимо проверить опрессовкой скважины сжатым воздухом.

При обследовании клиньевых колонных головок проверяют герметичность сальникового уплотнения в колонном фланце и соединения колонны с катушкой. По прижатию катушки к колонному фланцу определяют не сорвалась ли колонна с клиновой подвески в колонном фланце. Лишь после этого и приведения в надлежащие состояние колонной головки можно приступать к ремонтно-исправительным работам.

Тема 10. Извлечение прихваченных насосно-компрессорных труб

Обычно трубы оказываются прихваченными пробкой в нижней части, за исключением случаев, когда этот вид аварии произошел вследствие слома верхней части эксплуатационной колонны.

Существует несколько способов освобождения труб.

Один из них – расхаживание, т. е. попеременная натяжка и посадка колонны труб. Во избежание обрыва труб нагрузка при натяжке колонны должна быть на 60–70 % меньше разрывных усилий для данного диаметра и марки труб. Расхаживать ее следует равномерно при натяжке не более 0,3–0,5 м за один прием, при этом периодически оставляют трубы в натянутом состоянии. Продолжительность натяжек зависит от схемы лифта и диаметра спущенных труб, глубины скважины, характера и места прихвата.

Если после первых двух–трех натяжек при одной и той же нагрузке (по гидравлическому индикатору веса массы) удастся поднять трубы за каждый прием на 0,3–0,5 м, то это указывает на то, что есть возможность полностью освободить прихваченные трубы путем расхаживания.

Иногда путем длительного расхаживания удастся поднять трубы только на 5–10 м. Это объясняется тем, что при расхаживании и подъеме труб пробка в затрубном пространстве уплотнилась до такой степени, что дальнейшее расхаживание уже нерационально. В таких случаях, например, для освобождения от прихвата НКТ диаметром 114 мм внутри них размывают пробку с помощью труб меньшего диаметра с таким расчетом, чтобы, не вскрывая башмака, полностью вымыть песок из них до чистой воды, а затем продолжить промывку ниже башмака.

Извлечение труб при прихвате первого ряда и свободном втором

Для точного установления именно этого случая прихвата рекомендуется дать натяжку второму ряду труб и, если они свободны, то следует закачать воду и извлечь их полностью. При заполнении водой затрубного пространства невыход циркулирующей жидкости – признак прихвата труб первого ряда. В таких случаях во избежание уплотнения пробки не рекомендуется создавать большие давления с целью продавки песчаной пробки в пласт.

Если затрубное пространство не заполняется водой, причина прихвата труб заключается в сломе колонны, через который в процес-

се эксплуатации поступал песок вместе с жидкостью. Прихват может быть также за счет задевания дефектной частью колонны о муфты лифтовых труб. Тогда рекомендуется вначале попытаться расхаживанием освободить их. Если это не удастся, то следует приступить к отвинчиванию прихваченных труб.

Извлечение сплошного первого ряда труб

Если колонна первого ряда состоит только из НКТ диаметром 114 мм, способ извлечения их отвинчиванием будет несколько отличаться от способа извлечения комбинированного ряда труб. Если расхаживанием и промывкой внутри труб описанными способами освободить их от прихвата не удастся, то приступают к их отвинчиванию. Первоначально освобождающуюся труболовку спускают несколько выше места прихвата труб пробкой.

После отвинчивания и подъема труб извлекают оставшиеся трубы захватом за верхний конец трубы и отвинчиванием частями. Если песчаная пробка в затрубном пространстве неплотная, нередко удается освободить две и больше труб. Иногда без предварительного размыва сильно уплотненной пробки освободить трубы не удастся. Если прихвачены трубы 114 мм в колонне диаметром 168 мм, эти работы протекают в следующей последовательности.

При наличии на конце прихваченных труб муфты ее предварительно отвинчивают муфтовым калибром и извлекают, затем с помощью специального трубного фрезера промывают скважину вокруг труб 114 мм. Не рекомендуется воздействие больших нагрузок на фрезер. По окончании промывки фрезер поднимают и для извлечения труб, освобожденных от пробки, спускают ловильный инструмент.

Прихват вследствие дефекта в колонне или наличия постороннего предмета на практике устанавливают в процессе расхаживания труб. При этом их поднимают вверх или спускают вниз на какую-то определенную глубину. Во время подъема нагрузка по показаниям индикатора массы резко увеличивается, а при натяжке мгновенно возрастает без перемещения труб. Это указывает, что трубы прихвачены либо вследствие дефекта колонны или наличия в ней постороннего предмета.

В таких случаях все трубы (до прихваченного места) отвинчивают и извлекают; место дефекта в колонне обрабатывают (срезают) торцовыми фрезерами, после чего трубы извлекают соответствующими ловильными инструментами.

Если конец оставшихся труб находится ниже дефекта в колонне, то технология их извлечения заключается в следующем. Конусной печатью обследуют характер дефекта, после чего его исправляют фрезерами или оправочными долотами. При этом принимают меры к тому, чтобы не испортить конец оставшихся прихваченных труб. После извлечения аварийных труб место дефекта ремонтируют.

В случае прихвата посторонними предметами трубы извлекают отвинчиванием до места прихвата, затем торцовыми или кольцевыми фрезерами посторонний предмет срезают или если удастся, проталкивают вниз до забоя.

Извлечение труб при прихвате второго ряда и свободном первом

В этом случае расхаживанием пытаются освободить трубы второго ряда, но во избежание их обрыва не разрешается воздействие большими нагрузками.

При значительных нагрузках пробка может разрушиться, вызвать падение освободившихся труб, удар их о переводник первого ряда и обрыв последнего. Если расхаживанием не достигают положительных результатов, то следует попытаться трубы второго ряда пропустить внутрь первого ряда, причем желательно до переводника или до забоя. После этого совместно поднимают оба ряда труб.

Если установлено, что трубы второго ряда посажены на переводник первого, то разрешается при подъеме отвинтить их внутри этого ряда. Если же нижний конец труб второго ряда расположен выше переводника первого ряда, то отвинчивать трубы не разрешается.

При подъеме двух рядов труб для предотвращения обрыва труб второго ряда целесообразнее использовать труболовки освобождающего типа и хомуты с клиньями.

Порядок работы с труболовкой следующий. После установления на элеваторе труб первого ряда внутрь второго ряда вводят труболовку, имеющую головку с выступом для предохранения труб этого ряда от возможного падения при внезапном разрушении пробки в кольцевом пространстве.

Приподняв оба ряда труб на длину одной трубы, устанавливают муфту трубы 114 мм на элеватор, отвинчивают ее и приподнимают на небольшую высоту. Оголившиеся трубы второго ряда захватывают хомутом с клиньями, а если совпадает муфта, то – элеватором. Затем труборезкой отрезают трубы второго ряда выше хомута с клиньями и извлеченные совместно трубы диаметром 114 мм и 73 мм опускают

на мостки, освобождают труболовку и вновь вводят ее внутрь труб второго ряда. После небольшой натяжки колонны освобождают хомут с клиньями и поднимают оба ряда труб. Эти операции повторяют до тех пор, пока трубы второго ряда полностью не будут освобождены от прихвата и извлечены. При совместном их подъеме может наступить такой момент, когда не будет наблюдаться смещение между трубами первого и второго ряда. В таких случаях в теле труб 114 мм первого ряда вырезают окна, в которые заводят хомуты с клиньями для захвата труб второго ряда.

Извлечение прихваченных труб обоих рядов

После установления факта прихвата труб обоих рядов и при отрицательных результатах мероприятий по освобождению второго ряда трубы извлекают поочередным отвинчиванием.

Порядок работ следующий: трубы второго ряда пропускают вниз насколько возможно, полностью разгружают, отвинчивают их внутри первого ряда и поднимают. Затем трубы 114 мм первого ряда захватывают труболовкой на бурильных трубах с левым направлением резьбы и пропускают вниз также до полной разгрузки, отвинчивают и извлекают их. В последующем отвинчивают и извлекают поочередно трубы обоих рядов с помощью ловильного инструмента диаметром, соответствующим диаметру конца труб, оставшихся в скважине. На практике могут быть случаи, когда при отвинчивании труб первого или второго ряда происходит совместное отделение обоих рядов. Поднимать такие трубы следует с помощью освобождающейся труболовки и хомута с клиньями. Поочередно поднимают их до тех пор, пока не будут извлечены полностью трубы второго ряда. Оставшиеся трубы первого ряда извлекают одним из описанных способов.

Тема 11. Ловильные работы. Извлечение из скважины различных предметов. Инструменты

Извлечение упавших труб

Техника извлечения упавших труб заключается в следующем. С помощью печати определяют местонахождение и состояние конца труб. Нарушения могут быть различными: разрыв, смятие, вогнутость краев вовнутрь. Так как при этом невозможно захватить трубы, ловильным инструментом как снаружи, так и изнутри, необходимо предварительно исправить конец трубы, а затем уже спускать инструмент. Нарушенный конец трубы, если он разорван и разворочен на-

ружу, исправляют торцовыми и кольцевыми фрезерами. Если фрезер с направлением свободно проходит вниз (на 1–3 м), то трубу захватывают инструментом и при небольшой натяжке отвинчивают ее. Больших нагрузок при натяжке давать не рекомендуется. Для исправления нарушенного конца трубы фрезером срезают ее разорванные концы, извлекают магнитными фрезерами-пауками и приступают к работе по исправлению нарушенного конца. После извлечения дефектной трубы остальные извлекают в обычном порядке.

Если же конец трубы не разорван, а вогнут внутрь и невозможно захватить его наружным ловильным инструментом, то следует обработать конец так, чтобы внутрь его можно было пропустить ловильный инструмент. Такие нарушения обычно исправляют конусным райбером.

При извлечении 2-х рядов труб может случиться, что концы обоих рядов находятся на одном уровне или конец второго ряда несколько ниже (на 0,2–0,3 м) конца труб первого ряда. Если диаметр колонны 168 мм, а трубы 114 мм первого ряда оканчиваются муфтой, то невозможно захватить их ловильным инструментом ни внутри, ни за тело. Тогда поступают следующим образом:

1) отвинчивают и поднимают муфту трубы 114 мм, захватывают за резьбу трубы, отвинчивают и поднимают ее; затем ловильным инструментом захватывают трубы второго ряда;

2) обследуют печатью состояние конца второго ряда труб и при возможности захватывают их труболовкой, отвинчивают и поднимают, если это не удастся, то дают натяжку и обрывают часть трубы, чтобы обнажить конец первого ряда труб 114 мм, захватить их ловильным инструментом и извлечь.

Иногда трубы не удается отсоединить вследствие сильной их искривленности и невозможности вращения. Тогда прибегают к раскачиванию и если этим не получают положительного результата, то применяют гидравлический домкрат.

Иногда во время падения трубы, врезаясь одна в другую, разрезаются на отдельные ленты. В некоторых случаях эти ленты облегают внешней стороной стенки колонны и, оставаясь прижатыми к ним, не препятствуют прохождению вниз ловильных инструментов. Большой же частью они сильно осложняют производство ловильных работ. Тогда во время обследования печатью часто получают такие же отпечатки, как и при сломе колонны.

Ленты труб извлекают фрезерованием с помощью торцовых фрезеров, захватывая их колоколами или магнитными фрезерами.

Извлечение упавших в скважину насосных штанг

Прихваченные или упавшие насосные трубы и штанги извлекают так же, как и один ряд НКТ. Так как во время падения труб со штанговым насосом сравнительно сильного удара о забой не происходит, при таких авариях происходит гораздо меньше случаев искривления труб и порчи их концов.

Скважинный штанговый насос обычно извлекают вместе с трубами, но иногда и отдельно. Поэтому для выбора типа ловильного инструмента следует точно знать, какой типоразмер насоса был спущен.

При извлечении штанговых насосов, прихваченных песчаной пробкой, промывают скважину для удаления пробки вокруг насоса, а затем захватывают его ловильным инструментом.

При падении насосных труб со штангами (если штанги не ломаются и не располагаются в скважине рядом с трубами, а остаются внутри них), ловильные работы не представляют особых трудностей. Если штанги в результате обрыва ломаются, искривляются, располагаются рядом с насосными трубами или конец их оказывается выше конца труб, то ловильные работы становятся более сложными и принимают затяжной характер. Насосные штанги легко гнутся, и поэтому при создании на их конец нагрузки образуется клубок изогнутых штанг. В таком случае при их извлечении часто образуется плотный металлический сальник, который приходится вырезать частями торцовыми или кольцевыми фрезерами.

Во избежание обрыва пойманных штанг и повторного их падения поднимать бурильные трубы следует замедленно, без резких толчков и рывков.

Извлечение погружного электронасоса

Аварии с этими насосами происходят большей частью при СПО. Сравнительно реже возможен прихват насоса песчаной пробкой.

В скважине могут остаться: а) насос с протектором и электродвигателем с гидрозащитой; б) насос с протектором, электродвигателем с гидрозащитой и кабелем; в) НКТ, насос с протектором, электродвигателем с гидрозащитой с кабелем или без кабеля; г) металлические хомуты, которыми крепят кабель к трубам при спуске насоса в скважину.

Если в скважине оставлен насос с трубами, кабелем и хомутами, то трубы до насоса извлекают отвинчиванием, а кабель так же, как тартальный канат или кабель от перфоратора.

Трубы, кабель и хомуты поднимают поочередно. Кабель и хомуты извлекают магнитными фрезерами, а насос с трубами – расхаживанием колонны после подъема кабеля и хомутов.

Технология извлечения погружного электронасоса несколько отличается от технологии извлечения скважинных штанговых насосов. Следует учитывать, что вследствие зазора между наружным диаметром насоса и внутренним диаметром эксплуатационной колонны (168 мм и 146 мм) не всегда возможен спуск ловильного инструмента в кольцевое пространство и захват за наружную поверхность насоса. Поэтому на бурильных трубах с правым направлением резьбы спускают наружную труболовку или колокол и захватывают за верхнюю часть ловильной головки насоса. Нельзя пользоваться трубами с левым направлением резьбы, т. к. при вращении возможно отвинчивание насоса от протектора и двигателя, что значительно осложнит последующие работы.

Извлечение тартального каната, каротажного кабеля и проволоки от аппарата Яковлева

В процессе чистки скважин от песчаных пробок желонкой во время электрометрических и других исследовательских работ возможны прихваты или обрывы тартального каната, каротажного кабеля и проволоки от аппарата Яковлева.

Во избежание обрыва каната или кабеля при прихвате инструмента или аппарата не разрешается их расхаживать. Если верхний конец каната находится на устье, то спускают канаторезку, с помощью которой отрезается канат или кабель непосредственно у дужки прихваченной желонки или аппарата.

Если нельзя использовать канаторезку, то поступают следующим образом. На бурильных трубах мимо каната или кабеля, находящихся в натянутом состоянии во избежание образования в скважине петель и сальника, спускают воронку с окном. После спуска инструмента до прихваченной желонки или аппарата бурильные трубы вращают на 10–15 оборотов, чтобы навить канат или кабель на воронку и трубы, а затем дают натяжку на трубы. Обрыв каната или кабеля обычно происходит в месте присоединения его к инструменту или перфоратору. Затем канат (кабель) с помощью удочки, крючка или вилки поднимают параллельно с трубами, соблюдая при этом равные скорости подъема. В противном случае возможен их обрыв.

При обрыве каната не рекомендуется обследование скважины печатью, поскольку она приминает его витки, вследствие чего в стволе образуется плотный сальник, что осложняет работы.

Все ловильные инструменты должны иметь ограничители с наружным диаметром, равным диаметру шаблона для данной эксплуатационной колонны, которые препятствуют проникновению инструмента внутрь витков каната или кабеля.

Каждый спуск ловильного инструмента следует контролировать по индикатору массы. По достижении в скважине каната или кабеля нагрузки на инструмент следует довести до 10–30 кН при одновременном его вращении для обеспечения навивки вокруг него ловимого каната или кабеля.

После подъема ловильного инструмента с канатом последний захватывают и надежно крепят специальными хомутами. Освободив канат (кабель) от ловильного инструмента, приступают к подъему оставшейся части каната. В этом случае на втором поясе вышки устанавливают ролик и через него навивают канат на барабан подъемного механизма.

Если по ходу ловильных работ установлено, что в скважине образовались клубки из каната или кабеля, то извлечение лучше проводить однорогими удочками или шарнирными удочками.

Если в скважине образовался слишком плотный клубок каната, то спускается ерш, вращением которого при небольших нагрузках удается ослабить спрессованный клубок. Во многих случаях ерш захватывает и выносит куски оборванного каната или кабеля.

При извлечении тартального каната или кабеля металлорежущие инструменты (пикообразные долота, фрезеры всех видов) не применяют, т. к. во время резки образуются мелкие металлические частицы, которые, накапливаясь в стволе скважины, вместе с кусками каната или кабеля образуют плотную металлическую пробку – железное дно. В результате во время фрезерования вокруг бурильных труб может образоваться сальник, что может привести к прихвату или их поломке. Поэтому к фрезерованию прибегают, как к крайней мере.

Чистка ствола скважины от посторонних предметов

В начале с помощью печати определяют глубину нахождения посторонних предметов в скважине, для чего используют паук, ерш, сверла различных видов, пикообразные долота, магнитные, забойные и торцовые фрезеры и другие инструменты.

Металлические предметы извлекают пауками или магнитными фрезерами, неметаллические (куски дерева, кирпича, бетона и т. д.) – дробят пикообразными долотами, фрезерами, сверлами с одновременной промывкой скважины. Если циркулирующим потоком раз-

дробленные частицы на дневную поверхность не выносятся, то их извлекают пауками.

Если ствол забит плотной металлической пробкой или же она образовалась в процессе чистки скважины, то такая масса не всегда поддается разрыхлению и измельчению долотами, фрезерами и другими инструментами. В таких случаях эксплуатационную колонну извлекают с расчетом поднять обсадные трубы, забитые посторонними предметами и очистить от них ствол. Это возможно при двухколонной конструкции скважины, если уровень пробки находится выше башмака технической колонны и уровня подъема цементного раствора за эксплуатационной колонной. Работы производятся аналогично тому, как и при замене поврежденной части колонны.

Различные мелкие предметы (кувалды, цепи от ключей, сухари, плашки и т. п.) извлекают магнитными фрезерами или фрезером-пауком.

Магнитный фрезер спускают в скважину на бурильных трубах. С промывкой и медленным вращением инструмент доводят до забоя. Металлические предметы, омываясь струей жидкости, заходят внутрь фрезера и притягиваются нижним полюсом магнита. Фрезер вращают на забое в течение 5–10 мин, после чего прекращают промывку скважины и поднимают его.

Если не удастся захватить отдельные предметы, их проталкивают до забоя, офрезерывают или дробят на мелкие куски, а затем захватывают различными инструментами.

Затруднительно извлекать перфораторы различного вида, т. к. их гладкая термически обработанная наружная поверхность не захватывается колоколами и наружными труболовками. Кроме того, бывают случаи размыва одной из камер и заклинивания аппарата в колонне.

При наличии в скважине кармана (зумпфа) достаточной глубины и невозможности извлечь отдельные предметы их проталкивают в зумпф и оставляют на забое.

Ловильные инструменты

Инструменты, предназначенные для ловли и извлечения из скважины бурильных и НКТ, штанг, тартального каната, каротажного кабеля и других предметов, называют ловильными.

Универсальный эксплуатационный метчик (МЭУ) предназначен для ловли НКТ за внутреннюю поверхность врезанием в последнюю (если при этом на верхнем конце ловимой трубы имеется муфта). Представляет собой единый массивный стержень, в котором совме-

ны удлиненный конус и цилиндр. В последнем нарезана внутренняя замковая резьба для соединения с бурильными трубами, а на поверхности удлиненного корпуса – резьба специального профиля. Метчик имеет сквозное отверстие для прохода промывочной жидкости.

Специальный эксплуатационный метчик (метчик-калибр) предназначен для захвата НКТ за резьбу муфты и извлечения аварийных труб. Ловильная резьба на нижнем конце метчика нарезана по профилю резьбы соответствующего размера НКТ, но с увеличенным натягом. Вдоль ловильной резьбы профрезерованы продольные канавки для выхода стружки. Передние грани последних на режущей части выполнены под углом 3° .

Универсальный бурильный метчик (МБУ) (рис. 11.1) предназначен для ловли колонны бурильных труб и по конструкции от метчика МЭУ отличается наличием дополнительной наружной присоединительной резьбы под центрирующим устройством (расположенной выше верхнего окончания ловильной резьбы), а также величиной конусности ловильной резьбы (1:16).



Рис. 11.1. Универсальный бурильный метчик (МБУ)

Для ловли аварийных НКТ нарезанием резьбы на их наружной поверхности предназначены колокола К и КС (рис. 11.2).

Колокол КС – кованый стальной патрубок специальной формы; на его внутреннем верхнем конце нарезана резьба муфты замка для соединения с колонной буровых труб, на которой колокол спускают в скважину. 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 длины резьбы, конусностью 1:16); для выхода стружки на внутренней поверхности колокола сделано 4–5 продольных канавок. Для облегчения врезания резьбы в тело ловимой трубы и уменьшения при этом необходимых усилий передние грани продольных канавок выполнены под углом 3° ; вершины ниток ловильной резьбы заострены.

Сквозные колокола КС предназначены для ловли НКТ за наружную поверхность верхней муфты в случаях, когда изнутри их выступают концы труб меньшего диаметра или других стреловых предметов, препятствующих накрыванию их верхнего конца обычными несквозными колоколами К.



Рис. 11.2. Сквозной колокол (КС)

Метчик освобождающийся, предназначенный для захвата за резьбу муфты НКТ, присоединяется к колонне буровых труб, на которой спускается в скважину при помощи резьбы, нарезанной на

верхнем конце корпуса. В наклонные пазы корпуса *1* с выступами в форме «ласточкина хвоста» вставлены плашки *4*, в которых снаружи предусмотрена специальная левая резьба, соответствующая резьбе ловимых труб. Плашки в крайнем положении удерживаются от самопроизвольного перемещения вверх винтами *2*. В отверстиях корпуса под плашками установлены подпружиненные штифты *3*.

Для освобождения метчика от захвата резко опускают колонну бурильных труб вниз, в результате под действием осевой нагрузки срезаются винты *2*, прикрепляющие плашки к корпусу. Последний перемещается относительно плашек. Пружинные штифты выходят из гнезд и препятствуют возврату плашек в первоначальное положение. Освобожденный метчик поднимают из скважины (рис. 11.3).

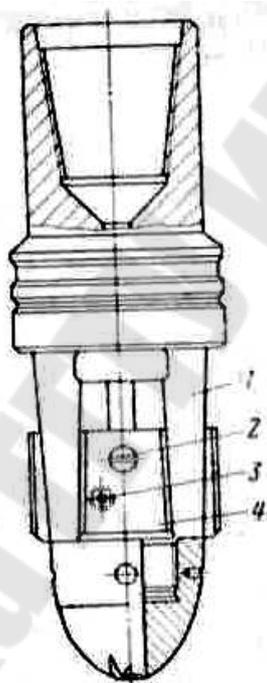


Рис. 11.3. Метчик освобождающийся для насосно-компрессорных труб:

1 – корпус; *2* – винты; *3* – подпружиненные штифты;
4 – плашки

Труболовки по назначению и характеру захвата труболовки бывают внутренними и наружными, а по принципу действия освобождающимися и неосвобождающимися.

Труболовки ТВМ разработаны в 2-х исполнениях: 1) ТВМ-1, упирающаяся в торец захватываемой колонны труб; 2) ТВМ-2, заводимые внутрь колонны труб на любую глубину.

Исполнение 1 состоит из механизмов захвата и фиксации плашек в освобожденном положении (рис. 11.4). В них предусмотрен сквозной продольный канал для промывочной жидкости.

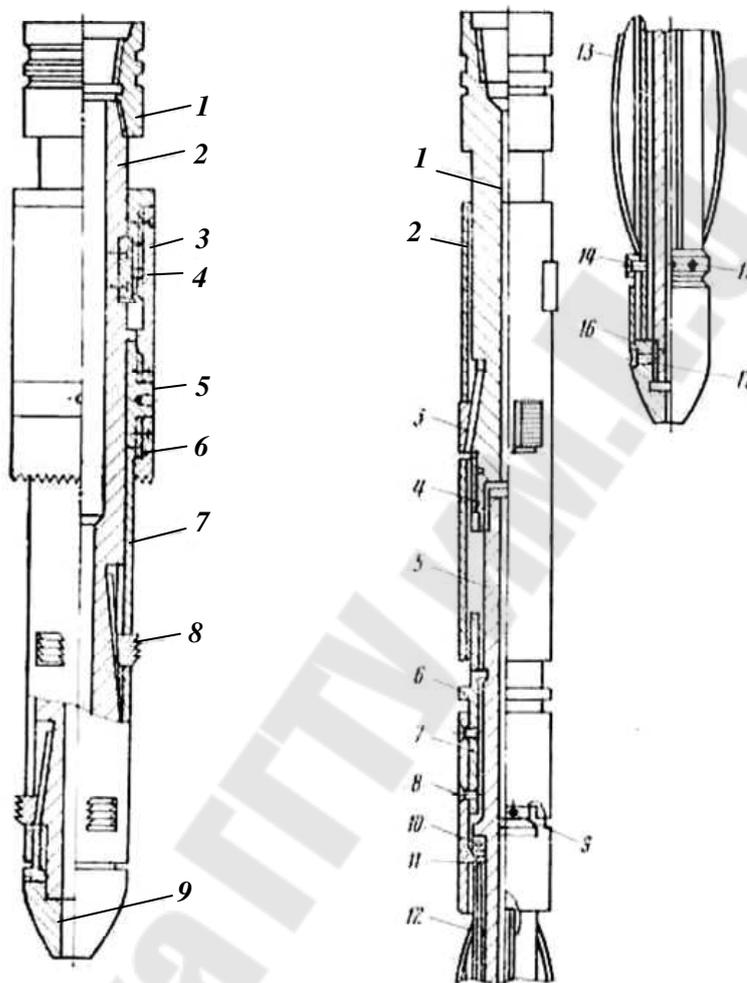


Рис. 11.4. Труболовка внутренняя освобождающаяся механического действия ТВМ-1 и труболовка внутренняя освобождающаяся ТВ-73

Механизм захвата, расположенный в нижней части труболовки, изготавливают в 2-х видах: одноплашечный (ТВМ60-1) и шестиплашечный (ТВМ73-1, ТВМ89-1, ТВМ102-1). В одноплашечной конструкции он состоит из стержня, плашкодержателя 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 в виде «ласточкина хвоста», по которым в вертикальном направлении синхронно перемещаются плашки 8 с плашкодержателем 7. Перемещение плашек ограничивается

в верхнем положении упором их в заплечик стржня, а в нижнем – упором в торец наконечника 9.

Механизм освобождения состоит из корпуса 3, фиксатора 4, плашкодержателя 7 и тормозного башмака 6.

Фиксатор имеет трапецеидальную наружную резьбу и два паза прямоугольного сечения, при помощи которых он может перемещаться вдоль шпонок, закрепленных на стержне 2. 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.

При работе труболовок в скважине большого диаметра применяют центрирующие приспособления.

Труболовки внутренние неосвобождающиеся (ТВ) разработаны в шести типоразмерах. Состоят они в основном только из механизма захвата, который изготавливают в двух исполнениях: одноплашечном и шестиплашечном.

Одноплашечные труболовки ИВ48 и ТВ60 (рис. 11.5, а) предназначены для захвата НКТ диаметром 48,60 мм. На поверхности стержня, расположенного с противоположной стороны плашки, нарезана насечка для контакта с внутренней поверхностью ловимой трубы и увеличения силы сцепления. В стержне предусмотрен промывочный канал.

Шестиплашечный механизм захвата труболовки ТВ73 (рис 11.5, б) состоит из стржня 1 с шестью наклонными плоскостями, расположенными в два яруса и смещенными относительно друг друга на 60°. Посредине каждой плоскости предусмотрены продольные выступы с профилем сечения в виде «ласточкина хвоста», по которым в вертикальном направлении вместе с плашкодержателем 2 перемещаются плашки 3, имеющие гребенчатую насечку. Перемещение плашки ограничивается в верхнем положении упором в заплечик стержня, в нижнем – упором в торец наконечника 4. В скважинах с небольшим зазором между эксплуатационной колонной и колонной ловимых труб труболовку применяют без центрирующих приспособлений.

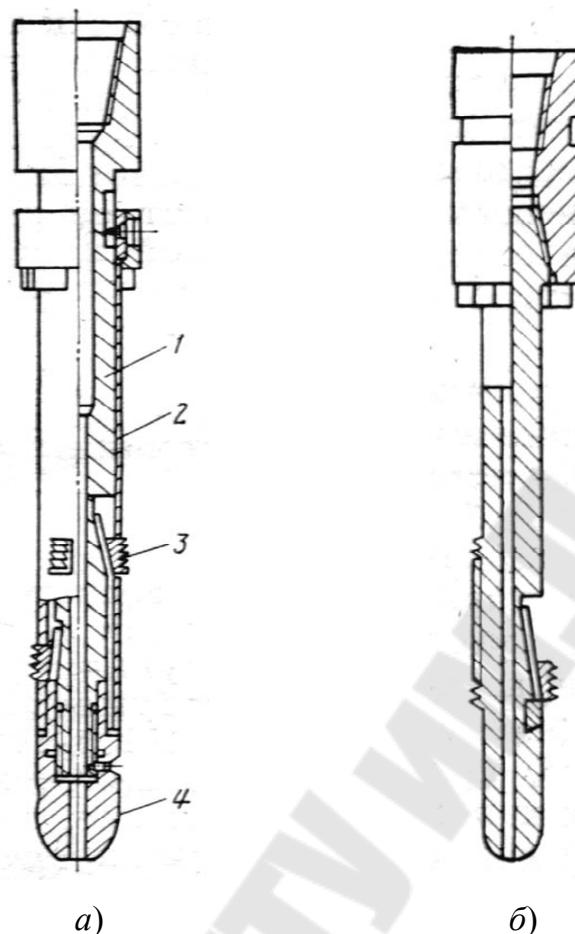


Рис. 11.5. Одноплашечные трубоволки ТВ48 и ТВ60, ТВ73:
1 – стержень; 2 – плашкодержатель; 3 – плашки; 4 – наконечник

Тема 12. Определение и устранение негерметичности колонн

Работы по устранению негерметичности обсадных колонн заключаются в изоляции сквозных дефектов обсадных труб и повторной герметизации их соединительных узлов.

Повторная герметизация соединительных узлов обсадных колонн состоит в том, что ликвидируют каналы негерметичности в соединительных узлах обсадных колонн тампонированием под давлением. Кроме того, при негерметичности резьбовых соединений обсадных колонн применяют метод довинчивания обсадных труб с устья скважины.

Тампонирование негерметичных резьбовых соединений обсадных колонн производят для ликвидации утечки жидких или газообразных флюидов из колонны через резьбовое соединение, являющие-

ся причиной негерметичности колонн при опрессовке и источниками межколонных проявлений во время эксплуатации скважин.

В качестве тампонирующего материала используют фильтрующие полимерные составы, превращающиеся в предельном состоянии в газонепроницаемый камень или гель. Применение цементного раствора в данном случае запрещается. Допускается использование тампонирующих составов на основе минеральных вяжущих, фильтрат которых отверждается или образует гель.

Докрепление негерметичности резьбовых соединений эксплуатационной колонны методом довинчивания обсадных труб с устья скважины применяют в вертикальных или наклонных скважинах для ликвидации негерметичности резьбовых соединений эксплуатационных колонн, расположенных в свободной, то есть незацементированной и неприхваченной части обсадной колонны, не заклиненной посторонними предметами.

Ликвидация каналов негерметичности в стыковочных устройствах и муфтах ступенчатого цементирования. Если негерметичность стыковочного устройства или муфты ступенчатого цементирования характеризуется лишь падением давления в процессе опрессовки и непрерывная прокачка жидкости при допустимых давлениях для колонны невозможна, то каналы утечки изолируют одним из способов тампонирования под давлением.

Если пропускная способность каналов негерметичности позволяет вести непрерывную закачку жидкости при допустимых для колонны давлениях, РИР проводят методами, используемыми для изоляции сквозных дефектов обсадных колонн.

Тема 13. Устранение дефектов в эксплуатационных колоннах. Исправление смятых участков

К дефектам, которые можно исправить, относят смятие и слом обсадной колонны. Смятие колонны оценивают по изменению внутреннего диаметра колонны. Если смятие по длине равно 1–2 наружным диаметрам обсадной колонны, в результате чего внутренний диаметр сузился до 0,852 номинального значения, то его считают незначительным.

Если смятие по длине равно 3 более наружным диаметрам обсадной колонны, в результате чего внутренний диаметр сузился до 0,8 номинального значения, то его считают значительным.

Места смятий исправляют оправочными долотами, грушевидными и конусными фрезерами. Обычно эти работы проводят инструментом диаметром на 4–5 мм больше минимального диаметра в смятой части, спускаемым до необходимой глубины. Затем с помощью ротора начинают вращать его с частотой 40–80 об/мин. Осевую нагрузку на оправочный инструмент поддерживают согласно следующим данным (табл. 13.1):

Таблица 13.1

Диаметр обсадной колонны, мм	114	127–146	168	219–273
Диаметр бурильных труб, мм	60	73	89	114
Осевая нагрузка, кН	5–10	10–20	20–40	30–50

Обработав смятый участок обсадной колонны первым оправочным долотом, инструмент поднимают, заменяют долото на другое диаметром на 5 мм больше предыдущего. По мере расширения места смятия используют несколько долот. Если при этом не получают положительных результатов, а место смятия протирается, то его фрезеруют грушевидными или колонными фрезерами, спускаемыми поочередно и поразмерно так, чтобы образовался свободный проход для пропуска шаблона под номинальный диаметр обсадной колонны. Образовавшийся дефект изолируют от возможного проникновения вод и осыпания породы.

Для изоляции сквозных дефектов в обсадных колоннах используют способы замены поврежденной части колонны, тампонирувания под давлением или установку труб меньшего диаметра против дефекта.

Замену поврежденной части колонны производят при следующих условиях:

- дефектные и находящиеся выше них обсадные трубы расположены в незацементированной и неприхваченной части обсадной колонны, не заклиненной посторонними предметами;
- на извлекаемых трубах не установлены элементы технологической оснастки обсадных колонн (центраторы, заколонные пакеры);
- извлекаемые обсадные трубы расположены в обсаженной или не склонной к обвалам части ствола скважины;
- давление гидроразрыва окружающих горных пород в зоне дефекта колонны составляет менее 50 % от давления опрессовки обсадной колонны, что обуславливает неэффективность применения цементирования под давлением;

– по условиям эксплуатации не допускается перекрытие дефекта колонны трубами меньшего диаметра, уменьшающими проходное сечение колонны;

– грузоподъемность наземных сооружений и механизмов обеспечивает подъем извлекаемой части колонны.

Перекрытие дефекта трубами меньшего диаметра применяют в следующих случаях:

1) колонна имеет несколько дефектов, устранение которых другими методами невозможно или экономически нецелесообразно;

2) тампонирующее устройство не обеспечивает требуемой степени герметичности обсадной колонны;

3) по условиям эксплуатации скважины допустимо перекрытие дефекта трубами меньшего диаметра до забоя или интервала перфорации;

4) спуском летучки;

5) перекрытием дефекта тонкостенными металлическими пластинами, запрессованными в обсадную колонну (устройство Дорн).

Дополнительную колонну спускают во внутрь основной эксплуатационной колонны, устанавливая башмак ее ниже дефекта и выше продуктивного горизонта или на забое. В отдельных случаях с целью экономии обсадных труб спускают летучку, которая перекрывает только интервал дефектов, при этом нижняя и верхняя части эксплуатационной колонны остаются прежними.

Дополнительную колонну спускают в скважину с последующим цементированием или же с установкой пакера. При цементировании обеспечивается надежная изоляция притока чуждых вод. Длину этой колонны выбирают из расчета создания цементного кольца в затрубном пространстве на 30–50 м выше верхнего дефекта в эксплуатационной колонне. На нижний конец летучки, соединяемой с колонной буровых труб 1 переводником (рис. 13.1) с обратным клапаном, навинчивают башмак с фаской, а верхний оборудуют специальной направляющей воронкой 8, которая имеет в верхней части левую резьбу. Переводник состоит из корпуса 2 и муфты 6 с левой резьбой. Внутри муфты установлены шариковый клапан 4 с пружиной 3 и тарельчатый клапан 7. Каналы 5 соединяют клапан 4 с затрубным пространством.

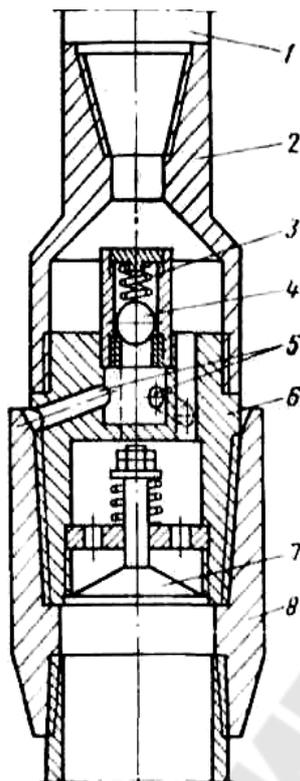


Рис. 13.1. Переводник с обратным клапаном для спуска летучки:

- 1 – бурильные трубы; 2 – корпус переводника; 3 – пружина;
 4 – шариковый клапан; 5 – каналы; 6 – муфта с левой резьбой;
 7 – тарельчатый клапан; 8 – воронка

После установки песчаной или глинопесчаной пробки выше отверстий фильтра и шаблонирования эксплуатационной колонны, на бурильных трубах спускают летучку и цементируют ее. Закачав расчетный объем цементного раствора и продавочной жидкости, обратной промывкой вымывают излишки цементного раствора через шариковый клапан переводника. Близкое расположение каналов к воронке обеспечивает полное удаление излишков цементного раствора из кольцевого пространства выше воронки, благодаря чему исключается прихват переводника и бурильных труб цементом.

По окончании ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) отвинчивают колонну бурильных труб, поднимают ее из скважины, электро-термометром определяют высоту подъема цемента за летучкой и проверяют ее на герметичность. Затем разбуривают оставшуюся цементную пробку и промывают скважину до забоя. На этом ремонт скважины заканчивается.

Дополнительные обсадные колонны можно спускать с пакерами различной конструкции. Наиболее целесообразно применение меха-

нического и гидравлического действия, предназначенных для разобщения пластов при раздельной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной.

Дополнительную колонну с пакером без опоры на забой спускают следующим образом. В интервале существующего фильтра насыпают песчаную пробку высотой на 5–10 м выше верхних отверстий фильтра. В скважину спускают шаблон, а затем если последний беспрепятственно проходит по всему стволу до насыпной пробки, – дополнительную колонну с пакером. Затем воду в стволе скважины заменяют буровым раствором.

При использовании пакера механического действия резиновые элементы уплотняются под действием массы дополнительной колонны. В случае применения пакера гидравлического действия в результате закачки жидкости в трубы освобождаются чашеобразные резиновые манжеты от предохранительных кожухов. Верхнюю часть колонны закрепляют на устье скважины. Испытывают пакер и дополнительную колонну на герметичность. В этих целях в затрубное пространство в зависимости от диаметра деформированной колонны нагнетают буровой раствор под давлением 4–8 МПа. Если перелива раствора из труб дополнительной колонны не наблюдается, то это означает что пакер уплотнен, а дополнительная колонна герметична. Тогда в скважину спускают трубы и промывают ее до забоя.

При наличии на устье скважины колонной головки пьедестальный патрубок эксплуатационной колонны заменяют патрубком с заглушкой. Если же эксплуатационная колонна закреплена на хомуте, то в ее верхнюю муфту ввинчивают заглушку, снимают колонну с хомута и осторожно разгружают. На устье устанавливают торцовый фрезер длиной 0,3–0,5 м с зубьями высотой 22–25 мм, нарезанный на торцовой части и армированными твердым сплавом. Наружный диаметр фрезера должен быть на 10–12 мм больше диаметра муфты дополнительной колонны, а внутренний – на 8–10 мм меньше внутреннего диаметра этой колонны.

К верхнему концу обсадной колонны через специальный переводник присоединяют вертлюг, пропускают колонну в отверстие стола ротора и фрезером накрывают верхний конец эксплуатационной колонны. Вращая обсадную трубу с фрезером при одновременной промывке скважины буровым раствором, обуривают эксплуатационную колонну на длину первой обсадной трубы. Затем наращивают очередную обсадную трубу и продолжают обуривание до тех пор, по-

ка дополнительная колонна не окажется на необходимой глубине. Из верхней муфты дополнительной колонны отвинчивают специальный переводник с вертлюгом, устанавливают устьевую головку и цементируют колонну.

После закачки цементного раствора снимают устьевую головку и монтируют колонную головку. В этих целях в дополнительную и эксплуатационную колонны ввинчивают патрубки с фланцами и пьедесталом. Дополнительную колонну устанавливают на фланец технической колонны, а эксплуатационную – на пьедестал дополнительной колонны. После монтажа колонной головки скважину оставляют на ОЗЦ.

После окончания ОЗЦ дополнительную колонну обвязывают с устьем, а эксплуатационную сажают на хомут и из верхней трубы вывинчивают подъемный патрубок.

По окончании работ по цементированию дополнительной колонны шаблоном проверяют проходимость эксплуатационной колонны, после чего испытывают ее на герметичность.

Перекрытие дефекта колонны тонкостенным металлическим пластырем (Дорн) возможно после получения достоверной информации о местоположении, протяженности и конфигурации колонны, очистки ее внутренней поверхности от заусениц, цементной корки и продуктов коррозии.

Устройство Дорн предназначено для установки тонкостенных металлических пластырей в местах нарушения герметичности эксплуатационных колонн в нефтяных, газовых и нагнетательных скважинах диаметром 146 мм и 168 мм, образовавшихся в результате трещин, коррозии, износа, перфорации, нарушений резьбовых соединений, селективной изоляции пластов в зоне перфорации.

Существует два типа устройств: 1) без опоры на обсадную колонну (рис. 13.2), применяемое в случаях, когда дефект находится менее чем на 3 м от забоя; 2) с опорой на обсадную колонну, используемое в случаях, когда дефект находится на расстоянии не более 0,5 м.

Работа устройств 2-х типов основана на расширении продольно гофрированной трубы до плотного контакта с обсадной колонной за счет избыточного давления в полости дорнирующей головки с последующей протяжкой устройства талевой системой. По принципу работы эти устройства отличаются следующим. Надежное сцепление пластыря с ремонтируемой колонной в устройстве первого типа осуществляется за счет силовых цилиндров, которые обеспечивают заход дорнирующей головки в пластырь (расширения), а в устройстве

2-го типа – за счет опоры якорей на колонну, что позволяет удерживать пластырь в начальный период дорнирования.

Эти устройства не рекомендуется применять, когда ремонтируемая колонна сильно повреждена и может быть разорвана опорным якорем.

По окончании работ проверяют качество ремонтно-изоляционных работ (РИР). При недостаточной степени герметичности колонны тампонируют каналы утечки за пластырь с применением фильтрующих полимерных тампонажных материалов.

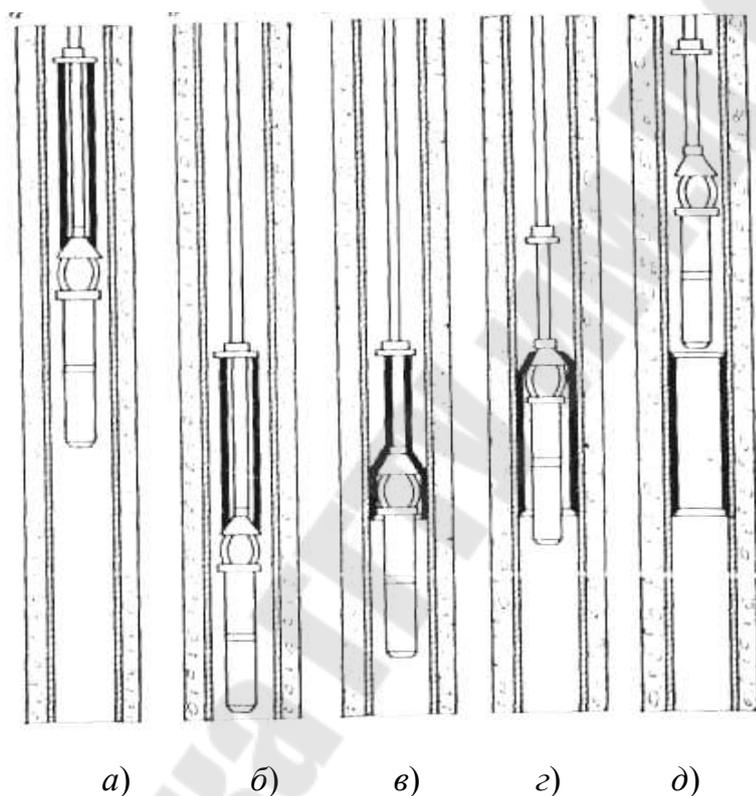


Рис.13.2. Последовательность работ устройства типа Дорн без опоры на колонну:

а – спуск устройства в скважину; *б* – положение пластыря относительно поврежденного участка колонны; *в* – положение дорнирующей головки после окончания работы силовых цилиндров, обеспечивающих сцепление пластыря с обсадной колонной; *г* – процесс дорнирования протягиванием устройства талевой системой; *д* – подъем устройства на поверхность

Испытание колонны на герметичность

После окончания тампонажных работ по закрытию чуждых вод, переходов на выше- или нижележащий горизонты и других ремонтных работ, а также после цементирования колонны или хвостовика

при бурении второго ствола, эксплуатационную колонну испытывают на герметичность.

Испытание проводят одним из двух способов – опрессовкой или снижением уровня.

Способ опрессовки. Устье скважины оборудуют опрессовочной головкой с манометром. Жидкость в колонну обсадных труб нагнетают с объемной скоростью, при которой обеспечивается плавное увеличение давления. На устье оно должно быть на 20 % больше, чем ожидаемое максимальное давление после освоения скважины. Давление во время опрессовки не должно быть ниже, которые приведены в таблице 13.2.

Таблица 13.2

Диаметр колонны, мм	114–127	140–146	168	178–194	219–245
Максимальное давление, МПа	12	10,0	8,0	7,5	7,0

Указанные нормы в зависимости от степени изношенности колонны и характера ремонтируемой скважины могут быть изменены по усмотрению геологической службы.

Результаты считаются положительными, а колонна герметичной, если после замены бурового раствора водой отсутствует перелив жидкости и выделение газа из колонны, а также если давление в течение 30 минут не снижается или снижается не более чем на 0,5 МПа при давлении выше 7 МПа и не более чем на 0,3 МПа при давлении ниже 7 МПа. Наблюдения за изменениями давления рекомендуется начинать через 5 минут после достижения указанных давлений опрессовки.

Если нагнетанием жидкости давление на устье скважины повысить до указанного контрольного значения не удастся, то колонна считается негерметичной.

Способ снижения уровня. В этом случае уровень жидкости в обсадной колонне снижают с помощью компрессора, (т. е. нагнетанием через НКТ или бурильные трубы сжатого газа или воздуха) либо с помощью штанговых или бесштанговых насосов, а также оттартыванием жидкости желонками или вытеснением из скважины трубами (в пределах до 800–100 м).

Процесс снижения уровня газом (сжатым воздухом) состоит в том, что в скважину спускают НКТ или бурильные трубы и газом выдавливают жидкость. Глубины первоначального спуска подъемных

труб зависят от давления, развиваемого компрессором. Затем уровень снижают методом постепенного допуска труб до заданной глубины отдельными секциями либо методом аэрации.

Снижение уровня путем вытеснения жидкости через колонну бурильных труб или НКТ производят следующим образом. Колонну труб с заглушенным нижним концом спускают до забоя, вытесняя из скважины жидкость. Затем часть труб поднимают на высоту h_1 . На колонну навинчивают патрубок с отверстием и вновь спускают трубы до забоя. При их спуске жидкость входит через отверстие в патрубок, благодаря чему достигается дополнительное снижение уровня жидкости в скважине. Глубину установки патрубка с отверстием определяют по формуле:

$$h_1 = \frac{h + H(d/D)^2}{1 - (d/D)^2},$$

где h – глубина снижения уровня в эксплуатационной колонне, м; H – глубина скважины, м; D – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; d – наружный диаметр труб, м.

Максимальную глубину снижения уровня h , которую можно достигнуть при этом способе, определяют по формуле:

$$h \leq (d/D)^2 \frac{1 + (d_1/d)^2 - (d/D)^2}{(d_1/D)^2 - (d/D)^2},$$

где d_1 – внутренний диаметр спускаемых труб, м.

При испытании эксплуатационных колонн на герметичность описанным способом необходимо снизить уровень жидкости в скважине до значений, приведенных в таблице 13.3.

Таблица 13.3

Глубина скважины, м	До 500	500–1000	1000–1500	1500–2000	Более 2000
Снижение уровня не менее, м	400	500	650	800	1000

Уровень жидкости следует замерять с помощью лебедки аппарата Яковлева, уровнемером через каждые 2 часа.

Тема 14. Ремонтно-изоляционные работы

Ремонтно-изоляционные работы (РИР) – работы по перекрытию путей проникновения вод в эксплуатационный объект скважины и отключение от нее отдельных пластов и обводненных интервалов.

Тампонирующие скважин проводят в случаях, когда необходимо:

- 1) обеспечить изоляцию продуктивных объектов от вод;
- 2) создать цементный стакан на забое скважины или цементный мост в колонне;
- 3) перекрыть фильтр при переводе скважины на выше или ниже-залегающий горизонт;
- 4) создать цементные пояса в призабойной зоне скважины для надежной изоляции от высоконапорных чуждых нижних вод;
- 5) перекрыть дефекты в эксплуатационной колонне;
- 6) изолировать продуктивные горизонты друг от друга и от чуждых вод в интервале спуска эксплуатационной колонны или хвостовика при зарезке и бурении второго ствола;
- 7) закрепить призабойную зону скважины с целью предотвращения или уменьшения пробкообразования.

Основное требование к технологии РИР – обеспечение закачки рабочих растворов изоляционного агента в скважину и продавливание в изолируемый интервал с сохранением их изолирующих свойств, т. е. предупреждение или ограничение до минимума дополнительного разбавления растворов.

Изоляция эксплуатационного объекта от чуждых вод

Контурная вода залегает в пониженной части нефтяного пласта.

Подошвенная вода в отличие от контурной располагается по всему пласту, занимая нижнюю часть его непосредственно под нефтью.

Промежуточная вода залегает в отдельных пропластках продуктивного нефтяного пласта.

Тектоническая вода – вода, проникшая в продуктивные горизонты, вскрытые скважиной, по тектоническим нарушениям.

Смешанная вода – вода нескольких нефтяных горизонтов, эксплуатируемых одной скважиной общим фильтром.

Причины поступления чуждых вод в скважины – недоброкачественное цементирование эксплуатационной колонны, вследствие чего не достигается полное разобщение нефтеносных горизонтов от водоносных; нарушение цементного кольца в заколонном пространстве на забое скважины; обводнение через соседнюю скважину, эксплуатирующую тот же горизонт; дефект в эксплуатационной колонне

вследствие недоброкачества металла; разрушение колонны под воздействием минерализованных пластовых вод; нарушение колонны в процессе освоения скважины; повреждение колонны при текущем и капитальном ремонте.

Работы по капитальному ремонту скважины для перекрытия путей движения вод заключаются в изоляции ее от проникновения верхних, нижних и подошвенных вод и называются изоляционными.

Отключение отдельных обводненных интервалов пласта и отдельных пластов

При эксплуатации одной скважиной нескольких горизонтов возможно частичное или полное обводнение продукции водами одного из горизонтов.

При появлении воды в продукции скважин продолжение совместной эксплуатации нескольких объектов без изоляции пропластка, по которому поступает вода, недопустимо и тем более, если эксплуатируемые объекты имеют различные пластовые давления. В таких случаях должны быть проведены работы по их разобщению.

Если вода проникает в скважину через нижнюю часть фильтра, то в колонне создают цементный стакан с учетом перекрытия водоносного пласта. В этих целях в скважину спускают НКТ до забоя, промывают ее водой, а затем цементируют без воздействия давления.

Если вода проникает в скважину через верхнюю часть фильтра, то ее изолируют цементированием под давлением закачиваемого цементного раствора через трубы. Для этого в нижнюю часть фильтра насыпают песок во избежание попадания в такую зону тампонажного раствора. Конец заливочных труб устанавливают несколько выше водоносного пропластка и цементируют под давлением с последующим разбуриванием или вымывом излишка раствора. По окончании работ испытывают колонну.

При работах по изоляции от проникновения вод в скважину успешно применяют нефцецементные и пеноцементные растворы.

Исправление негерметичности цементного кольца

Исправление негерметичности цементного кольца для ликвидации заколонных перетоков пластовых флюидов проводят по методу тампонирувания под давлением.

Работы по изоляции скважины от проникновения чуждой верхней воды после выявления места ее притока через дефект в эксплуатационной колонне осуществляют следующими способами:

- Заливкой водоцементным раствором через дефект в колонне с последующим разбуриванием цементного стакана.
- Спуском дополнительной предохранительной колонны или летучки с последующим ее цементированием.
- Спуском пакеров.
- Заливкой нефцецементным раствором с последующим вымывом излишка раствора.

Работы по изоляции скважины от проникновения верхней воды, поступающей по заколонному пространству через отверстия фильтра осуществляют следующими способами:

- Заливкой цементным раствором через отверстия фильтра с последующим разбуриванием цементного стакана.
- Заливкой нефцецементным раствором через отверстия фильтра с последующим вымывом излишка раствора.

Место притока и пути движения чуждой верхней воды, поступающей в скважину через дефект в колонне, определяют при помощи резистивиметра, дифманометра и т. д.

Для перекрытия путей поступления через дефект воды закачивают под давлением цементный раствор, в который добавляют радиоактивные изотопы для определения путей движения раствора за колонной.

По истечении срока твердения цементного раствора опрессовкой испытывают колонну на герметичность. Затем цементный мост в колонне разбуривают и промывают скважину ниже дефекта до насыпной пробки, после чего место дефекта испытывают на герметичность опрессовкой или снижением уровня, а затем промывают скважину от пробки до забоя.

Для изоляции чуждой верхней воды, поступающей по заколонному пространству к забою скважины по трещинам и другим нарушениям в пласте, колонну цементируют через отверстия фильтра.

Изоляция вод, поступающих через цементный стакан

Чуждые нижние воды могут проникать в эксплуатационный объект через цементный стакан на забое скважины вследствие недоброкачества цементирования при переходе скважины на вышележащий горизонт либо вследствие разрушения цементного стакана в процессе эксплуатации скважины. В этих целях цементный стакан следует промыть или разбурить скважину до прежнего забоя.

Во избежание проникновения цементного раствора в эксплуатационный объект цементирование следует производить без давления.

Если нижние воды проникают в скважину через дефект в кармане скважины, то пути их проникновения перекрывают созданием цементного стакана, нижняя граница которого должна находиться на 3–5 м ниже дефекта, а верхняя не менее чем на 2–3 м выше него.

Изоляция вод, поступающих по заколонному пространству

Пути проникновения чуждых нижних вод в скважину по заколонному пространству через отверстия фильтра определяют таким же способом, как и проникновение чуждых верхних вод. Для изоляции скважины от нижних вод применяют цементирование под давлением через отверстия фильтра водоцементным и пеноцементным растворами в тех случаях, когда нет опасности цементировать продуктивный горизонт. Во всех остальных случаях для изоляции используют нефтцементный раствор.

Технологический процесс цементирования и связанные с ним работы выполняют в последовательности как и при изоляции скважины от верхних чуждых вод – цементированием под давлением через отверстия фильтра.

При невозможности изолировать притоки сильных напорных вод в скважину описанным методом применяют способ создания цементных поясов вокруг эксплуатационной колонны, между источником обводнения и эксплуатационным объектом. В этих целях колонну перфорируют в интервале между источником обводнения и вышележащим эксплуатационным объектом и в образовавшиеся отверстия под давлением закачивают цементный раствор. Для закачки раствора герметизируют фильтр эксплуатационной колонны, для чего заливают его под давлением нефтцементным раствором, разобщают с применением пакеров или обратного сальника, скважину испытывают на поглощение, а затем цементируют под давлением водоцементным раствором. После этого над новым искусственным забоем простреливают отверстия и вновь скважину цементируют под давлением. Оставленный цементный стакан должен быть на несколько метров выше специально простреленных отверстий. В зависимости от наличия свободного интервала ниже эксплуатационного объекта, характера и напора нижней воды создают несколько цементных поясов.

Технология изоляции скважины от проникновения подошвенных вод не отличается от таковой при изоляции от проникновения чуждых нижних вод. Для цементирования применяют нефтцементные и пеноцементные растворы. При этом следует учитывать, что подошвенная вода в большинстве случаев поступает в скважины не че-

рез трещины или каналы в пласте, а через поры породы. Поэтому в большинстве случаев не удается создать за колонной водонепроницаемый слой, пересекающий конус обводнения, т. к. цементный раствор в поры породы не проникает.

Иногда целесообразно заливку производить через специальные прострелянные отверстия в эксплуатационной колонне в интервале водонефтяного контакта и нагнетать в эти отверстия под давлением цементный раствор.

Тема 15. Тампонажные работы при ремонтно-изоляционных работах

Материалы. Регулирование свойств цементного раствора и камня

Цементы и другие вяжущие вещества, применяемые для тампонажирования скважин, называются тампонажными материалами.

Тампонажный цемент – продукт, состоящий из смеси вяжущих веществ, минеральных или органических добавок, способствующих образованию после затворения водой или другой жидкостью раствора, затвердевающего в прочный цементный камень.

В зависимости от жидкости затворения различают следующие тампонажные растворы: водные, вводно-эмульсионные и нефцементные, а по времени начала схватывания – быстросхватывающие со сроком схватывания менее 40 мин; ускоренно схватывающиеся (от 40 мин до 1 ч 20 мин), нормально схватывающиеся (от 1 ч 20 мин до 2 ч); медленно схватывающиеся (более 2 ч).

Тампонажные цементы должны обладать: замедленным началом схватывания; ускоренным началом твердения с соответствующей этому моменту высокой прочностью; низкой проницаемостью после схватывания и твердения; большой текучестью и высокой плотностью.

В зависимости от температуры испытания и условий применения различают три класса тампонажных цементов:

А – для «холодных» скважин (ХЦ) с температурой испытания 22 ± 2 °С.

Б – для «горячих» скважин (ГЦ) с температурой испытания 75 ± 3 °С.

В – для глубоких высокотемпературных скважин (ВЦ), которые в свою очередь подразделены на несколько групп (до 100, 120, 150, 170, 200 °С).

Водоцементное отношение – отношение массового количества воды к массовому количеству сухого цемента (В:Ц). Для цементирования скважин применяют тампонажные растворы с ВЦ от 0,4 до 0,5.

Свойства цементного раствора и камня можно изменить введением в раствор наполнителей, активных добавок или обработкой химическими реагентами. К параметрам тампонажных систем относятся:

– для тампонажных растворов – время загустевания или сроки схватывания, плотность, водоотдача, реологические свойства, седиментационная устойчивость;

– для тампонажного камня – механическая прочность, проницаемость, коррозионная устойчивость. Для увеличения сроков схватывания цементных растворов применяют реагенты-замедлители, а сокращения – ускорители. Ускорители рекомендуется применять при температуры среды от 2 до 40 °С, а замедлители сроков схватывания – выше 60 °С для шлаковых цементов.

В качестве реагентов-замедлителей применяют: сульфид-спиртовую барду (ССБ), КМЦ, ПФЛХ, синтан марки ПЛ, ВКК, ТВК, ВК и БК, тринол Б.

В качестве реагентов-ускорителей наибольшее применение получили хлориды натрия и кальция, каустик, хлористый алюминий, кальцинированная сода и жидкое стекло.

Снижение плотности растворов достигается введением в них реагентов и материалов с высоким газо- (воздуха)/ содержанием: легких органических и неорганических материалов или реагентов, а также материалов, которые способны удерживать значительные количества воды.

Повышение плотности тампонажного раствора достигается введением утяжеляющих добавок (барит, магнитит, гематит) и кварцевого песка; снижением водоцементного соотношения В/Ц с одновременной обработкой растворов реагентами-пластификаторами.

Механическую прочность и проницаемость тампонажного камня регулируют путем введения в раствор различных материалов и реагентов.

Добавление глины в небольших количествах (до 5–8 %) способствует повышению механической прочности портландцементного и шлакоцементного камня в условиях высоких температур и давлений.

Способы тампонирувания скважин

Основной метод ликвидации негерметичности обсадных колонн и заколонного пространства – тампонирувание под давлением через отверстия фильтра скважины или через дефект в колонне с целью продавить в пласт или за колонну расчетный объем раствора, необходимый для надежной изоляции нефтяного горизонта от проникновения чуждых вод.

Способы тампонирувания под давлением необходимо планировать в зависимости от положения динамического уровня жидкости в колонне при проверке скважины на заполнение и расчетной продолжительности операции, которая должна составлять не более 75 % от срока загустевания тампонажного материала.

Тампонирувание под давлением через трубы с последующим разбуриванием стакана

В скважину спускают НКТ и устанавливают на 5–10 м выше верхних отверстий фильтра или дефекта в колонне и через них под давлением продавливают тампонажный раствор. Оставшиеся излишки раствора вымывают способом обратной или прямой промывки. Стакан, образующийся в скважине ниже конца НКТ, после твердения разбуривают.

Тампонирувание под давлением через трубы с вымыванием излишков цементного раствора применяют в случаях, если необходимо избежать разбуривания цемента в колонне. При этом конец НКТ должен быть установлен у верхних отверстий фильтра. После продавки раствора в пласт колонну НКТ наращивают и вымывают тампонажный раствор из скважины. Эту операцию можно выполнять и без наращивания труб, для чего конец их следует устанавливать ниже нижних отверстий фильтра. В таком случае процесс вымывания тампонажного раствора из скважины при этом будет протекать с противодействием на пласт, а сама промывка должна закончиться до начала схватывания цемента. Этот способ рекомендуется применять при использовании нефцецементных растворов.

Комбинированные способы применяют при необходимости оставления скважины под давлением до конца схватывания раствора. Сущность его заключается в следующем. Нижний конец НКТ устанавливают у нижних отверстий фильтра. После прокачки и вытеснения тампонажного раствора из труб, последние поднимают с таким расчетом, чтобы конец их оказался выше уровня раствора; затем устье

герметизируют, тампонажный раствор продавливают в пласт закач- кой жидкости в трубы или одновременно в трубы и в затрубное про- странство. Затем скважину герметически закрывают и оставляют под давлением до конца схватывания раствора.

Тампонирувание под давлением через обсадную колонну

Этот способ применяют для изоляции сквозных дефектов об- садных колонн и наращивания цементного кольца за ними, а также для тампонирувания каналов межпластовых перетоков между непро- дуктивными горизонтами, когда условия проведения РИР не допус- кают разгрузку колонны от избыточного давления после задавливания тампонирующей смеси.

Сущность этого способа заключается в следующем. На колон- ный фланец герметично крепят устьевую арматуру, через которую тампонажный раствор закачивают в колонну и затем продавливают в изолируемую зону при давлении, не превышающем регламентиро- ванного для опрессовки колонны. Необходимость применения разде- лительных пробок и буферных жидкостей устанавливают в зависимо- сти от характера взаимодействия промывочной жидкости и исполь- зуемой тампонирующей смеси.

Скважину оставляют в покое на период ожидания затворения цемента (ОЗЦ) под воздействием достигнутого давления или предва- рительно плавно снизив его (не более 0,5 МПа/мин) до планируемого.

Тампонирувание под давлением с непрерывной прокачкой смеси по затрубному пространству

Нижний конец НКТ устанавливают на 5–10 м выше искусствен- ного забоя. В качестве тампонажного материала используют гелеоб- разующие или водонерастворимые отверждающиеся полимерные тампонажные материалы (ПТМ), рецептуру которых подбирают по максимальной температуре в скважине.

Приготовленную смесь закачивают в одну из половин мерной емкости насосной установки. Нагнетая промывочную жидкость в за- трубное пространство при подаче насоса 3–5 дм³/с и открытом труб- ном, восстанавливают циркуляцию.

Применяя штуцеры различных диаметров на выкиде из НКТ ус- танавливают давление в колонне при циркуляции жидкости, регла- ментированное для опрессовки колонны. Не прекращая закачки жид- кости, переключают краны насосной установки на подачу тампонаж- ного раствора в скважину, прокачивая его по затрубному простран- ству, не превышая допустимое давление в колонне. По мере перехода

раствора из затрубного пространства в НКТ постепенно уменьшают подачу насосов, снижают давление прокачки на 20–30 % ниже первоначального и вымывают излишки смеси на поверхность.

Поднимают НКТ, и скважину оставляют в покое на срок ОЗЦ.

Тампонирующее под давлением прокачкой 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. В качестве тампонирующего материала используют только гелеобразующие полимерные тампонажные материалы (ПТМ).

Для проведения работ необходимо приготовить не менее 1 м^3 тампонирующей смеси вязкостью не менее $10^{-1} \text{ Па} \cdot \text{с}$. Затем опрессовывают колонну на герметичность водой и фиксируют снижение давления Δp в течение контрольного времени.

При открытом выкиде затрубного пространства закачивают тампонирующий раствор в НКТ, вытесняя воду из них. Закрыв кран на арматуре из затрубного пространства и продолжая закачку промывочной жидкости, доводят давление в затрубном пространстве до допустимого при опрессовке колонны.

Выдержав колонну под воздействием давления в течение контрольного времени t_k , фиксируют его снижение. Если результат опрессовки не отличается от ранее полученных данных, то, уменьшая давление в затрубном пространстве до атмосферного и продолжая закачивать промывочную жидкость в НКТ, перемещают тампонажную смесь по затрубному пространству для опрессовки следующего, расположенного выше, интервала колонны. Поинтервальную опрессовку продолжают до тех пор, пока резкое уменьшение Δp не укажет на перекрытие тампонирующим составом негерметичного интервала колонны.

Количество промывочной жидкости для очередного перемещения тампонирующего состава должно составлять не более 80 % от его объема. Затем вымывают излишки состава из скважины на поверхность и выдерживают скважину под давлением до истечения срока ОЗЦ.

Тампонирующее под давлением с применением пакера

Этот способ применяют для:

– защиты обсадных колонн при давлениях нагнетания, превышающих допустимые для опрессовки;

– защиты продуктивных пластов от загрязнения при нагнетании тампонирующей смеси в изолируемый интервал, расположенный ниже зоны перфорации;

– направленной подачи тампонирующей смеси под давлением в изолируемый объект, выше которого имеются негерметичные отверстия в колонне.

Цементирование без давления осуществляют в случаях, когда необходимо создать новый цементный забой в стволе скважины или перекрыть нижнюю часть фильтра цементным камнем. Этот способ в основном используют при переводе скважины на вышележащий горизонт, когда нет опасности прорыва чуждых вод. Этот процесс протекает успешно при условии, если скважина хорошо промыта и не поглощает жидкость. При полном или частичном поглощении жидкости забой следует засыпать песком или глиной для перекрытия отверстий фильтра.

Цементирование без давления можно осуществлять по способу «сифона» или при помощи желонки.

Цементирование по способу «сифона»

В скважину спускают колонну НКТ и промывают водой до полной замены в ней жидкости. Затем разъединяют вертлюг и трубы оставляют подвешенными на элеваторе, установленном на устье; при этом нижний их конец спускают до глубины, соответствующей основанию создаваемого цементного стакана. На верхний их конец устанавливают специальную воронку с сеткой, через которую расчетный объем цементного раствора, затворенного в емкости, заливают в трубы. Затем через вертлюг насосом в трубы закачивают воду.

Движение жидкости происходит до тех пор, пока не наступит равновесие столбов цементного раствора в трубах и в затрубном пространстве. Прекращение движения жидкости будет означать окончание продавки цементного раствора. Затем трубы приподнимают на высоту, соответствующую высоте создаваемого цементного стакана, и излишки цементного раствора вымывают прямой промывкой. Приподнимают 80–100 м труб и скважину оставляют в покое на срок ОЗЦ. По окончании этого срока допуском труб с промывкой водой определяют местонахождение цементного стакана и проверяют его крепость.

Цементирование с извлекаемым пакером применяют при изоляции чуждых вод, дефектов в эксплуатационной колонне и установке цементных мостов.

В этом случае процесс происходит следующим образом. Вначале скважину обследуют и промывают. Затем спускают колонну НКТ с извлекаемым пакером, который устанавливают и уплотняют на глубину L (м):

$$L = \frac{H - h_{\text{ц}} \cdot \rho_{\text{ц}}}{\rho_{\text{в}}},$$

где H – расстояние от устья скважины до верхних отверстий фильтра; $h_{\text{ц}}$ – высота цементного раствора.

В трубы закачивают раствор и продавливают его водой. Затем срывают пакер и поднимают его из скважины. Скважину оставляют в покое на срок ОЗЦ.

Цементирование с неизвлекаемым пакером применяют в тех случаях, что и с извлекаемым пакером. Однако при этом полностью исключается разжижение тампонажного раствора водой, находящейся в колонне или притекающей из призабойной зоны. Неизвлекаемый пакер спускают на глубину $(H - h_{\text{ц}})$ устанавливают и уплотняют. После закачки тампонажного раствора в трубы бросают шарик, который садится на конусное седло и закрывает доступ жидкости под пакер. Затем отвинчивают переводник и вымывают излишки раствора над пакером. При этом давление столба жидкости в стволе скважины не передается в пространство, находящееся над пакером.

Цементирование желонкой применяют в скважинах с небольшой глубиной (до 1000 м).

Для успешного цементирования этим способом необходимы плотный забой скважины, обеспечивающей открытие клапана желонки при ударе о забой, и соответствующая водная среда до начала цементирования с помощью желонки в несколько приемов забой скважины заливают морской или пресной водой. Затем заполненную цементным раствором желонку спускают в скважину, ударяют о забой, при этом клапан открывается и цементный раствор выливается. Желонку с цементным раствором спускают несколько раз, пока на забое не накопится расчетный объем раствора. Количество раствора, необходимое на один спуск зависит от диаметра и длины желонки, определяемых диаметром эксплуатационной колонны.

Тампони́рование скважин, сильно поглощающих жидкость

В таких скважинах по мере ввода тампонажного раствора вначале заполняют пустоты – пути наименьшего сопротивления движению, что в последующем ухудшает условия притока и освоения скважины и нередко приводит к полному прекращению притока жидкости из пласта.

Тампони́рование под давлением с предварительным вводом наполнителя в пласт производят в случаях, когда требуется заполнить пустоты в призабойной зоне скважины (за колонной) и создать возможности для регулирования этого процесса. По мере заполнения призабойной зоны наполнителем поглощение его жидкости уменьшается. Ввод наполнителя продолжают до тех пор, пока частично не восстановится циркуляция, и лишь после этого производят тампони́рование под давлением. Предварительный ввод наполнителя в значительной степени сокращает расход тампонажного материала, число повторных заливок, время ремонта, не ухудшая при этом условий освоения скважины после капитального ремонта.

Тампони́рование с предварительной глинизацией пласта производят в следующей последовательности. Скважину обследуют и промывают до прекращения циркуляции. Нижний конец НКТ устанавливают у верхних отверстий фильтра или у места дефекта в колонне. Через трубы в поглощающий пласт закачивают буровой раствор большой вязкости порциями по 4–5 м³ каждые 10–30 мин. После нагнетания некоторого количества этого раствора циркуляция восстанавливается. Затем скважину тампонируют под давлением и оставляют в ней стакан.

Тампони́рование с предварительной глинизацией применяют только при изоляции пластов, которые в дальнейшем не будут эксплуатироваться.

Тампони́рование скважин, слабо поглощающих жидкость

Сущность этого способа заключается в том, что при продавливании тампонажного раствора через существующие отверстия фильтра в водопроводящие каналы в пласте создают те же условия движения, что и при потоке воды в скважину во время ее опробования. Иначе говоря, расход жидкости во время продавливания тампонажно-

го раствора в пласт должен соответствовать количеству поглощаемой жидкости.

По мере движения тампонажного раствора по водопрводящим каналам к водоносному пласту, откуда поступала чуждая вода, и по мере их заполнения давление постепенно будет возрастать. По достижении максимально допустимого давления в скважинах с небольшой приемистостью раствор задавливают в пласт при минимальной подаче насосной установки. Излишки тампонажного раствора вымывают, создавая противодействие путем неполного открытия крана на устьевой арматуре.

Тампонирувание с предварительным гидравлическим разрывом пласта заключается в том, что в скважинах, обводнявшихся подошвенной водой, и со слабой приемистостью пласта перед тампонируванием производят гидравлический разрыв с целью образования глубоко проникающих в пласт горизонтальных трещин в намеченном интервале. Закачкой цементного раствора в образовавшиеся трещины создают прочный экран с целью изоляции нефтеносной части пласта от подошвенной воды путем заполнения образовавшихся после гидроразрыва трещин только одним цементным раствором эффекта не дает, т. к. при уменьшении давления трещины смыкаются, цементный раствор выдавливается из них, а оставшаяся пленка цемента оказывается недостаточной для надежной изоляции притока подошвенной воды. Поэтому после гидроразрыва рекомендуется тампонирувание проводить песчано-цементным раствором. Если предполагается, что давление разрыва и давление продавки песчано-цементного раствора в образовавшиеся трещины может превысить допустимое на эксплуатационную колонну, то работы следует проводить с помощью пакера.

Цементироваание фонтанных скважин

Перед тампонируванием таких скважин необходимо их заглушить водой, нормальным или утяжеленным буровым раствором.

Известно, что даже незначительное движение газа в призабойной зоне скважины ухудшает условия схватывания раствора, поэтому следует в каждом случае выбирать наиболее эффективный и безопасный способ, но обязательно такой, чтобы при окончании тампонирувания скважину оставлять под давлением.

Обычно в таких случаях применяют комбинированный способ фонтанирувания. Конец НКТ устанавливают у нижних отверстий фильтра с тем, чтобы с начала процесса продавки за колонну посту-

пал тампонажный, а не буровой раствор. Это очень важно, когда скважина слабо поглощает жидкость ($0,1-0,15 \text{ м}^3/\text{мин}$) при давлениях, составляющих 60–70 % максимально допустимого на колонну. Возможность прихвата НКТ исключается тем, что трубы поднимают выше уровня вытесненного тампонажного раствора. При этом применяют обратную промывку скважины. После продавки раствора в пласт и по достижении максимально допустимых давлений, герметизируют устье и скважину оставляют под давлением на срок ОЗЦ.

Цементирование нефцецементом раствором

При этом способе цемент затворяют на углеводородной жидкости. Для улучшения смешивания тампонажного цемента и углеводородной жидкости и превращения их в однородную массу в нефцецементный раствор добавляют ПАВ: крезол, асидол, ОП-10, фенол, нафтанат кальция. Добавка ПАВ способствует сохранению подвижности раствора в течение длительного времени и облегчает замещение углеводородной жидкости при контакте раствора с водой.

Нефцецементный раствор по сравнению с водоцементным имеет следующие преимущества.

При контакте с водой раствор отфильтровывает углеводородную жидкость, быстро загустевает и твердеет, без контакта с водой – сохраняет подвижность в течение длительного времени. Поэтому он способен проникать в глубокие трещины при продавки и вымываться из пласта в процессе освоения скважины.

Нефцецементный раствор приготавливают в замерной емкости насосной установки следующим образом. Замерную емкость сначала заполняют расчетным объемом углеводородной жидкости, в которой растворяют поверхностно-активные вещества. Эту смесь перемешивают насосом установки до получения однородного раствора, после чего цемент затворяют обычным путем. Полученный нефцецементный раствор закачивают в замерную емкость другого агрегата и перемешивают до получения однородной массы.

Процесс заливки протекает в следующей последовательности. В НКТ закачивают порцию углеводородной жидкости в объеме, достаточном для образования в эксплуатационной колонне столба высотой 20 м (нижняя буферная пробка), который препятствует смешиванию нефцецементного раствора с водой, вытесняемой из труб и затрубного пространства. Вслед за нижней буферной пробкой в скважину закачивают нефцецементный раствор, а затем создают верхнюю буферную пробку, закачивая углеводородную жидкость в объеме, ко-

торый занимает в трубах высоту 100–120 м. Это делается для предохранения нефцецементного раствора от смешивания с продавочной жидкостью. По достижении столбом цементного раствора нижнего конца НКТ кран затрубного пространства на устьевой арматуре закрывают и продавливают нефцецементный раствор в пласт. Продавливание считают законченным по достижении максимального давления. Обратной промывкой вымывают излишки раствора, после чего приподнимают трубы на высоту, при которой исключается возможность их прихвата. Скважину оставляют в покое на срок, необходимый для твердения цемента, после чего ее промывают или разбуривают цементную пробку, колонну испытывают на герметичность и перфорируют в намеченном интервале.

Цементирование пеноцементом раствором

Для месторождений, находящихся в поздней стадии разработки, при низких пластовых давлениях и высокой обводненности продукции скважин разработан способ изоляции вод с использованием пеноцементного раствора (аэрированного раствора с добавками с ПАВ). Пеноцементный раствор по сравнению с растворами на водной и углеводородной основе имеет ряд преимуществ, основное из которых: низкая плотность и высокая кратность в пластовых условиях. В результате чего увеличивается охват пласта, как по толщине, так и по глубине воздействия, что приводит к повышению эффективности работ по изоляции вод.

Технология цементирования скважин с применением пеноцементного раствора аналогична технологии с применением обычных цементных растворов. Единственное отличие заключается в том, что для образования пеноцементного раствора в исходный цементный раствор добавляют 1–1,5 % ПАВ и до 40 м³ воздуха на 1000 г сухого цемента. В качестве ПАВ применяют ионогенные (сульфанол, ДС-РАС) и неионогенные (ОП-10, десольван) ПАВ. На рис. 15.1 приведена схема расположения наземного оборудования при цементировании скважин пеноцементным раствором. Процесс осуществляется в следующем порядке: приготовленный обычным способом в емкости 6 цементный раствор поступает в приемный бачок 7 насосной установки 5. Туда же из емкости 9 поступает ПАВ, которое дозируется объемным способом при помощи вентиля. Смесь цементного раствора с ПАВ агрегатом 5 по линии 4 подается в смеситель (аэратор) 2, куда одновременно подается и сжатый воздух от компрессора 3. Полученный в смесителе пеноцементный раствор через цементировочную го-

ловку 1 подается в скважину. Продавка пеноцементного раствора в пласт и вымывание излишков его производится водой (рис. 15.1).

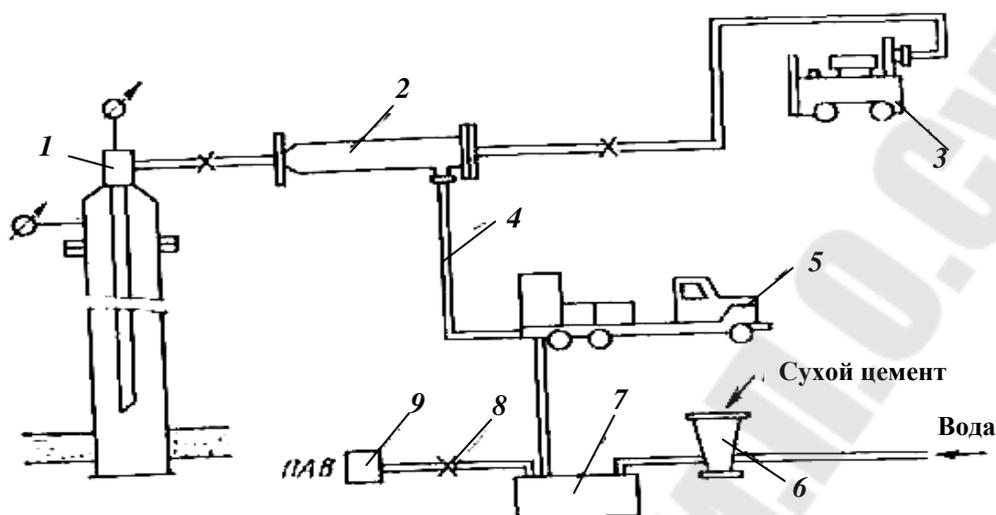


Рис. 15.1. Расположение оборудования при цементировании скважин пеноцементным раствором:

1 – цементировочная головка; 2 – аэратор; 3 – компрессор; 4 – линия;
5 – насосная установка; 6 – емкость; 7 – приемный бачок; 8 – вентиль;
9 – емкость для ПАВ

Меры по предупреждению осложнений при тампонировании скважин

Тампонирование скважин – одна из самых сложных и ответственных операций. Во избежание осложнений и аварий при этих работах соблюдают следующие условия.

1. Скважину необходимо тщательно подготовить к проведению тампонажных работ: проверить состояние колонны, определить глубину забоя и поглотельную способность пласта; непосредственно перед закачкой тампонажного раствора в скважину повторно определить поглотельную способность пласта.

Если пласт не поглощает жидкости, то заливку следует отменить и осуществить мероприятия, обеспечивающие создание нормальной приемистости скважины.

2. Наземные сооружения, оборудование, насосные установки и инструменты должны быть соответствующим образом подготовлены.

3. Диаметр колонны заливочных труб, ее конструкцию и группу прочности сталей необходимо выбирать в зависимости от глубины скважины и ожидаемых давлений в процессе тампонирования сква-

жины. Верхняя секция НКТ должна выдерживать максимальные усилия от массы колонны труб, а остальные секции труб должны быть выбраны исходя из минимально возможного внутреннего объема и обеспечения допускаемых давлений при вымывании излишка тампонажного раствора обратной промывкой.

4. Перед спуском труб в скважину для цементирования мастер по капитальному ремонту обязан тщательно проверить их состояние, измерить и отшаблонировать.

5. Насосные установки следует подбирать в зависимости от глубины скважины, количества закачиваемого тампонажного раствора и величины предполагаемого избыточного давления.

6. Все линии от насосных установок к цементирующей арматуре промыть водой и опрессовать на 1,5 ожидаемое в процессе заливки максимальное рабочее давление.

7. До начала процесса тампонирувания рассчитать количество тампонажного материала, потребного для заливки в один прием.

8. Процесс тампонирувания проводить с таким расчетом, чтобы уложиться в сроки начала и конца схватывания тампонажного раствора.

9. Качество сухого тампонажного цемента проверять не позже чем за 6 суток до тампонирувания скважины.

10. При высокой температуре и большом давлении на забое скважины для уменьшения сроков начала схватывания цементного раствора используют реагенты-замедлители.

11. Независимо от способа тампонирувания на скважине устанавливать гидравлический индикатор массы.

12. Для наблюдения за процессом цементирувания на цементирующей головке устанавливать регистрирующие манометры.

13. Во избежание попадания тампонажного раствора в затрубное пространство при его прокачке необходимо предотвратить образование вакуума в затрубном пространстве. Достигается это регулированием скорости восходящего потока жидкости из затрубного пространства. Если не удастся предотвратить вакуум, то во время прокачки тампонажного раствора следует в затрубном пространстве создать противодействие, значение которого определяют опытным путем.

14. В этих же целях кран в затрубном пространстве закрывают, когда столб тампонажного раствора по расчету будет находиться на 150–200 м выше конца НКТ.

После окончания процесса тампонирувания трубы необходимо приподнять на высоту, исключаящую возможность их прихвата.

Крепление слабосцементированных пород призабойной зоны

В процессе эксплуатации пластов, сложенных рыхлыми, слабосцементированными породами, в скважину из пласта вместе с жидкостью поступает много песка. Если скорость восходящего потока жидкости недостаточна для подъема песчинок, то они осаждаются на забое, скапливаются или полностью перекрывают отверстия фильтра и уменьшают поступление жидкости из пласта. Кроме того, это приводит к забиванию труб песком и их прихвату, заклиниванию плунжеров.

Для уменьшения пескопроявления и предотвращения нарушения призабойной зоны скважин используют следующие методы.

1. Крепление призабойной зоны скважин водоцементным раствором, цементнопесчаной смесью, химическими реагентами, пластмассами; создание гравийных и других фильтров.

2. Применение штанговых скважинных насосов специальной конструкции (например, типа пескобрей); хвостовиков из труб малого диаметра, спускаемых до середины фильтра; полых штанг; скребков-завихрителей и других приспособлений, обеспечивающих вынос на поверхность песка.

3. Создание в НКТ скоростей восходящего потока жидкости, обеспечивающих вынос песка на дневную поверхность, за счет подлива в затрубное пространство малодобитных скважин, свободной от песка, нефти и воды, обработанной ПАВ.

Крепление пород призабойной зоны водоцементным раствором

Сущность метода заключается в закачке цементного раствора в призабойную зону скважины. В зависимости от поглотительной способности скважины и толщины пласта производят 1–3 заливки. Цементный раствор заполняет пустоты и трещины в породе, твердеет и тем самым закрепляет породу. Однако при этом несколько снижается проницаемость призабойной зоны.

Перед работами по цементированию скважины необходимо произвести расчет процесса цементирования. Цементирование скважины проводят так же, как и цементирование под давлением через трубы с вымыванием излишков цементного раствора и оставлением скважины в покое на срок, необходимый для твердения цемента. По истечении этого срока ее вводят в эксплуатацию.

Крепление пород призабойной зоны цементнопесчаным раствором

Метод основан на создании в призабойной зоне проницаемой и устойчивой к размыву массы из цемента и песка.

Для приготовления цементнопесчаного раствора применяют чистый песок с зернами размером 0,2–0,4 мм и тампонажный цемент. Массовое соотношение сухого цемента и песка составляет 1 к 3.

Перед заливкой скважины определяют: объем цементнопесчаного раствора, необходимого для крепления призабойной зоны скважины, количество сухого цемента, песка и воды.

Цементнопесчаный раствор приготавливают следующими способами:

1) постепенной засыпкой песка с интенсивным перемешиванием в заранее приготовленный цементный раствор;

2) готовят в сухом виде цементнопесчаную смесь, затем затворяют водой в гидравлической мешалке.

Первый способ предпочтительнее, т. к. при этом получают более равномерную смесь (цемент – песок – вода).

Технологический процесс крепления скважин цементнопесчаным раствором такой же, как при креплении цементным раствором. Различие заключается только в способах приготовления раствора.

Для создания гравийных фильтров в необсаженных стволах эксплуатационную колонну устанавливают над продуктивным объектом и цементируют в обычном порядке. После разбурирования цементного стакана приступают к созданию гравийного фильтра. С этой целью расширяют ствол скважины в интервале продуктивного пласта ниже башмака обсадной колонны специальным устройством. При этом диаметр ствола может быть увеличен примерно в 2 раза. Затем в интервал продуктивного пласта спускают в фильтр со щелевидными отверстиями или фильтр с проволочной обмоткой. Через хвостовые трубы в призабойную зону прокачивают расчетное количество заранее отсортированного гравия и уплотняют в ней чистой продавочной жидкостью. При этом обратной промывкой вымывают излишки гравия на поверхность, что исключает возможность прихвата труб.

Тема 16. Зарезка и бурение второго ствола

Зарезка и бурение второго ствола – метод восстановления скважин, ремонт которых известными способами технически невозможен или экономически нецелесообразен. Работы по зарезке и бурению второго ствола состоят из следующих основных этапов:

- 1) выбор интервала в колонне для вскрытия окна;
- 2) спуск и крепление отклонителя в колонне;
- 3) вскрытие окна в колонне;
- 4) бурение второго ствола;
- 5) подготовка и спуск эксплуатационной колонны или «хвостовика»;
- 6) цементирование колонны (разобщение пластов);
- 7) испытание колонны на герметичность.

Выбор интервала в колонне для вскрытия окна

При выборе глубины вскрытия окна в колонне необходимо учитывать конструкцию скважины, характер залегающих пород, техническое состояние колонны и т. д.

Если в скважине предусмотрены две или несколько колонн, то интервал для вскрытия окна выбирают на такой глубине, чтобы работы производились в одной колонне в разрезе, выраженном глинистыми породами. В слабосцементированных песках, песчаниках, а также при отсутствии за колонной цементного кольца наблюдались случаи размыва и осыпания пород, приводивших к обвалам, прихватам инструмента ниже окна, к потере ствола. Вскрытие окна против крепких и перемешивающихся мягких и крепких пород приводит к тому, что второй ствол зачастую не отходит от основного, а проходит рядом с ним, особенно когда бурение ведется при полном поглощении промывочной жидкости. Такие скважины оказываются малопродуктивными вследствие нарушения призабойной зоны в процессе предыдущей эксплуатации скважины основным стволом.

Спуск и крепление отклонителя в колонне

Отклонитель – инструмент, предназначенный для обеспечения необходимого отклонения райберов при вскрытии окна в колонне и придающий начальное направление буровому инструменту при забуривании второго ствола. Он представляет собой плоский или желобобразный клин, спускаемый в скважину на бурильных трубах. Тип отклонителя выбирают с учетом диаметра колонны и ее состояния.

Отклонитель типа ОЗС (рис. 16.1) состоит из трех основных узлов: узла опоры и закрепления 4, клина-отклонителя 3 и спускного клина 2. Отклонитель закрепляют на забое в эксплуатационной колонне при помощи трехплашечной системы, исключающей 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 соединяется с инструментом двумя болтами 5. К верхней части клина на резьбе крепится переводник 1 для соединения с колонной бурильных труб. Фиксация плашек в утопленном положении обеспечивается плашкодержателем, соединенным с корпусом двумя винтами 7. Узел опоры и закрепления с клином-отклонителем соединен опорными поверхностями, срезанными под угол 15° или 30° и имеющими профиль поперечного сечения в виде «ласточкина хвоста». Взаимному произвольному перемещению клина-отклонителя и узла опоры и закреплению также препятствует винт 6.

Вначале колонну обследуют печатью, диаметр которой должен быть на 10–12 мм меньше внутреннего диаметра колонны. Затем спускают направление, диаметр и длину которого определяют по формулам

$$D_n = D_0 + (3-4) \text{ мм},$$

$$L_n = L_0 + (2-3) \text{ мм},$$

где D_0 – наибольший диаметр отклонителя; L_0 – длина отклонителя.

После этого с помощью локатора муфт или гидравлического расширителя определяют местонахождение двух или трех муфт обсадной колонны, между которыми предполагается вскрыть 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.

Гидрорасширитель спускают в скважину на бурильных трубах и устанавливают его на 20–30 м выше предполагаемого места вскрытия окна. В колонну бурильных труб закачивают жидкость, под давлением которой резцы выходят из корпуса расширителя и упираются во внутреннюю поверхность обсадной колонны. Не прекращая закачки жидкости, гидрорасширитель осторожно опускают вниз. В месте расположения муфты резцы упираются в стык обсадных труб, что отмечается на гидравлическом индикаторе массы. Затем прекращают закачку жидкости, в результате чего резцы заходят в корпус; гидрорасширитель опускают на 0,3–0,4 м и вновь закачивают жидкость, чтобы создать давление для нового выдвижения резцов.

Местоположение последующих муфт определяют в том же порядке. Гидравлический расширитель извлекают из скважины и создают цементный стакан в колонне с расчетом установки отклонителя между муфтами.

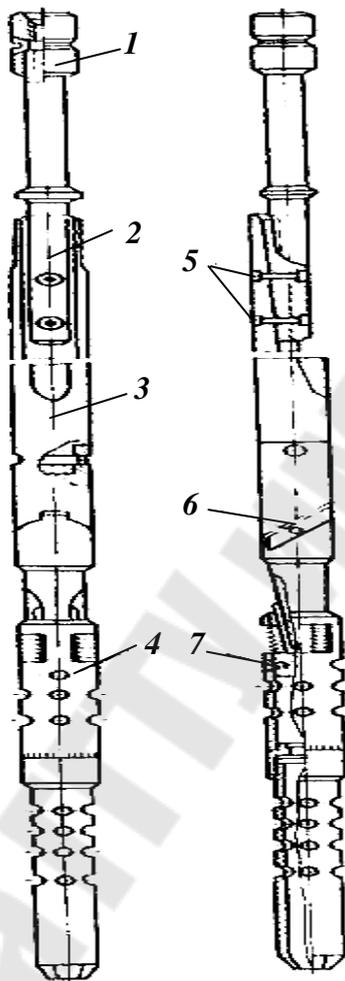


Рис. 16.1. Отклонитель:

1 – переводник; 2 – спускной клин; 3 – клин-отклонитель;
4 – закрепление; 5 – болты; 6, 7 – винт

Если место установки отклонителя выбрано неправильно, то райбер в процессе вскрытия окна может попасть на муфтовое соединение, а это приведет к значительному удлинению времени резки, к нарушению колонны и другим осложнениям.

Для совмещения работ по определению местонахождения одного или нескольких муфтовых соединений эксплуатационной колонны и создания цементного стакана под отклонитель применяют глубокий механический фиксатор (рис. 16.2).

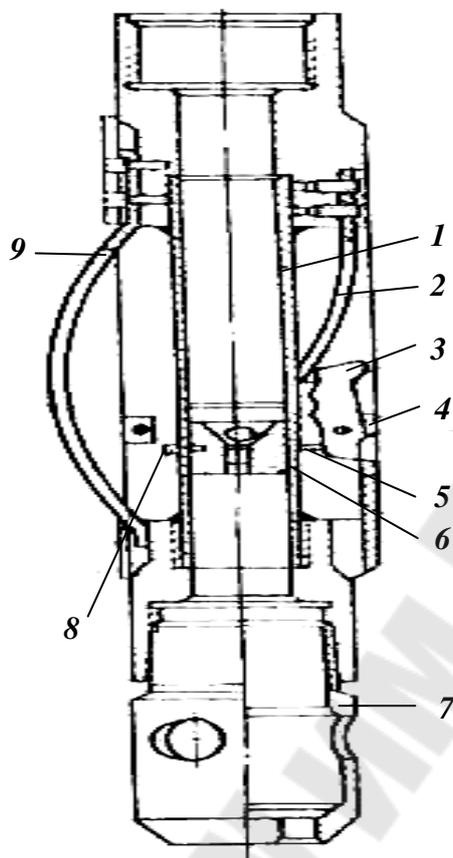


Рис. 16.2. Механический фиксатор:

1 – корпус; 2 – консольные пружины; 3 – защелки; 4 – палец;
 5 – штифт; 6 – поршень; 7 – ловушка; 8 – установочный винт;
 9 – центрирующие пружины

Корпус 1 имеет форму цилиндра с приваренными к нему нако-
 нечниками и ребрами. Резьба в верхней части предусмотрена для при-
 соединения к колонне заливочных труб. Узел центрирования пред-
 ставляет собой три центрирующих пружины 9, закрепленных в кор-
 пусе. Узел фиксации состоит из трех защелок 3, подпружиненных
 консольными пружинами 2 и закрепленных в прорезях корпуса паль-
 цем 4 и штифтом 5, а также поршня 6, закрепленного в корпусе уста-
 новочным винтом 8. Патрубок с муфтой и ловушкой 7, соединяемые
 с нижним концом корпуса при помощи резьбы, служат для создания
 цементного стакана и улавливания поршня с целью повторного его
 использования.

Перед спуском отклонителя в скважину необходимо проверить
 его размеры и основные узлы. Затем спускной клин соединяют с на-
 правляющим клином с помощью болтов. Отклонитель в собранном
 виде на бурильных трубах медленно спускают в скважину, наблюдая
 за показаниями индикатора массы.

При подходе к глубине установки отклонителя скорость спуска бурильных труб замедляют и определяют глубину забоя посадкой отклонителя с усилием 10–20 кН. После достижения забоя телескопическое устройство срабатывает, шпильки срезаются, а отклонитель, продолжая перемещаться вниз, закрепляется плашками в колонне. Затем резкой посадкой инструмента срезают болты, соединяющие отклонитель со спускным клином, и поднимают клин на поверхность.

Вскрытие окна в колонне

Для вскрытия окна в колонне, через которое в последующем предполагается забурить второй ствол, применяют комплект трех фрезеров-райберов типа ФРС. В целях ускорения процесса вскрытия окна в колонне вместо комплекта трех фрезеров-райберов применяют комбинированный райбер, райбер-фрезер типа РПМ и другие, обеспечивающие за один рейс полное вскрытие окна в колонне.

Комбинированный райбер (рис. 16.3) состоит из трех секций, соединенных между собой. Секции имеют различные диаметры (D_1, D_2, D_3) и длины (l_1, l_2, l_3) и по мере сработки могут быть заменены.

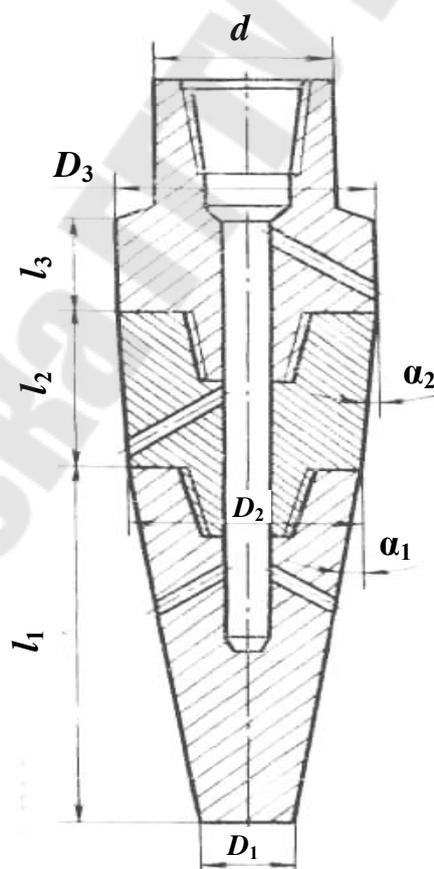


Рис. 16.3. Комбинированный райбер

Первая нижняя секция l_1 – основная рабочая, наклонена к оси райбера под углом α_1 , равным 8° . Она начинает протирать колонну с момента соприкосновения его с верхним концом отклонителя. Вторая секция l_2 с углом наклона $\alpha_2 = 1^\circ 30'$ расширяет окно, протертое первой секцией. Третья секция, имеющая цилиндрическую форму, предусмотрена для обработки стенки окна.

Все боковые поверхности секций райбера армированы пластинками из твердого сплава. Торцовая часть райбера также усилена пластинками из высокопрочного твердого сплава. Для циркуляции промывочной жидкости в процессе вскрытия окна в секциях имеются боковые отверстия, расположенные в шахматном порядке. Конструкция райбера – разборная.

Райбер-фрезер типа РПМ (рис. 16.4) предназначен для вскрытия окна в колоннах диаметром 146–273 мм. На цилиндрических и конической поверхностях корпуса прорезаны пазы и запрессованы каскады режущих зубьев. В корпусе предусмотрены промывочные отверстия для выхода циркуляции.



Рис. 16.4. Райбер-фрезер типа РПМ

При использовании комбинированного райбера и райберов типа РПМ осевую нагрузку рекомендуется поддерживать в пределах 15–30 кН при частоте вращения ротора 60–90 об/мин.

Вскрытие окна производят, не превышая заданной осевой нагрузки. Большие осевые нагрузки на райбер приводят к преждевре-

менному выходу его за колонну, и окно получается укороченным. Это создает условия для возникновения и концентрации переменных по величине и по знаку напряжений в теле бурильных труб, что приводит к довольно быстрому появлению усталости металла и, как следствие, – к поломке бурильных труб в утолщенной части. Кроме того, затрудняется пропуск долота за колонну и оно, как правило, останавливается в окне в результате образования «мертвого» пространства – необработанной стенки колонны, возвышающейся над нижним окончанием среза отклоняющего клина. Обработать эту выступающую часть стенки райберами практически невозможно, и в некоторых случаях приходится вновь спускать отклонитель и повторять работы по вскрытию нового окна.

Во избежание этого над райбером для создания жесткости устанавливают утяжеленные бурильные трубы соответствующих размеров. Для вскрытия окна в скважинах с двумя–четырьмя клапанными и винтовыми колоннами диаметром 168 мм и более требуется длительное время и повторная проработка окна райберами разных номеров. Для облегчения и ускорения этого процесса целесообразно уменьшить число рядов обсадных колонн в интервале окна отвинчиванием. Но вначале необходимо определить длину свободной части колонны. При большой разнице в диаметрах колонн окно во внутренней колонне прорезается на всю длину скоса клина отклонителя, а затем в зависимости от соосности и длины просвета необходимо начать продольную прорезку в значительном интервале последующих колонн до выхода райбера в грунт.

Универсальное вырезающее устройство (рис. 16.5) предназначено для удаления части эксплуатационных колонн диаметром 168–219 мм.

Поршень 2, имеющий отверстия для прохода промывочной жидкости снабжен металлокерамическими насадками и уплотнительными манжетами. Возвратная пружина 4 служит для возврата поршня 2 и толкателя 5 в исходное положение. Резцы 7 – съемные, располагаются в прорезях корпуса 1 и удерживаются толкателем, пальцами и опорным кольцом. Прорезание стенки обсадной трубы осуществляется прорезными резцами, армированными твердым сплавом, а торцевание тела трубы – торцующими резцами, снабженными заменяемыми твердосплавными вставками.

Промывочная жидкость, проходя через отверстия в поршне, создает перепад давления, под действием которого толкатель выдвигает резцы из корпуса. При этом резцы поворачиваются относительно

съемного опорного кольца, которым воспринимается реактивная сила от осевой нагрузки при торцевании трубы. Вращение устройства осуществляется ротором.

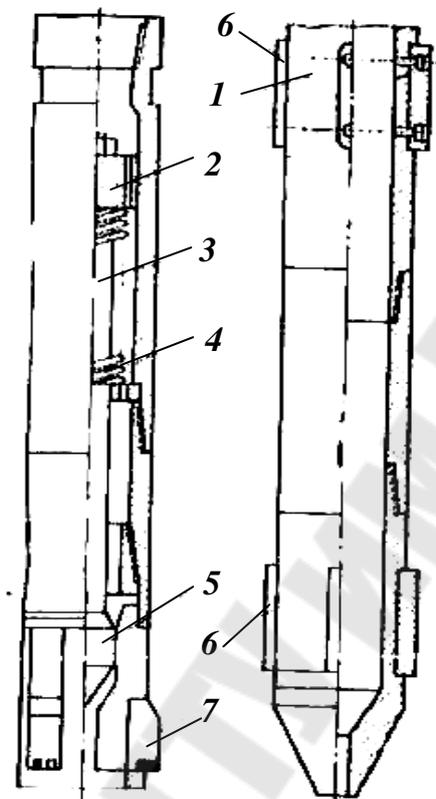


Рис. 16.5. Универсальное вырезающее устройство:
1 – разъемный корпус; 2 – поршень; 3 – шток; 4 – возвратная пружина;
5 – толкатель; 6 – центраторы; 7 – резцы

Проверку внедрения резцов в тело обсадной трубы в начальный период прорезания окна необходимо производить без нагрузки в течение 10–15 мин. Дальнейшее прорезание колонны осуществляют постепенным увеличением осевой нагрузки до 5–10 кН при расходе жидкости 10–12 дм³. По мере сработки резцов торцевание колонны производят увеличением осевой нагрузки от минимальной до 50 кН при том же расходе. Для замены резцов устройство поднимают на поверхность после резкого падения механической скорости фрезерования тела трубы.

После вскрытия в эксплуатационной колонне приступают к процессу бурения второго ствола.

После окончания бурения второго ствола и проведения электрометрических работ приступают к работам по разобщению пластов, сущность которых заключается в креплении стенок скважины обсад-

ными трубами и последующем их цементировании для предохранения от обвалов и изоляции пластов.

Работы, выполняемые для спуска эксплуатационной колонны или хвостовика, подразделяется на 4 этапа: подготовка бурового оборудования, подготовка обсадных труб, подготовка ствола скважины и спуск колонны.

Подготовка бурового оборудования. Перед спуском колонны тщательно проверяют подъемное оборудование и инструмент. Вышку осматривают, проверяя болтовое соединение в узлах, поясах, диагоналях. Вышка должна быть строго вертикальной, т. к. небольшой перекос ее вызовет большие затруднения при спуске колонны. Необходимо также проверить исправность подъемного механизма (лебедки) силовых двигателей, прочность их крепления, состояние отдельных узлов. Особое внимание при этом следует уделять тормозной и талевой системам и талевому канату. В случае необходимости талевый канат следует заменить. Затем необходимо проверить насосы и манифольдную линию; наличие и исправность элеваторов, круговых ключей, шаблонов и спайдера.

Подготовка обсадных труб. Обсадные трубы, предназначенные для спуска в скважину, необходимо заблаговременно доставить на скважину и внимательно осмотреть под руководством мастера по капитальному ремонту скважин.

Трубу укладывают на приемном мосту, каждую нумеруют и измеряют длину. Резьбу труб и муфт тщательно очищают щеткой, промывают керосином и проверяют калибром. Дефектные трубы отбраковывают при осмотре, а также в процессе свинчивания их во время спуска. Если в процессе навинчивания ручным способом труба на 5–6 ниток не довинчивается, то ее необходимо заменить. Трубу также заменяют, если она свободно завинчивается вручную до конца резьбы. Для замены отбракованных труб на скважине необходимо иметь их запас (5 % от длины спускаемой колонны).

Одновременно с обсадными трубами на скважину доставляют элементы низа обсадной колонны, обеспечивающие ее успешный спуск и цементирование.

Конструкция низа эксплуатационной колонны состоит из башмачной направляющей пробки, башмака, башмачного патрубка, обратного клапана, упорного кольца и скребков. Рекомендуются для успешной эксплуатации горизонта с низким пластовым давлением с целью предотвращения цементации пор и облегчения условий освоения

скважины эксплуатационную колонну спускать с готовым фильтром. В этом случае конструкция низа колонны должна состоять из башмачной направляющей воронкообразной муфты с прямым клапаном, короткого заливочного патрубка, эластичной брезентовой воронки, обратного клапана и упорного кольца.

Подготовка ствола к спуску колонны. Для успешного спуска эксплуатационной колонны ствол скважины от окна до забоя расширяют гидравлическим расширителем или эксцентричным долотом с таким расчетом, чтобы диаметр ствола не менее чем на 15–20 % был больше диаметра муфт колонны труб, подлежащих спуску. Скорость проработки ствола не должна превышать 12–15 м/ч; подача инструмента должна быть равномерной, осевая нагрузка на долото на 20–30 % меньше, чем в процессе бурения при максимальной подаче насосов. Качество бурового раствора должно отвечать требованиям геолого-технического наряда (ГТН). После проработки скважину промывают в течение времени, необходимого для замены 1 или 2 объемов жидкости в ней.

Для крепления второго ствола спускают сплошную колонну или хвостовик.

Сплошную колонну спускают в пробуренный ствол в том случае, когда колонна, в которой проводили работы, деформирована выше вскрытого окна или имеет большой диаметр. При этом необходимо следить за соблюдением очередности обсадных труб и за показаниями гидравлического индикатора массы.

При понижении нагрузки на крюке следует ствол скважины промыть до восстановления нагрузки, затем продолжать спуск. Первую нижнюю трубу пропускают через окно с промывкой. Кроме того, промывать скважину необходимо в интервалах, предусмотренных планом спуска колонны. Проверка доведения колонны до забоя достигается допуском труб с промывкой скважины. При этом нагрузка не должна превышать 20–40 кН.

Хвостовик спускают на бурильных трубах со специальным переводником, имеющим левую резьбу. Конец хвостовика должен располагаться в колонне на 15–20 м выше вскрытого окна. Верхнюю часть его оборудуют воронкой, в которой производилась резка. Нижнюю трубу пропускают через окно с промывкой скважины. При спуске последующих обсадных или бурильных труб их заполняют буровым раствором. После окончания спуска труб навинчивают ведущую бурильную трубу, восстанавливают циркуляцию и проверяют состояние забоя промывкой.

Цементирование колонны

Цементирование обсадной колонны – одна из самых ответственных операций, от успешности которой зависит нормальная дальнейшая эксплуатация скважины.

Способ цементирования выбирают в зависимости от вида колонны, спущенной в пробуренный ствол.

Одноступенчатое цементирование. После окончания спуска сплошной эксплуатационной колонны в процессе подготовки скважины к цементированию колонну обсадных труб периодически расхаживают и непрерывно промывают скважину для предотвращения прихвата колонны. Башмак ее устанавливают на 1–2 м выше забоя, устье оборудуют цементировочной головкой и закачивают расчетный объем цементного раствора.

Прокачав расчетное количество цементного раствора, отвинчивают стопорные болты на цементировочной головке и закачивают расчетное количество продавочного бурового раствора. Как только заливочная пробка дойдет до упорного кольца «стоп», наблюдается резкий подъем давления, так называемый удар. На этом процесс цементирования заканчивается. Краны на головке закрывают, и скважину оставляют на ОЗЦ.

Цементирование хвостовика. После промывки ствола скважины на устье ее устанавливают цементировочную головку, в которую вставляют верхнюю секцию разделительной заливочной пробки. Закачивают расчетное количество цементного раствора, который продавливают буровым раствором или водой. Когда будет продавлен объем, равный внутреннему объему бурильных труб, верхняя секция пробки войдет в нижнюю и перекроет отверстия кольца. При этом давление в бурильных трубах резко возрастет. Шпильки, удерживающие нижнюю секцию в переводнике, срезаются и обе секции как одно целое перемещаются вниз по хвостовику до резкого подъема давления. После этого колонну необходимо посадить на забой и путем вращения инструмента по часовой стрелке освободить бурильные трубы с переводником от хвостовика и вымыть излишек цементного раствора. Через 16–20 ч электротермометром следует определить высоту подъема цемента за колонной, оборудовать устье скважины, испытать колонну на герметичность и перфорировать в интервале продуктивного пласта.

Заключительный этап процесса восстановления скважины методом зарезки второго ствола – испытание эксплуатационной колонны на герметичность, перфорирование отверстий против продуктивного горизонта и освоение скважины.

Тема 17. Возвратные работы на вышележащий или нижележащий горизонт

Переход скважины с одного объекта на эксплуатацию другого пласта, залегающего выше или ниже производят в связи с временным или полным прекращением разработки пласта по тем или иным причинам.

Работы по переходу скважины на другие горизонты обычно осуществляют на многопластовых нефтегазовых месторождениях с целью более полного охвата разработкой всех залежей и более рационального использования фонда действующих скважин.

Переход на другие горизонты по техническим причинам допускается, если:

- 1) нет возможности осуществить изоляционные работы по прекращению притока посторонних вод;
- 2) дальнейшая нормальная эксплуатация скважины затруднена вследствие дефектов в обсадной колонне и невозможно их исправление;
- 3) в скважине произошли сложные аварии, ликвидация которых невозможна или экономически нецелесообразна.

Одной из главных причин, дающих основание для перехода скважины на эксплуатацию другого пласта – истощение разрабатываемого пласта, когда суточный дебит снижается до предела рентабельности.

Переход на вышележащий горизонт осуществляют в случае необходимости прекращения эксплуатации оставляемого объекта или по техническим причинам. В этих целях эксплуатируемый объект разобщают от вновь выбранного путем создания монолитного цементного моста в колонне над оставляемым горизонтом. При этом основное внимание следует уделять изоляции оставляемого горизонта от проникновения воды. В таких случаях используют способ цементирования под давлением через отверстия фильтра. Если же переходный горизонт находится на значительном удалении от оставляемого объекта, то цементный стакан можно создавать цементированием без давления.

Если нет опасности проникновения чуждых вод в переходный объект, то забой можно затрамбовать песком или глиной, а затем создать цементный стакан необходимой высоты. В скважинах, сильно поглощающих жидкость, практикуется ввод в пласт песка до частичного восстановления циркуляции и лишь после этого производят цементирование под давлением.

Для снижения интенсивности поглощения жидкости пластом применяют одну или две заливки гелцементом с добавкой в цементный раствор алюминиевого порошка или предварительную глинизацию пласта.

В ряде случаев на практике при двухколонной конструкции в заколонном пространстве цементного кольца не оказывается, что создает угрозу проникновения чуждых вод к новому объекту через пространство. Тогда рекомендуется вырезать и извлечь внутреннюю колонну на 15–20 м ниже переходного объекта, а затем произвести тампонирующее под давлением с таким расчетом, чтобы новый искусственный забой был выше обреза извлеченной колонны на 8–140 м.

Если по ряду технических причин колонну извлечь невозможно, ее простреливают ниже переходного объекта на 10–15 м и затем цементируют под давлением с расчетом продавки цементного раствора в межтрубное пространство и оставления в колонне цементного стакана соответствующей высоты. До начала цементирования скважина должна быть обследована печатью.

Во всех случаях после установления надежного цементного стакана на заданной глубине скважину испытывают на герметичность опрессовкой или снижением уровня.

Переход на нижележащий горизонт производят сравнительно редко и обычно в тех случаях, когда соседние скважины, с помощью которых должны были извлечь нефть из намечаемого к переходу объекта, выбыли из эксплуатации по тем или иным геолого-техническим причинам.

Работы при этом сводятся в основном к следующему. Колонну и забой обследуют конусной печатью для установления исправности эксплуатационной колонны и чистоты забоя. Затем оставляемый горизонт цементируют под давлением через отверстия фильтра. Затем цементный стакан разбуривают до необходимой глубины и испытывают колонну на герметичность. На практике в большинстве случаев приходится эту операцию повторять неоднократно с заливкой нескольких пластов и разбуриванием цементных стаканов.

Тема 18. Ликвидация скважин

Скважины, дальнейшее использование которых признано нецелесообразным, подлежат ликвидации. Причины ликвидации могут быть следующие.

1. Сложная авария и доказанная техническая невозможность ее устранения, а также невозможность использования скважины для других целей, например: в качестве наблюдательной, нагнетательной, пьезометрической и т. д.

2. Отсутствие нефтенасыщенных горизонтов, вскрытых данной скважиной, и невозможность ее использования для других целей (углубление, переход, использование в качестве поглощающей для закачки сточных вод и т. д.).

3. Полное обводнение законтурной водой и отсутствие в ее разрезе объектов для перехода.

4. Расположение скважины в застроенных и занятых зонах (предприятия, жилые массивы, водохранилища и т. д.) или в зонах стихийных бедствий.

В процессе ликвидации скважины извлекают подземное оборудование и максимально возможное число обсадных труб, изолируют вскрытые пласты и устанавливают репер. Работы по ликвидации новых скважин, в которые спущены только технические колонны (без эксплуатационной), заключаются в следующем.

В непродуктивных интервалах в данной скважине устанавливают цементные мосты высотой, равной толщине пласта плюс 20 м выше кровли и ниже подошвы. Над кровлей верхнего пласта цементный мост устанавливают на высоту не менее 50 м. Ствол заполняют буровым раствором, позволяющим создать давление на забой, превышающее пластовое.

Если в разрезе не обнаружены напорные минерализованные или сероводородные воды, то допускается извлечение технических колонн, при этом в башмаке последней остающейся колонны устанавливают цементный мост не менее 50 м.

Устье ликвидируемой скважины оборудуют репером следующим образом. При оставленной технической колонне на сплюснутой сверху трубе диаметром 73 мм на глубину не менее 2 м опускают деревянную пробку и заливают скважину до устья цементным раствором. Над устьем сооружают бетонную тумбу размером 1,0×1,0×1,0 м. Высота репера над этой тумбой должна быть не менее 0,5 м.

При извлечении технической колонны репер устанавливают в кондукторе или шахтовом направлении, а затем сооружают тумбу размером 1,0×1,0×1,0 м.

Ликвидацию скважин после их опробования при спущенной эксплуатационной колонне производят так же, как описано выше. Обсадные колонны в этом случае извлекают, если залежь чисто нефтяная и отсутствуют напорные минерализованные пластовые воды, загрязняющие верхние пресные воды.

Если невозможно извлечь обсадные колонны, то устье закрывают глухим фланцем с вваренным патрубком и вентилем или заглушкой, после чего устанавливают репер.

Ликвидационные работы в эксплуатационных скважинах в связи с полным истощением продуктивных пластов и их обводнением, а также в нагнетательных и наблюдательных скважинах, которые в дальнейшем не могут быть использованы для других целей, производят так же, как было описано.

Литература

1. Сулейманов, А. Б. Техника и технология капитального ремонта скважин / А. Б. Сулейманов, К. А. Карапетов, Я. С. Яшин. – Москва : Недра, 1987. – 422 с.
2. Лаврушко, П. Н. Подземный ремонт скважин / П. Н. Лаврушко. – Москва : Недра, 1968. – 365 с.
3. Гамазов, О. Д. Справочник по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин / О. Д. Гамазов. – Москва : Недра, 1973. – 475 с.
4. Молчанов, А. Г. Подземный ремонт скважин / А. Г. Молчанов. – Москва : Недра, 1986. – 345 с.
5. Амиров, А. Д. Капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин / А. Д. Амиров, Я. С. Яшин. – Москва : Недра, 1987. – 410 с.

Содержание

Введение.....	3
Тема 1. Текущий ремонт скважин. Виды текущего ремонта скважин.....	5
Тема 2. Спуско-подъемные операции для различных геолого-технических условий.....	6
Тема 3. Глушение скважин.....	9
Тема 4. Ремонт газлифтных и фонтанных скважин.....	11
Тема 5. Ремонт скважин, оборудованных погружными центробежными электронасосами.....	16
Тема 6. Очистка фильтра скважины и эксплуатационных колонн от отложений парафино-смолистых веществ.....	23
Тема 7. Ремонты скважин, связанные с очисткой забоя от песчаных пробок.....	30
Тема 8. Ремонт скважин с помощью тросоканатного метода или с использованием гибких труб.....	39
Тема 9. Капитальный ремонт скважин.....	40
Тема 10. Извлечение прихваченных насосно-компрессорных труб... ..	45
Тема 11. Ловильные работы. Извлечение из скважины различных предметов. Инструменты.....	48
Тема 12. Определение и устранение негерметичности колонн.....	59
Тема 13. Устранение дефектов в эксплуатационных колоннах. Исправление смятых участков.....	60
Тема 14. Ремонтно-изоляционные работы.....	69
Тема 15. Тампонажные работы при ремонтно-изоляционных работах.....	73
Тема 16. Зарезка и бурение второго ствола.....	87
Тема 17. Возвратные работы на вышележащий или нижележащий горизонт.....	99
Тема 18. Ликвидация скважин.....	101
Литература.....	103

Учебное электронное издание комбинированного распространения

Учебное издание

ТЕХНОЛОГИЯ ПОДЗЕМНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН

**Курс лекций
по одноименной дисциплине
для студентов специальности 1-51 02 02
«Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»
дневной и заочной форм обучения**

Электронный аналог печатного издания

Автор-составитель: **Козырева Светлана Владимировна**

Редактор

Н. И. Жукова

Компьютерная верстка

Н. Б. Козловская

Подписано в печать 30.10.07.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».

Цифровая печать. Усл. печ. л. 6,04. Уч.-изд. л. 6,8.

Изд. № 83.

E-mail: ic@gstu.gomel.by

<http://www.gstu.gomel.by>

Издатель и полиграфическое исполнение:

Издательский центр учреждения образования

«Гомельский государственный технический университет
имени П. О. Сухого».

ЛИ № 02330/0131916 от 30.04.2004 г.

246746, г. Гомель, пр. Октября, 48.