

ОСНОВЫ ТЕХНОЛОГИИ ПОДЗЕМНОГО И КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН.

- **Текущий ремонт скважин.** Виды работ при текущем ремонте скважин. Особенности подготовительных работ перед текущим ремонтом скважин. Ремонт скважин, оборудованных штанговыми насосами. Ремонт скважин, оборудованных погружными электронасосами. Ремонт скважин, связанный с очисткой забоя, подъемной колонны от парафина, гидратных отложений, солей и песчаных пробок.
- Виды капитальных ремонтов скважин.
- Исследование скважин. Виды исследований. Гидродинамические исследования. Геофизические исследования. Обследование технического состояния эксплуатационной колонны.
- Подготовительные работы к капитальному ремонту скважин.
- Исправление смятых участков эксплуатационных колонн. Ремонтно-изоляционные работы. Устранение негерметичности обсадной колонны. Крепление слабосцементированных пород в ПЗП. Устранение аварий, допущенных в процессе эксплуатации скважин. Ремонт скважин, оборудованных Перевод на другие горизонты и приобщение пластов. Перевод скважин на использование по другому назначению. Зарезка новых стволов. Работы по интенсификации добычи нефти. Кислотные обработки. Гидроразрыв пластов. Консервация и расконсервация скважин. Ликвидация скважин. Ловильные работы. Виды ловильных работ. Инструмент для ловли насосно-компрессорных труб, насосных штанг и посторонних предметов: метчики, колокола, труболочки, овершоты, комбинированные ловители, пауки и др. Извлечение труб, смятых и сломанных в результате падения. Извлечение прихваченных труб с помощью гидравлического домкрата.
- Установка цементных мостов и испытание их на герметичность. Испытание эксплуатационных колонн на герметичность.

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

- Единицами ремонтных работ различного назначения являются:
 - капитальный ремонт скважины;
 - текущий ремонт скважины;
 - скважино-операция по повышению нефтеотдачи пластов.
 - **Капитальным ремонтом скважин (КРС)** называется комплекс работ, связанных с восстановлением работоспособности обсадных колонн, цементного кольца, призабойной зоны, ликвидацией аварий, спуском и подъемом оборудования при отдельной эксплуатации и закачке.
 - **Текущим ремонтом скважин (ТРС)** называется комплекс работ, направленных на восстановление работоспособности скважинного и устьевого оборудования, и работ по изменению режима эксплуатации скважины, а также по очистке подъемной колонны и забоя от парафино-смолистых отложений, солей и песчаных пробок бригадой ТРС.
 - **Скважино-операцией ремонтных работ по повышению нефтеотдачи пластов** является комплекс работ в скважине по введению в пласт агентов, инициирующих протекание в недрах пласта физических, химических или биохимических процессов, направленных на повышение коэффициента конечного нефтевытеснения на данном участке залежи.

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

- Если после окончания работ скважина не отработала 48 ч гарантированного срока или не вышла на установленный режим в связи с некачественным проведением работ запланированного комплекса по вине бригады КРС или звена по интенсификации, то независимо от того, какая бригада будет осуществлять дополнительные работы на скважине, считать их продолжением выполненных работ без оформления на них второго ремонта или скважино-операции.
- Ремонтные работы в скважинах в отрасли проводятся тремя основными способами доставки к заданной зоне ствола инструмента, технологических материалов (реагентов) или приборов:
 - с помощью специально спускаемой колонны труб;
 - путем закачивания по НКТ или межтрубному пространству;
 - на кабеле или на канате.

Текущий ремонт скважин

К текущему ремонту скважин относятся работы, приведенных в табл. 1.

Таблица 1

Шифр	Вид работ по текущему ремонту скважин	Технико-технологические требования к сдаче
1	2	3
ТР 1 Оснащение скважин скважинным оборудованием при вводе в эксплуатацию (из бурения, освоения, бездействия, консервации)		
ТР1-1	Ввод фонтанных скважин	Выполнение запланированного объема работ
ТР1-2	Ввод газлифтных скважин	Выполнение запланированного объема работ
ТР1-3	Ввод скважин, оборудованных ШГН	Выполнение запланированного объема работ
ТР1-4	Ввод скважин, оборудованных ЭЦН	Выполнение запланированного объема работ
ТР 2 Перевод скважин на другой способ эксплуатации		
ТР2-1	Фонтанный - газлифт	Выполнение запланированного объема работ
ТР2-2	Фонтанный - ШГН	Нормальная работа насоса по динамограмме или подаче
ТР2-3	Фонтанный - ЭЦН	Нормальная подача и напор
ТР2-4	Газлифт - ШГН	Нормальная работа насоса по динамограмме или подаче
ТР2-5	Газлифт - ЭЦН	Нормальная подача и напор
ТР2-6	ШГН – ЭЦН	Нормальная подача и напор
ТР2-7	ЭЦН – ШГН	Нормальная подача и напор
ТР2-8	ШГН – ОРЭ	Выполнение запланированного объема работ. Нормальная подача и напор
ТР2-9	ЭЦН – ОРЭ	То же
ТР2-10	Прочие виды перевода	То же
ТР 3 Оптимизация режима эксплуатации		
ТР3-1	Изменение глубины подвески, смена типоразмера ШГН	Достижение цели ремонта
ТР3-2	Изменение глубины подвески, изменение типоразмера ЭЦН	Достижение цели ремонта
ТР 4 Ремонт скважин оборудованных ШГН		
ТР4-1	Ревизия и смена насоса	Нормальная работа насоса по динамограмме
ТР4-2	Устранение обрыва штанг	Устранение дефекта. Нормальная работа насоса
ТР4-3	Замена полированного штока	Устранение дефекта. Нормальная работа насоса
ТР4-4	Замена, опрессовка и устранение негерметичности НКТ	Достижение цели ремонта. Нормальная подача насоса
ТР4-5	Очистка и пропарка НКТ	Достижение цели ремонта. Нормальная подача насоса
ТР4-6	Ревизия, смена устьевого оборудования	Достижение цели ремонта. Нормальная подача насоса
ТР 5 Ремонт скважин, оборудованных ЭЦН		
ТР5-1	Ревизия и смена насоса	Нормальная подача и напор
ТР5-2	Смена электродвигателя	Нормальная подача и напор
ТР5-3	Устранение повреждения кабеля	Устранение дефекта. Нормальная работа насоса
ТР5-4	Ревизия, смена, устранение негерметичности НКТ	Выполнение запланированного объема работ. Нормальная подача насоса
ТР5-5	Очистка и пропарка НКТ	Достижение цели ремонта
ТР5-6	Ревизия, смена устьевого оборудования	Достижение цели ремонта
ТР 6 Ремонт фонтанных скважин		
ТР6-1	Ревизия, смена, опрессовка и устранение негерметичности НКТ	Выполнение запланированного объема работ. Нормальная подача насоса
ТР6-2	Очистка и пропарка НКТ	То же
ТР6-3	Смена, ревизия устьевого оборудования	То же
ТР 7 Ремонт газлифтных скважин		
ТР7-1	Ревизия, смена, опрессовка и устранение негерметичности НКТ	Выполнение запланированного объема работ. Нормальная подача насоса

ТР7-2	Очистка и пропарка НКТ	То же
ТР7-3	Ревизия, замена, очистка газлифтных клапанов	То же
ТР7-4	Ревизия, смена устьевого оборудования	То же
ТР 8	Ревизия и смена оборудования артезианских и поглощающих скважин	Выполнение запланированного объема работ
ТР 9	Очистка, промывка забоя	
ТР9-1	Промывка горячей нефтью (водой) с добавлением ПАВ	Достижение цели ремонта
ТР9-2	Обработка забоя химреагентами (ТГХВ, СКО, ГКО и т.д.)	Достижение цели ремонта
ТР 10	Опытные работы по испытанию новых видов подземного оборудования	Выполнение запланированного объема работ
ТР 11	Прочие виды работ	Выполнение запланированного объема работ

Подготовительные работы к текущему ремонту скважин

- Глушат скважину (при необходимости).
- Производят передислокацию оборудования и бригады.
- Проверяют работоспособность подъемных сооружений и механизмов.
- Подбирают и проверяют инструмент и комплект устройств в соответствии со схемой оборудования устья, характером ремонта и конструкцией колонны труб и штанг.
 - Устанавливают индикатор веса.
 - Устанавливают на скважине емкости с жидкостью для глушения в объеме не менее двух объемов скважины.
 - Перед демонтажом устьевого оборудования убеждаются в отсутствии нефтегазопроявлений и производят промывку скважины до вымыва жидкости в объеме скважины.
 - В процессе подъема оборудования скважину доливают жидкостью для глушения в объеме, обеспечивающим противодействие на пласт.
 - При спуске ступенчатой колонны из труб разных марок сталей измеряют их длину, и данные записывают в рабочий журнал. Для соединения труб разных диаметров используют переводники и патрубки заводского производства или изготовленные в ремонтно-механических мастерских ЦБПО.
 - При спуске и подъеме труб, покрытых стеклоэмалью, осматривают каждую трубу, на стыках труб и муфте устанавливают остеклованные кольца. Спуск и подъем остеклованных труб производят плавно, без толчков и ударов. Поднятые трубы укладывают на стеллажи с деревянными прокладками между рядами толщиной не менее 30 мм.

Ремонт скважин, оборудованных штанговыми насосами

- **Смена насоса.**
- Подготовительные работы.
- Устанавливают специальный зажим для снятия полированного штока.
- Снижают давление в трубном и затрубном пространствах до атмосферного и отсоединяют выкидную линию от устьевого оборудования.
- Поднимают с помощью спец элеватора полированный шток.
- Устанавливают штанговый крюк на талевый блок.
- Поднимают колонну штанг со вставным насосом или плунжером невставного насоса.
- Укладывают штанги на мостики ровными рядами. Между рядами штанг прокладывают деревянные прокладки с расстоянием между ними не более 1.5 м. В процессе подъема штанг производят отбраковку и замену дефектных штанг на исправные.
- Поднимают НКТ с цилиндром невставного или замковой опорой вставного насоса с помощью автомата АПР-2ВБ. В процессе подъема НКТ производят их отбраковку и замену исправными.

Спуск насоса.

- Перед спуском насоса в скважину проверяют плавность хода плунжера. Во вставных насосах дополнительно проверяют состояние стопорного конуса. Неисправности насоса устраняют в мастерских.
- Опускают защитное приспособление (фильтр, предохранительную сетку и др.), цилиндр невставного или замковую опору вставного насоса в колонну НКТ с помощью автоматического ключа.
- Спускают колонну штанг с плунжером вставного или цилиндром невставного насоса.
- Соединяют верхнюю штангу с полированным штоком в соответствии с правилами подготовки плунжера в цилиндре насоса.
- Собирают устьевое оборудование и пускают скважину в эксплуатацию.

Ремонт скважин, оборудованных погружными электронасосами**Подготовительные работы**

- Отключают ЭЦН от электросети и вывешивают табличку «Не включать, работают люди».
- Устанавливают на мачте подвесной ролик для направления кабеля.
- Отсоединяют КРБК ЭЦН от станции управления, поднимают пьедестальный комплекс (или планшайбу), пропускают КРБК через отверстие в пьедестальном комплексе (или планшайбе) и подвесной ролик и закрепляют на барабане кабеленаматывателя (автонаматывателя).
- Устанавливают на фланец обсадной колонны специальное приспособление, придающее кабелю направление и предохраняющее его от повреждений.
- Поднимают НКТ с ЭЦН и КРБК, не допуская при этом отставания последнего от труб (провисания). В процессе подъема снимают с НКТ крепежные пояса (клямсы) с помощью спецкрючка.
- Производят при необходимости шаблонирование скважины. При смене типоразмера насоса шаблонирование ствола скважины обязательно.
- Производят монтаж узлов погружного агрегата ЭЦН и его пробный запуск.

**Спуск ЭЦН и КРБК на НКТ.**

- Перед спуском ЭЦН над ним устанавливают обратный клапан, а через одну-две трубы — спускной клапан.
- В процессе спуска НКТ с помощью поясов (клямсов) крепят КРБК, при этом через каждые 200 м измеряют его изоляцию. При свинчивании не допускается проворачивание подвешенной части НКТ.
- После спуска ЭЦН на заданную глубину КРБК пропускают через отверстие в пьедестальном комплексе (планшайбе) и производят обвязку устья скважины.
- Замеряют сопротивление изоляции, производят пробный пуск ЭЦН и пускают скважину в эксплуатацию.
- Монтаж и демонтаж наземного оборудования, электронасосов, осмотр, ремонт и их наладку должен производить электротехнический персонал.

Ремонт скважин, связанный с очисткой забоя, подъемной колонны от парафина, гидратных отложений, солей и песчаных пробок

- Промывку песчаных пробок производят пластовой водой, газожидкостными смесями и пенными системами с применением струйных насосов, желонок, гидробура и др.
- Технологический процесс очистки песчаных пробок осуществляют как при прямой, так и при обратной промывке.
- Очистку забоя, подъемной колонны от парафина, солей, гидратных пробок проводят по отдельному плану, утвержденному нефтегазодобывающим предприятием, в соответствии с действующими инструкциями.

Исследование скважин

Геофизические исследования

Геофизические исследования выполняются геофизическими или другими специализированными организациями по договорам, заключаемым с нефтегазодобывающими предприятиями, и проводятся в присутствии заказчика.

Комплекс геофизических исследований в зависимости от категории скважин, условий проведения измерений и решаемых задач, а также оформление заявок на проведение работ, актов о готовности скважин, заключения по комплексу исследований приведены в РД [3] и его приложениях.

Порядок приема и выполнения заявок определяется в соответствии с.

Комплекс исследований должен включать все основные методы. Целесообразность применения дополнительных методов должна быть обоснована промыслово-геофизическим предприятием. Комплексы методов исследований уточняют в зависимости от конкретных геолого-технических условий по взаимно согласованному плану между геофизической и промыслово-геологической службами.

Гидродинамические исследования

Работы проводятся в соответствии с планом, утвержденным главным инженером и главным геологом предприятия и согласованным с противодонной службой.

Работы по КРС должны начинаться с гидродинамических исследований в скважинах. Виды технологических операций приведены в табл. 1.

Выявление обводнившихся интервалов пласта или пропластков производят гидродинамическими методами в комплексе с геофизическими исследованиями при селективном испытании этих интервалов на приток с использованием двух пакеров (сверху и снизу)

Таблица 2

Виды технологических операций

Технологические методы исследования	Данные, приводимые в плане на ремонт скважин
Гидроиспытание колонны	Глубина установки моста (пакера), отключающего интервал перфорации (нарушения), тип и параметры жидкости для Гидроиспытания, величина устьевого давления
Поинтервальные гидроиспытания колонны	Глубина установки моста, отключающего интервал перфорации (нарушения), глубина спуска НКТ, параметры и объем буферной и промывочной жидкостей, направление прокачивания (прямое, обратное), продолжительность, устьевое давление при гидроиспытании
Снижение и восстановление уровня жидкости	

<p>Определение пропускной способности нарушения или специальных отверстий в колонне</p>	<p>Глубина установки моста, отключающего интервал перфорации (нарушения), способ и глубина снижения уровня жидкости в скважине, способ и периодичность регистрации положения уровня жидкости в скважине</p>
<p>Прокачивание индикатора (красителя)</p>	<p>Режим продавливания жидкости через нарушение колонны, величина устьевого давления в каждом режиме, тип и параметры продавливаемой жидкости</p> <p>Тип и химический состав индикатора, концентрация и объем раствора индикатора</p>

Заключения об

- интервалах негерметичности обсадной колонны,
- глубине установки оборудования, НКТ,
- положения забоя,
- динамического и статического уровней,
- интервале прихвата труб и
- привязке измеряемых параметров к разрезу,
- герметичности забоя

выдаются непосредственно на скважине после завершения исследований, а по исследованиям, которые проводятся для определения интервалов заколонной циркуляции, распределения и состояния цементного камня за колонной, размеров нарушений колонны, — передаются по оперативной связи в течение 24 ч после завершения измерений и через 48 ч — в письменном виде. В заключении геофизического предприятия приводятся результаты ранее проведенных исследований (в том числе и не связанных с КРС), а в случае их противоречия с данными предыдущих исследований, указываются причины.

Геофизические исследования в интервале объекта разработки.

Перед началом геофизических работ скважину заполняют жидкостью необходимой плотности до устья, а колонну шаблонируют до забоя.

Основная цель исследования — определение источников обводнения продукции скважины.

При выявлении источников обводнения продукции в действующих скважинах исследования включают измерения высокочувствительным термометром, гидродинамическим и термокондуктивным расходомерами, влагомером, плотномером, резистивиметром, импульсным генератором нейтронов. Комплекс исследований зависит от дебита жидкости и содержания воды в продукции. Привязку измеряемых параметров по глубине осуществляют с помощью локатора муфт и ГК.

Для выделения обводнившегося пласта или пропластков, вскрытых перфорацией, и определения заводненной мощности коллектора при минерализации воды в продукции 100 г/л и более в качестве дополнительных работ проводят исследования импульсными нейтронными методами (ИНМ) как в эксплуатируемых, так и в остановленных скважинах. В случаях обводнения неминерализованной водой эти задачи решаются ИНМ по изменениям до, и после закачки в скважину минерализованной воды с концентрацией соли более 100 г/л. Эти измерения проводятся в комплексе с исследованиями высокочувствительным термометром для определения интервалов поглощения закачанной воды и выделения интервалов заколонной циркуляции.

Измерения ИНМ входят в основной комплекс при исследовании пластов с подошвенной водой, частично вскрытых перфорацией, при минерализации воды в добываемой продукции более 100 г/л. По результатам измерений судят о путях поступления воды к интервалу перфорации — подтягиванию подошвенной воды по прискважинной зоне коллектора или по заколонному пространству из-за негерметичности цементного кольца.

Оценку состояния выработки запасов и величины коэффициента остаточной нефтенасыщенности в пласте, вскрытом перфорацией, проверяют исследованиями ИНМ в процессе поочередной закачки в пласт двух водных растворов, различных по минерализации. По результатам измерения параметра времени жизни тепловых нейтронов в пласте вычисляют значение коэффициента остаточной насыщенности. Технология работ предусматривает закачку 3-4 м³ раствора на 1 м толщины коллектора. Закачку раствора проводят отдельными порциями с замером параметра до стабилизации его величины.

Состояние насыщения коллекторов, представляющих объекты перехода на другие горизонты или приобщения пластов, оценивают по результатам геофизических исследований. При минерализации воды в продукции более 50 г/л проводят исследования ИНМ.

При переводе добывающей скважины под нагнетание обязательными являются исследования гидродинамическим расходомером и высокочувствительным термометром, которые позволяют выделить отдающие или принимающие интервалы и оценить степень герметичности заколонного пространства.

Контроль технического состояния добывающих скважин.

Если объектом исследования является интервал ствола скважины выше разрабатываемых пластов, геофизические измерения проводят с целью выявления мест нарушения герметичности обсадной колонны, выделения интервала поступления воды к месту нарушения, интервалов заколонных межпластовых перетоков, определения высоты подъема и состояния цементного кольца за колонной, состояния забоя скважины, положения интервала перфорации, технологического оборудования, определения уровня жидкости в межтрубном пространстве, мест прихвата труб.

Если место негерметичности обсадной колонны определяют по измерениям в процессе работы или закачки в скважину воды (инертного газа) в интервале, не перекрытом НКТ, обязательный комплекс включает измерения расходомером и локатором муфт. В качестве дополнительных методов используют скважинный акустический телевизор (для определения линейных размеров и формы нарушения обсадной колонны), толщиномер (с целью уточнения компоновки обсадной колонны и степени ее коррозии).

Интервал возможных перетоков жидкости или газа между пластами при герметичной обсадной колонне устанавливают по результатам исследований высокочувствительным термометром, закачкой радиоактивных изотопов и методами нейтронного каротажа для выделения зон вторичного газонакопления.

- **Контроль за РИР** при наращивании цементного кольца за эксплуатационной колонной, кондуктором, креплении слабосцементированных пород в призабойной зоне пласта осуществляют акустическим или гамма-гамма-цементомером по методике сравнительных измерений до, и после проведения изоляционных работ. Для контроля качества цементирования используется серийно выпускаемая аппаратура типа АКЦ. В сложных геолого-технических условиях обсаженных скважин получению достоверной информации будет способствовать использование аппаратуры широкополосного акустического каротажа АКШ.
- **Для контроля глубины спуска в скважину оборудования** (НКТ, гидроперфоратора, различных пакерирующих устройств), интервала и толщины отложения парафина, положения статического и динамического уровней жидкостей в колонне, состояния искусственного забоя обязательным является исследование одним из стационарных нейтронных методов (НГК, ННК) или методом рассеянного гамма-излучения (ГГК).
- **Геофизические исследования при ремонте нагнетательных скважин** в интервале объекта разработки проводят для оценки
 - герметичности заколонного пространства,
 - контроля за качеством отключения отдельных пластов.

Эти задачи решают замером **высокочувствительным термометром и гидродинамическим расходомером**, закачкой радиоактивных изотопов. Факт поступления воды в пласты, расположенные за пределами интервала перфорации, может быть установлен по дополнительным исследованиям ИНМ при минерализации пластовой воды более 50 г/л.

- **Результаты ремонтных работ с целью увеличения и восстановления производительности и приемистости, выравнивания профиля приемистости, дополнительной перфорации** оценивают по сопоставлению замеров высокочувствительным термометром и гидродинамическим расходомером, которые необходимо проводить до и после завершения ремонтных работ.
- **Для определения интервалов перфорации** и контроля за состоянием колонны применяют
 - локатор муфт,
 - акустический телевизор САТ,
 - индукционный дефектоскоп ДСИ,
 - аппаратуру контроля перфорации АКП,
 - микрокаверномер.

В случае закачки в пласт соединений и веществ, которые отличаются по нейтронным параметрам от скелета породы и насыщающей ее жидкости, дополнительно проводят исследования ИНМ до и после ремонта скважины с целью оценки эффективности проведенных работ.

Оценку результатов проведенных работ проводят в период дальнейшей эксплуатации скважины по характеру добываемой продукции и по результатам повторных исследований после ремонтных работ.

Признаками успешного проведения ремонтных работ следует считать:

- 1) в интервале объекта разработки — снижение или ликвидацию обводненности добываемой продукции, увеличение дебита скважины;
- 2) при исправлении негерметичности колонны — результаты испытания ее на герметичность гидроиспытанием или снижением уровня;
- 3) при изоляции верхних вод, поступающих в скважину через нарушения в колонне или выходящих на поверхность по затрубному пространству, — отсутствие в добываемой продукции верхних вод,

отсутствие выхода пластовых вод на поверхность.

В случае отрицательного результата ремонтных работ проводят исследования по определению источника поступления воды в скважину.

Качество проведенных ремонтных работ устанавливают по результатам повторных исследований геофизическими методами:

1) при наращивании цементного кольца за колонной или исправлении качества цементирования — путем повторных исследований методами цементометрии;

2) при ликвидации межпластовых перетоков — исследованиями методами термометрии. Признаком устранения негерметичности заколонного пространства является восстановление геотермического градиента на термограммах, полученных при исследовании в действующей скважине или при воздействии на нее.

Обследование технического состояния эксплуатационной колонны

Спускают до забоя скважины свинцовую полномерную конусную печать диаметром на 6-7 мм меньше внутреннего диаметра колонны.

При остановке печати до забоя фиксируют в вахтовом журнале глубину остановки и поднимают ее.

Размер последующих спускаемых печатей (по сравнению с предыдущими) должен быть уменьшен на 6-12 мм для получения четкого отпечатка конфигурации нарушения.

Для определения наличия на забое скважины постороннего предмета на НКТ спускают плоскую свинцовую печать.

Для определения формы и размеров поврежденного участка обсадной колонны используют боковые гидравлические печати.

Работы по ремонту и исследованию скважин, в продукции которых содержится сероводород, проводятся по плану работ, утвержденному главным инженером, главным геологом предприятия и согласованному с противодонной службой.

Капитальный ремонт скважин

К капитальным ремонтам скважин и работам по повышению нефтеотдачи пластов относятся работы, представленные в табл. 3 и 4

Классификатор капитальных ремонтов скважин

Таблица 3

Шифр	Виды работ по капитальному ремонту скважин	Технико-технологические требования к сдаче
1	2	3
КР 1	Ремонтно-изоляционные работы	
КР1-1	Отключение отдельных обводненных интервалов пласта	Выполнение запланированного объема работ. Снижение обводненности продукции.
КР1-2	Отключение отдельных пластов	Выполнение запланированного объема работ. Отсутствие приемистости или притока в (из) отключенном (ого) пласте (а).
КР1-3	Исправление негерметичности цементного кольца	Достижение цели ремонта, подтвержденное промыслово-геофизическими исследованиями. Снижение обводненности продукции при сокращении или увеличении дебита нефти
КР1-4	Наращивание цементного кольца за эксплуатационной, промежуточной колоннами, кондуктором	Отсутствие нефтегазопроявлений на поверхности и подтверждение наращивания цементного кольца в необходимом интервале промыслово-геофизическими исследованиями

КР 2 Устранение негерметичности эксплуатационной колонны		
КР2-1	Устранение негерметичности тампонированием	Герметичность эксплуатационной колонны при гидроиспытании
КР2-2	Устранение негерметичности установкой пластыря	То же
КР2-3	Устранение негерметичности спуском дополнительной обсадной колонны меньшего диаметра	То же
КР 3 Устранение аварий, допущенных в процессе эксплуатации или ремонта		
КР3-1	Извлечение оборудования из скважины после аварий, допущенных в процессе эксплуатации	Прохождение шаблона до необходимой глубины. Герметичность колонны в интервале работ фрезером
КР3-2	Ликвидация аварий с эксплуатационной колонной	То же
КР3-3	Очистка забоя ствола скважины от металлических предметов	То же
КР3-4	Прочие работы по ликвидации аварий, допущенных при эксплуатации скважин	Достижение цели, оговоренной в технологическом плане
КР3-5	Ликвидация аварий, допущенных в процессе ремонта скважин	Достижение цели, оговоренной в дополнительном плане на ликвидацию аварий
КР 4 Переход на другие горизонты и приобщение пластов		
КР4-1	Переход на другие горизонты	Выполнение заданного объема работ, подтвержденных промыслово-геофизическими исследованиями. Получение притока.
КР4-2	Приобщение пластов	Получение притока из нового интервала и увеличение дебита нефти
КР 5 Внедрение и ремонт установок типа ОРЭ, ОРЗ, пакеров-отсекателей		
КР 5	Внедрение и ремонт установок типа ОРЭ, ОРЗ, пакеров-отсекателей	Выполнение запланированного объема работ, герметичность пакера. Увеличение дебита нефти. Увеличение, сокращение объемов закачки воды.
КР 6 Комплекс подземных работ, связанных с бурением		
КР6-1	Зарезка новых стволов скважин	Выполнение запланированного объема работ
КР6-2	Бурение цементного стакана	То же
КР6-3	Фрезерование башмака колонны с углублением ствола в горной породе	То же
КР6-4	Бурение и оборудование шурфов и артезианских скважин	То же
КР 7 Обработка призабойной зоны		

КР7-1	Проведение кислотной обработки	Выполнение запланированного объема работ, увеличение продуктивности нефтяных и приемистости нагнетательных скважин.
КР7-2	Проведение ГРП	То же
КР7-3	Проведение ГПП	То же
КР7-4	Виброобработка призабойной зоны	То же
КР7-5	Термообработка призабойной зоны	То же
КР7-6	Промывка призабойной зоны растворителям	То же
КР7-7	Промывка призабойной зоны растворителям ПАВ	То же
КР7-8	Обработка термогазохимическими методами (ТГХВ, ПГД и т.д.)	То же
КР7-9	Прочие виды обработки призабойной зоны	То же
КР7-10	Выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин	Выполнение запланированного объема работ, подтвержденных промыслово-геофизическими исследованиями
КР7-11	Дополнительная перфорация и торпедирование ранее простреленных интервалов	Выполнение запланированного объема работ, увеличение продуктивности нефтяных и приемистости нагнетательных скважин
КР 8 Исследование скважин		
КР8-1	Исследование характера насыщенности и выработки продуктивных пластов, уточнение геологического разреза в скважинах	Выполнение запланированного комплекса исследований в заданном режиме (приток, закачка, выдерживание скважины в покое), получение заключения
КР8-2	Оценка технического состояния скважины (обследование скважины)	Выполнение запланированного объема работ, выдача заключения
КР 9 Перевод скважины на использование по другому назначению		
КР9-1	Освоение скважин под нагнетательные	Достижение приемистости, оговоренной в плане
КР9-2	Перевод скважин под отбор технической воды	Выполнение запланированного объема работ. Получение притока
КР9-3	Перевод скважин в наблюдательные, пьезометрические	Выполнение запланированного объема работ
КР9-4	Перевод скважин под нагнетание теплоносителя или воздуха	Обеспечение приемистости
КР 10 Ввод в эксплуатацию и ремонт нагнетательных скважин		
КР10-1	Оснащение паро- и воздухонагнетательных скважин противопесочным оборудованием	Обеспечение приемистости
КР10-2	Промывка в паро-и воздухонагнетательных скважинах песчаных пробок	Восстановление приемистости
КР 11	Консервация и расконсервация скважин	Выполнение запланированного объема работ
КР 12	Прочие виды работ	Выполнение запланированного объема работ

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

Таблица 4

Шифр	Виды и подвиды работ	Технико-технологические требования к сдаче
------	----------------------	--

ПНП 1	Создание оторочек:	Выполнение запланированного объема работ
ПНП1-1	Растворителя	То же
ПНП1-2	Раствора ПАВ	-«-
ПНП1-3	Раствора полимеров	-«-
ПНП1-4	Кислот	-«-
ПНП1-5	Щелочей	-«-
ПНП1-6	Горячей воды	-«-
ПНП1-7	Пара	-«-
ПНП1-8	Газожидкостных смесей	-«-
ПНП1-9	Активного ила	-«-
ПНП1-10	Газа	-«-
ПНП1-11	Парогазовых смесей	-«-
ПНП1-12	Мицеллярного раствора	-«-
ПНП1-13	Других реагентов	-«-
ПНП 2	Иницирование и регулирование внутрипластового горения	Выполнение запланированного объема работ

Исправление смятых участков эксплуатационных колонн

- Исправление смятого участка эксплуатационной колонны производят с помощью набора оправок, справочных долот или грушевидных фрезеров.
- Диаметр первого спускаемого справочного инструмента должен быть на 5 мм меньше диаметра обсадной колонны на участке смятия. Диаметр последующего справочного инструмента должен быть увеличен не более чем на 3—5 мм.
- Исправление смятого участка обсадной колонны с помощью оправочных долот производят при медленном проворачивании их не более чем на 30°. Осевую нагрузку при этом выбирают в зависимости от диаметров обсадных и бурильных труб (табл. 4).
- Исправление смятого участка обсадной колонны с использованием грушевидных фрезеров производят при медленном проворачивании и осевом нагружении на инструмент в соответствии с табл. 4. Не допускается применение фрезеров с твердосплавными наплавками на их боковой поверхности.

Таблица 5

Выбор осевой нагрузки на справочное долото в зависимости от размеров обсадных и бурильных труб

Диаметр обсадной колонны, мм	114	127-146	168	219	245
Диаметр бурильных труб, мм	60 или 73	73	89	114	140
Осевая нагрузка, кН	5-10	10-20	10-40	20-50	30-50

- Контроль качества работ производят с помощью оправочного инструмента, диаметр которого обеспечивает свободное прохождение в колонне плоской свинцовой печати или специального шаблона.

Ремонтно-изоляционные работы

Отключение пластов или их отдельных интервалов.

Изоляционные работы проводят методом тампонирувания под давлением без установки пакера через общий фильтр или с установкой съемного или разбуриваемого пакера через фильтр отключаемого пласта:

- производят глушение скважины;
- спускают НКТ с «пером» или пакером (съемным или разбуриваемым);
- при отключении верхних или промежуточных пластов выполняют операции по предохранению нижних продуктивных пластов (заполняют ствол скважины в интервале от искусственного забоя до отметки на 1,5-2,0 м ниже подошвы

- отключаемого пласта песком, глиной или вязкоупругим составом, устанавливают цементный мост или взрыв-пакер);
- производят гидроиспытание НКТ или НКТ с пакером;
- определяют приемистость вскрытого интервала пласта. Если она окажется менее $0,6 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$, проводят работы по увеличению приемистости изолируемого интервала (например, обработку соляной кислотой);
- выбирают тип и объем тампонажного раствора;
- приготавливают и закачивают под давлением в заданный интервал тампонажный раствор и оставляют скважину на ОЗЦ. Срок ОЗЦ устанавливают в зависимости от типа тампонажного раствора. По истечении срока ОЗЦ производят проверку моста и гидроиспытание эксплуатационной колонны;
- при необходимости производят дополнительную перфорацию эксплуатационной колонны в интервале продуктивного пласта;
- при отключении верхних и промежуточных пластов, эксплуатация которых осуществляется при депрессии на пласт более 2 МПа, после проведения тампонирующего под давлением интервала перфорации перекрывают дополнительно металлическим пластырем.

При проведении работ по ограничению водопритоков и использовании тампонажных составов, селективно воздействующих на участки пласта с различными насыщающими жидкостями и селективно отверждающихся в них, закачку составов осуществляют через существующий фильтр без предварительного отключения нефтенасыщенных интервалов или же при необходимости используют пакеры. Работы проводятся в соответствии с РД, регламентирующим применение конкретных изоляционных составов.

Ремонтные работы методом тампонирующего в скважинах, содержащих в продукции сероводород, выполняются с применением сероводородостойких тампонажных материалов на минеральной или полимерной основе.

Исправление негерметичности цементного кольца.

- Производят глушение скважины
- Оборудуют устье скважины с учетом возможности осуществления прямой и обратной циркуляции, а также расхаживания труб.
- Поднимают НКТ и скважинное оборудование
- Проводят комплекс геофизических и гидродинамических исследований.
- Определяют приемистость флюидопроводящих каналов в заколонном пространстве и направление движения потока, а также степень отдачи пластом поглощенной жидкости.

Анализируют **геолого-технические характеристики пласта** и работу скважины:

- величину кривизны и кавернозности ствола скважина;
- глубину расположения центраторов и других элементов технологической оснастки обсадной колонны;
- температуру и пластовое давление;
- тип горных пород;
- давление гидроразрыва;
- дебит скважины;
- содержание и гранулометрический состав механических примесей в продукции;
- химический состав изолируемого флюида.

Проверяют скважину на заполнение и определяют приемистость дефектной части крепи при установившемся режиме подачи жидкости.

Производят оценку объема отдаваемой пластом жидкости.

За 3-5 суток до осуществления работ проводят лабораторный анализ тампонажного состава в условиях ожидаемых температуры и давления. Время начала загустевания тампонажного состава должно быть не менее 75 % от расчетной продолжительности технологического процесса.

При исправлении негерметичности цементного кольца, расположенного над продуктивным пластом, проводят дополнительные подготовительные операции.

Создают спецотверстия на участке высотой 1 м (5-10 отверстий) над эксплуатационным фильтром против плотных пород.

Перекрывают интервал перфорации (в интервале продуктивного пласта) песчаной пробкой и сверху слоем глины высотой 1 м над песчаной пробкой или взрыв-пакером типа ВП, устанавливаемым на 2-3 м выше верхних перфорационных отверстий, но не менее чем на 2 м ниже спецотверстий.

Если тампонирующее проводят через эксплуатационный фильтр, то его перекрывают песчаной пробкой из расчета, что 1 м верхней части фильтра остается непокрытым.

Замеряют глубину установки песчаной пробки (взрыв-пакера).

Определяют приемистость изолируемого объекта.

Спускают и устанавливают башмак заливочной колонны в зависимости от приемистости объекта:

- при приемистости $1,5 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$ – на 20 м выше спецотверстий;
- при приемистости менее $1,5 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$ — на 1,0-1,5 м ниже спецотверстий.

Производят гидроиспытание колонны НКТ и пакера.

Приготавливают, закачивают и продавливают тампонажный раствор в заданный интервал:

- при приемистости скважины до $2 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$ применяют цементный раствор или его комбинацию с полимерными составами;
- при приемистости более $2 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$ предварительно снижают интенсивность поглощения с применением различных наполнителей.

По истечении установленного срока ОЗЦ проверяют эксплуатационную колонну на герметичность.

Разбуривают цементный мост.

Вымывают из скважины песчаную пробку.

Оценивают качество РИР с помощью геофизических и гидродинамических методов исследований.

При исправлении негерметичности цементного кольца, расположенного ниже эксплуатационного объекта (пласта), РИР проводят через фильтр нижнего объекта или через специальные перфорационные отверстия.

Если РИР проводят через фильтр нижнего эксплуатационного объекта, башмак НКТ устанавливают на 1,0—1,5 м ниже фильтра.

Если РИР планируют проводить через специальные перфорационные отверстия, то эти отверстия простреливают или в зоне ВНК, или в интервале плотного раздела между нижним эксплуатационным и нижележащим водоносным пластами. Башмак НКТ устанавливают на 1,0-1,5 м ниже интервала специальных перфорационных отверстий. При использовании при этом пакера, его резиновый элемент устанавливают между подошвой нижнего пласта и интервалом специальных отверстий.

После окончания тампонирувания удаляют излишний объем тампонажного раствора из НКТ обратной промывкой, поднимают НКТ на 50—100 м и скважину оставляют на ОЗЦ.

Наращивание цементного кольца за обсадной колонной

1) параметры глинистого и цементного растворов, использованных при первичном цементировании;

2) наличие и интенсивность поглощения в процессе бурения скважины;

Останавливают скважину и определяют динамику восстановления давления в межколонном пространстве.

Производят глушение скважины.

Шаблонировать эксплуатационную колонну до глубины на 100—200 м ниже расположения цементного кольца за обсадной колонной.

Устанавливают цементный мост над интервалом перфорации и по истечении срока ОЗЦ проверяют прочность цементного моста при разгрузке НКТ с промывкой.

При наличии зон поглощений проводят изоляционные работы для снижения их интенсивности.

Выбирают тип тампонажного материала в зависимости от интенсивности поглощения с учетом геолого-технических и температурных условий. В скважинах, в которых возможен гидроразрыв пласта, следует использовать облегченные тампонажные растворы.

При прямом тампонирувании через специальные отверстия на заданной глубине в обсадной колонне простреливают отверстия, промывают скважину до полного удаления остаточного объема старого бурового раствора, закачивают расчетный объем тампонажного раствора, поднимают НКТ на 50-100 м и оставляют скважину на ОЗЦ. Определяют верхнюю границу цементного кольца за обсадной колонной. Разбуривают цементный стакан в обсадной колонне и проверяют ее на герметичность.

Обратное тампонирувание применяют в случаях, когда над наращиваемым цементным кольцом находится интенсивно поглощающий пласт. Тампонажный раствор с закупоривающими наполнителями закачивают в заколонное пространство с устья.

Комбинированное тампонирувание применяют в случаях, когда перед прямым тампонируванием не удается восстановить циркуляцию из-за наличия в разрезе одной или нескольких зон поглощений. Первую порцию тампонажного раствора закачивают прямым способом через отверстия, а вторую — обратным.

В случае если установлена негерметичность обсадной колонны в интервале спецотверстий, производят дальнейшие работы по ликвидации негерметичности с применением стальных гофрированных пластырей.

Устранение негерметичности обсадной колонны

Тампонирование

Работы по устранению негерметичности обсадных колонн включают изоляцию сквозных дефектов обсадных труб и повторную герметизацию их соединительных узлов (резьбовые соединения, стыковочные устройства, муфты ступенчатого цементирования)

- Останавливают и глушат скважину.
- Проводят исследования скважины.
- Проводят обследование обсадной колонны.
- Выбирают технологическую схему проведения операции, тип и объем тампонажного материала.
- Ликвидацию каналов негерметичности соединительных узлов производят тампонированием под давлением.
- В случае достоверной информации о негерметичности резьбового соединения используют метод установки металлического пластыря.

Тампонирование негерметичных резьбовых соединений обсадных колонн.

- В качестве тампонирующих материалов используют фильтрующие полимерные составы, образующие газонепроницаемый тампонажный камень или гель.
- Использование цементных растворов для работ указанных выше запрещается.

В случае если в скважине межколонных проявлений не наблюдалось, а негерметичность выявлена при гидроиспытании, башмак НКТ устанавливают на 5—10 м выше искусственного забоя или цементного моста, расположенного над интервалом перфорации. В качестве тампонирующего материала используют гелеобразующие составы.

При не установленном интервале негерметичности обсадной колонны применяют метод тампонирования под давлением с непрерывной (или остановками) прокачкой тампонирующей смеси по затрубному пространству.

В случае, если в процессе эксплуатации наблюдались межколонные проявления, после отключения интервала перфорации башмак НКТ устанавливают на 200-300 м выше нижней границы предполагаемого интервала негерметичности.

В случае если величина межколонного давления больше 4 МПа, в качестве тампонирующих материалов допускается использование отверждающихся составов.

В фонтанирующих скважинах допускается применение извлекаемого полимерного состава.

Изоляцию сквозных дефектов обсадных колонн осуществляют, если:

- замена дефектной части колонны или перекрытие ее трубами меньшего диаметра технически невозможны;
- зона нарушения обсадной колонны расположена более чем на 500 м выше интервала перфорации. В этом случае устанавливают дополнительный цементный мост высотой не менее 5 м в интервале на 20—30 м ниже дефекта.

При наличии в колонне нескольких дефектов тампонирование каждого дефекта производят последовательно сверху вниз, предварительно установив под очередным нарушением на расстоянии от 20 до 30 м разделительный мост высотой не менее 5 м.

- При приемистости дефекта колонны более $3 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$ предварительно проводят работы по снижению интенсивности поглощения.
- При приемистости $0,5 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$ в качестве тампонажного материала используют полимерные материалы.

При тампонировании под давлением лишний объем тампонажного раствора из зоны дефекта не удаляют.

На период отверждения тампонажного материала скважину оставляют под избыточным давлением от 40 до 60% от достигнутого при продавливании тампонажного раствора.

Определяют местоположение установленного моста и разбуривают его, оставляя толщиной не менее 3 м над дефектом.

Перекрытие дефекта обсадной колонны трубами меньшего диаметра производят в случаях, если:

- замена дефектной части обсадной колонны технически невозможна;
- метод тампонирования не обеспечивает необходимой герметичности обсадной колонны;
- обсадная колонна имеет несколько дефектов, устранение которых технически невозможно или экономически нецелесообразно;
- по условиям эксплуатации скважины допускается уменьшение проходного сечения колонны.

Оценка качества работы:

- При испытании отремонтированного интервала газом межколонные проявления должны отсутствовать;
- качество РИР без отключения перфорированной зоны оценивают по результатам изменения межколонного давления при освоении и эксплуатации скважины;

- при определении показателя долговечности (среднего срока службы изолирующего тампона) устанавливают ежемесячный контроль за эксплуатацией скважин.

Установка стальных пластырей

Пластырь из тонкостенной трубы ст10 с толщиной стенки 3 мм позволяет обеспечить герметичность эксплуатационной обсадной колонны при избыточном внутреннем давлении до 20 МПа и депрессии до 7-8 МПа. Стандартная длина пластыря 9 м. Может быть применен пластырь длиной до 15м, сваренный на производственной базе, а также секционный сварной пластырь большей длины, свариваемый над устьем скважины.

Предусматривается следующая последовательность операций:

- После глушения скважины поднимают НКТ и другое скважинное оборудование.
- Устанавливают в обсадной колонне на 50-100 м выше интервала перфорации цементный мост.
- При необходимости доставляют на скважину комплект НКТ или буровых труб грузоподъемностью на 250 кН выше усилия, создаваемого весом колонны труб, спущенных до ремонтируемого интервала.
- Производят гидроиспытания труб на избыточное давление не менее 15 МПа с одновременным шаблонированием их шаром диаметром не менее 36 мм.
- Определяют глубину, размеры и характер нарушения обсадной колонны:
 - геофизическими методами — интервал нарушения;
 - поинтервальным гидроиспытанием с применением пакера — размеры нарушения с точностью ± 1 м;
 - боковой гидравлической печатью ПГ-2 (ТУ 39-1106-86) уточняют размеры и определяют характер нарушения.
 - Очищают внутреннюю поверхность обсадной колонны в интервале ремонта от загрязнений гидравлическим скребком типа СГМ
- Производят шаблонирование обсадной колонны:
 - в колонне диаметром 146 мм используют шаблон диаметром 121 мм и длиной 400 мм;
 - в колонне диаметром 168 мм используют шаблон диаметром 140 мм и длиной 400 мм;
 - для шаблонирования участка колонны, расположенного ниже ранее установленного пластыря, муфты МСУ или другого сужения ствола скважины, может быть использован гидромеханический шаблон ШГ-1 соответствующего диаметра.
- Замеряют внутренний периметр обсадных труб в интервале установки пластыря с помощью измерителей периметра ИП-1, опускаемых на НКТ или буровых трубах.

Сборку и подготовку устройства для запрессовки пластыря (дорна) и продольно-гофрированных труб производят на базе производственного обслуживания.

Дорны и многолучевой продольно-гофрированный пластырь типа ПМ для ремонта эксплуатационных обсадных колонн должны соответствовать требованиям ТУ 39-01-08-466-79.

Транспортирование дорна производят в собранном виде. Запрещается сбрасывать дорны и пластыри при их разгрузке с автомашины.

Дорн должен быть оборудован клапанами для долива и слива жидкости.

При работе на загрязненных жидкостях целесообразно над дорном устанавливать пескосборник.

Длина пластыря выбирается исходя из размеров поврежденного участка обсадной колонны. Длина пластыря должна быть не менее чем на 3 м больше длины повреждения. В большинстве случаев используются пластыри стандартной длины (9 м), при необходимости — удлиненные сварные.

Наружный периметр продольно-гофрированных заготовок пластыря выбирают, исходя из результатов замеров внутреннего периметра обсадной колонны и толщины стенки ее в интервале ремонта.

На производственной базе и перед спуском в скважину на наружную поверхность продольно-гофрированных заготовок пластыря наносится слой герметика.

Технология установки стального пластыря в обсадной колонне в общем, виде следующая:

- на устье скважины собирают дорн с продольно-гофрированной трубой;
- дорн с заготовкой пластыря спускают на НКТ или буровых трубах и устанавливают в интервале нарушения обсадной колонны;
- соединяют нагнетательную линию со спущенной колонной труб, с помощью насоса цементировочного агрегата создают давление и производят запрессовку пластыря;
- приглаживают пластырь дорнирующей головкой при избыточном давлении 12 МПа не менее 4-5 раз;
- не извлекая дорн из скважины, спрессовывают колонну; при необходимости приглаживание повторяют;

- поднимают колонну труб с дорном, осваивают и вводят скважину в эксплуатацию по утвержденному плану.

Оценку качества работ производят в соответствии с требованиями действующей инструкции.

Крепление слабосцементированных пород в ПЗП

Креплению слабосцементированных пород в призабойной зоне подлежат скважины, эксплуатация которых осложнена выносом песка.

Для борьбы с выносом песка, в зависимости от конкретных геолого-технических условий, применяют следующие технические приспособления и материалы:

1) установка фильтров;

- заполнение заколонного пространства гранулированными материалами или отсортированным песком;
- термические и термохимические способы;
- металлизация;
- синтетические полимеры;
- песчано-смолистые составы;
- пеноцементы.

Крепление призабойной зоны с использованием вяжущих материалов осуществляют методом консолидации пластового песка, заполнением заколонного пространства (каверн) растворами, после отверждения, которых образуется проницаемый пласт. При наличии в призабойной зоне скважины каверны (выработки) ее перед креплением заполняют отсортированным кварцевым песком.

Выбор и подготовку скважин для ремонта осуществляют в соответствии с действующим РД по технологии крепления призабойной зоны.

Подготовительные работы.

- Определяют температуру в зоне тампонирования.
- Определяют содержание механических примесей в продукции.
- Определяют дебит и содержание воды в продукции.
- В зависимости от температуры в зоне тампонирования выбирают соответствующий материал.
- Устанавливают на скважине емкость с перемешивающим устройством для приготовления и накопления тампонажного раствора, подъемные средства А-50 или Азинмаш-43, цементировочный агрегат ЦА-320 М.
- Останавливают и глушат скважину.
- Спускают НКТ до забоя и промывают ствол скважины.
- Если в процессе промывки скважины наблюдается поглощение в интервале продуктивного пласта, то в заколонную выработку (каверну) намывают песок до восстановления циркуляции, при обратной промывке удаляют с забоя скважины остатки песка.
- Проверяют скважину на приемистость при закачивании в пласт нефти или пластовой воды. В случае необходимости проводят мероприятия по увеличению приемистости скважины.
- Подготавливают в емкости с перемешивающим устройством тампонажный раствор. Проверяют показатели качества.

Технологический процесс осуществляют в соответствии с действующими РД.

Устанавливают продолжительность эффекта по содержанию механических примесей в добываемой продукции сразу после проведения работ и периодически, не менее трех раз в месяц.

Устранение аварий, допущенных в процессе эксплуатации скважин

Подготовительные работы.

- Составляют план ликвидации аварии.
 - В плане предусматривают меры, предупреждающие возникновение проявлений и открытых фонтанов, а также меры по охране недр и окружающей среды.
 - План ликвидации аварии с учетом возможности возникновения проявлений и открытых фонтанов согласуют с противofонтанной службой и утверждают главным инженером предприятия.
 - Работы по ликвидации аварии в соответствии с утвержденным планом производят

под руководством мастера по сложным работам при участии мастера по ремонту скважин.

- Доставляют на скважину, в зависимости от вида аварии, комплекты ловильных инструментов, печатей, специальных долот, фрезеров и т.п. (см. приложение – **аварийный инструмент**)
- При спуске ловильного инструмента все соединения бурильных труб должны закрепляться машинными или автоматическими ключами.
- При расхаживании прихваченных НКТ нагрузки на трубы и подъемное оборудование не должны превышать допустимый предел прочности. Работы производят по специальному плану.
- Работы по освобождению прихваченного инструмента с применением взрывных устройств (торпеды, детонирующие шнуры и т.п.) проводят по специальному плану, согласованному с геофизическим предприятием.
- При установке ванн (нефтяной, кислотной, щелочной, водяной) гидростатическое давление столба жидкости в скважине, включая жидкость ванны, не должно превышать пластовое давление. При вероятности снижения или снижении гидростатического давления ниже пластового работы по расхаживанию НКТ проводят с герметизированным затрубным пространством с соблюдением специальных мер безопасности.

Извлечение оборванных НКТ из скважины производят при последовательном выполнении следующих операций:

- спускают свинцовую печать и определяют состояние оборванного конца трубы;
- в зависимости от характера оборванного участка (разрыв, смятие, вогнутость краев и т.п.) спускают ловильный инструмент соответствующей конструкции для выправления конца трубы.

Извлечение прихваченных цементом труб производят в следующей последовательности.

- Отворачивают и поднимают свободные от цемента трубы.
- Обуривают зацементированные трубы трубным или кольцевым фрезером. Длина фрезера с направлением должна быть не менее 10 м.

Фрезерование и отворот труб производят с таким расчетом, чтобы конец остающейся в скважине трубы был отфрезерован. Фрезерование труб должно осуществляться при интенсивной промывке скважины и осевой нагрузке на фрезер не более 10-20 кН.

Вырезание бурильных труб и НКТ диаметром 73 мм производят при помощи наружных труборезов. НКТ диаметром 89 и 115 мм вырезают внутренними труборезами, а обсадные трубы — внутренними труборезами с выдвигными резцами гидравлического действия.

Извлечение из скважины отдельных предметов осуществляют после предварительного обследования свинцовыми печатями характера и места их нахождения. В качестве ловильного инструмента применяют

- труболовки,
- колокола,
- метчики,
- овершот,
- магнитные фрезеры,
- фрезеры-пауки.

Ловильные работы производят с промывкой. Извлекаемые предметы предварительно фрезеруют. В случае если предмет не удастся извлечь из скважины, его фрезеруют или дробят на мелкие куски, захватывают ловильными инструментами и поднимают из скважины.

Извлекают из скважины канат, кабель и проволоку при помощи

- удочки,
- крючка и т.п.

Спускаемые в скважину ловильные инструменты должны иметь ограничители, диаметр которых не должен превышать диаметра шаблона для размера обсадной колонны.

Решение о прекращении работ по ликвидации аварии принимает техническая служба нефтегазодобывающего предприятия по согласованию с геологической службой и Госгортехнадзором России. В особо ответственных случаях это решение утверждает руководство предприятия.

Перевод на другие горизонты и приобщение пластов

- Перевод на другие горизонты и приобщение пластов осуществляют в соответствии с требованиями технологических схем и проектов разработки нефтяных месторождений.
- Перед переходом на другие горизонты и приобщением пластов проводят геофизические исследования для оценки нефтеводонасыщенности продуктивных горизонтов и оценки состояния цементного кольца между ними и соседними водоносными пластами.

- Ремонтные работы по переходу на другие горизонты включают работы по отключению нижнего перфорированного горизонта и вскрытию перфорацией верхнего продуктивного горизонта или наоборот.
- Для перехода на верхний горизонт, находящийся на значительном удалении от нижнего (50—100 м и более), устанавливают цементный мост над нижним горизонтом. При этом может использоваться предварительная установка разбуриваемого пакера или цементный раствор с заполнителями.
- Для перехода на нижний горизонт, находящийся на значительном удалении от верхнего, проводят ремонтные работы по технологии отключения верхнего пласта.
- Ремонтные работы по переходу на верхний горизонт, находящийся в непосредственной близости от нижнего, проводят по технологии отключения нижних пластов.
- Для отключения нижнего перфорированного горизонта применяют методы тампонирования под давлением, установки цементного моста, засыпки песком, а также установки разбуриваемых пакеров самостоятельно или в сочетании с цементным мостом.
- Метод тампонирования применяют как при герметичном цементном кольце, так и в случае негерметичности цементного кольца, но при планируемой депрессии на продуктивный горизонт после ремонта более 5 МПа.
- Метод установки цементного моста применяют при герметичном цементном кольце и высоком статическом уровне в скважине (при отсутствии поглощения).
- Метод засыпки песком применяют при герметичном цементном кольце, низком статическом уровне в скважине, депрессии на продуктивный горизонт после ремонта до 5 МПа и небольшой глубине искусственного забоя (10—20 м ниже отключаемого горизонта).
- Метод установки разбуриваемых пакеров применяют при герметичном цементном кольце, низком статическом уровне, планируемой депрессии на пласт после ремонта до 5 МПа.
- При отключении нижнего горизонта методом тампонирования под давлением используют легкофильтрующиеся в трещины в цементном кольце и поры пласта тампонажные материалы при приемистости пласта до $2 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$ и цементный раствор и его модификации — при приемистости более $2 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$.
- Ремонтные работы по переходу на нижний горизонт, находящийся в непосредственной близости от верхнего эксплуатировавшегося, проводят по технологии отключения верхних пластов.
- Для отключения верхних пластов используют методы тампонирования под давлением, установки металлических пластырей и сочетание этих методов.
- Методы тампонирования под давлением применяют при негерметичном цементном кольце между горизонтами и наличии признаков разрушения или отсутствия цементного кольца в интервале перфорации отключаемого горизонта.
- Метод установки металлических пластырей применяют в условиях герметичного цементного кольца между горизонтами и отсутствия признаков разрушения цементного кольца в интервале перфорации отключаемого горизонта.
- Сочетание методов тампонирования под давлением и установки металлических пластырей применяют в случаях, когда не удастся добиться полной герметичности отключаемого горизонта.
- При отключении верхних горизонтов с целью перехода на нижние используют тампонажные материалы в зависимости от геологической характеристики пласта.

Перевод скважин на использование по другому назначению

- Перевод скважин из одной категории в другую обуславливается необходимостью рациональной разработки нефтяного месторождения.
- Работы по переводу скважин из одной категории в другую осуществляются при полном соблюдении мер, предусмотренных технологическими схемами и проектами разработки месторождений.
- Работы по переводу скважин для использования по другому назначению производят по плану, составленному на основании «Заказа на производство капитального ремонта скважин» цехом КРС и утвержденному нефтегазодобывающим предприятием.
- В план работ по переводу скважин для использования по другому назначению включают следующие оценочные работы.
- Определение герметичности эксплуатационной колонны.
- Определение высоты подъема и качества цемента за колонной.
- Определение наличия заколонных перетоков.
- Оценка опасности коррозионного разрушения внутренней и наружной поверхностей обсадных труб.
- Снятие кривой восстановления давления и оценка коэффициента продуктивности скважины, а также характера распределения закачиваемой жидкости по толщине пласта с помощью РГД.
- Оценка нефтенасыщенности пласта геофизическими методами.
- Излив в коллектор жидкости глушения скважины в зависимости от текущей величины пластового

- давления или остановки ближайшей нагнетательной скважины.
- Освоение скважины под отбор пластовой жидкости по находившемуся под нагнетанием пласту.
- Освоение скважины осуществляют в следующем порядке:
- В зависимости от результатов исследований проводят обработку ПЗП в соответствии с работами поп. 4.9.
- Осуществляют дренирование пласта самоизливом или с помощью компрессора, ШГН, ЭЦН.
- Производят выбор скважинного оборудования (ШГН, ЭЦН) в зависимости от продуктивности пласта.
- Проводят исследование скважины с целью оценки коэффициента продуктивности и характера притока жидкости.
- При освоении скважины под отбор нефти из другого горизонта предварительно проводят работы по изоляции нижнего или верхнего пласта по отношению к пласту, в котором велось закачивание воды.
- На устье специальных скважин устанавливают оборудование, обеспечивающее сохранность скважин и возможность спуска в них исследовательских приборов и аппаратуры.

Зарезка новых стволов

Зарезку новых стволов производят в случаях, если применение существующих методов РИР технически невозможно или экономически нерентабельно.

Подготовительные работы.

- Производят обследование обсадной колонны свинцовой печатью, диаметр которой должен быть на 10-12 мм меньше внутреннего диаметра обсадной колонны.
- Спускают и проверяют проходимость шаблона для установления возможности спуска отклонителя. Диаметр шаблона $D_{ш}$ и длину шаблона $L_{ш}$ определяют следующим образом:

$$D_{ш} = D_o + 10...12 \text{ мм};$$

$$L_{ш} = L_o + 300...400 \text{ мм},$$
 где D_o — наибольший диаметр отклонителя, мм;
 L_o — длина отклонителя, мм.
- Производят отбивку муфт с помощью локатора муфт (ЛМ) для выбора интервалов вырезания «окна» и установки цементного моста.
- Устанавливают цементный мост высотой 5—6 м из условия расположения его верхней части на 0,5—1,0 м выше муфтового соединения.
- Удаляют со стенок обсадных труб цементную корку и производят повторное шаблонирование обсадной колонны до глубины установки цементного моста.
- Проверяют герметичность обсадной колонны при давлении, в 1,5 раза превышающем расчетное с учетом износа труб.
- Спускают на бурильных трубах отклонитель со скоростью не более 0,2 м/с. Соединение бурильных труб с отклонителем осуществляют с помощью спускного клина. Спуск отклонителя до головы моста контролируют по показаниям индикатора массы (2-3 деления). При осевой нагрузке 30—40 кН срезают нижнюю шпильку и перемещают подвижной патрубком по направляющей трубе. При дальнейшем увеличении осевой нагрузки до 100 кН срезают верхние болты, освобождают и поднимают спускной клин.

Технология прорезания «окна» в обсадной колонне.

- Спускают на бурильных трубах райбер, армированный твердым сплавом. Диаметр райбера выбирают на 10—15 мм меньше внутреннего диаметра обсадной колонны в интервале вскрываемого «окна».
- Производят прорезание колонны при вращении бурильного инструмента со скоростью 45-80 об/мин с одновременной подачей райбера по наклонной поверхности отклонителя. Производительность насосов при этом должна быть не менее 10 л/с. В процессе райбирования величину осевой нагрузки следует постепенно увеличивать от 5 кН, в период приработки райбера, до 50 кН, при вскрытии «окна», а при выходе райбера из колонны этот показатель уменьшают до 10-20 кН.
- Оптимальную осевую нагрузку при вырезании «окна» выбирают в зависимости от диаметра райбера, и она должна составлять 2 кН на каждые 100 мм диаметра райбера.
- О полном вскрытии «окна» в обсадной колонне судят по показаниям индикатора массы и манометра, установленного на манифольдной линии (давление резко повышается).
- Забуривание второго ствола производят при пониженной осевой нагрузке на глубину, равную длине рабочей трубы.

- Дальнейшее бурение производят в соответствии с решением, приняты для данного геологического разреза.

Работы по интенсификации добычи нефти

Обработка призабойной зоны пласта (ОПЗ)

Общие положения

ОПЗ проводят на всех этапах разработки нефтяного месторождения (залежи) для восстановления и повышения фильтрационных характеристик ПЗП с целью увеличения производительности добывающих и приемистости нагнетательных скважин.

Выбор способа ОПЗ осуществляют на основе изучения причин низкой продуктивности скважин с учетом физико-химических свойств пород пласта-коллектора и насыщающих их флюидов, а также специальных гидродинамических и геофизических исследований по оценке фильтрационных характеристик ПЗП.

ОПЗ проводят только в технически исправных скважинах при условии герметичности эксплуатационной колонны и цементного кольца, подтвержденной исследованиями.

Технологию и периодичность проведения работ по воздействию на ПЗП обосновывают геологические и технологические службы нефтегазодобывающего предприятия в соответствии с проектом разработки месторождения, действующими инструкциями (РД) по отдельным видам ОПЗ с учетом технико-экономической оценки их эффективности.

Однократное и многократное воздействие на ПЗП производят в следующих случаях:

- в однородных пластах, не разделенных перемычками, толщиной до 10 м; при коэффициенте охвата отбором (нагнетанием) свыше 0,5 производят однократное воздействие;
- в случаях, когда отбором (нагнетанием) охвачены не все пропластки и коэффициент охвата менее 0,5, осуществляют многократное (поинтервальное) воздействие с использованием временно блокирующих (изолирующих) материалов или оборудования.

Проведение подготовительных работ для всех видов ОПЗ обязательно и включает в своем составе

- обеспечение необходимым оборудованием и инструментом, а также
- подготовку ствола скважины, забоя и фильтра к обработке.

В скважинах, по которым подземное оборудование не обеспечивает проведения работ по ОПЗ, например, оборудованных глубинным насосом, производят подъем подземного оборудования и спуск колонны НКТ, а также другого необходимого оборудования.

После проведения ОПЗ исследуют скважины методами установившихся и неустойчивых отборов на режимах (при депрессиях), соответствующих режимам исследования скважин перед ОПЗ.

Для очистки фильтра скважины и призабойной зоны пласта от различных загрязнений в зависимости от причин и геолого-технических условий проводят следующие технологические операции:

- кислотные ванны;
- промывку пеной или раствором ПАВ;
- гидроимпульсное воздействие (метод переменных давлений);
- циклическое воздействие путем создания управляемых депрессий на пласт с использованием струйных насосов;
- многоцикловую очистку с применением пенных систем;
- воздействие на ПЗП с использованием гидроимпульсного насоса;
- ОПЗ с применением самогенерирующихся пенных систем (СГПС);
- воздействие на ПЗП с использованием растворителей (бутилбензолная фракция, стабильный керосин и др.).

Кислотная обработка

Для обработки карбонатных коллекторов, состоящих в основном из кальцита, доломита и других солей угольной кислоты, а также терригенных коллекторов с повышенным содержанием карбонатов (свыше 10 %) используют соляную кислоту. Допускается применение сульфаминовой и уксусной кислот.

Карбонатные коллекторы, не содержащие в своем составе осадкообразующих включений (сульфатов, соединений железа и т.п.), обрабатывают 10—16 %-ным водным раствором соляной кислоты.

Коллекторы, содержащие осадкообразующие включения, обрабатывают уксусной (10 % масс.) или сульфаминовой (10 % масс.) кислотами.

При обработке карбонатных коллекторов, содержащих соединения железа, при использовании соляной кислоты дополнительно вводят уксусную (3—5 % масс.) или лимонную (2—3 % масс.) кислоты для предупреждения осадкообразования в растворе.

В трещинных и трещинно-поровых коллекторах для глубокой (по простиранию) обработки используют

замедленно взаимодействующие с карбонатами составы на основе соляной кислоты, дисперсные системы типа эмульсий и загущенных растворов:

- для приготовления кислотной пены и нефтекислотной эмульсии используют ПАВ (сульфонол, ОП-10 и др.) и стабилизатор (КМЦ и др.);
- для приготовления загущенной кислоты в раствор соляной кислоты (от 12 до 15 % масс.) вводят КМЦ или сульфит-спиртовую барду (0,5—3,0 % масс.).

Обработку карбонатных коллекторов в скважинах с температурой от 100 до 170 °С производят с использованием гидрофобной кислотной эмульсии со специальным эмульгатором (диаминдиолеат, первичные амины, алкиламиды) от 0,5 до 1 %-ной концентрации.

Объем кислотного раствора и время выдерживания его в пласте в зависимости от вида воздействия, рецептуры применяемого состава и геолого-технических условий (толщина, пористость, проницаемость, забойная температура, давление пласта) выбирают из табл. 5.

Для обработки терригенных коллекторов с карбонатностью менее 10 %, а также в случае загрязненной ПЗП используют глинокислотные растворы, приготавливаемые из соляной (от 10 до 12 % масс.) и плавиковой (от 3 до 5 % масс.) кислот. Допустимо использование взамен плавиковой кислоты кристаллического бифторидфторида аммония. Объем раствора при глинокислотной обработке выбирают из условия предупреждения разрушения пластовых пород. При первичной обработке используют от 0,3 до 0,4 м³ раствора на 1 м вскрытой перфорацией толщины пласта.

Для обработки коллекторов, представленных ангидритами, используют соляно-кислотные растворы с добавками от 6 до 10 % масс. азотнокислого натрия.

Во всех случаях при проведении кислотных обработок в состав раствора вводят ингибитор коррозии.

Таблица 5

**Объем кислоты для ОПЗ в зависимости от
проницаемости пласта-коллектора и количества
обработок**

Количество Обработок	Объем кислоты, м ³ (из расчета 15%-ной концентрации) на 1 м вскрытой толщины пласта		
	Тип коллектора		
	Поровый		
	Малопроницаемый	Высокопроницаемый	Трещинный
Одна	0.4-0.6	0.6-1.0	0.6-0.8
Две и более	0.6-1.6	1.0-1.5	1.0-1.5

Примечание. 1. Продолжительность выдерживания кислотного раствора зависит от температуры пласта. При температурах до 30 °С — 2 ч, от 30 до 60 °С — от 1 до 1,5ч. 2. При температурах свыше 60 °С время выдерживания кислотного раствора в пласте не регламентировано и зависит от времени полной нейтрализации (потери активности) кислоты.

Термохимические и термокислотные обработки производят в коллекторах в интервале температур от 15 до 40 °С.

Термохимическую обработку производят с использованием соляной кислоты и магния или некоторых его сплавов (МЛ-1, МА-1 и т.п.).

Термокислотную обработку производят в виде комбинированного воздействия на ПЗП, состоящего из термохимической и обычной кислотной обработок под давлением.

Для кислотных обработок используют специальный насосный агрегат типа Азинмаш-30. Кислоты транспортируют в гуммированных автоцистернах 4ЦР, 3ЦР или ЦР-20.

Гидропескоструйная перфорация

Гидропескоструйную перфорацию (ГПП) применяют при вскрытии плотных, как однородных, так и неоднородных по проницаемости, коллекторов перед ГРП для образования трещин в заданном интервале пласта, а также для срезания труб в скважине при проведении ремонтных работ.

Не допускается проведение ГПП в условиях поглощения жидкости пластом.

Различают два варианта ГПП —

- точечная
- щелевая.

При точечной ГПП канал образуют при неподвижном перфораторе. Щелевую ГПП осуществляют при движении перфорационного устройства.

Профиль и плотность ГПП определяют в зависимости от геолого-эксплуатационной характеристики

коллектора.

При осуществлении ГПП используют:

- перфораторы, НКТ,
- насосные агрегаты, пескосмесители,
- емкости для жидкости,
- сальниковую катушку или превентор, а также
- жидкость-носитель и
- кварцевый песок.

В качестве жидкости-носителя используют дегазированную нефть, 5-6 %-ный раствор соляной кислоты, воду (соленую или пресную) с добавками ПАВ, промывочный раствор, не загрязняющий коллектор. При работах в интервале непродуктивного пласта используют пресную воду или промывочную жидкость. Концентрация песка в жидкости-носителе должна составлять от 50 до 100 г/л.

Продолжительность процесса при точечном вскрытии составляет 15 мин, при щелевом — не более 2-3 мин на каждый сантиметр длины цели.

Перепад давления жидкости на насадке (без учета потерь на трение в НКТ) составляет:

- при диаметре насадки 6 мм — от 10 до 12 МПа;
 - при диаметре насадки 4,5 мм — от 18 до 20 МПа.
- 4.9.1.3.9. Процесс ГПП осуществляют при движении НКТ снизу вверх.

При непредвиденных продолжительных остановках немедленно промывают скважину при обратной циркуляции.

После ГПП при обратной промывке вымывают шаровой клапан, промывают скважину до забоя до полного удаления песка из скважины, поднимают перфоратор и оборудуют скважину для освоения и эксплуатации. Освоение фонтанных скважин допускается без подъема перфоратора.

Виброобработка

Виброобработку производят

- в скважинах с загрязненной ПЗП;
- в коллекторах, сложенных низкопроницаемыми породами, содержащими глинистые минералы;
- в литологически неоднородных коллекторах с воздействием на низкопроницаемые пропластки;
- перед химической обработкой;
- перед ГРП или другими методами воздействия на ПЗП.

Запрещается проведение виброобработки в скважинах, расположенных вблизи водонефтяного контакта, при интенсивных поглощениях жидкости пластом, при низких пластовых давлениях.

Для проведения технологического процесса в обрабатываемый интервал на НКТ опускают гидравлический золотниковый вибратор типа ГВГ. При давлениях закачивания свыше 40 МПа применяют пакеры.

Величину гидравлического импульса определяют в зависимости от расхода рабочей жидкости и времени перекрытия ее потока.

В качестве рабочей жидкости используют нефть, соляно-кислотный раствор, предельный керосин и их смеси. Количество кислоты и керосина определяется из расчета 2—3 м³ на 1 м вскрытой толщины пласта.

Термообработка

Термообработку ПЗП проводят в коллекторах с тяжелыми парафинистыми нефтями при пластовых температурах, близких к температуре кристаллизации парафина или ниже нее.

При термообработке перенос тепла в коллектор осуществляют:

- при теплопередаче по скелету породы и насыщающей жидкости от источника тепла, расположенного в скважине (метод кондуктивного прогрева);
- при принудительном теплопереносе по коллектору за счет нагнетания в пласт теплоносителя (паротепловая обработка).

Выбор метода теплообработки осуществляют в зависимости от конкретных геолого-промысловых условий:

- метод индуктивного прогрева осуществляют с использованием глубинных электронагревателей. Температура нагрева должна быть ниже точки коксования нефти. При периодической тепловой обработке, после извлечения из скважины эксплуатационного оборудования, опускают на кабеле-тросе в интервал продуктивного пласта глубинный электронагреватель и осуществляют прогрев в течение 3—7 суток. Продолжительность пуска скважины в эксплуатацию после тепловой обработки не должна превышать 7 ч;
- при стационарной электротепловой обработке совместно с подземным оборудованием в интервале фильтра устанавливают стационарный электронагреватель, с помощью которого осуществляют прогрев постоянно или по заданному режиму;

- при паротепловой обработке прогрев ПЗП осуществляют насыщенным паром с помощью стационарных или передвижных парогенераторов ППГУ-4/120. Паротепловые обработки проводят в скважинах глубиной не более 1000 м в коллекторах, содержащих нефть с вязкостью в пластовых условиях свыше 50 МПа • с. Перед проведением процесса скважину останавливают, извлекают эксплуатационное оборудование и проверяют герметичность эксплуатационной колонны. Нагнетание пара осуществляют с таким расчетом, чтобы паровая зона образовалась в радиусе от 10 до 20 м. Затем скважину герметизируют и выдерживают в течение 2—3 суток.

Воздействие давлением пороховых газов

Воздействие на ПЗП пороховыми газами осуществляется путем разрыва пласта без закрепления трещин в плотных низкопроницаемых коллекторах (песчаниках, известняках, доломитах с проницаемостью от 0,10 до 0,05 мкм² и менее). Не допускается проведение разрыва пласта указанным методом в коллекторах, сложенных алевролитами, сильно заглинизированными песчаниками с прослоями глин, мергелей, алевролитов с солитовыми известняками, а также песками и слабосцементированными песчаниками.

Технологический процесс осуществляют с использованием

- пороховых генераторов корпусных типа АСГ или
- герметичных бескорпусных типа ПДГ БК и
- негерметичных типа АДС.

Аппараты АСГ 105 К применяют в обсаженных скважинах с минимальным проходным диаметром 122 мм при температуре до 80 °С и гидростатическим давлением от 1,5 до 35 МПа.

Аппараты типа ПДГ БК применяют в обсадных колоннах с проходным диаметром от 118 до 130 мм при температуре до 200 °С и гидростатическим давлением до 100 МПа, а типа АДС — до 100 °С и 35 МПа соответственно. Величина минимального гидростатического давления для ПДГ БК составляет 10 МПа, для АДС — 3 МПа.

Спуск и подъем генераторов типа ПДГ БК производят на бронированном каротажном кабеле со скоростью не более 1 м/с в жидкости и 0,5 м/с в газожидкостной среде.

При проведении технологического процесса устье скважины оборудуют перфорационной задвижкой или фонтанной арматурой, а в отдельных случаях — лубрикаторм.

- Скважину шаблонируют.
- Производят замену длины кабеля, привязку по каротажу.
- Замеряют гидростатическое давление и забойную температуру.
- Устанавливают генератор давления против интервала, подлежащего воздействию, или в непосредственной близости к нему. Если интервал обработки вскрывают торпедированием, генератор давления устанавливают над зоной перфорации на расстоянии 1 м.
- После спуска генератора на заданную глубину каротажный кабель закрепляют на устье скважины. Сгорание порохового заряда фиксируют по рывку кабеля, выбросу жидкости или по звуковому эффекту.

При толщине пласта свыше 20 м производят многократное сжигание пороховых зарядов.

При воздействии на коллектор, состоящий из нескольких пропластков, производят поинтервальное и последовательное снизу вверх воздействие на отдельные пропластки после предварительного их вскрытия.

Для регистрации максимального давления, создаваемого в скважине, используют кремерный прибор, который прикрепляют на кабеле около кабельной головки.

Гидравлический разрыв пласта

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) применяют для воздействия на плотные низкопроницаемые коллекторы, а также при большом радиусе загрязнения ПЗП. При этом в зависимости от геологических характеристик пласта и системы разработки месторождения создается система закрепленных трещин определенной протяженности: от 10 до 30—50 м.

Глубокопроникающий гидроразрыв пласта (ГГРП) с созданием более протяженных трещин производят в коллекторах с проницаемостью менее $50 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Для обеспечения эффективности процесса гидроразрыва перед выбором расклинивающего материала необходимо определить оптимальную длину трещины в зависимости от проницаемости пласта с учетом радиуса зоны дренирования скважины и близости нагнетательных скважин. Теоретическая зависимость оптимальной полудлины трещины L (расстояние от ствола скважины до вершины трещины) от проницаемости пласта k приведена в табл. 6. При выборе L необходимо учитывать радиус зоны дренирования скважины и близость нагнетательных скважин. Расстояние до ближайшей нагнетательной скважины должно быть не менее 500 м. Оптимальная величина L не должна выходить за пределы зоны дренирования скважины.

В коллекторах толщиной свыше 30 м процесс гидроразрыва проводят по технологии поинтервального ГРП.

В скважинах, совместно эксплуатирующих многопластовые залежи, с целью воздействия на отдельные объекты применяют селективный ГРП.

С целью повышения эффективности ГРП предварительно проводят щелевую ГПП.

В качестве закрепляющих трещин материалов на глубинах до 2400 м используют фракционированный песок по ТУ 39-982—94, свыше 2400 м — искусственные среднепрочностные по ТУ 39-014700-02—92 и высокопрочностные по ТУ 39-1565—91 расклинивающие материалы (проппанты).

Для осуществления процесса гидроразрыва используют технологические жидкости на водной и углеводородной основах.

Таблица 6

Зависимость оптимальной полудлины трещины от проницаемости пласта

$k \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$	100	10	1	0.5	0.1	0.05
L, м	40-65	50-90	100-190	135-250	250-415	320-500

Выбор типа жидкости гидроразрыва осуществляется в соответствии с пластовыми условиями (литологии, температуры, давления и т.п.). При этом учитывается совместимость выбранной жидкости с матрицей пласта и пластовыми флюидами. При содержании в пласте водочувствительных глин необходимо использовать жидкость на углеводородной основе. Кроме этого, такие жидкости обладают низким коэффициентом инфильтрации и способны создавать более протяженные трещины.

Технологические жидкости для ГРП должны удовлетворять следующим основным требованиям:

- при минимальных затратах жидкости обеспечивать формирование трещин большой протяженности;
- вязкость должна обеспечивать высокую несущую способность песка (проппанта), достаточную для транспортирования и равномерного размещения в трещине гидроразрыва расклинивающего материала и создания заданной раскрытости трещин;
- обладать низким гидравлическим сопротивлением и достаточной сдвиговой устойчивостью для обеспечения максимально возможной в конкретных геолого-технических условиях скорости нагнетания жидкости;
- не снижать проницаемость обрабатываемой зоны пласта;
- обладать высокой стабильностью жидкостной системы при закачке;
- легко удаляться из пласта после проведения процесса;
- обладать регулируемой способностью разрушаться в пластовых условиях, не образуя при этом нерастворимого твердого осадка, снижающего проницаемость пласта и не создающего должного распределения расклинивающего материала в трещине гидроразрыва.

Основными технологическими параметрами для контроля за процессом ГРП следует считать

- темп и объемы закачки,
- устьевое давление,
- концентрацию песка (проппанта) в суспензии.

В общем виде технология применения жидкости для проведения ГРП не отличается от технологии, используемой при ГРП. При проведении работ используемое оборудование включает цементировочные агрегаты (ЦА-320М, ЦА-400, АН-700), пескосмесительные агрегаты (4ПА, УСП-50), блоки манифольдов (1БМ-700, 1БМ-700С), емкости.

После проведения подготовительных операций, включающих спуск и посадку пакера, установку арматуры, доставляют технологические жидкости, расклинивающий агент, производят расстановку наземного оборудования, проверку и опрессовку всех трубопроводов и пакера. Перед началом процесса делается контроль технологических свойств жидкостей.

Системы на водной основе можно готовить в емкостях любого типа. Емкости для приготовления углеводородных систем обязательно должны быть закрытыми в целях безопасности и для исключения попадания внутрь атмосферных осадков. В зимнее время емкости необходимо оборудовать системой обогрева.

После обвязки устья скважины нагнетательные трубопроводы спрессовываются на ожидаемое давление при ГРП с коэффициентом запаса прочности:

Рабочее давление, МПа -

<20	20-56	56-65	>65
-----	-------	-------	-----

Коэффициент запаса прочности - 1,5 1,4 1,3 1,25

Продолжительность выдержки под давлением не менее 3 мин.

При проведении гидрокислотных разрывов необходимо применение ингибиторов коррозии.

Выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин

Работы по выравниванию профиля приемистости (расхода вытесняющего агента) в нагнетательных скважинах направлены на регулирование процесса разработки нефтяных залежей с целью увеличения охвата пласта заводнением по толщине, перераспределения объемов закачки между пластами и пропластками при одновременном воздействии на них вытесняющим агентом.

Перед осуществлением процесса проводят комплекс гидродинамических и геофизических исследований, в том числе с применением индикаторов.

Для ограничения (отключения) воздействия вытесняющего агента на отдельные интервалы (зоны) по толщине пласта или пропластка проводят обработки с применением временно изолирующих материалов (суспензии или эмульсии, осадкообразующие растворы, гелеобразующие или твердеющие материалы на органической или неорганической основе, в том числе водные растворы КМЦ, ПАА и т.п.).

Во всех случаях должна быть предусмотрена возможность восстановления первичной (до обработки) приемистости разрабатываемого интервала пласта.

В случае необходимости осуществляют работы по восстановлению и повышению приемистости слабопроницаемых интервалов (пропластков).

Консервация и расконсервация скважин

Общие положения

- Консервацию скважин производят в соответствии с РД [12].
- Консервацию скважин производят с учетом возможности повторного ввода ее в эксплуатацию или проведения в ней ремонтных или других работ.
- Работы по консервации и расконсервации скважин осуществляют по индивидуальным планам предприятия, которые согласуют с местными органами Госгортехнадзора и военизированным отрядом по ликвидации и предупреждению открытых фонтанов и утверждаются предприятием.
- При наличии межколонных проявлений до начала работ по консервации проводят соответствующие ремонтно-восстановительные работы по специальным планам.

Консервация скважин

Консервацию нефтяных скважин осуществляют в соответствии с требованиями действующих инструкций. Цементные мосты не устанавливают.

- Устье консервированной скважины ограждают. На ограждении крепят табличку с указанием номера скважины, наименования месторождения (площади), организации, пробурившей скважину, и сроков консервации.
- Во всех консервируемых скважинах для предохранения от замораживания верхнюю часть ствола на глубину 30 м заполняют незамерзающей жидкостью (соляровое масло, 30 %-ный раствор хлористого кальция, нефть и т.п.), а в условиях многолетней мерзлоты скважины заполняют незамерзающей жидкостью на всю глубину мерзлых пород.
- Устьевое оборудование всех консервируемых скважин должно быть защищено от коррозии.
- Проверку состояния скважин, находящихся в консервации, проводят не реже одного раза в квартал с соответствующей записью в специальном журнале.
- По окончании консервационных работ составляют акт по установленной форме.

Расконсервация скважин.

Прекращение консервации (расконсервацию) скважин производят по согласованию с органами Госгортехнадзора.

Расконсервацию скважины производят в следующем порядке:

- устанавливают штурвалы на задвижки фонтанной арматуры;
- разгерметизируют патрубки и устанавливают манометры;
- снимают заглушки с фланцев задвижек;
- подвергают фонтанную арматуру гидроиспытанию при давлении, соответствующем условиям эксплуатации;
- промывают скважину, при необходимости производят допуск колонны НКТ до заданной глубины и после оборудования устья производят ее освоение и ввод в эксплуатацию;

- при наличии в скважине цементного моста последний разбуривают, скважину промывают до искусственного забоя, спускают в колонну НКТ и другое подземное оборудование и после оборудования устья скважину осваивают.