

***КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ
СКВАЖИН***



КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН

Капитальный ремонт скважин (КРС) является одним из важнейших звеньев нефтедобычи, ведь от состояния фонда скважин зависят не только текущие, но и конечные результаты разработки месторождения. На поздней стадии разработки КРС имеет особое значение. Сегодня порядка 30-35% всех скважин Зап. Сибири имеют возраст более 40 лет. В условиях резкого увеличения доли "тяжелых" ремонтов в последние годы усиливается специализация ремонтных бригад и освоение новых перспективных технологий капитального ремонта. Роль капитального ремонта в обеспечении плановых уровней добычи будет повышаться из года в год. Главную задачу КРС - поддержание работоспособности фонда эксплуатируемых скважин - решает Управление КРС .



КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН

О капитальном ремонте скважин речь заходит в тех случаях, **когда обнаружены неполадки в продуктивном горизонте, призабойной зоне, повреждены конструктивные элементы скважины.** Во время КРС устраняются нарушения герметичности эксплуатационной колонны, ликвидируются заколонные перетоки, заменяются отслужившие конструктивные элементы, очищается призабойная зона, осуществляется перевод скважины на новые продуктивные пласты, ликвидируются аварии внутрискважинного оборудования. Самым общим показанием к ремонту добывающей скважины является уменьшение ее дебита, а нагнетательной - снижение приемистости



Классификатор капитальных ремонтов скважин

Шифр	Виды работ по капитальному ремонту	Технико-технологические требования к сдаче
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

Классификатор капитальных ремонтов скважин

Шифр	Виды работ по капитальному ремонту скважин	Технико-технологические требования к сдаче
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.
КР3-2	Ликвидация аварий с эксплуатационной колонной	Герметичность колонны в интервале работ фрезером
КР3-3	Очистка забоя ствола скважины от металлических предметов	То же
КР3-4	Прочие работы по ликвидации аварий, допущенных при эксплуатации скважин	То же
КР3-5	Ликвидация аварий, допущенных в процессе ремонта скважин.	Достижение цели, оговоренной в технологическом плане
КР-3-6	Восстановление циркуляции (размыв парафиногидратных пробок в эксплуатационной колонне и НКТ).	Достижение цели, оговоренной в дополнительном плане на ликвидацию аварий
КР-3-7	Прочие работы по ликвидации аварий, допущенных при эксплуатации скважин.	Нормальное гидравлическое сообщение между колоннами труб и свободный проход инструмента и оборудования. Достижение цели, оговорённой в технологическом плане.

Классификатор капитальных ремонтов скважин

Шифр	Виды работ по капитальному ремонту скважин	Технико-технологические требования к сдаче
КР6-1	Зарезка и бурение новых стволов в аварийных скважинах.	Выполнение запланированного объёма работ.
КР6-2	Зарезка и бурение новых стволов в преждевременно обводнённых скважинах	Восстановление работоспособности скважины вскрытием пласта дополнительным стволом с обходом аварийного участка.
КР6-3	Зарезка нового или продолжение ствола с переходом на горизонтальный в преждевременно обводнённых или низкопродуктивных скважинах.	Выполнение запланированного объёма работ.
КР6-4	Проводка горизонтального участка скважины с целью повышения нефтеотдачи пласта.	Восстановление притока нефти в скважину из подконтрольной ей зоны пласта.
КР6-5	Бурение цементного стакана.	Выполнение запланированного объёма работ.
КР6-6	Фрезерование башмака колонны с углублением ствола в горной породе.	Проходка горизонтального ствола в пределах зоны с запасами нефти, отведённых для ВС и НС.
КР6-7	Бурение и оборудование шурфов и артезианских скважин	Получение притока нефти и увеличение её дебита. Выполнение запланированного объёма работ. Получение притока нефти. Выполнение запланированного объёма работ. То же. То же.

Классификатор капитальных ремонтов скважин

Шифр	Виды работ по капитальному ремонту скважин	Технико-технологические требования к сдаче
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 объёма работ. Получение заключения.	
КР 9 Перевод скважины на использование по другому назначению		
КР9-1	Освоение скважин под нагнетание	Достижение приёмистости, оговорённой в плане.
КР9-2	Перевод скважин под отбор технической воды.	Выполнение запланированного объёма работ.
КР9-3	Перевод скважин в наблюдательные, пьезометрические, контрольные.	Получение притока. Выполнение запланированного объёма работ.
КР9-4	Перевод скважин под нагнетание теплоносителя, воздуха или газа.	Получение приёмистости.
КР9-5	Перевод скважин в добывающие	Выполнение запланированного объёма работ. Получение притока продукции.

Классификатор капитальных ремонтов скважин

Шифр	Виды работ по капитальному ремонту скважин	Технико-технологические требования к сдаче
КР 13 КР 13-1	Прочие виды работ. Подготовка скважины к ГРП.	
	Подъем скважинного подземного оборудования. Шаблонирование и очистка эксплуатационной колонны. Геофизические исследования и повторная перфорация. Посадка,	
КР 13-2	Освоение скважины после ГРП.	Срыв, подъем пакера, промывка забоя и ствола скважины, спуск подземного эксплуатационного оборудования.

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

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	То же
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.
- Исправление смятого участка обсадной колонны с использованием грушевидных фрезеров производят при медленном проворачивании и осевом нагружении на инструмент. Не допускается применение фрезеров с твердосплавными наплавками на их боковой поверхности.

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

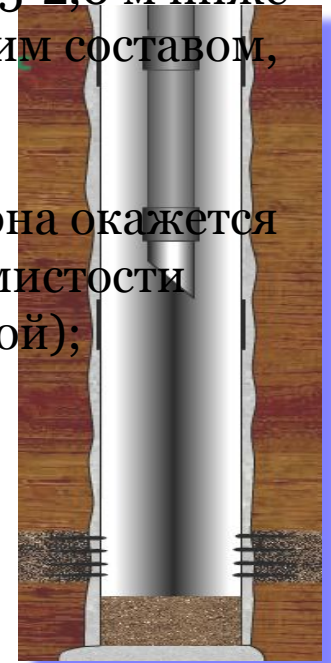
• Контроль качества работ производят с помощью справочного инструмента, диаметр которого обеспечивает свободное прохождение в колонне плоской свинцовой печати или специального шаблона.

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, устанавливая цементный мост или взрыв-пакер);
 - производят гидроиспытание НКТ или НКТ с пакером;
 - определяют приемистость вскрытого интервала пласта, если она окажется менее $0,6 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{М Па})$, проводят работы по увеличению приемистости изолируемого интервала (например, обработку соляной кислотой);
- выбирают тип и объем тампонажного раствора;



Ремонтно-изоляционные работы

- 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 тампонирувания под давлением интервал перфорации перекрывают дополнительно металлическим пластырем.

Исправление негерметичности цементного кольца.

1. Производят глушение скважины.
2. Оборудуют устье скважины с учетом возможности осуществления прямой и обратной циркуляции, а также расхаживания труб.
3. Поднимают НКТ и скважинное оборудование.
4. Проводят комплекс геофизических и гидродинамических исследований.
5. 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.

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.

Шаблонируют 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.

Устранение негерметичности обсадной колонны

Тампонирувание

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 тампонируванием под давлением.

В случае достоверной информации о негерметичности резьбового соединения используют метод установки металлического пластыря.

Тампонирувание 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.

Устранение негерметичности обсадной колонны

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 приемистости дефекта колонны более 3 м³/(ч • МПа) предварительно проводят работы по снижению интенсивности поглощения.
- При приемистости 0,5 м³/(ч • МПа) в качестве тампонажного материала используют полимерные материалы.

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

- замена дефектной части обсадной колонны технически невозможна;
- метод тампонирувания 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.

Установка стальных пластырей

Пластырь из тонкостенной трубы 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:

1. После глушения скважины поднимают НКТ и другое скважинное оборудование.
2. Устанавливают в обсадной колонне на 50-100 м выше интервала перфорации цементный мост.
3. При необходимости доставляют на скважину комплект НКТ или буровых труб грузоподъемностью на 250 кН выше усилия, создаваемого весом колонны труб, спущенных до ремонтируемого интервала.
4. Производят гидроиспытания труб на избыточное давление не менее 15 МПа с одновременным шаблонированием их шаром диаметром не менее 36 мм.

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 бурильных трубах и устанавливают в интервале нарушения обсадной колонны;**
- соединяют нагнетательную линию со спущенной колонной труб, с помощью насоса цементирующего 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.**

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.

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.

Устранение аварий, допущенных в процессе эксплуатации скважин **Подготовительные работы.**

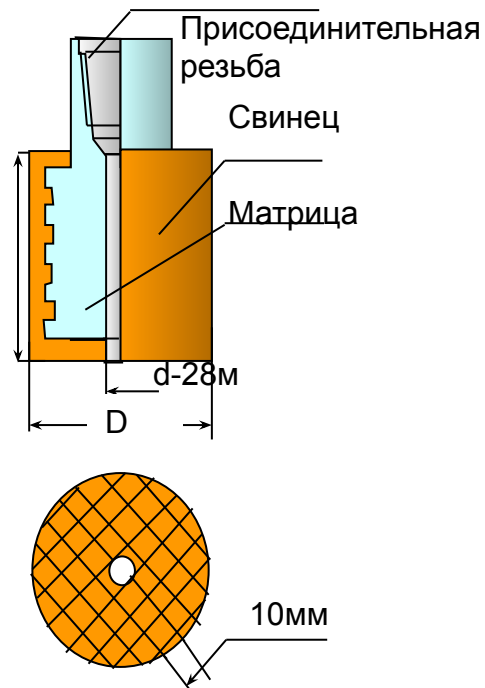
При расхаживании прихваченных НКТ нагрузки на трубы и подъемное оборудование не должны превышать допустимый предел прочности. **Работы производят по специальному плану.**

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.



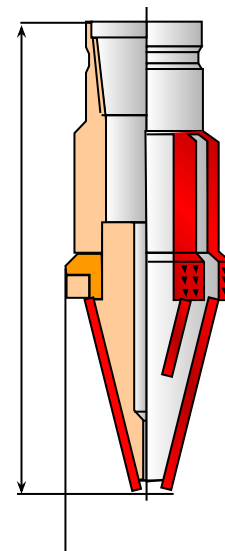
Извлечение прихваченных цементом труб производят в следующей последовательности.

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 выдвижными резцами гидравлического действия.

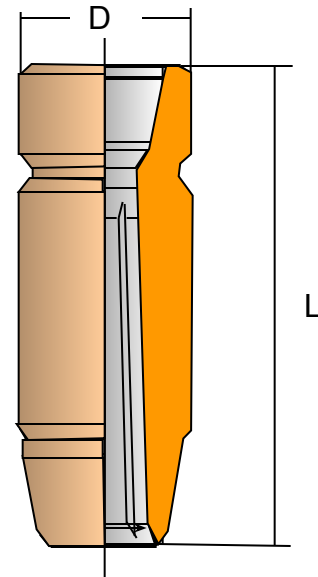
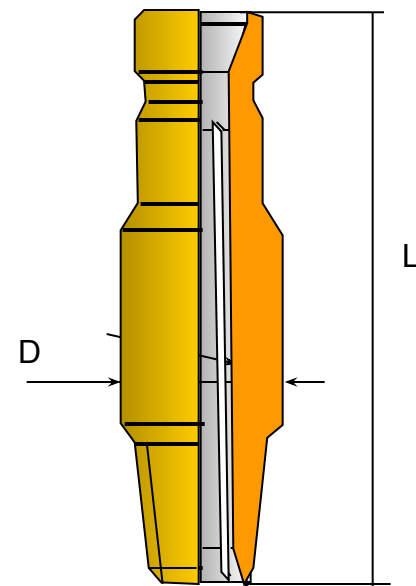
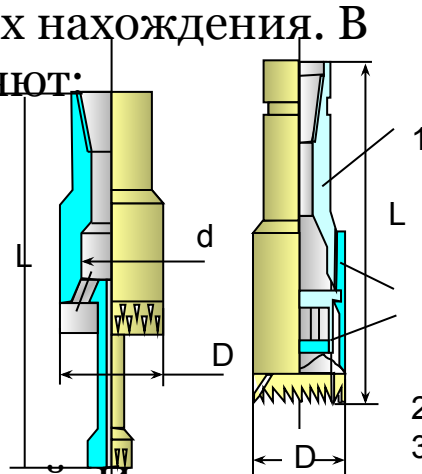
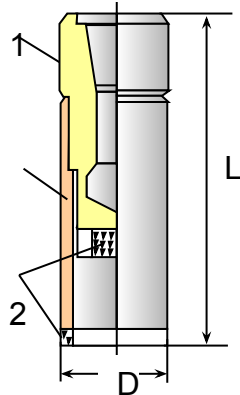
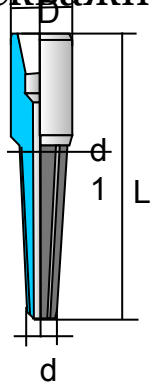
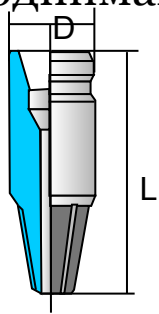


Извлечение из скважины отдельных предметов

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.

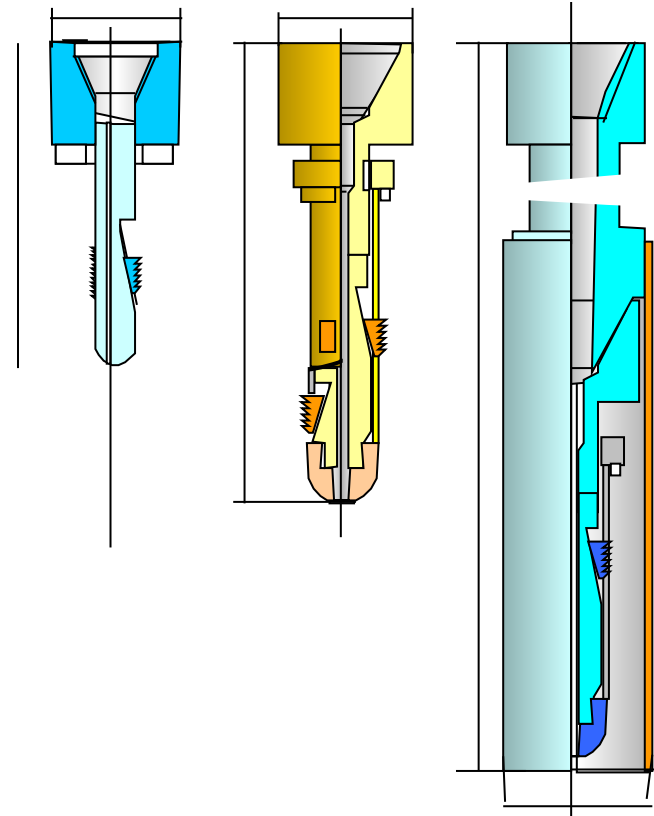


Извлекают из скважины канат, кабель и проволоку

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.

Перевод на другие горизонты и приобщение пластов

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 тампонирувания под давлением, установки цементного моста, засыпки песком, а также установки разбуриваемых пакеров самостоятельно или в сочетании с цементным мостом.

Метод тампонирувания 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).

Перевод на другие горизонты и приобщение пластов

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 тампонирувания 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.

Перевод на другие горизонты и приобщение 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.

Перевод скважин на использование по другому назначению

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.

Перевод скважин на использование по другому назначению

Освоение скважины осуществляют в следующем порядке:

В зависимости от результатов исследований проводят обработку ПЗП. 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

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 $Dш$ и длину шаблона $Lш$ определяют следующим образом:

$$Dш = Dо + 10...12 \text{ мм};$$

$$Lш = Lо + 300...400 \text{ мм},$$

где $Dо$ — наибольший диаметр отклонителя, мм;

$Lо$ — длина отклонителя, мм.

Производят отбивку муфт с помощью локатора муфт (ЛМ) для выбора интервалов вырезания «окна» и установки цементного моста.

Зарезка новых стволов

Подготовительные работы.

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.



Зарезка новых стволов



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.

Зарезка новых стволов

Технология прорезания «окна» в обсадной колонне.

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

