

УТВЕРЖДЕНЫ

Приказом ОАО «НК «Роснефть»

№240 от «23» мая 2016 г.

Введены в действие «23» мая 2016 г.

Приказом №240 от «23» мая 2016 г.

ВВЕДЕНЫ В ДЕЙСТВИЕ

Приказом ПАО «Востсибнефтегаз»

от «10» июня 2016 г. №464

Вступили в силу «10» июня 2016 г.

ТИПОВЫЕ ТРЕБОВАНИЯ КОМПАНИИ

КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

№ П2-05.01 ТТР-1208

ВЕРСИЯ 1.00

(с изменениями, внесенными распоряжением ПАО «НК «Роснефть» от 08.09.2016 № 279, введенными в ПАО «Востсибнефтегаз» приказом от 16.09.2016 №845)

(с изменениями, внесенными приказом ПАО «НК «Роснефть» от 28.02.2017 № 108, введенными в АО «Востсибнефтегаз» приказом от 29.03.2017 №285)

(с изменениями, внесенными распоряжением ПАО «НК «Роснефть» от 24.05.2017 №241, введенными в АО «Востсибнефтегаз» приказом от 07.06.2017 №536)

(с изменениями, внесенными распоряжением ПАО «НК «Роснефть» от 30.11.2020 № 149, введенными в АО «Востсибнефтегаз» приказом от 23.12.2020 №1591)

СОДЕРЖАНИЕ

1.	ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	4
	НАЗНАЧЕНИЕ	4
	ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ.....	4
	ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИСПОЛНЕНИЯ	4
2.	ГЛОССАРИЙ	5
2.1	ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ	5
2.2	РОЛИ.....	9
2.3	ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ НАСТОЯЩЕГО ДОКУМЕНТА.....	10
2.4	ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ.....	10
3.	ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	12
4.	КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ	13
4.1	ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ И СПОСОБА КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИНЫ	13
4.2	НАЗНАЧЕНИЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН	14
4.3	ВЫБОР ИНТЕРВАЛОВ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИНЫ	15
4.4	ВЫБОР СПОСОБА СПУСКА И ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН	16
5.	ПОДГОТОВКА БУРОВОЙ УСТАНОВКИ	17
6.	ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ	19
6.1	ПОДГОТОВКА ОБСАДНЫХ ТРУБ НА БУРОВОЙ	19
7.	ПОДГОТОВКА СТВОЛА СКВАЖИНЫ К СПУСКУ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ	22
7.1	ПОДГОТОВКА СТВОЛА СКВАЖИНЫ К СПУСКУ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ В ОДИН ПРИЕМ.....	22
7.2	ПОДГОТОВКА СТВОЛА СКВАЖИНЫ К СПУСКУ СЕКЦИОННЫХ И ПОТАЙНЫХ КОЛОНН	24
8.	СПУСК ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ	25
8.1	СПУСК ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ В ОДИН ПРИЕМ	25
8.2	СПУСК ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ СЕКЦИЯМИ.....	29
9.	ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН.....	30
9.1	ПЛАНИРОВАНИЕ РАБОТ ПО ЦЕМЕНТИРОВАНИЮ	30
9.2	СОДЕРЖАНИЕ ЗАЯВКИ НА ВЫПОЛНЕНИЕ РАБОТ ПО ЦЕМЕНТИРОВАНИЮ	32
9.3	ВЫПОЛНЕНИЕ РАБОТ ПО ЦЕМЕНТИРОВАНИЮ	34
10.	МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ	36
10.1	ВЫБОР МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ КОНКРЕТНЫХ ГОРНО- ГЕОЛОГОТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ	36
11.	ЖИДКОСТИ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ	37
11.1	БУФЕРНЫЕ ЖИДКОСТИ	37
11.1.1	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОТМЫВАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ БУФЕРНОЙ ЖИДКОСТИ	38
11.2	ЦЕМЕНТНЫЕ РАСТВОРЫ	43
11.2.1	ЗНАЧЕНИЯ ОСНОВНЫХ КОНТРОЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ЦЕМЕНТНЫХ РАСТВОРОВ.....	43
12.	ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ОСНАСТКА	46
13.	ЦЕНТРИРОВАНИЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН.....	47

Права на настоящий ЛНД принадлежат ПАО «НК «Роснефть». ЛНД не может быть полностью или частично воспроизведён, тиражирован и распространён без разрешения ПАО «НК «Роснефть».

14. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ	48
15. ОСНАЩЕНИЕ ЛАБОРАТОРИИ И ПРОВЕДЕНИЕ ИСПЫТАНИЙ	49
16. ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ	53
16.1 ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ В ПЕРИОД ОЗЦ	53
16.2 ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ	53
17. ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ХВОСТОВИКОВ И ПОТАЙНЫХ КОЛОНН	54
18. УСТАНОВКА ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ.....	55
19. РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫЕ РАБОТЫ.....	58
20. ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИН В ИНТЕРВАЛАХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД	60
21. ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИН С ВЫСОКИМИ ДАВЛЕНИЯМИ И ТЕМПЕРАТУРАМИ	61
21.1 ПЛАНИРОВАНИЕ РАБОТ	61
21.2 ВЫПОЛНЕНИЕ РАБОТ	61
22. ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ	63
22.1 ПОКАЗАТЕЛИ УСПЕШНОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТЫ.....	63
22.2 ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ	63
23. ТРЕБОВАНИЯ К ОТЧЕТНОСТИ	64
24. АНАЛИЗ ВЫПОЛНЕННЫХ РАБОТ	65
25. ЦЕЛОСТНОСТЬ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ	66
25.1 ТРЕБОВАНИЯ К МЕХАНИЧЕСКИМ СВОЙСТВАМ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ	66
25.2 ТРЕБОВАНИЯ К ИСПЫТАНИЮ ОБСАДНЫХ КОЛОНН, КОЛЬЦЕВОГО ПРОСТРАНСТВА И ПРОТИВОВЫБРОСОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ	67
25.2.1 ТРЕБОВАНИЯ К ИСПЫТАНИЮ ОБСАДНЫХ КОЛОНН НА ГЕРМЕТИЧНОСТЬ	68
25.2.2 ОПРЕССОВКА ЦЕМЕНТНОГО КОЛЬЦА	68
25.2.3 ИСПЫТАНИЯ МЕЖКОЛОННОГО ПРОСТРАНСТВА НА ГЕРМЕТИЧНОСТЬ	68
25.2.4 ТРЕБОВАНИЯ К ИСПЫТАНИЮ ПРОТИВОВЫБРОСОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	69
25.2.5 РАСЧЕТ ПРЕДЕЛЬНЫХ ДАВЛЕНИЙ ОПРЕССОВКИ В ОБСАДНОЙ КОЛОННЕ	69
26. ССЫЛКИ	73
27. БИБЛИОГРАФИЯ	75
ПРИЛОЖЕНИЯ	76

Права на настоящий ЛНД принадлежат ПАО «НК «Роснефть». ЛНД не может быть полностью или частично воспроизведён, тиражирован и распространён без разрешения ПАО «НК «Роснефть».

1. ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

НАЗНАЧЕНИЕ

Настоящие Типовые требования устанавливают требования к процессу крепления скважин на объектах Компании.

ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ

Настоящие Типовые требования обязательны для исполнения работниками подконтрольных ПАО «НК «Роснефть» Обществ Группы, зарегистрированных в Российской Федерации (за исключением обществ, по которым приняты решения о реализации процедур ликвидации, банкротства), осуществляющих деятельность по добыче нефти и газа, проектированию строительства и реконструкции скважин методом резки боковых стволов, в отношении которых Уставами Обществ, акционерными и иными соглашениями с компаниями-партнерами не определен особый порядок реализации акционерами/участниками своих прав, в том числе по управлению Обществом.

Общества Группы при оформлении договоров с подрядными организациями, оказывающими услуги в области бурения и крепления при строительстве и реконструкции скважин методом резки боковых стволов на объектах Компании на суше, обязаны включать в условия договора пункт о неукоснительном выполнении подрядной организацией требований настоящих Типовых требований.

ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИСПОЛНЕНИЯ

Настоящие Типовые требования являются локальным нормативным документом постоянного действия.

2. ГЛОССАРИЙ

2.1 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ

АТМОСФЕРНЫЙ КОНСИСТОМЕТР

Прибор для измерения консистенции тампонажных растворов при атмосферном давлении, низких, нормальных и умеренных температурах.

БУРЕНИЕ СКВАЖИНЫ

Этап строительства скважины, включающий в себя комплекс работ, связанный с проводкой и креплением ствола скважины, а также с испытанием скважины в процессе бурения.

БУРОВАЯ ПЛОЩАДКА

Территория, отведенная в установленном законодательством порядке для строительства и реконструкции скважин.

БУФЕРНАЯ ЖИДКОСТЬ

Жидкость, закачиваемая в скважину при выполнении технологических операций для предотвращения смешения разных типов жидкостей и растворов, а также очистки стенок скважины и обсадной колонны.

ВОДООТДАЧА

Показатель количества потери воды затворения (фильтрата) цементного раствора в проницаемый пласт.

ВОДОУДЕЛЕНИЕ

Показатель количества воды затворения, которая остается свободной после осаждения частиц цемента в суспензии.

ВРЕМЯ ЗАГУСТЕВАНИЯ ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА

Время от начала проведения анализа на загустевание цементного раствора до момента достижения раствором консистенции 70 Вс.

ВРЕМЯ НАЧАЛА ЗАГУСТЕВАНИЯ ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА

Время от начала проведения анализа на загустевание цементного раствора до момента начала роста значения консистенции.

ВРЕМЯ ОЖИДАНИЯ ЗАТВЕРДЕВАНИЯ ЦЕМЕНТА

Время, необходимое для обеспечения прочности цементного камня, достаточной для проведения последующей операции при строительстве скважины.

ВРЕМЯ ПЕРЕХОДНОГО ПЕРИОДА

Промежуток времени, за которое значение статического напряжения сдвига цементного раствора возрастает с 47,9 Па (100 фунт/100 фут²) до 239,4 Па (500 фунт/100 фут²)

ДАВЛЕНИЕ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

Давление, при котором происходит относительное смещение частиц скелета горных пород с увеличением размера каналов, пор трещин.

ДАВЛЕНИЕ ПОРШНЕВАНИЯ

Сумма величин давлений гидростатического и возникающего в результате движения раствора вверх за счет сил трения при движении обсадной колонны вниз.

ДАВЛЕНИЕ СВАБИРОВАНИЯ	Разница величин давлений гидростатического и возникающего в результате движения раствора вниз за счет сил трения при движении обсадной колонны вверх.
ДИНАМИЧЕСКОЕ НАПРЯЖЕНИЕ СДВИГА	Величина, характеризующая условное напряжение сдвига в текущей вязкопластичной жидкости, необходимое для преодоления некоторого начального сопротивления жидкости течению.
ЗАБОЙНАЯ ТЕМПЕРАТУРА	Температура на забое скважины в любой момент времени.
ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЕ	Максимальное давление на забое скважины, рассчитываемое по значению глубины скважины по вертикали и плотности скважинных флюидов.
ЗАРЕЗКА БОКОВОГО СТВОЛА	<p>Комплекс работ по восстановлению или повышению работоспособности скважин, а также в целях доразведки запасов методом зарезки (бурения) боковых стволов или углубления забоя. Применяется с целью доизвлечения неохваченных ранее разработкой остаточных (неразрабатываемых) запасов углеводородного сырья, вывода из бездействия скважин, а также ликвидации аварий, осложнений.</p> <p><i>Примечание:</i> Комплекс работ подразумевает подготовку скважины к ведению в ней технологических операций, переезд и вышкомонтажные работы, вырезку окна, бурение бокового ствола и его крепление, освоение скважины, объединяет в себе типы работ: восстановление, реконструкцию и углубление скважин методом бурения боковых стволов.</p>
ЗУМПФ	Открытый ствол ниже башмака спущенной обсадной колонны.
ИСХОДНАЯ КОНСИСТЕНЦИЯ ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА	Максимальная консистенция цементного раствора в единицах В _с , зарегистрированная в промежуток времени от 15 до 30 минут после начала анализа на время загустевания максимальной консистенция цементного раствора в единицах В _с , зарегистрированная в промежуток времени от 15 до 30 минут после начала анализа на время загустевания.
КЛАСС ЦЕМЕНТА	Обозначение тампонажного цемента, присваиваемое по ГОСТ 1581, в соответствии с его назначением.
КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ	Совокупность интервалов ствола скважины, концентричных им обсадных колонн и цементных колец за обсадными трубами, их геометрические характеристики, включая профиль, диаметры, глубины, физико-механические характеристики и конструктивные особенности основных элементов.

КОЭФФИЦИЕНТ КАВЕРНОЗНОСТИ	Квадрат отношения фактического диаметра скважины к диаметру долота.
КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ	Процесс укрепления стенок скважины обсадными трубами и тампонажным (цементным) раствором.
КРИТИЧЕСКОЕ ЗНАЧЕНИЕ СТАТИЧЕСКОГО НАПРЯЖЕНИЯ СДВИГА	<p>Это такое значение статического напряжения сдвига цементного раствора, при котором величина гидростатического давления цементного раствора в затрубном пространстве равна пластовому давлению в интервале зоны вероятного возникновения перетока.</p> <p><i>Примечание:</i> Обычно, критическое значение статического напряжения сдвига принимается равным 47,9 Па (100 фунт/100 фут²).</p>
ЛАБОРАТОРНЫЕ ИСПЫТАНИЯ	Испытания объекта, проводимые в лабораторных условиях [ГОСТ 16504-81].
ЛИНИЯ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ	Система трубопроводов (жесткого либо гибкого исполнения), переводников, шарнирных соединений, задвижек, герметично соединяющая насосы высокого давления с обсадной колонной, и предназначенная для закачки жидкостей под давлением кратно превышающим атмосферное.
ОБСАДНАЯ КОЛОННА	Колонна соединенных между собой обсадных труб, предназначенная для крепления, опробования и эксплуатации скважины.
ОТКРЫТЫЙ СТВОЛ СКВАЖИНЫ	Ствол скважины, не обсаженный обсадной колонной.
ПЛАСТИЧЕСКАЯ ВЯЗКОСТЬ	Реологический параметр, характеризующий темп роста касательных напряжений сдвига при увеличении скорости сдвига.
ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ ФЛЮИДА	Давление флюида в рассматриваемом пласте.
ПЛАСТОВЫЙ ФЛЮИД	Нефть, газ, газовый конденсат, вода, размещающиеся в пустотах, порах и трещинах горной породы.
ПЛАН ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ ПО ЦЕМЕНТИРОВАНИЮ (ПРОГРАММА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ)	Документ, в котором описана последовательность технологических операций и их параметры при выполнении работ по цементированию скважины.
ПОЛЕВАЯ ЛАБОРАТОРИЯ	Специально оборудованное помещение, предназначенное для проведения исследований технологических жидкостей, используемых при выполнении работ по цементированию скважин непосредственно на месте выполнения работ.
ПРОДАВОЧНАЯ ЖИДКОСТЬ	Жидкость для продавливания цементного раствора при цементировании скважины.

РЕКОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

Комплекс работ по сооружению дополнительных столов скважин (в том числе углубление скважины через башмак) с целью вскрытия дополнительных продуктивных мощностей и извлечения остаточных запасов нефти или оценки продуктивности горизонта и доразведки месторождений.

РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫЕ РАБОТЫ

Комплекс мероприятий, направленный на восстановление работы добывающих и нагнетательных скважин при аварийном состоянии эксплуатационной колонны или резком преждевременном обводнении добываемой продукции. Ремонтно-изоляционные работы включают:

- технологии воздействия на пласт путем изоляции водопритоков по пласту (отключение отдельных обводненных интервалов пласта или отдельных пластов, исправление негерметичности цементного кольца, наращивание цементного кольца за эксплуатационной, промежуточной колоннами, кондуктором и др.);
- технологии воздействия на скважину путем устранения негерметичности эксплуатационной колонны (тампонирование, установка пластыря, спуск дополнительной обсадной колонны меньшего диаметра и др.).

СКВАЖИНА

Горная выработка круглого сечения, пробуренная с поверхности земли или с подземной выработки под любым углом к горизонту, диаметр которой много меньше ее глубины.

СКВАЖИНА С ВЫСОКИМИ ДАВЛЕНИЕМ И ТЕМПЕРАТУРОЙ

Скважина, в которой пластовое давление превышает 69 МПа и забойная статическая температура превышает 150 °С.

СТАТИЧЕСКАЯ ЗАБОЙНАЯ ТЕМПЕРАТУРА

Максимальная температура на забое скважины.

Примечание: Статическая забойная температура определяется геофизическими методами исследований после нахождения скважины в статических условиях в течение времени, достаточного для нормализации температуры до значения близкого к значению температуры до вскрытия пласта бурением.

СТАТИЧЕСКОЕ НАПРЯЖЕНИЕ СДВИГА

Величина, определяемая минимальным касательным напряжением сдвига, при котором начинается разрушение структуры в покоящейся вязкопластичной жидкости.

Примечание: статическое напряжение сдвига характеризует прочность тиксотропной структуры и интенсивность упрочнения во времени.

СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН

Комплекс работ, включающий вышкомонтажные работы,

бурение и крепление ствола скважины, освоение.

СУХОЕ СМЕШИВАНИЕ

Смешивание сухой цементной смеси с порошкообразными добавками в сухом виде для получения однородной смеси.

СХЕМА СКВАЖИНЫ

Условное графическое изображение конструкции цементируемого интервала скважины, включая высоты подъема жидкостей в затрубном пространстве и глубины установки элементов технологической оснастки (обратный клапан, башмак, МСЦ и т.п.).

ТЕРМОБАРИЧЕСКИЙ КОНСИСТОМЕТР

Прибор, позволяющий производить замеры текучести (или консистенции) при давлении и температуре, которым подвергается цементный раствор в скважине.

УПРАВЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ И ИНЖИНИРИНГА БУРЕНИЯ

Структурное подразделение Общества Группы, объединяющее специалистов и руководителей, задействованных в процессе бурения скважин, для решения технологических и инженерных задач по обеспечению процесса бурения скважин и зарезке боковых стволов.

ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИНЫ

Способ крепления скважины путём цементирования затрубного пространства обсадной колонны или части ствола скважины.

ЦЕМЕНТНЫЙ СТАКАН

Расстояние между башмаком и обратным клапаном спущенной обсадной колонны, заполненное цементным раствором.

ЦИРКУЛЯЦИОННАЯ ЗАБОЙНАЯ ТЕМПЕРАТУРА

Максимальная температура, которой достигает раствор во время закачки в скважину вплоть до момента окончания работы.

ЭКВИВАЛЕНТНАЯ ЦИРКУЛЯЦИОННАЯ ПЛОТНОСТЬ

Приведенная плотность жидкости с учетом гидродинамических сопротивлений.

2.2 РОЛИ

РОЛИ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ

ПОДРЯДНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ (ПОДРЯДЧИК)

Физическое или юридическое лицо, которое выполняет работы по договору подряда, заключаемому с заказчиком в соответствии с Гражданским кодексом Российской Федерации.

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ЛАБОРАТОРИЯ (ИСПЫТАТЕЛЬНЫЙ ЦЕНТР)

Специализированная лаборатория (испытательный центр), проводящая испытания материалов (цементов, специальных добавок, воды, цементных растворов, буферных жидкостей, цементного камня и т.д.) в соответствии с областью деятельности, в том числе с

целью подтверждения соответствия.

РОЛИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ НАСТОЯЩЕГО ДОКУМЕНТА

ЗАКАЗЧИК

Общество Группы, для удовлетворения потребностей которого выполняются работы.

2.3 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ НАСТОЯЩЕГО ДОКУМЕНТА

МОРОЗОСТОЙКОСТЬ

Способность цементного камня противостоять многократному попеременному замораживанию и оттаиванию в насыщенном водой состоянии.

2.4 СОКРАЩЕНИЯ

ВУС

Вязко-упругая система.

ГИС

Геофизические исследования скважины.

ГНВП

Газонефтеводопроявление.

ГРП

Гидравлический разрыв пласта.

ГТН

Геолого-технический наряд.

ЗАКАЗЧИК

Общество Группы, для удовлетворения потребностей которого осуществляется выполнение работ или оказание услуг.

ЗБС

Зарезка боковых стволов.

КНБК

Компоновка низа бурильной колонны.

КОМПАНИЯ

Группа юридических лиц различных организационно-правовых форм, включая ПАО «НК «Роснефть», в отношении которых последнее выступает в качестве основного или преобладающего (участвующего) Общества.

ЛНД

Локальный нормативный документ.

ММП

Многолетнемерзлые породы.

МСЦ

Муфта ступенчатого цементирования.

НКТ

Насосно-компрессорные трубы.

ОБЩЕСТВО ГРУППЫ (ОГ)

Хозяйственное общество, прямая и (или) косвенная доля владения ПАО «НК «Роснефть» акциями или долями в уставном капитале которого составляет 20 процентов и более.

ОЗЦ	Ожидание затвердевания цемента.
ПБОТОС	Промышленная безопасность, охрана труда и окружающей среды.
ПВО	Противовыбросовое оборудование.
ПО	Программное обеспечение.
РИР	Ремонтно-изоляционные работы.
СКЦ	Станция контроля цементирования.
СНС	Статическое напряжение сдвига.
СПО	Спуско-подъемная операция.
УБТ	Утяжеленная бурильная труба.
API	American Petroleum Institute = Американский нефтяной институт – национальная неправительственная организация США, занимающаяся исследованиями всех аспектов в области нефтяной и газовой промышленности.
Вс (BEARDEN UNIT OF CONSISTENCY)	Единица консистенции Бердена (Bearden). Единица измерения консистенции раствора, принятая в API/ISO/ГОСТ. Используется для оценки времени загустевания и времени прокачиваемости.
ISO	The International Organization for Standardization = Международная организация по стандартизации.

3. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Настоящие Типовые требования регламентируют процедуры выбора технологии крепления, планирования, выполнения работ по креплению скважин и проведение контроля качества выполнения работ.

Планирование и выполнение всех работ по креплению при строительстве скважин и реконструкции скважин методом ЗБС должно осуществляться согласно действующим нормативным требованиям Ростехнадзора, регулирующим данные виды работ.

В тех случаях, когда требования настоящих Типовых требований будут более жесткими по сравнению с аналогичными требованиями нормативных документов органов государственного надзора, преимущественную силу будут иметь требования настоящих Типовых требований.

В случае необходимости выполнения работ по нестандартным технологиям управление технологии и инжиниринга бурения ОГ проводит оценку, изучение конкретных рисков и согласовывает применение нестандартной технологии с директором Департамента строительства скважин ПАО «НК «Роснефть».

4. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

4.1 ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ И СПОСОБА КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Выбор конструкции и способа крепления скважины определяется геолого-техническими условиями бурения и способом ее эксплуатации. Выбранная конструкция скважины обосновывается в проектной документации на строительство скважин.

Выбранная конструкция должна обеспечить прочность конструкции скважины в сочетании с герметичностью каждой обсадной колонны и цементного кольца, качественное разобщение пластов, исключение заколонных проявлений и межпластовых перетоков.

Конструкция скважины должна учитывать аспекты процесса цементирования и предусматривать, в первую очередь, спуск и цементирование обсадных колонн в один прием.

Конструкция скважины должна предусматривать возможность ремонта скважины, в том числе зарезкой нового ствола.

Для проведения качественного цементирования обсадных колонн рекомендованная величина кольцевого зазора между стенкой обсадной колонны и стенкой скважины – не менее 19 мм.

Выбор диаметров обсадных колонн следует осуществлять в зависимости от конструкции забоя скважины, эксплуатационной колонны и исходя из обеспечения требований к минимально допустимой разности номинальных диаметров муфт обсадных труб и ствола скважины (Таблица 1).

Таблица 1
Минимально допустимая разность номинальных диаметров
муфт обсадных труб и ствола скважины

№	ЗНАЧЕНИЯ					
1	2	3	4	5	6	7
1	Диаметр обсадных труб, мм	89÷127	140÷146	168÷245	273÷299	324÷426
2	Минимальная допустимая разность диаметров, мм	15	20	25	35	39÷45

Отклонения от указанных величин, а также выбор зазоров между стенками скважины и безмуфтовыми обсадными трубами должны быть обоснованы в проектной документации на строительство скважин.

Необходимо учитывать недопустимость отказа от применения минимально необходимого комплекса заколонной технологической оснастки обсадных колонн и ухудшения условий формирования цементного кольца в случае уменьшения заколонных зазоров.

Принимаемый диаметр обсадной колонны должен отвечать условиям проходимости ее по стволу скважины заданного профиля. После предварительного расчета обсадной колонны на прочность проверяется условие ее проходимости до плановой глубины.

Длина зумпфа должна выбираться с учетом изменения длины обсадной колонны в процессе цементирования. При невозможности минимизации длины зумпфа предусмотреть его заполнение утяжеленным буровым раствором перед подъемом КНБК.

Крепление скважин должно обеспечить:

- работоспособность скважины на проектный период эксплуатации, предотвращение заколонных перетоков пластовых флюидов;
- создание крепи, устойчивость ствола, изоляцию полости скважины от пробуренных пород;
- безаварийное бурение скважины до проектной глубины;
- проектные способы заканчивания и эксплуатации скважины;
- разобщение нефте- и газоносных, водоносных интервалов друг от друга, предупреждение обводнения продуктивных пластов от выше и ниже лежащих водоносных горизонтов;
- возможность установки устьевого, внутрискважинного и другого оборудования;
- защиту обсадной колонны от коррозии, охрану недр и окружающей среды.

Оптимальное количество обсадных колонн и глубины их спуска, определяются по количеству зон с несовместимыми условиями углубления скважины. Отклонение глубин спуска обсадных колонн от указанных в проектной документации по вертикали не должно превышать 400 м. Разрешается включение скважин, имеющих отклонение по рабочему проекту на бурение группы скважин по вертикальной глубине 400 м между наиболее и наименее глубокой скважиной, при этом отличие по длине ствола между наиболее и наименее протяженной скважиной не должно превышать 2000 м.

4.2 НАЗНАЧЕНИЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Направление – защита от размыва буровым раствором устья скважины, вывод бурового раствора в циркуляционную систему и предотвращение загрязнения окружающей среды.

Кондуктор – разобщение верхнего интервала разреза горных пород, изоляции пресноводных горизонтов от загрязнения, монтажа противовыбросового оборудования и подвески последующих обсадных колонн.

Промежуточная колонна – разобщение несовместимых по условиям бурения зон при углублении скважины до намеченных глубин. Их может быть несколько.

Эксплуатационная колонна – разобщение продуктивных горизонтов от всех остальных пород и обеспечения канала надежной гидравлической связи между целевым пластом и дневной поверхностью с целью добычи пластового флюида или закачки рабочего агента в пласт.

Виды обсадных колонн:

- сплошная – перекрывающая весь ствол скважины от забоя до её устья независимо от крепления предыдущего интервала;
- потайная (хвостовик) – для крепления только незакрепленного (необсаженного) интервала скважины с перекрытием предыдущей обсадной колонны не менее чем на 75 м для нефтяных скважин и 250 м для газовых скважин;
- летучая – специальная промежуточная обсадная колонна, установленная в потай, служащая только для перекрытия интервала осложнений и не имеющая связи с предыдущими или последующими обсадными колоннами.

4.3 ВЫБОР ИНТЕРВАЛОВ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИНЫ

Цементированию подлежат:

- продуктивные горизонты, кроме предусмотренных к опробованию и эксплуатации открытым стволом, с нецементируемым фильтром или с нецементируемыми муфтами ГРП;
- продуктивные горизонты, не предусмотренные к опробованию или эксплуатации, и горизонты с непромышленными запасами нефти и газа;
- истощенные горизонты;
- проницаемые горизонты, насыщенные пресной водой, а также всеми типами минерализованных вод;
- горизонты вторичных (техногенных) залежей нефти и газа;
- интервалы, представленные породами, склонными к пластическому течению и выпучиванию;
- толща многолетнемерзлых пород;
- горизонты, породы которых или продукты их насыщения способны вызывать ускоренную коррозию обсадных труб.

Независимо от вышеизложенных требований направления, кондукторы, потайные колонны, нижние и промежуточные ступени при ступенчатом цементировании, нижние и промежуточные секции секционных колонн, цементируются на всю длину.

При строительстве горизонтальных скважин на месторождениях с газовыми шапками и газовыми пластами, для надежного разобщения нефте- и газоносных интервалов друг от друга и исключения возникновения заколонных перетоков газа вниз по стволу, необходимо производить цементирование скважины, исходя из требования наличия минимум 100 м цементного кольца по стволу ниже газонасыщенного интервала.

Высота подъема цементного раствора над кровлей продуктивных горизонтов, устройством ступенчатого цементирования или узлом секций обсадных колонн, а также башмаком предыдущей обсадной колонны в нефтяных и газовых скважинах должна составлять не менее 150 м и 500 м соответственно.

При включении в состав обсадных колонн межколонных герметизирующих устройств они должны располагаться на высоте не менее 75 м для нефтяных скважин и 250 м для газовых скважин выше башмака предыдущей обсадной колонны, устройства ступенчатого цементирования и узла соединения секций обсадных колонн. В таких случаях высота подъема тампонажного раствора ограничивается высотой расположения межколонного герметизирующего устройства.

Разрыв сплошности цементного камня в интервалах цементирования не допускается. Исключения составляют случаи встречного цементирования в условиях поглощения.

Максимальная длина нецементируемой верхней части обсадной колонны должна приниматься из расчета полной её разгрузки при оборудовании устья скважины колонной головкой.

4.4 ВЫБОР СПОСОБА СПУСКА И ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Конструкция скважины должна предусматривать в первую очередь спуск и цементирование обсадных колонн в один прием.

Секционный спуск обсадных колонн допускается в следующих случаях технологической необходимости:

- недостаточная грузоподъемность буровой установки;
- невозможность обеспечения прочностных характеристик колонны;
- невозможность спуска обсадной колонны до проектной глубины по условиям проходимости с учетом накопленного опыта в данном районе или аналогичных горно-геологических условиях;
- отсутствие серийно выпускаемых устройств ступенчатого цементирования, в том числе с учетом закупаемых по импорту.

Протяженность интервала подъема цементного раствора в один прием принимается с учетом следующих требований и условий:

- гидростатическое давление составного столба бурового раствора, буферных жидкостей и цементных растворов над кровлей перекрываемых флюидосодержащих горизонтов в открытом стволе скважины должно превышать пластовые давления;
- исключается возможность гидроразрыва пород или интенсивного поглощения при цементировании;
- возможность прокачивания тампонажного раствора через башмак колонны до проектной высоты по условиям давления и динамической температуры;
- возможность разгрузки обсадной колонны на цементное кольцо для установки колонной головки.

При невозможности обеспечения подъема цементного раствора до требуемой глубины в один прием необходимо предусматривать ступенчатое цементирование или спуск обсадной колонны секциями с учетом требований к секционному спуску обсадных колонн. В последнем случае верхняя секция обсадной колонны, при необходимости, может цементироваться в две ступени. При этом нижние, промежуточные ступени и секции обсадных колонн должны быть зацементированы по всей длине (за исключением колонн-хвостовиков, оборудованных скважинными фильтрами).

5. ПОДГОТОВКА БУРОВОЙ УСТАНОВКИ

Стеллажи у приемного моста должны быть освобождены для приема обсадных труб. При необходимости следует установить дополнительные стеллажи или подготовить ровную площадку с дополнительными грузоподъемными средствами для приема всего комплекта обсадных труб и подачи их при спуске.

Площадка должна быть спланирована в соответствии с технологической схемой расстановки цементировочной техники.

При подготовке к проведению крепления скважины необходимо доставить на буровую инструмент, запчасти, материалы, оборудование согласно перечню в плане работ на крепление скважины и проверить пригодность технологической оснастки.

До подготовки ствола скважины к спуску обсадной колонны буровая установка, буровое и вспомогательное оборудование, фундаменты, блочные основания, противовыбросовое оборудование, технические средства и средства механизации, используемые при креплении скважины, должны быть подвергнуты внеочередной проверке. Устранение выявленных нарушений и неисправностей в соответствии с действующими нормами, правилами РФ и планом работ на крепление скважины необходимо зафиксировать в соответствующем акте. Акт составляется в произвольной форме с подробным описанием нарушений и неисправностей.

При спуске обсадных колонн в скважины со вскрытыми высоконапорными пластами и несоответствии установленного универсального превентора ожидаемым устьевым давлениям плашки одного из превенторов заменяются плашками, соответствующими диаметру спускаемой обсадной колонны, или на приемных мостках должна находиться специальная (стальная с соответствующими прочностными характеристиками) бурильная труба с переводником под обсадную трубу и шаровым краном в открытом положении, опрессованные на соответствующее давление.

В случае использования комбинированного инструмента на буровой необходимо иметь переводники с необходимыми присоединительными резьбами.

В случаях ожидаемого ветра со скоростью 5 м/с и более установить дополнительные средства для центрирования обсадных труб и талевого системы над устьем скважины, при их отсутствии.

Все технологические емкости, требующиеся для накопления воды и приготовления жидкости затворения при цементировании, должны быть очищены от бурового раствора, шлама, химических реагентов.

Перед началом работ по креплению скважины буровые насосы должны быть проверены на работоспособность, а их характеристики на соответствие параметрам в плане работ.

Оснастка талевого системы должна быть проверена на соответствие ожидаемым максимальным нагрузкам при спуске обсадной колонны и при необходимости переоснащена.

Необходимо смонтировать автоматический ключ с моментометром, для свинчивания и закрепления резьбовых соединений обсадных труб и проверить его работоспособность.

Заменить в машинных ключах рабочие плашки на плашки под обсадные трубы.

Проверить состояние направляющих и опорных поверхностей спайдеров, спайдеров-элеваторов, а для клиньев ротора дополнительно провести проверку на соответствие диаметру обсадных труб. При необходимости заменить клинья ротора.

При подготовке захватных устройств и ключей особое внимание обратить на следующее:

- хват трубы плашками клиньев и ключей должен быть равномерным по высоте и окружности;
- рабочие плашки должны выступать из пазов на высоту насечки, одинаковую для всех плашек;
- опорные поверхности не должны иметь выработок и уступов;
- опорные плоскости элеваторов должны быть параллельными;
- шарнирные соединения не должны иметь люфтов выше нормы.

Выявленные недостатки устраняются заменой деталей, узлов или полностью устройств.

При необходимости установить дополнительные светильники у стеллажей для труб и на площадку размещения цементировочной техники.

Все перечисленные работы должны быть выполнены в период последнего долбления и перед подготовкой ствола скважины к спуску обсадной колонны с максимальным перекрытием технологическими операциями в скважине и готовностью по мере необходимости.

Проверить готовность буровой установки к креплению скважины. Результаты проверки оформить актом о готовности буровой установки к спуску обсадной колонны и цементированию в форме, принятой в ОГ.

В случае необходимости устранения недостатков, влекущих за собой задержку спуска обсадной колонны, необходимо принять решение о переносе начала или переподготовке ствола скважины к креплению.

6. ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ

Входной контроль, хранение, подготовка обсадных труб для конкретных скважин, их транспортировка осуществляются с учетом требований ГОСТ Р 56175, ISO 11960, действующими инструкциями по эксплуатации труб, а также Методических указаний Компании «Входной контроль качества материально-технических ресурсов на объектах строительства Компании» № П2-01 М-0034.

6.1 ПОДГОТОВКА ОБСАДНЫХ ТРУБ НА БУРОВОЙ

До начала бурения интервала скважины под обсадную колонну необходимо завезти на буровую площадку расчетное количество обсадных труб с учетом 5% запаса.

На буровой площадке необходимо произвести внешний осмотр обсадных труб и проверить соответствие информации, нанесенной на тело обсадной трубы, и указанной в приложенных к обсадной трубе сертификатах.

При отсутствии в сертификатах на трубы данных о гидравлических испытаниях провести испытание труб внутренним давлением водой для проверки их прочности и герметичности соединений «муфта-труба» (для навинченных муфт).

Величина внутреннего гидравлического давления испытания для каждой секции обсадных труб выбирается из расчета превышения максимального расчетного избыточного внутреннего давления при испытании обсадной колонны на герметичность на обсадные трубы данной секции на 5%, но не менее, чем указано в Таблице 2.

Гидравлические испытания обсадных труб должны проводиться, на специально оборудованной кустовой площадке.

Таблица 2
Минимально необходимое давление при испытании колонн

№	ЗНАЧЕНИЯ							
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Диаметр труб, мм	114-127	140-146	168	178-194	219-245	273-351	377-426
2	Внутреннее давление на устье при испытании верхней секции колонны, МПа	15,0	12,5	11,5	9,5	9,0	7,5	6,5
3	Давление опрессовки (гидроиспытания) труб на поверхности, МПа	16,0	13,5	12,0	11,0	9,5	8,0	7,0

Примечание: Допускается производить опрессовку обсадных труб при более высоких давлениях, исходя из конкретных условий (спуск тяжелых колонн и др.).

Обсадные трубы (переводники) считаются выдержавшими испытание, если в течение 30 секунд под давлением не выявлены течь, запотевание или разрыв по телу трубы, муфты и резьбе.

Произвести внутреннее шаблонирование обсадных труб после внешнего осмотра протаскиванием шаблона (оправки).

Размеры шаблонов для обсадных труб должны выбираться по Таблице 3.

Таблица 3
Размеры шаблонов для труб

№	УСЛОВНЫЙ НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР ТРУБ, ММ	ДЛИНА КАЛИБРУЮЩЕЙ ЧАСТИ ШАБЛОНА, ММ	ДИАМЕТР ШАБЛОНА, ММ
1	2	3	4
1	114-219	150	d - 3
2	245-340	300	d - 4
3	351-508	300	d - 5

Примечание: где d - внутренний номинальный диаметр труб.

Перед началом шаблонирования и не менее, чем через 50 труб проверять диаметр калибрующих частей шаблона в 3-х плоскостях штангенциркулем; шаблон с диаметром в одной из плоскостей менее указанного в Таблице 3 на 0,5 мм отбраковать.

При отрицательной температуре воздуха трубы непосредственно перед шаблонированием необходимо прогревать.

Произвести контрольный замер каждой трубы и переводника. Заполнить предварительный журнал регистрации элементов в составе обсадной колонны ([Приложение 1](#)).

Снять с резьбовых соединений предохранительные средства, удалить защитную смазку, обезжирить резьбы, проверить внешним осмотром, протереть насухо, навернуть «от руки» кольца (также обезжиренные) на ниппели труб.

На обсадных трубах с нанесенной уплотнительной (заводской) смазкой на резьбы ослабить предохранительные кольца и ниппели.

На обсадных трубах, отбракованных при гидравлических испытаниях и шаблонировании, устойчивой светлой краской делается надпись «БРАК», трубы складываются на отдельный стеллаж с обязательным составлением Акта об отбраковке ([Приложение 2](#)), с указанием причин отбраковки.

Отбракованные на буровой обсадные трубы заменяются из резерва и производится перенумерация труб.

Допускная труба выбирается с толщиной стенки не менее толщины стенки верхней трубы обсадной колонны, с резьбой, соответствующей резьбе верхней трубы. Длина допускной трубы выбирается из расчёта нахождения муфты трубы при цементировании на 0,5-0,75 м выше стола ротора.

Допустимое количество повторных использований допускной трубы на последующих скважинах:

- для направления – не ограничено (в зависимости от состояния резьбы);
- для кондуктора и промежуточной колонны - не более 3-х;
- для эксплуатационных колонн - не допускается.

На допускной трубе должна быть соответствующая надпись краской «ДОПУСКНАЯ ТРУБА».

Все переходные и допускные трубы укладываются на стеллажах отдельно от остальных обсадных труб.

На каждой переходной обсадной трубе должен быть указан краской тип резьбы.

Для комплектования обсадных колонн разрешается использовать только обсадные трубы и переводники к ним, изготовленные специализированными заводами-изготовителями в соответствии с действующими ГОСТ, ОСТ, ТУ, ISO и API стандартами и с учетом нормированной области применения.

7. ПОДГОТОВКА СТВОЛА СКВАЖИНЫ К СПУСКУ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

Основной задачей подготовки ствола является обеспечение необходимых условий для спуска колонны на заданную глубину, качественное цементирование и предупреждение возможных осложнений.

Для более качественной подготовки ствола скважины к спуску обсадной колонны необходимо провести исследование состояния ствола скважины каверномером. По результатам ГИС и кавернометрии необходимо уточнить интервалы проработки, объем ствола скважины и интервалы установки элементов технологической оснастки обсадной колонны.

Формирование качественного ствола, а также предупреждение и ликвидация поглощений в процессе бурения одновременно с проводкой скважины является началом подготовки ствола скважины к креплению.

7.1 ПОДГОТОВКА СТВОЛА СКВАЖИНЫ К СПУСКУ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ В ОДИН ПРИЕМ

Проектной документацией на строительство скважины должны быть предусмотрены профиль и условия формирования ствола в процессе бурения под спуск обсадной колонны любого назначения и типоразмера труб (муфтовые и безмуфтовые), обеспечивающие беспрепятственный спуск обсадной колонны до проектной глубины.

Данное условие предусматривает:

- Предупреждение образования локальных искривлений и уступов в стволе, уменьшение эффективный (просветный) диаметр до минимально допустимого, в скважинах любого профиля.
- Для наклонно-направленных и скважин с горизонтальным окончанием ствола интенсивность искривления должна удовлетворять требованиям:
 - ♦ проходимости обсадной колонны с учетом ее жесткости на изгиб;
 - ♦ прочности обсадной колонны при изгибе.

В Таблице 4 представлены значения допустимой интенсивности искривления ствола скважины для муфтовых обсадных колонн.

Таблица 4
Допустимая интенсивность искривления ствола скважины для муфтовых обсадных колонн

№	ЗНАЧЕНИЕ														
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	Условный диаметр обсадной колонны, мм	426	377	351	324	299	273	245	219	194	178	168	146	140	89 - 127
2	Допустимая интенсивность искривления, град/10м	0,8	1,0	1,2	1,3	1,6	2,0	2,3	2,8	3,5	4,0	5,0	7,0	7,5	9,5

После завершения последнего долбления необходимо привести параметры бурового раствора в соответствие с проектом и программой по буровым растворам.

При подготовке ствола скважины к спуску обсадной колонны необходимо проработать места затяжек и посадок до свободного хождения КНБК.

После проработок ствола скважины для любого способа спуска обсадных колонн необходимо проверить хождение КНБК без циркуляции бурового раствора в интервале проработки. При свободном хождении инструмента продолжить шаблонировку ствола скважины.

Если существует опасность возникновения поглощения, то при остановках циркуляции бурового раствора длительностью более 10 минут, перед ее восстановлением производить вращение бурильной колонны со скоростью вращения 20-30 об/мин в течение 1-3 минут. Восстановление циркуляции бурового раствора производить при минимальной производительности насоса с плавным повышением производительности до производительности при бурении.

Отслеживать и фиксировать веса и моменты на графике весов и моментов («дорожной карте»). При спуске и подъеме КНБК через каждые 3 свечи производить запись веса хождения инструмента вверх и вниз соответственно.

При несоблюдении регламентированных Таблицей 4 значений интенсивности искривления ствола скважины вследствие технологических особенностей углубления скважины или других причин подготовка ствола должна осуществляться с применением жесткой КНБК за счет включения УБТ необходимых размеров и калибраторов.

Шаблонировку ствола скважины необходимо осуществлять со скоростью, как при последних СПО, не допуская затяжек и посадок (в стволе скважины диаметром до 295,3 мм включительно более 5 тс, большего диаметра 6 тс за счет трения при движении по стволу).

Спуск жесткой КНБК при несоблюдении регламентированных Таблицей 4 значений интенсивности необходимо осуществлять со скоростью на 20%-25% меньшей, чем при последних СПО.

Глубины промывок устанавливаются по накопленному опыту в каждом районе или аналогичных условиях с учетом данных по углублению конкретной скважины. Первая промывка при подготовке скважины к спуску обсадной колонны производится не позже, чем перед выходом в открытый ствол.

Продолжительность промывок должна быть не менее чем требуется для выравнивания параметров бурового раствора и давления на насосах при производительности равной производительности при бурении скважины.

Промывку ствола скважины в процессе проработок, промежуточных промывках и на забое необходимо осуществлять с очисткой бурового раствора.

По достижении забоя шаблонирующей КНБК скважину необходимо промыть в течение не менее двух циклов циркуляции с момента выхода на режим промывки с обработкой бурового раствора, приведением его параметров в соответствие с проектной документацией на строительство скважин и тщательной очисткой. При промывке производить периодические расхаживания с вращением бурильной колонны с максимально допустимой

скоростью, исходя из условий недопущения слома инструмента.

Если в процессе подготовки ствола скважины обнаружены ГНВП или поглощения, ствол скважины должен быть подготовлен повторно после их ликвидации. При наличии затяжек в процессе подъема КНБК ствол скважины также должен быть подготовлен повторно той же КНБК.

Организация работ должна обеспечить максимальное сокращение времени от окончания промывки скважины до окончания подъема КНБК под спуск обсадной колонны.

При подготовке ствола скважины к спуску обсадной колонны с устройством ступенчатого цементирования должны выполняться все вышеизложенные требования к подготовке ствола скважины.

7.2 ПОДГОТОВКА СТВОЛА СКВАЖИНЫ К СПУСКУ СЕКЦИОННЫХ И ПОТАЙНЫХ КОЛОНН

При подъеме инструмента после последнего долбления бурильные трубы, предназначенные для спуска секции или потайной обсадной колонны, необходимо:

- испытать внутренним давлением на полторакратную величину относительно ожидаемого максимального давления при цементировании;
- проверить внешним осмотром состояние резьб и упорных торцов разъёмных замковых соединений и внешним осмотром - неразъёмные соединения;
- заменить дефектные трубы на равные им по прочности.

Для спуска нижних секций и потайных обсадных колонн ствол скважины подготавливается с выполнением всех требований, приведенных в подразделе 7.1 настоящих Типовых требований.

После подъема бурильных труб, на которых спущена нижняя (промежуточная) секция колонны, необходимо:

- произвести контрольный спуск КНБК в открытый ствол с шаблонировкой до «головы» секции; в зависимости от профиля и состояния ствола скважины от устья до «головы» спущенной секции жесткость КНБК может быть уменьшена по сравнению с последней компоновкой;
- в случае нахождения «головы» секции в обсаженном стволе скважины необходимо осуществить контрольный спуск бурильных труб с КНБК;
- разгрузка КНБК на «голову» секции не допускается, если это не предусмотрено конструкцией устройства для спуска и стыковки секций с применением специальной контрольной компоновки;
- при нахождении КНБК непосредственно над секцией необходимо промыть скважину с очисткой и обработкой всего объема бурового раствора и приведением его параметров в соответствие с геолого-техническим нарядом; поднять КНБК для спуска секции колонны.

8. СПУСК ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

Перед началом спуска обсадной колонны необходимо произвести инструктаж задействованных работников по процедурам производства работ при спуске обсадной колонны, назначить ответственного из состава буровой вахты за контрольное шаблонирование труб, смазку резьбовых соединений, за вытеснением и доливом бурового раствора.

Обеспечить присутствие (составить график присутствия у ротора с подписями) на рабочей площадке ответственных инженерно-технических работников от бурового подрядчика на протяжении всего времени сборки и спуска обсадной колонны.

Спуск обсадной колонны должен осуществляться в соответствии с планом работ на крепление скважины, составленным на основании проектной документации на строительство скважины с учетом фактических геолого-технических условий. Необоснованные отклонения от плана работ не допускаются. Любые отклонения от плана выполнения работ должны быть обоснованы, согласованы с лицами, подготовившими, согласовавшими и утвердившими план выполнения работ, и задокументированы в журнале выполнения работ на буровой.

Сбрасывание обсадных труб с верхних рядов следует производить только на мягкую опору (резиновые скаты, деревянные выкладки). Подъем труб на буровую должен проводиться только с навинченными от руки и очищенными защитными колпаками, либо с установленными специальными предохранительными деталями. Необходимо использовать трубные стропы. Стропление крюками за концы труб запрещено. Перед проведением свинчивания необходимо проверить центровку блоков над скважиной. Производить осмотр уплотнительных элементов трубы перед посадкой в муфту.

При перекрытии кондуктором или промежуточной колонной зон поглощения, пройденных без выхода циркуляции, производится подъем тампонажных растворов до подошвы поглощающего пласта с последующим (после ОЗЦ) проведением встречного цементирования через межколонное пространство. Запрещается приступать к спуску технических и эксплуатационных колонн в скважину, осложненную поглощениями бурового раствора с одновременным флюидопроявлением, осыпями, обвалами, затяжками и посадками бурильной колонны, до ликвидации осложнений.

8.1 СПУСК ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ В ОДИН ПРИЕМ

Для спуска обсадных труб следует применять, соответствующие по размерам и грузоподъемности элеваторы, клиновые захватные устройства (спайдеры) и пневмоклиновые захваты.

Перед началом спуска обсадной колонны необходимо произвести визуальный осмотр элеваторов и штропов.

Штропы и элеваторы должны иметь паспорта с указанием даты проведения последней дефектоскопии и текущей наработки. Текущая наработка не должна превышать допустимую.

Элеваторы для обсадных труб должны быть всегда очищены от грязи, снега и льда. Защелка замка элеватора должна иметь фиксирующее устройство, предотвращающее самопроизвольное открывание элеватора на обсадной трубе.

Грузоподъемность штропов должна соответствовать или быть больше грузоподъемности элеватора, на их поверхности не должно быть выбоин и трещин, а износ шеек штропов должен быть в пределах нормы.

Разновысокость внутренних опорных поверхностей комплекта штропов не должна превышать 6 мм. Запрещается применение штропов из разных комплектов.

Запрещается пользоваться элеваторами, если обнаружен один из следующих дефектов:

- износ опорной поверхности под муфту труб более 2 мм;
- прогиб нижних лап корпуса более 7 мм;
- выработка проушин в месте посадки штропов;
- трещина в корпусе, створке и защелке;
- люфт в шарнирных соединениях створки (дверцы);
- заедание в шарнире замка;
- деформация или слом пружины;
- неисправность фиксирующего устройства.

Размеры клиньев спайдера должны соответствовать размеру спускаемых обсадных труб. При поднятых клинях муфта обсадной трубы должна свободно проходить через спайдер, при опускании клиньев последние должны надежно захватывать тело трубы.

Спайдер должен быть установлен на подроторные балки.

Затаскивание обсадных труб с мостков на буровую следует осуществлять при навинченных предохранительных кольцах.

Данные по каждой трубе должны быть в порядке спуска занесены в журнал регистрации элементов в составе обсадной колонны, форма которого проведена в [Приложении 1](#).

Обсадную колонну следует оборудовать комплексом элементов технологической оснастки: башмаком, обратным клапаном, центраторами и, при необходимости, наружными пакерующими устройствами, скребками и др. в соответствии с проектной документацией и геологическими условиями.

Количество элементов технологической оснастки и порядок их размещения по длине ствола определяются проектной документацией для каждой обсадной колонны (направление, кондуктор, промежуточная, эксплуатационная и т.д.) с учетом конкретных геолого-технических условий строительства скважины в соответствии с рекомендациями, приведенными в инструкциях по эксплуатации упомянутых устройств и приспособлений. Расстановка центрирующих элементов должна производиться в соответствии с расчетом, выполняемым с помощью специализированного ПО, и/или по общепринятым отраслевым методикам: РД 39-00147001-767-2000 и др.

В процессе спуска обсадных труб в скважину необходимо в журнал регистрации элементов в составе обсадной колонны зарегистрировать фактические данные о количестве и местах (глубины по стволу) установки каждого элемента технологической оснастки, а также контроль моментов при свинчивании и докреплении резьбовых соединений.

В целях повышения герметичности резьбовых соединений и снижения сил трения перед свинчиванием резьбу обсадных труб покрывают соответствующей смазкой, если смазка не нанесена заводом-изготовителем.

Величина крутящего момента при докреплении резьбовых соединений, зависит от типоразмеров обсадных труб и регламентируется заводом-изготовителем.

В целях предупреждения возможности отвинчивания нижних обсадных труб (в процессе последующего углубления скважины) рекомендуется во время спуска первых 5-6 труб применять специальные клеевые составы («холодная сварка»).

При спуске сварных обсадных колонн следует руководствоваться соответствующими инструкциями (справочными пособиями по креплению скважин) и указаниями по электродуговой или контактной сварке обсадных труб.

Назначенные ответственные за спуск обсадной колонны работники должны осуществлять контроль за правильным свинчиванием и докреплением резьбовых соединений обсадных труб и элементов технологической оснастки.

По окончании спуска обсадной колонны работник организации, осуществляющей спуск обсадной колонны, ответственный за спуск, должен передать информацию представителю заказчика, в том числе и на бумажном носителе, с регистрацией момента свинчивания каждого резьбового соединения, с приложением паспорта на моментомер с указанием даты и организации, производившей проверку моментомера.

В процессе спуска обсадной колонны необходимо контролировать ее заполнение (долив), объем вытесняемой из скважины жидкости. Параметры доливаемого раствора должны соответствовать параметрам раствора, находящегося в скважине. Долив производить до устья после спуска каждой трубы, за исключением случаев поплавкового спуска.

Обязательно вести контроль и фиксировать вес обсадной колонны и момент вращения на графике весов и моментов («дорожной карте»).

При отказе в работе обратного клапана, обеспечивающего самозаполнение колонны, или при использовании клапана другой конструкции необходимо периодически (через указанное в плане работ количество спущенных труб) производить долив бурового раствора в обсадную колонну. Уровень жидкости после заполнения обсадной колонны должен находиться на устье и контролироваться визуально.

В процессе спуска обсадной колонны необходимо производить восстановление циркуляции или промежуточные промывки ствола, периодичность которых определяется проектом на строительство скважины для каждой конкретной колонны (направление, кондуктор, промежуточная, эксплуатационная и пр.) с учетом опыта крепления на данной площади.

Если при промывке ствола во время или после спуска обсадной колонны наблюдаются признаки закупорки затрубного пространства (при неизменном расходе давление имеет тенденцию роста), то необходимо снизить расход, наблюдая за давлением, не допуская

потери выхода циркуляции, увеличить время выхода на плановый режим промывки.

В случае возникновения признаков осложнений (посадки, затяжки, разгазирование бурового раствора и т.п.), а также после спуска обсадных труб до забоя скважины, следует промыть обсадную колонну и ствол скважины при максимальной производительности буровых насосов, не допуская возможности гидроразрыва пород, в течение времени, необходимого для полной очистки бурового раствора от шлама и приведения его параметров в соответствие с проектом на строительство скважины.

Восстановление циркуляции и последующую промывку скважины следует начинать при заполненной до устья буровым раствором обсадной колонне и минимальной подаче насосов с постепенным увеличением ее до необходимой величины, предусмотренной проектом на строительство скважины.

При спуске обсадных колонн в интервалах склонных к поглощению необходимо иметь готовый запас материалов для борьбы с поглощением.

В случае возникновения признаков поглощения и снижения уровня жидкости в затрубном пространстве следует принять меры по заполнению его буровым раствором и восстановить циркуляцию или принять другое решение в зависимости от конкретных геолого-технических условий, оставаясь в пределах, разрешенных проектом на строительство скважины.

В целях предотвращения прихвата обсадной колонны в процессе заполнения ее буровым раствором, восстановления циркуляции и промежуточных промывок колонну необходимо периодически расхаживать. В промежутках между расхаживаниями колонну следует держать в подвешенном состоянии.

Во избежание гидроразрыва горных пород и поглощений бурового раствора, а в некоторых случаях - смятия обсадных труб, скорость спуска обсадных труб с обратным клапаном должна быть равномерной и регламентирована в соответствии с расчетами, приведенными в проекте на строительство скважины.

Если при спуске обсадной колонны имеют место посадки и затяжки, которые не представляется возможным ликвидировать посредством промывок и расхаживания, то обсадную колонну необходимо поднять и повторно подготовить ствол скважины в соответствии с требованиями настоящих Типовых требований.

Допустимые посадки и затяжки при спуске обсадных труб должны быть указаны в плане работ на спуск, исходя из условий и опыта крепления скважин в данном районе буровых работ.

С целью предупреждения возможности преждевременного износа (вследствие истирания бурильными трубами) устьевого участка ранее спущенной колонны в скважинах со сложной конструкцией и продолжительными сроками бурения предусматривается проектом на устье устанавливать вместо обычных обсадных труб одну или две специальные толстостенные трубы соответствующего диаметра.

Допуск обсадных колонн до забоя, которые предусматривается оборудовать колонными головками, противовыбросовыми устройствами или фонтанной арматурой, следует осуществлять без подгоночных патрубков.

Последние (верхние) одну или две трубы рекомендуется спускать в скважину с минимальной

скоростью и одновременной промывкой. При этом запрещается производить частичную или полную разгрузку обсадной колонны на забой скважины.

По окончании спуска обсадных труб колонна должна быть подвешена на талевой системе для обеспечения возможности ее расхаживания в процессе работ по цементированию.

8.2 СПУСК ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ СЕКЦИЯМИ

При спуске нижних, промежуточных, верхних секций и потайных колонн необходимо последовательно выполнять все требования, изложенные в подразделе 9.1 настоящих Типовых требований.

После подъема бурильных труб, на которых спущена и зацементирована нижняя (промежуточная) секция колонны, необходимо выполнить работы по подготовке скважины к спуску секционных и потайных обсадных колонн в соответствии с подразделом 8.2 настоящих Типовых требований.

Подвеску нижних, промежуточных секций и потайных колонн в стволе скважины, а также стыковку секций необходимо осуществлять в соответствии с инструкциями по эксплуатации специальных устройств для подвески обсадных колонн в стволе скважины.

9. ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

9.1 ПЛАНИРОВАНИЕ РАБОТ ПО ЦЕМЕНТИРОВАНИЮ

Цели строительства скважины и нормативные требования Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101, определяют интервал ее заполнения цементом и требования к эксплуатационным характеристикам цемента для каждой секции скважины.

Оценку температур (как статической, так и циркуляционной) следует проводить с помощью компьютерного моделирования или с помощью прямых измерений в пробуренных скважинах. Особое внимание следует уделять определению температур при цементировании глубоких скважин, скважин с большими отходами от вертикали, скважин при глубоководном бурении и при наличии интервалов ММП.

Для проведения успешного цементирования при планировании работ необходимо:

- Минимизировать длину зумпфа ниже башмака обсадной колонны. Длина зумпфа должна выбираться с учетом изменения длины обсадной колонны в процессе цементирования. Максимально ожидаемое растяжение обсадной колонны не должно превышать половины длины зумпфа ниже башмака обсадной колонны. Расчет растяжения обсадной колонны во время цементирования необходимо проводить в специализированном программном обеспечении с учетом свойств закачиваемых жидкостей. При невозможности минимизации длины зумпфа предусмотреть его заполнение утяжеленным буровым раствором перед подъемом КНБК.
- Максимально точно определить размеры ствола скважины и температурный профиль.
- Определить зоны с потенциальной возможностью возникновения перетоков и разработать план по обеспечению их надежной изоляции.
- Подобрать свойства и объемы буферных жидкостей в соответствии со скважинными условиями, параметрами бурового и цементного растворов.
- Выполнить лабораторные испытания цементных растворов и буферных жидкостей, приготовленных из материалов, которые будут использованы для выполнения предстоящей работы, основываясь на скважинной циркуляционной температуре и давлении, соответствующих интервалу цементирования.
- Подобрать свойства и объемы цементных растворов в соответствии со скважинными условиями, параметрами бурового раствора и буферных жидкостей.
- Выполнить расчет объема продавочной жидкости с учетом допустимого объема закачки на случай неполучения посадки продавочной пробки в обратный клапан.
- Провести в специализированном программном обеспечении гидравлическое моделирование предстоящей работы по цементированию с использованием фактического профиля скважины, фактических реологических параметров бурового раствора, буферных жидкостей и цементных растворов.
- Подобрать технологическую оснастку в соответствии с задачами цементирования и скважинными условиями. Центрирующие элементы должны обеспечивать требуемую степень центрирования обсадной колонны и безаварийный спуск до плановой глубины.

- Проверить возможность подачи жидкостей на цементировочные агрегаты с требуемыми производительностями.

План выполнения работ должен составляться для каждого вида работ отдельно и включать в себя минимум следующие данные:

- исходные данные по скважине;
- схему скважины;
- список и количество необходимого для проведения цементирования оборудования;
- необходимые объемы буферных жидкостей, цементных растворов, продавочных жидкостей;
- необходимые объемы жидкостей для затворения буферных жидкостей, цементных растворов;
- максимальный допустимый объем продавочной жидкости на случай не получения посадки продавочной пробки в обратный клапан (для цементирования обсадных колонн);
- требования к температуре жидкостей для затворения буферных жидкостей и цементных растворов;
- последовательность операций при проведении цементирования с закреплением ответственных лиц;
- схему расстановки элементов технологической оснастки и расчет центрирования обсадной колонны;
- таблицу с плановыми режимами закачки жидкостей и с указанием общего времени продолжительности работ;
- результаты гидравлического моделирования процесса цементирования с соответствующими графиками;
- результаты лабораторных испытаний с соответствующими графиками;
- схему расстановки оборудования на объекте проведения работ;
- количество материалов и технологической оснастки, необходимых для проведения цементирования;
- последовательность действий при возникновении нештатной ситуации.

Обвязка устья скважины при цементировании должна позволять в случае возникновения нештатной ситуации производить подачу промывочной жидкости в обсадную колонну посредством буровых насосов из емкостного блока буровой установки.

При составлении плана выполнения работ следует производить гидравлическое моделирование процесса цементирования с целью прогнозирования давлений на устье и в скважине для обеспечения целостности ствола скважины и достижения эффективного замещения бурового раствора.

Динамические давления в процессе закачки должны быть выше пластовых давлений, но не превышать давления гидроразрыва пластов. Продавка должна проводиться при максимально возможной производительности, исходя из условий недопущения гидроразрыва пластов. Прогнозирование эквивалентной циркуляционной плотности при проведении цементирования должно проводиться с учетом величины центрирования обсадной колонны.

При гидравлическом моделировании процесса цементирования следует использовать параметры бурового раствора, приближенные к реальным значениям. В особо важных случаях, например, при цементировании скважин с высокими давлениями и температурами, скважин с малыми зазорами, моделирование должно быть дополнительно проведено по фактическим параметрам бурового раствора непосредственно перед проведением цементирования.

Для повышения эффективности замещения бурового раствора во время цементирования, при наличии необходимого оборудования и обязательной оценке рисков, целесообразно проводить вращение обсадной колонны со скоростью 5-20 об/мин и/или расхаживание на 5-6 м. Оценка рисков должна включать в себя расчет нагрузок на обсадную колонну и оборудование буровой установки, оценку состояния ствола скважины, геологических условий, давления свабирования и поршневания.

Время ОЗЦ выбирается исходя из требования достижения цементным камнем необходимой прочности для выполнения последующей операции. Время ОЗЦ указывается в проектной документации и в плане выполнения работ. Использование поверхностных образцов цементных растворов для определения времени ОЗЦ не допускается.

До окончания времени ОЗЦ запрещается оказание любого механического и/или гидравлического воздействия на обсадную колонну.

Для предотвращения оголения башмака обсадной колонны необходимо предусмотреть наличие цементного стакана между башмаком и муфтой с обратным клапаном. Длина цементного стакана при прямом стандартном цементировании с разделительными пробками для обсадных колонн диаметром более 177,8мм должна составлять не менее длины одной обсадной трубы, для обсадных колонн от 178мм и менее – не менее длины двух обсадных труб. При цементировании через бурильные трубы длина цементного стакана для обсадных труб любого диаметра должна составлять не менее длины одной обсадной трубы.

Перед началом выполнения работ необходимо проверить наличие, содержание и соответствие геолого-техническим условиям проведения работы плана выполнения работ и результатов лабораторных испытаний. Применение цементных растворов без проведения предварительного лабораторного анализа для условий предстоящего цементирования колонны запрещается.

Планы выполнения работ, не утвержденные подрядчиком или не согласованные заказчиком, считаются недействительными.

9.2 СОДЕРЖАНИЕ ЗАЯВКИ НА ВЫПОЛНЕНИЕ РАБОТ ПО ЦЕМЕНТИРОВАНИЮ

Заявка на выполнение работ по цементированию должна составляться для каждого вида работ отдельно.

Заявка на выполнение работ по цементированию обсадных колонн должна содержать минимум следующие исходные данные:

- название объекта проведения работ;
- проектная глубина секции по стволу и по вертикали;

- диаметр открытого ствола скважины;
- данные о кавернозности ствола скважины;
- наружные диаметры и толщины стенок обсадной колонны;
- температурный профиль по глубине;
- глубина спуска предыдущей обсадной колонны;
- внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны;
- глубина спуска цементируемой обсадной колонны;
- глубина установки обратного клапана цементируемой обсадной колонны;
- глубина установки башмака цементируемой обсадной колонны;
- глубина установки МСЦ, пакера или манжетного устройства;
- профиль ствола скважины;
- проектные высоты подъема цементных растворов;
- проектные плотности цементных растворов и буферных жидкостей;
- данные по пластовым давлениям;
- данные по давлениям гидроразрыва пластов;
- параметры бурового раствора (тип, плотность, реологические параметры);
- сведения о возможных осложнениях и рисках.

Примечание: Для подбора механических параметров цементного камня с целью обеспечения долговечности изоляции пластов требуются данные геомеханических исследований и параметры операций, проводимых после цементирования.

Заявка на выполнение работ по установке цементных мостов должна содержать следующий минимум исходных данных:

- наименование объекта проведения работ;
- проектный интервал установки цементного моста по стволу и по вертикали;
- схема скважины с параметрами конструкции (обсадных колонн, открытого ствола);
- параметры колонны труб, через которую ведется установка моста (диаметры, длины секций);
- температурный профиль по глубине;
- профиль ствола скважины;
- данные о кавернозности ствола скважины;
- проектные плотности цементных растворов и буферных жидкостей;
- данные по пластовым давлениям;
- данные по давлениям гидроразрыва пластов;
- параметры бурового раствора (тип, плотность, реологические параметры);
- сведения о возможных осложнениях и рисках.

Для проверки полноты программы цементирования, ее соответствия требованиям ТЗ и заявки на выполнение работ следует пользоваться проверочным листом ([Приложение 3](#)).

9.3 ВЫПОЛНЕНИЕ РАБОТ ПО ЦЕМЕНТИРОВАНИЮ

Для своевременной подготовки оборудования, проверки паспортной и разрешительной документации, сертификатов на материалы и расстановки специальной техники весь персонал и оборудование для выполнения работы по цементированию должны прибыть на объект выполнения работ не позднее, чем за 2 часа до начала работ.

Все оборудование для выполнения работы по цементированию, работающее под давлением, должно иметь идентификационные номера и документы, подтверждающие проведение дефектоскопии и испытаний избыточным давлением с указанием даты проведения очередной дефектоскопии и испытаний.

На все оборудование для выполнения работы по цементированию, работающее под давлением, должна быть нанесена ясно различимая индивидуальная маркировка с указанием максимально допустимого рабочего давления.

До начала выполнения работы по цементированию выполнить проверку работоспособности оборудования: запуск двигателей; циркуляцию жидкости; калибровку плотномеров и расходомеров; проверку работоспособности насосов, шлангов, электронного оборудования и цементировочной головки и т.д.

До начала выполнения работы по цементированию проверить качество воды для затворения буферных жидкостей и цементных растворов. По результатам проверки заполнить Форму оценки качества воды ([Приложение 4](#)).

Выполнить промывку скважины, привести значения реологических параметров бурового раствора в соответствие с проектом на бурение скважины. Произвести контрольный замер параметров бурового раствора.

Во время промывки скважины монтаж цементировочного оборудования должен быть закончен. Остановить циркуляцию только при полной готовности к выполнению работы.

Предусмотреть возможность экстренного подключения буровых насосов к нагнетательной линии.

При цементировании обсадных колонн и хвостовиков установить разделительную, при наличии, и продавочную пробки в цементировочную головку в присутствии представителя заказчика, подрядчика по бурению или реконструкции скважин и подрядчика по цементированию скважин с обязательной фото-фиксацией установленных пробок.

При выполнении работы по цементированию необходимо обеспечить плановые параметры закачки жидкостей в скважину: плотность, объём и производительность. Плотность буферных жидкостей и цементных растворов должна быть выдержана с максимальным отклонением $\pm 0,02$ г/см³.

Во время закачки производить дополнительный контроль плотности цементных растворов герметизированными рычажными весами-плотномером.

Отобрать, герметично упаковать и промаркировать пробы сухих цементных смесей в количестве не менее 5 кг для каждого цементного раствора.

Вести визуальный контроль закачанной продавочной жидкости по мерным емкостям цементировочного агрегата в дополнение к показаниям приборов СКЦ. Объем по мерным емкостям является фактическим.

При цементировании обсадных колонн и хвостовиков стравливание давления после посадки продавочной пробки в посадочное седло или обратный клапан необходимо производить ступенчато:

- для обсадных колонн с глубиной по вертикали более 1500м – плавно до 5-6 МПа, далее резко;
- для осадных колонн с глубиной по вертикали менее 1500м – плавно до 2-3 МПа, далее резко.

При цементировании обсадных колонн, в случае подозрения на негерметичность обратного клапана, закачать объем вернувшейся продавочной жидкости в обсадную колонну и провести стравливание давления периодически закрывая кран высокого давления на цементировочном агрегате с контролем давления по манометру. В случае если давление падает от одной ступени к другой, это означает, что обратный клапан герметичен. Если давление от ступени к ступени растет или не снижается, то это говорит, с большей долей вероятности о негерметичности обратного клапана.

В случае подтверждения негерметичности обратного клапана, закачать объем вернувшейся жидкости в обсадную колонну, закрыть кран высокого давления на цементировочной головке и оставить скважину на ОЗЦ. Во время ОЗЦ вести контроль давления по манометру на цементировочной головке. При росте давления, производить его стравливание до давления посадки пробки. Демонтаж цементировочной головки разрешается производить не ранее, чем цементный камень достигнет прочности при сжатии 1,7 МПа.

10. МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

В качестве материалов для цементирования должны применяться портландцементы тампонажные по ГОСТ 1581 или ISO 10426.1. Разрешается использование специальных цементах заводского производства, выпущенных по техническим условиям или отраслевым стандартам, утвержденным в установленном порядке. Допускаются к применению тампонажные композиции сухих материалов, изготовленные по техническим условиям и технологическим регламентам, разработанным специализированными институтами или соответствующими структурными подразделениями ПАО «НК «Роснефть» и/или ОГ.

Необходимо проведение лабораторных испытаний всех материалов и/или сухих цементных смесей, предназначенных для приготовления и затворения цементных растворов до начала мобилизации материалов на объект проведения работ.

Отбор проб для проведения лабораторных испытаний должен проводиться в соответствии с ISO 10426.2.

10.1 ВЫБОР МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ КОНКРЕТНЫХ ГОРНО- ГЕОЛОГОТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ

Выбор материалов для цементирования и их композиций осуществляется отдельно для каждой секции скважины или ступени обсадной колонны с учетом следующих требований:

- материалы и сформированный из них камень должны соответствовать диапазону статических температур в скважине по всему интервалу цементирования;
- рецептура цементного раствора подбирается по динамической температуре и давлению, ожидаемым в цементируемом интервале скважины;
- плотность цементного раствора должна быть не ниже плотности буферных жидкостей и бурового раствора;
- пластическая вязкость и динамическое напряжение сдвига цементных растворов выше соответствующих характеристик буферных жидкостей.

Ограничением верхнего предела плотности цементного раствора, при прочих равных условиях, является недопущение разрыва пород под действием гидродинамического давления в процессе цементирования.

Цементный камень при наличии в цементируемом интервале агрессивных сред должен быть коррозионностойким к воздействию этих сред.

11. ЖИДКОСТИ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

11.1 БУФЕРНЫЕ ЖИДКОСТИ

Применение буферных жидкостей для исключения взаимодействия бурового раствора с цементным при установке цементных мостов, проведении РИР, цементировании обсадных колонн независимо от их назначения, в том числе цементируемых ступенями или секциями, обязательно.

Существуют следующие классификации буферных жидкостей:

- По физическим свойствам: вязкоупругие и вязкие (высоковязкие и низковязкие).
- По составу: однофазные, двухфазные, трехфазные.
- По основе буферной жидкости: на водной, нефтяной, полимерной или на основе других органических соединений.
- По воздействию на стенки скважины: абразивные и неабразивные.
- По степени физико-химического воздействия на глинистую корку и застойные зоны глинистого раствора (кислотные, щелочные, растворы ПАВ).
- По плотности (утяжеленные, аэрированные).
- По устойчивости к температурному воздействию (незамерзающие, для высоких температур и т.п.).

Для обеспечения высокой степени вытеснения бурового раствора следует применять буферные жидкости с пластической вязкостью и динамическим напряжением сдвига выше соответствующих характеристик бурового раствора, а также комплексные буферные системы.

Плотность буферных жидкостей и цементных растворов должна быть подобрана так, чтобы предотвращать приток флюидов из проницаемых пород и не вызывать гидроразрыва пород. При этом оптимальной является следующая плотностная иерархия - плотность следующей закачиваемой жидкости должна быть на 10% больше плотности предыдущей. При этом обязательно производить проверку на неперевышение давления гидроразрыва пород. Допускается применение химически активных буферных жидкостей с плотностью меньше плотности бурового раствора. Объем такой буферной жидкости должен выбираться исходя из требований обеспечения качественной очистки ствола скважины от бурового раствора и недопущения ГНВП.

Для определения плотности буферных жидкостей и цементных растворов необходимо использовать герметизированные рычажные весы-плотномер. При отсутствии герметизированных весов-плотномера допускается использование рычажных весов-плотномера, используемых для определения плотности бурового раствора, соответствующих требованиям ISO 10414.1 и при соблюдении требований альтернативной процедуры определения плотности цементного раствора в соответствии с требованиями ISO 10426.2.

Буферная жидкость и ее фильтрат не должны ухудшать коллекторские свойства пород продуктивных пластов.

Буферные жидкости должны быть химически совместимы с буровым и цементным растворами, горными породами, а также с обсадными колоннами. Совместимость буферной жидкости предусматривает ее способность образовывать смеси с буровым и цементным растворами, которые не подвергаются нежелательным химическим и физическим реакциям, а также ее нейтральность к горным породам цементируемого интервала скважины и обсадным колоннам. Буферная жидкость не должна вызывать размыв, растворение, набухание, обваливание горных пород и коррозию обсадных колонн, в том числе при оставлении в затрубном пространстве после цементирования.

Необходимо использовать достаточный объем буферной жидкости для эффективного удаления бурового раствора из всех участков затрубного пространства, которые будут цементироваться. Обычно объем буферных жидкостей определяется из требований обеспечения времени контакта со стенкой скважины в открытом стволе не менее 10 минут или интервала заполнения в открытом стволе не менее 300 м.

Удаление бурового раствора не происходит моментально, и занимает определенное время. Влекущая сила потока буферной жидкости размывает структурировавшийся буровой раствор до тех пор, пока его сцепление со стенками колонны и скважины не ослабевает до такой степени, когда его дальнейшее удаление происходит за счет разницы в плотности и скорости.

Применение буферных жидкостей на основе цемента для цементирования хвостовиков запрещено.

11.1.1 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОТМЫВАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ БУФЕРНОЙ ЖИДКОСТИ

Отмывающая способность буферных жидкостей определяется в ходе лабораторных испытаний по методике, изложенной в п. 11.1.1.2 настоящих Типовых требований.

При использовании буровых растворов на углеводородной основе дополнительно определяется способность к смачиванию водой поверхности обсадной колонны после воздействия буферной жидкости. Для определения способности к смачиванию водой проводят лабораторные испытания по стандартной методике, изложенной в ISO 10426.2.

11.1.1.1 ОБОРУДОВАНИЕ

Для проведения лабораторных испытаний требуется следующее оборудование:

1. Весы лабораторные точностью в пределах $\pm 0,1\%$ от показываемой нагрузки.
2. Смеситель, вместимостью 1 л, имеющий привод к донной части и мешалку лопастного типа.
3. Консистомер, работающий при атмосферном давлении.
4. Ротационный вискозиметр (Рис. 1).
5. Подогреватель для стакана вискозиметра (Рис. 2).
6. Термометр или термopа, обеспечивающие измерение температуры с точностью в пределах $\pm 0,5^\circ\text{C}$.
7. Втулка из металлической сетки с размером ячеек 0,25 мм (60 mesh). Внутренний диаметр втулки должен быть таким, чтобы втулку можно было плотно надеть на внешний цилиндр консистометра.



Рис. 1. Ротационный вискозиметр.



Рис. 2. Подогреватель для стакана вискозиметра.

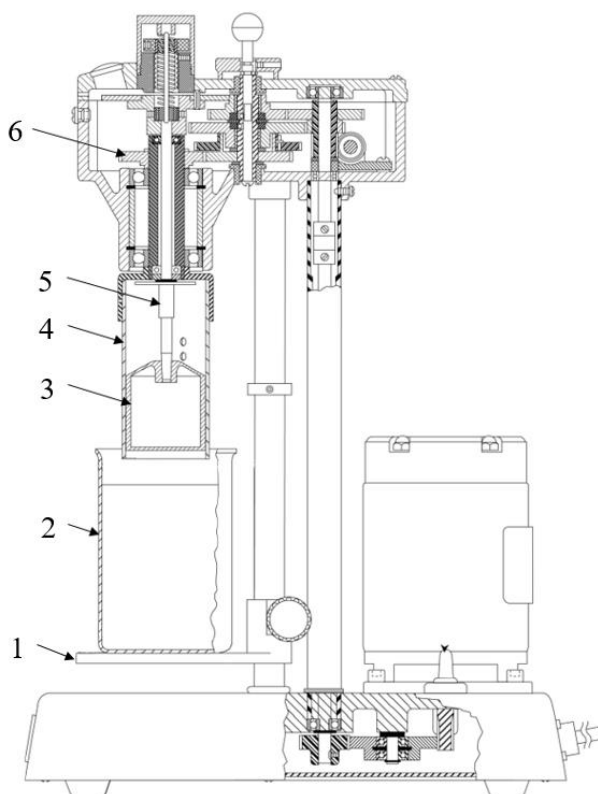


Рис. 3. Схема ротационного вискозиметра
1 – столик; 2 – чашка вискозиметра; 3 – измерительный цилиндр; 4 – наружный вращающийся цилиндр; 5 – вал подвески измерительного цилиндра; 6 – привод наружного цилиндра

11.1.1.2 ПРОВЕДЕНИЕ ЛАБОРАТОРНЫХ ИСПЫТАНИЙ

Отмывающая способность буферных жидкостей должна обеспечивать удаление не менее 80% массы бурового раствора с сетки в течение не более 10 минут для обсадных колонн и в течение не более 5 минут для хвостовиков и цементных мостов.

Последовательность действий при проведении лабораторных испытаний:

1. Снять с вала подвески вискозиметра измерительный цилиндр.
2. На наружный вращающийся цилиндр вискозиметра надеть втулку из сетки (Рис. 4).



Рис. 4. Вращающийся цилиндр со втулкой из сетки

3. Лопасть мешалки необходимо извлечь из смесителя и взвесить перед использованием, и, если потеря массы составляет более 10%, заменить лопасть на новую. Лопасть необходимо также проверять визуально на повреждения перед каждым применением и, по необходимости, заменять на новую.
4. Объем бурового раствора и буферной жидкости равного примерно 600 мл должно быть достаточно для выполнения большинства лабораторных испытаний, не переполняя контейнер для смешивания.
5. Температура воды затворения, сухих добавок и полученных сухих смесей, устройств для смешивания компонентов бурового раствора, буферной жидкости и их приготовления должна быть представительной для полевых условий смешивания. Если полевые условия неизвестны, температура воды затворения и сухих добавок должна быть $23^{\circ}\text{C} \pm 1^{\circ}\text{C}$ непосредственно перед смешиванием. Во всех случаях температуры воды затворения и сухих добавок должны измеряться и документироваться.
6. Необходимо использовать воду из источника на месте. Если такого источника не имеется, необходимо использовать воду аналогичного состава. Если состав воды из источника на месте неизвестен, можно использовать дистиллированную, деионизованную или водопроводную воду. Воду затворения и любые жидкие добавки необходимо взвесить в чистом сухом контейнере для смешивания. Нельзя добавлять дополнительное количество воды для компенсации испарения или смачивания.

7. Для проведения испытаний используют отобранную на буровой площадке пробу бурового раствора или готовят пробу в лаборатории в соответствии с процедурой приготовления бурового раствора на буровой площадке. Перед проведением лабораторных испытаний пробу бурового раствора, отобранного на буровой площадке, тщательно перемешивают.
8. Для приготовления буферной жидкости взвешивают сухие материалы и тщательно и равномерно перемешивают, прежде чем добавлять в жидкость. Включают привод смесителя и устанавливают скорость на $4000 \text{ об/мин} \pm 200 \text{ об/мин}$ ($66,7 \text{ об/с} \pm 3,3 \text{ об/с}$). Если добавки присутствуют в воде затворения, перемешивают воду с указанной скоростью до тщательного диспергирования добавок, прежде чем добавлять сухую смесь. В определенных случаях порядок прибавления добавок к воде затворения может быть критическим. Необходимо зафиксировать документально все специальные процедуры смешивания и время смешивания. Сухую смесь вводят с равномерной скоростью, не быстрее чем в течение 15 с, если возможно. Некоторые составы буферной жидкости могут потребовать более продолжительного срока для смачивания сухой смеси полностью, однако время, требуемое на добавление смеси должно сохраняться минимальным. Когда все сухие материалы добавлены в воду затворения, закрывают контейнер крышкой и продолжают перемешивание со скоростью $12000 \text{ об/мин} \pm 500 \text{ об/мин}$ ($200 \text{ об/с} \pm 8,3 \text{ об/с}$) в течение 35 с.
9. Кондиционирование бурового раствора и буферной жидкости должно начинаться одновременно при температуре $27^\circ\text{C} \pm 1^\circ\text{C}$, или при температуре, соответствующей условиям скважины площадки, а их нагрев согласно соответствующей схеме.
10. В течение 5 мин после приготовления помещают буровой раствор и буферную жидкость в отдельные контейнеры консистометра, работающего при атмосферном давлении.
11. Далее нагревают буровой раствор и буферную жидкость до циркуляционной забойной температуры, но не выше 88°C , согласно схеме изменения температуры, которая наиболее близко имитирует фактические скважинные условия. Ограничение в 88°C обусловлено безопасностью проведения испытаний.
12. С вала подвески снимают измерительный цилиндр ротационного вискозиметра.
13. На наружный вращающийся цилиндр надевают втулку из сетки.
14. Вращающийся цилиндр со втулкой из сетки устанавливают в ротационный вискозиметр, на столик вискозиметра устанавливают стакан с водой, поднимают столик так, чтобы втулка из сетки была полностью погружена в воду и оставляют ее в воде на 5 минут.
15. По истечении 5 минут опускают столик вискозиметра со стаканом с водой так, чтобы вращающийся цилиндр со втулкой из сетки полностью вышел из воды и оставляют на 2 минуты, чтобы лишняя вода стекла в стакан.
16. Аккуратно отсоединяют вращающийся цилиндр со втулкой из сетки от привода и проводят его взвешивание, установив его в вертикальном положении на весы. Полученное значение заносят в протокол лабораторного испытания буферной жидкости на отмывающую способность ([Приложение 5](#)).
17. Увлажненный водой вращающийся цилиндр со втулкой из сетки опять устанавливают в ротационный вискозиметр.
18. Как только буровой раствор достиг заданной температуры, прекращают его перемешивание, извлекают лопасть и энергично перемешивают, чтобы обеспечить его однородность.

19. Продолжительность периода кондиционирования фиксируют в документах.
20. Заполняют предварительно разогретый до циркуляционной забойной температуры стакан вискозиметра буровым раствором.
21. Стакан с буровым раствором устанавливают в нагреватель для поддержания температуры и устанавливают на столик вискозиметра.
22. Поднимают столик вискозиметра так, чтобы втулка из сетки была полностью погружена в буровой раствор и оставляют ее в буровом растворе на 5 минут.
23. По истечении 5 минут опускают столик вискозиметра со стаканом с буровым раствором так, чтобы вращающийся цилиндр со втулкой из сетки полностью вышел из бурового раствора и оставляют на 2 минуты, чтобы лишняя жидкость стекла в стакан.
24. Аккуратно отсоединяют вращающийся цилиндр со втулкой из сетки от привода и проводят его взвешивание, установив его в вертикальном положении на весы. Полученное значение записывают в протокол лабораторного испытания.
25. Покрытый буровым раствором вращающийся цилиндр со втулкой из сетки опять устанавливают в ротационный вискозиметр.
26. Заполняют предварительно разогретый до циркуляционной забойной температуры стакан вискозиметра буферной жидкостью, прошедшей кондиционирование.
27. Стакан с буферной жидкостью устанавливают в нагреватель для поддержания температуры и устанавливают на столик вискозиметра.
28. Поднимают столик вискозиметра так, чтобы втулка из сетки была полностью погружена в буферную жидкость и включают вращение привода вискозиметра со скоростью 100 об/мин.
29. Продолжительность времени воздействия буферной жидкости при проведении испытаний для обсадных колонн – 10 минут, для хвостовиков и цементных мостов – 5 минут.
30. По истечении времени воздействия выключают вращение вискозиметра и опускают столик со стаканом с буферной жидкостью так, чтобы вращающийся цилиндр со втулкой из сетки полностью вышел из буферной жидкости и оставляют на 2 минуты, чтобы лишняя жидкость стекла в стакан.
31. Аккуратно отсоединяют вращающийся цилиндр со втулкой из сетки от привода и проводят его взвешивание, установив его в вертикальном положении на весы. Полученное значение записывают в протокол лабораторного испытания.
32. Показатель отмывающей способности буферной жидкости для полученных результатов рассчитывают по следующей формуле:

$$E = \frac{m_{цбр} - m_{цбрб}}{m_{цбр} - m_{ц}} \cdot 100\% \quad (1)$$

где:

$m_{цбр}$ – масса вращающегося цилиндра со втулкой из сетки после погружения в буровой раствор, г;

$m_{цбрб}$ – масса вращающегося цилиндра со втулкой из сетки после воздействия буферной жидкости, г;

$m_{ц}$ – масса вращающегося цилиндра со втулкой из сетки после погружения в воду.

33. Полученный результат расчета показателя отмывающей способности буферной жидкости заносят в протокол лабораторного испытания буферной жидкости на отмывающую способность ([Приложение 5](#)).

11.2 ЦЕМЕНТНЫЕ РАСТВОРЫ

11.2.1 ЗНАЧЕНИЯ ОСНОВНЫХ КОНТРОЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ЦЕМЕНТНЫХ РАСТВОРОВ

Значения основных контрольных параметров приведены для испытаний, проведенных по методикам, описанным в соответствующих частях ISO 10426.2, если не указано иное.

11.2.1.1 ВРЕМЯ ЗАГУСТЕВАНИЯ ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА

Расчетная продолжительность процесса цементирования обсадной колонны не должна превышать 75 % времени начала загустевания цементного раствора по результатам лабораторных испытаний. Исходная консистенция цементного раствора должна составлять 10-25 Вс.

Если при затворении используется осреднительная емкость или емкость для предварительного смешивания, то при проведении испытаний должно учитываться время пребывания раствора на поверхности (атмосферное давление, температура на поверхности).

Время загустевания должно выбираться с учетом возникновения непредвиденной ситуации. Для работ продолжительностью менее двух часов запас по времени загустевания должен составлять не менее одного часа.

Для корректного определения времени загустевания необходимо проводить тестирование с учетом остановок закачки жидкостей (сброс пробок, работа с подвеской хвостовика и т.п.) изменения температуры в интервале размещения цементного раствора за время остановки.

При определении времени загустевания необходимо учитывать начальную температуру цементного раствора. Если температура материалов для цементирования и жидкости затворения в лабораторных условиях отличается от температуры материалов и жидкости затворения в полевых условиях более чем на 5°C, то материалы и жидкость затворения необходимо нагреть или охладить до температуры при выполнении работ соответственно.

Время загустевания по результатам подтверждающего испытания должно отличаться от результатов пилотного испытания не более чем на 45 минут для расчетной продолжительности работы менее пяти часов и не более чем на 60 минут для расчетной продолжительности работы более пяти часов.

В отчете о проведении лабораторных испытаний должна указываться исходная консистенция цементного раствора, время начала загустевания и время достижения раствором консистенции 30, 50, 70, 100 Вс. К отчету должен прилагаться график набора консистенции с данными о режиме испытаний.

11.2.1.2 ВОДООТДАЧА ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА

Водоотдача цементных растворов для цементирования обсадных колонн (при необходимости ограничения данного параметра по геологическим условиям) должна составлять 250-1000 мл/30мин, для цементирования эксплуатационных обсадных колонн и хвостовиков от 50 до 100 мл/30мин, для зон с вероятностью возникновения перетока – менее 50 мл/30мин, для установки цементных мостов – менее 200 мл/30мин.

11.2.1.3 ВОДОУДЕЛЕНИЕ ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА

Водоуделение для интервалов скважин с углом наклона до 10° - не более 2,5%, для интервалов скважин с углом наклона от 10° до 45° - не более 1,0 %, для интервалов с углом наклона более 45° и горизонтальных – нулевое. Для эксплуатационных обсадных колонн и хвостовиков водоуделение цементных растворов должно быть нулевым независимо от угла наклона ствола скважины.

11.2.1.4 РЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ЖИДКОСТЕЙ

Реологические параметры жидкостей должны быть подобраны так, чтобы соблюдалась реологическая иерархия жидкостей, то есть градиент фрикционного давления следующей закачиваемой жидкости должен быть на 20% больше градиента фрикционного давления предыдущей жидкости при соответствующих производительностях закачки. При этом не должен возникать гидроразрыв горных пород во время проведения цементирования. Методика расчета градиента фрикционного давления приведена в ISO 10426.2.

11.2.1.5 ПРОЧНОСТЬ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ

Прочность цементного камня должна быть достаточной для обеспечения целостности цементного камня при возникающих нагрузках во время проведения дальнейших технологических операций. Значение прочности цементного камня указывается в проектной документации на строительство скважины.

К отчету о проведении лабораторных испытаний должен прилагаться график набора прочности с данными о режиме испытаний.

При цементировании обсадных колонн необходимо учитывать температуры в нижней и в верхней части интервала цементирования. Эти температуры могут значительно отличаться. Методика проведения испытаний описана в разделе «Определение прочности при сжатии в верхней части длинной обсадной колонны» стандарта ISO 10426.2.

При цементировании хвостовиков определение прочности цементного камня следует производить при температуре в верхней части интервала цементирования.

Если проектом не установлены требования к прочности цементного камня, то следует руководствоваться следующими рекомендуемыми значениями прочности при сжатии:

- для начала бурения следующей секции скважины – не менее 3,4 МПа;
- для опорного цементного моста с последующей срезкой в новый ствол – не менее 20,7 МПа или не менее прочности горной породы в интервале срезки;
- для установки клина отклонителя – не менее 13,8 МПа.

11.2.1.6 СТАБИЛЬНОСТЬ ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА

Здесь под стабильностью цементного раствора понимается его седиментационная устойчивость, то есть способность системы противодействовать оседанию частиц (силе тяжести) в состоянии покоя.

Цементные растворы должны быть седиментационно-устойчивыми не только во время приготовления раствора на устье, но и в условиях скважинных температур и давлений. Разность плотностей цемента между верхним и нижним отрезками не должна превышать $0,06 \text{ г/см}^3$.

11.2.1.7 СТАТИЧЕСКОЕ НАПРЯЖЕНИЕ СДВИГА ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА

Методика определения статического напряжения сдвига цементного раствора описана в ISO 10426-6.

После размещения цементного раствора в затрубном пространстве начинается его структурообразование. В процессе структурообразования и роста СНС цементного раствора происходит снижение гидростатического давления его столба и, как следствие, возникает опасность проникновения пластовых жидкостей и газов в заполненное цементным раствором кольцевое затрубное пространство.

Для цементных растворов, применяемых для цементирования зон с высокой вероятностью возникновения перетоков, эксплуатационных обсадных колонн, эксплуатационных хвостовиков должно определяться время переходного периода и время достижения критического значения СНС ($47,9 \text{ Па}$ или $100 \text{ фунт/100 фут}^2$). Время переходного процесса цементного раствора для таких зон не должно превышать 45 минут, а время достижения критического значения СНС должно быть не менее 30 минут.

12. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ОСНАСТКА

К элементам технологической оснастки обсадных колонн относятся все устройства, включаемые в состав обсадной колонны или монтируемые на ее внутренней или наружной поверхности, являющиеся неотъемлемой частью сформированной крепи скважины или выполняющие технологические функции для успешного спуска и цементирования обсадной колонны.

Элементы технологической оснастки, в том числе их резьбовые соединения, стыковочные узлы и др., включаемые в состав обсадной колонны, не должны снижать ее герметичность, расчетную прочность на растяжение, сжатие, изгиб, а также долговечность с учетом конкретных горно-геолого-технических условий их работы (температура статическая и динамическая, наличие или отсутствие агрессивных сред и др.).

Технологическая оснастка проверяется на соответствие диаметру обсадных труб и диаметру скважины, а также на возможность ее установки и фиксации непосредственно на обсадной трубе. Муфты с обратным клапаном, башмаки, устройства ступенчатого цементирования и пакеры проверяются на соответствие способу их разбуривания, их внутреннего диаметра диаметру долота для разбуривания и на соответствие марки стали технологической оснастки марке стали обсадной колонны. Проверка технологической оснастки проводится до ее завоза на объект проведения работ.

Допускается использовать только элементы технологической оснастки обсадных колонн, выпускаемые серийно или по отдельным заказам специализированными заводами-изготовителями по технической документации (паспорт, сертификат качества).

13. ЦЕНТРИРОВАНИЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Для получения равномерного заполнения кольцевого пространства цементным раствором и формирования однородной прочной цементной оболочки вокруг обсадной колонны необходимо производить центрирование обсадной колонны в стволе скважины.

Тип и места установки центрирующих элементов в обязательном порядке рассчитываются при составлении плана работ на цементирование и корректируются по данным фактического состояния ствола скважины по материалам ГИС. При отсутствии данных по фактическому состоянию ствола скважины допускается использовать усредненные коэффициенты кавернозности, основанные на опыте работы в соответствующем регионе.

Центрирование обсадной колонны существенно влияет на эффективность замещения бурового раствора и на величину эквивалентной циркуляционной плотности при цементировании скважин.

Величина центрирования обсадной колонны равная 70% считается минимально допустимой для обеспечения качественного цементирование, но этого значения может быть недостаточно для конкретных условий.

Ввиду сложности уравнений, используемых для вычисления степени центрирования обсадной колонны, они не включены в настоящие Типовые требования, однако для этой цели имеется специализированное программное обеспечение, как у производителей технологической оснастки, так и у сервисных предприятий, в котором используются проверенные методики расчета. Одной из таких методик является методика, разработанная Хансом Джувкамом-Волдом и Джиангом Ву¹.

¹ Juvkam-Wold H.C., Wu Jiang: «Casing Deflection and Centralizer Spacing Calculations», SPE Drilling Engineering, pp.268-274, Dec. 1992 (SPE 21282).

14. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

В обязательный состав комплекта цементировочного оборудования для проведения операции цементирования скважин должны входить:

- насосные агрегаты;
- смесительные установки или цементовозы;
- осреднительные установки;
- блок манифольдов;
- линии высокого давления;
- станция контроля процесса цементирования.

Использование рукавов высокого давления в качестве линии высокого давления при выполнении работ по цементированию запрещено.

В зависимости от технологической схемы цементирования должны быть дополнительно предусмотрены:

- емкости для накопления технической воды и бурового раствора, приготовления буферной жидкости;
- емкости для сухих материалов и смесей;
- емкости для газов;
- установка для приготовления сухих смесей для цементирования;
- компрессоры для пневматической транспортировки сыпучих материалов или аэрации жидкостей.

В зависимости от географических и климатических условий района работ рекомендуется применение цементировочного оборудования в следующих вариантах:

- оборудование в арктическом исполнении;
- мобильное оборудование в обустроенных районах с постоянными подъездными путями к буровым площадкам;
- комплексы стационарного оборудования на удаленных и труднодоступных буровых площадках;
- оборудование в модульном исполнении для доставки вертолетами на автономные буровые площадки.

Все оборудование, используемое при выполнении работ по креплению скважин должно иметь соответствующие сертификаты соответствия техническим требованиям, технические паспорта и другие документы, удостоверяющие их качество.

Оборудование для цементирования, работающее под давлением, должно подвергаться ультразвуковой и магнитопорошковой дефектоскопии ежегодно и каждый раз после проведения ремонта.

15. ОСНАЩЕНИЕ ЛАБОРАТОРИИ И ПРОВЕДЕНИЕ ИСПЫТАНИЙ

Проведение лабораторных испытаний необходимо для обеспечения безаварийности работ, контроля качества используемых материалов, проведения оптимизации компонентного состава, используемых при цементировании жидкостей и выполнения исследовательской работы по поиску новых путей решения возникающих технологических задач.

В регионе проведения работ должен быть обеспечен доступ к лаборатории, способной проводить все виды необходимых испытаний.

Таблица 5.
Минимальный перечень лабораторного оборудования

№	НАИМЕНОВАНИЕ	РЕГИОНАЛЬНАЯ ЛАБОРАТОРИЯ	ПОЛЕВАЯ ЛАБОРАТОРИЯ
1	2	3	4
1	Набор для проведения анализа воды (Cl ⁻ , pH, мех. примеси)	+	+
2	Прибор/набор для определения значения pH	+	+
3	Весы лабораторные	+	+
4	Миксер постоянной скорости с двумя предустановленными скоростями 4000 и 12000 об/мин и регулируемая скорость от 2000 до 21000 об/мин	+	+
5	Рычажные весы-плотномер для определения плотности раствора под давлением	+	+
6	Атмосферный консистометр	+	+
7	Ротационный вискозиметр 6-ти скоростной с нагревателем для стакана		+ ¹
8	Ротационный вискозиметр 12-ти скоростной с нагревателем для стакана	+	
9	Прибор для определения водоотдачи цементного раствора	+	
10	Ультразвуковой анализатор цемента	+	
11	Термобарический консистометр	+	+
12	Гидравлический пресс и формы для испытания цементных образцов на прочность при сжатии	+	+ ²
13	Автоклав для выдержки образцов при высоком давлении и высокой температуре с автоматическим контролем температуры и давления	+ ³	
14	Коническая колба для определения водоотделения цементного раствора	+	+
15	Мерный цилиндр для определения водоотделения цементного раствора со штативом	+	+
16	Цилиндр для определения седиментационной устойчивости цементного раствора (осаждения)	+	
17	Прибор для определения СНС в скважинных условиях (по ISO 10426-6)	+	
18	Прибор для определения водоотдачи цементного раствора при высоком давлении и высокой температуре	+ ⁴	
19	Прибор для определения усадки/расширения цементного камня (по ISO 10426-5)	+	
20	Водяная баня атмосферная для выдержки образцов при температуре до 82° С с цифровым управлением температурой.	+	+ ⁵
21	Охладитель циркуляционный для консистометров и ультразвуковых анализаторов.	+	+
22	Пикнометр для определения истинной плотности веществ	+	
23	Прибор для определения способности к смачиванию водой	+ ⁶	
24	Система сбора данных для термобарических консистометров и	+	+

№	НАИМЕНОВАНИЕ	РЕГИОНАЛЬНАЯ ЛАБОРАТОРИЯ	ПОЛЕВАЯ ЛАБОРАТОРИЯ
1	2	3	4
	ультразвуковых анализаторов цемента.		

Примечания:

1. Допускается замена на вискозиметр 12-ти скоростной с нагревателем для стакана.
2. Допускается замена на ультразвуковой анализатор цемента.
3. При выполнении работ на скважинах с высоким давлением и/или высокой температурой.
4. При выполнении работ на скважинах с высоким давлением и/или высокой температурой.
5. Не требуется при замене гидравлического пресса на ультразвуковой анализатор цемента.
6. При выполнении работ на скважинах, бурящихся с применением буровых растворов на углеводородной основе.

Все лабораторное оборудование должно быть откалибровано по соответствующим методикам с соблюдением сроков проведения калибровок, описанным в ISO-10426.2. Данные калибровки должны регистрироваться и храниться для последующих проверок.

Лабораторные испытания цемента, материалов для цементирования, цементных растворов и буферных жидкостей должны проводиться в соответствии с методиками, изложенными в соответствующих частях стандарта ISO-10426, изменением №1 к ISO-10426.2, если не указано иное.

Каждая партия цемента должна подвергаться входному лабораторному испытанию на соответствие заявленным производителем характеристикам.

Для проведения лабораторных испытаний перед началом приготовления сухой цементной смеси цемент и добавки должны быть из одной партии, изготовленной в ходе одного производственного цикла, а вода должна представлять собой образец воды, который будет использоваться при проведении цементирования.

При составлении планов цементирования следует проводить лабораторные испытания на совместимость бурового раствора с буферной жидкостью и буферной жидкостью с цементным раствором.

При использовании буровых растворов на углеводородной основе необходимо обязательно проводить лабораторные испытания буферных жидкостей на обеспечение способности поверхностей к смачиванию водой.

Результаты подтверждающих лабораторных испытаний должны быть предоставлены Подрядчиком одновременно с окончательной версией плана цементирования.

Минимальный перечень информации в лабораторном отчете об испытаниях цементного раствора для цементирования обсадной колонны:

- наименование методики испытаний;

- глубина спуска обсадной колонны по стволу и по вертикали (для цементных мостов – интервал установки моста);
- диаметр цементируемой обсадной колонны;
- концентрация добавок в цементном растворе в процентном соотношении по весу сухого цемента или количество литров добавки на тонну сухого цемента;
- выход цементного раствора из одной тонны цемента;
- водоцементное отношение;
- плотность цементного раствора;
- значение давления при проведении испытаний или таблица изменения давления во времени;
- забойная циркуляционная температура или таблица изменения температуры во времени;
- забойная статическая температура или таблица изменения температуры по глубине;
- прочность цементного камня на сжатие и график набора прочности;
- время загустевания и график набора консистенции (при использовании тиксотропных добавок, например, метасиликата натрия или гипса, обязательно дополнительно указывать время начала загустевания);
- величину водоотдачи;
- реологические параметры цементного раствора;
- величину водоотделения.

Дополнительный перечень информации в лабораторном отчете об испытаниях цементного раствора для цементирования эксплуатационной колонны, хвостовика и при наличии зон с высокой вероятностью перетоков:

- седиментационная устойчивость (осаждение);
- время достижения критического значения СНС;
- время переходного периода.

Определение времени загустевания цементных растворов при цементировании хвостовиков необходимо производить с остановкой мотора консистометра на время, необходимое для выполнения операций с подвеской хвостовика, после истечения расчетного времени от момента затворения цементного раствора до момента посадки продажной пробки в посадочное седло с последующим включением и фиксацией консистенции цементного раствора после возобновления вращения лопатки консистометра. Консистенция цементного раствора после запуска двигателя консистометра и в течение времени, необходимого на вымыв излишков цементного раствора не должна превышать 50 Вс.

При следующих изменениях скважинных условий и процедур выполнения работы по цементированию проводятся повторные лабораторные испытания:

- высокая вероятность возникновения поглощений, требующая изменения скорости закачки;
- изменение забойной скважинной циркуляционной температуры на $\pm 5^{\circ}\text{C}$;
- изменение объема цементного раствора более чем 20%;

- получение притока в скважину;
- изменение рецептур цементных растворов (замена цемента или химических реагентов);
- увеличение плотности бурового раствора больше чем на $0,1 \text{ г/см}^3$;
- изменение типа бурового раствора.

16. ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

16.1 ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ В ПЕРИОД ОЗЦ

После получения давления «стоп» и снижения давления на цементирующей головке до атмосферного необходимо проверить герметичность обратного клапана проверкой наличия излива продажной жидкости из обсадной колонны. Объем излива должен контролироваться.

В случае негерметичности обратного клапана необходимо произвести одно-, двухкратную попытку восстановления его герметичности закачиванием и возвратом излившейся жидкости. Если герметичность обратного клапана восстановить не удалось, закачать излившийся объем жидкости в колонну, довести давление на цементирующей головке до величины, превышающей давление перед определением «стоп» на 0,5-0,7 МПа, оставить скважину на ОЗЦ при закрытой цементирующей головке.

Повторить попытку снятия давления на цементирующей головке по истечении времени загустевания цементного раствора у башмака колонны в соответствии с результатами лабораторных испытаний.

При открытой цементирующей головке фиксировать объем излива жидкости вследствие температурных процессов в скважине. В случае интенсификации излива закрыть кран на цементирующей головке.

При закрытой цементирующей головке контролировать и фиксировать давление в ней. В случае роста давления допускать увеличение его на 0,5-1,0 МПа с последующим снижением до исходного и замером объема излившейся жидкости. После стабилизации давление снизить до атмосферного, убедившись в отсутствии непрекращающегося перелива жидкости из колонны.

Обсадная колонна или бурильные трубы, на которых подвешена колонна, должны находиться в подвешенном состоянии на талевой системе. При возрастании нагрузки на крюке на 3-5 тс снижать нагрузку до исходного значения.

16.2 ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ

Оборудование устья скважины должно осуществляться по утвержденным схемам для каждого района, разработанным в установленном порядке на основании Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101, а также соответствующих отраслевых инструкций.

При проектировании конструкции скважины и определении допустимой длины нецементируемой части обсадной колонны, расчет натяжения колонны, расчет колонны на прочность следует производить в соответствии с методикой, изложенной в Инструкции по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин.

17. ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ХВОСТОВИКОВ И ПОТАЙНЫХ КОЛОНН

Для проведения успешного цементирования хвостовиков и потайных колонн необходимо:

- В процессе спуска обсадной колонны до плановой глубины, при промежуточных промывках, производить обработку бурового раствора для снижения и выравнивания реологических параметров.
- После спуска обсадной колонны до плановой глубины произвести контрольный замер реологических параметров. При необходимости произвести дополнительную обработку бурового раствора.
- Произвести промывку скважины с максимально возможной производительностью в достаточном объеме при стабильных параметрах промывки. Максимальную производительность выбирать из условия недопущения возникновения ГРП.
- После окончания промывки сократить время нахождения скважины без циркуляции до окончания вымыва излишков цементного раствора из скважины.
- При цементировании закачку жидкостей в скважину вести с максимально возможной производительностью. Максимальную производительность выбирать из условия недопущения возникновения ГРП.

Для увеличения эффективности вытеснения бурового раствора целесообразно производить расхаживание и/или вращение колонны обсадных труб. При этом необходимо оценивать эффекты свабирования, поршневания и нагрузки, действующие на обсадную и транспортную колонны в процессе расхаживания и/или вращения и проводить оценку соответствующих рисков.

Необходимо дополнительно использовать буферную жидкость в общем объеме продавки, помимо буферной жидкости перед цементным раствором. Буферная жидкость в объеме продавки должна быть размещена в интервале подвески хвостовика или потайной колонны, чтобы исключить смешение бурового и цементного растворов в момент разъединения хвостовика и транспортной колонны и образования непрокачиваемой пачки.

При использовании тиксотропных цементных растворов необходимо сократить продолжительность остановок до минимума. Кроме того, необходимо увеличить объем жидкости для вымыва излишков цементного раствора.

18. УСТАНОВКА ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ

Цель установки цементных мостов – создание газонефтеводонепроницаемого барьера в скважине для изоляции продуктивных горизонтов, перехода на вышележащий объект, забуривания нового ствола скважины, при ликвидации осложнения (поглощения, проявления, обвалы), консервации или ликвидации скважины.

Существуют следующие методы установки цементных мостов при строительстве и реконструкции скважин методом ЗБС:

- установка цементного моста на баланс;
- одновременная закачка цементного раствора с извлечением инструмента;
- установка цементного моста с использованием разделительных пробок;
- комбинированный метод.

Наличие опоры необходимо для успешной установки цементного моста. В качестве опоры для цементного моста может служить:

- Вязкая пачка – рекомендуется для установки моста без механической опоры или не на забой скважины. Разница между плотностью бурового раствора и плотностью вязкой пачки должна быть не более $0,05 \text{ г/см}^3$, вязкость не менее 150 сек^{-1} , длина пачки, в идеале, должна быть равна длине цементного моста или минимум 100м.
- Утяжеленная пачка – рекомендуется для установки моста на забой скважины или на механическую опору. Пачка должна иметь плотность, как минимум, равную плотности цементного раствора и не осаживаться до затвердевания цемента.
- Поддерживающее устройство – может использоваться как самостоятельно, так и в комбинации с вязкой или утяжеленной пачкой для повышения успешности установки мостов.
- Мостовая пробка – наиболее надежная механическая опора.

Для успешной установки цементного моста перед началом закачки буферной жидкости необходимо:

- Произвести обработку бурового раствора для снижения и выравнивания реологических параметров.
- Промыть интервал установки моста с максимально возможной производительностью, одновременным вращением 50-100 об/мин и расхаживанием инструмента. Максимальную производительность выбирать из условия недопущения возникновения ГРП.
- Промывку скважины производить в объеме не менее одного цикла после стабилизации параметров промывки.
- После окончания промывки сократить время нахождения скважины без циркуляции до окончания продавки цементного раствора.

При установке цементного моста в скважине с буровым раствором на водной основе при плотности бурового раствора до $1,1 \text{ г/см}^3$ допускается применение технической воды в качестве буферной жидкости.

При установке цементного моста в скважине с буровым раствором на углеводородной основе необходимо использовать буферную жидкость с поверхностно-активными веществами, совместимую с буровым раствором на углеводородной основе и цементным раствором.

Для уменьшения зоны смешения жидкостей при установке цементных мостов в нижнюю часть инструмента включают трубы меньшего диаметра.

При использовании компоновки с трубами меньшего диаметра в стволе диаметром от 215,9 мм до 311 мм, в качестве труб меньшего диаметра, рекомендуется использование бурильных труб и/или НКТ диаметром не более 89 мм; в стволе диаметром от 155,6 мм до 126 мм – не более 73 мм; в стволе диаметром менее 126 мм – не более 63 мм. Длина компоновки из труб малого диаметра должна быть на 50 – 100 метров длиннее цементного моста. При этом объем продавки должен быть рассчитан из условия недопущения смешения цементного раствора с другими жидкостями во время подъема инструмента. Объем недокачки при продавке должен равняться произведению финальной длины цементного моста на разность вместимостей бурильной трубы верхней секции и трубы малого диаметра с запасом $0,5 \text{ м}^3 - 1 \text{ м}^3$.

Процедура установки пачки ВУС в качестве опоры для цементного моста должна проходить с использованием тех же практик, что и установка цементного моста на равновесие. Кроме того, после подъема колонны бурильных труб или НКТ до кровли пачки ВУС, необходимо выполнить контрольный вымыв излишков ВУС с производительностью не более $0,8 \text{ м}^3/\text{мин}$ и зафиксировать на устье выход ВУС. В случае отсутствия выхода ВУС на устье во время контрольного вымыва, пересмотреть план работ и выполнить повторную установку ВУС.

При установке цементных мостов, также рекомендуется использовать в компоновке отклонитель потока жидкости (дивертор). Если установка цементного моста выполняется после фрезерования обсадной или бурильной колонны, то отклонитель потока жидкости использовать запрещается из-за высокого риска его закупоривания металлической стружкой.

Объем буферной жидкости, закачиваемой перед цементным раствором должен обеспечивать заполнение не менее 150 м кольцевого пространства. Объем буферной жидкости, закачиваемой после цементного раствора должен обеспечивать достижение равновесия при установке моста на баланс.

Закачку буферных жидкостей и цементного раствора следует производить с максимально возможными производительностями со снижением производительности в конце продавки. Максимальную производительность выбирать из условия недопущения возникновения ГРП.

При закачке буферных жидкостей, цементного раствора и продавке рекомендуется производить вращение колонны труб со скоростью 50 – 100 об/мин., с учетом технических характеристик колонны бурильных труб и НКТ, указанных в паспорте. Расхаживание инструмента на этих этапах не производить.

После окончания продавки для предотвращения разрушения цементного моста рекомендуется производить вращение колонны труб со скоростью 20 об/мин, а извлечение инструмента из моста производить со скоростью 6 – 10 м/мин (без учета времени на разборку колонны).

Минимальная рекомендованная длина цементного моста с учетом загрязнения цементного раствора составляет 100 м.

Плановый объем цементного раствора для установки цементного моста должен быть рассчитан с учетом подъема цементного моста на 60 м выше плановой глубины кровли моста.

Максимальная длина моста, устанавливаемого в один прием на баланс, не должна превышать 250 м, а при использовании тиксотропных цементных растворов – 150 м.

При использовании тиксотропных цементных растворов необходимо сократить продолжительность остановок до минимума и производить вращение инструмента не только при закачке жидкостей, но и при извлечении инструмента из цементного моста. Кроме того, необходимо увеличить объем промывки инструмента после установки моста.

Если цементный мост устанавливается не на забой или механическую опору, вымыв излишков цементного раствора производить после подъема инструмента не менее чем на 100 м над кровлей моста. При установке цементного моста на забой или механическую опору, вымыв излишков цементного раствора допускается производить после подъема инструмента не менее чем на 30 м. Производительность насосов при прямой закачке для вымыва излишков цементного раствора не должна превышать 0,8 м³/мин. Закачку начинать с минимальной производительности.

При установке цементных мостов в условиях проявлений, цементный раствор должен иметь минимально возможное время переходного периода для предотвращения каналообразования.

19. РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫЕ РАБОТЫ

Ремонтно-изоляционные работы относятся ко вторичному цементированию.

Цели проведения ремонтно-изоляционных работ:

- исправление некачественного первичного цементирования, ввиду образования трещин в цементном камне или неполного замещения бурового раствора цементным;
- обеспечение герметичности на участках, которые не были зацементированы в процессе первичного цементирования в результате недоподъема цементного раствора до плановой глубины;
- ликвидация миграции флюидов между пластами и по межколонному кольцевому пространству;
- ликвидация отверстий в обсадной колонне, вызванных коррозией, перфорацией и т.д.

В зависимости от значения приемистости и типа изолируемого интервала РИР могут проводиться при высоком давлении (выше давления ГРП) и при низком давлении (ниже давления ГРП).

При планировании РИР необходимо определить глубину изолируемого интервала, его мощность и температуру в нем.

Выбор материалов и технологии проведения РИР производится по результатам определения приемистости целевого интервала и направления движения жидкости в этом интервале методом нагнетания в него жидкости под давлением.

Жидкость для определения приемистости не должна содержать механических примесей (бентонит, барит, песок, кольятанты и т.п.).

При определении приемистости закачку начинают с минимально возможной производительности с дальнейшим пошаговым увеличением. При этом необходимо поддерживать постоянную производительность на каждом шаге до достижения стабилизации давления закачки. Обязательно вести учет закачанного в скважину и вернувшегося в мерные емкости насосного агрегата объема жидкости.

При малых значениях приемистости (менее 100 м³/сут при 10 МПа) необходимо принять меры по увеличению приемистости, например, провести кислотную обработку целевого интервала, или использовать составы с высокой проникающей способностью.

При приемистости от 100 м³/сут до 200 м³/сут при 10 МПа, как правило, применяют микроцементы и полимерные смолы. При приемистости от 200 м³/сут до 400 м³/сут при 10 МПа, как правило, применяют цементный раствор с низкой водоотдачей. При приемистости более 400 м³/сут при 10 МПа, как правило, применяют в качестве первой пачки цементный раствор с высокой водоотдачей и кольяматантами, второй пачки – цементный раствор с низкой водоотдачей.

При больших значениях приемистости (более 400 м³/сут при 10 МПа) необходимо предусмотреть закачку составов для снижения приемистости перед проведением РИР.

Для обеспечения размещения качественного изолирующего состава напротив изолируемого интервала необходимо обеспечить подъем изолирующего состава не менее чем на 50 метров выше по стволу над местом задавки.

Выполнение РИР осуществляется с учетом требований «Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101 и РД 153-39-023.

Для исключения перетекания изолирующего состава ниже изолируемого интервала необходимо перекрыть нижнюю по стволу часть скважины. С этой целью используют ВУС (при герметичной обсадной колонне ниже изолируемого интервала) или пакер (при негерметичности обсадной колонны ниже изолируемого интервала).

Закачка изолирующего состава до изолируемого интервала производится через колонну НКТ или бурильных труб, спущенных в скважину.

Для осуществления задавки изолирующего состава в изолируемый интервал герметизируют затрубное пространство выше этого интервала с помощью ПВО или пакера и создают необходимое давление в спущенной колонне труб.

20. ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИН В ИНТЕРВАЛАХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД

Буферные жидкости для цементирования обсадных колонн в интервалах ММП, в том числе в случаях, предусматривающих вымыв жидкости на поверхность, должны быть незамерзающими при статической температуре ММП.

Для цементирования обсадных колонн в зонах ММП применяется цемент для низких и нормальных температур с ускорителем схватывания, модифицированные гипсоцементные смеси. Температура цементного раствора должна быть снижена до минимально возможной, а цементный раствор должен обладать низким тепловыделением при затворении и формировании цементного камня для предотвращения растепления ММП.

Цементные растворы в зоне ММП должны иметь нулевое водоотделение и высокую морозостойкость.

Цементный камень, формируемый в условиях ММП должен быть безусадочным, а его теплопроводность должна быть минимальной.

Прочность цементного камня на сжатие для продолжения бурения должна быть не менее 2,1 МПа при температуре формирования, равной значению температуры в интервале ММП.

21. ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИН С ВЫСОКИМИ ДАВЛЕНИЯМИ И ТЕМПЕРАТУРАМИ

Процесс цементирования интервалов скважин с высокими давлениями и температурами сопряжен с определенными сложностями, так как физические и химические свойства применяемых материалов значительно изменяются не только во время проведения работ, но и в течение дальнейшей жизни скважины.

21.1 ПЛАНИРОВАНИЕ РАБОТ

При выборе технологии цементирования скважин с высокими давлениями и температурами крайне важно провести точную оценку температур в скважине.

Применяемые цементные растворы и цементный камень из них должны быть термостабильными, то есть сохраняющими свои свойства при нагревании.

Для предотвращения снижения прочности цементного камня при длительном воздействии статической забойной температуры выше 110°C необходимо использовать специальные цементные смеси и наполнители.

Ввиду того, что отклонение плотности цементного раствора от проектного значения может существенно сокращать время загустевания цементного раствора в скважинах с высокими давлениями и температурами, следует проводить предварительную оценку зависимости времени загустевания от плотности цементного раствора в пределах $\pm 0,03 \text{ г/см}^3$ от плановой плотности.

На этапе планирования выполнения работ следует проводить анализ чувствительности времени загустевания на изменение концентрации замедлителя в пределах $\pm 5 \%$ от плановой концентрации. При уменьшении концентрации замедлителя время загустевания должно уменьшаться и наоборот – при увеличении концентрации замедлителя время загустевания должно увеличиваться.

Дополнительно необходимо провести лабораторные испытания по определению времени загустевания при температуре выше на 10 °C, чем ожидаемая забойная циркуляционная температура при проведении цементирования. Кроме того, необходимо провести оценку влияния выбранного замедлителя на параметры, регулируемые другими добавками для цементирования (водоотдача, реологические показатели и пр.).

В обязательном порядке при подборе рецептуры цементных растворов следует проводить испытания на определение стабильности (седиментационной устойчивости) цементного раствора в соответствии с методикой, изложенной в ISO 10426.2.

21.2 ВЫПОЛНЕНИЕ РАБОТ

При выполнении работ по цементированию скважин с высокими давлениями и температурами необходимо применять осреднительные емкости для приготовления цементных растворов с целью обеспечения необходимой плотности цементных растворов с

отклонением не более 0,01 г/см³ от плановой.

Перед началом закачки цементного раствора в скважину необходимо отобрать пробу из осреднительной емкости для определения его реологических параметров с целью оценки давлений при проведении работы.

22. ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ

22.1 ПОКАЗАТЕЛИ УСПЕШНОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТЫ

Основными показателями для оценки успешности выполнения работы по цементированию являются:

- своевременное предоставление материалов, оборудования и персонала в соответствии с заявками на выполнение работ;
- своевременное составление и согласование плана выполнения работ по цементированию;
- отсутствие простоев и отказов в работе оборудования;
- выполнение всех технологических операций без отклонений от плана выполнения работ по цементированию;
- отсутствие осложнений, аварий и брака в работе;
- отсутствие оголения башмака и разрывов сплошности цемента за колонной в интервале цементирования;
- наличие качественного разобщения пластов (отсутствие перетоков) во всем интервале цементирования;
- достижение проектной высоты подъема цемента за колонной;
- герметичность межколонных пространств;
- герметичность обсадных колонн;
- отсутствие сверхнормативного цементного стакана в колонне;
- наличие качественно записанных диаграмм СКЦ;
- выполнение требований ПБОТОС при выполнении работ.

22.2 ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

Для определения фактического состояния цементного камня за обсадными колоннами проводятся геофизические исследования. Комплексом геофизических исследований проводят оценку следующих параметров:

- высота подъема цементного камня за обсадной колонной;
- степень и характер заполнения затрубного пространства цементным камнем;
- наличие или отсутствие контактных связей цементного камня с обсадной колонной и горными породами;
- наличие или отсутствие каналов, газа или жидкости и заколонных перетоков в затрубном пространстве;
- наличие и места установки технологической оснастки;
- эксцентриситет обсадной колонны в стволе скважины;
- фактические внутренние диаметры обсадной колонны.

23. ТРЕБОВАНИЯ К ОТЧЕТНОСТИ

После окончания выполнения работ по креплению заполняется учетная карточка на крепление скважины (содержание формы в [Приложении 6](#)) и составляется предварительный отчет, включающий в себя:

- полевой акт о выполнении работ по цементированию, включающий в себя информацию о фактическом количестве использованных материалов и технологической оснастки, объёмы закачанных жидкостей, параметрах закачки (время, давление, производительность, объёмы, плотности), типе и плотности жидкости на устье в конце продавки или срезки, информацию об осложнениях и отклонениях от плана выполнения работ по цементированию, при наличии таковых;
- ФИО и должности персонала, выполняющего работу по цементированию скважины;
- диаграмму СКЦ (не менее 5 показателей на всём этапе операции цементирования: время, плотности закачанных жидкостей, объём закачанных жидкостей, давление закачки, производительность закачки);
- инженерный анализ работы в соответствии с установленными требованиями.

После получения данных геофизических исследований качества цементирования эта информация вносится в окончательный отчет по цементированию с рекомендациями по повышению качества цементирования и оптимизации технологии крепления.

24. АНАЛИЗ ВЫПОЛНЕННЫХ РАБОТ

С целью контроля качества выполняемых работ необходимо проводить ежеквартальные технические совещания с участием подрядных организаций.

Сводный отчет с описанием выполненных работ по скважинам, примененным технологиям, анализом качества работ, рекомендациями по повышению качества выполнения работ и оптимизации технологии крепления для каждого вида работ подготавливается исполнителями работ и представляется на ежеквартальном техническом совещании.

25. ЦЕЛОСТНОСТЬ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ

Цели строительства скважины и нормативные требования определяют обеспечение долговечности цементной крепи. В процессе бурения, освоения и эксплуатации скважины возникают условия, приводящие к разрушению цементного кольца, что влечет за собой опасность возникновения межколонных перетоков и необходимость проведения дополнительных работ по восстановлению его целостности.

Необходимо свести к минимуму риски и условия, приводящие к разрушению цементного кольца за обсадной колонной.

Для обеспечения целостности цементного кольца необходимо:

- В процессе цементирования обеспечить наличие соответствующих рецептур цементных растворов, обеспечивающих необходимую прочность и долговечность цементного камня.
- Свести к минимуму воздействие на обсадную колонну после образования цементного камня.
- В случае разрушения цементного кольца незамедлительно проводить работы по его восстановлению.

Для определения фактического состояния цементного камня за обсадными колоннами проводятся геофизические исследования. Применение иных способов исследования состояния цементного камня за обсадными колоннами должно быть обосновано в рабочем проекте на бурение скважины. Результаты геофизических и иных исследований о состоянии цементного камня включаются в дело (паспорт) скважины, который хранится на протяжении всего периода ее эксплуатации.

25.1 ТРЕБОВАНИЯ К МЕХАНИЧЕСКИМ СВОЙСТВАМ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ

Цементный камень должен обладать достаточными механическими свойствами, определяемыми в соответствии с пунктом 25.2.5 настоящих Типовых требований, гарантирующими сохранение его целостности при проведении стандартных технологических операций при бурении, освоении, эксплуатации и ликвидации скважины.

В процессе строительства освоения и эксплуатации скважины обсадная колонна подвергается следующим нагрузкам, которые могут приводить к разрушению цементного кольца:

- опрессовка обсадной колонны совместно с ПВО;
- изменения температуры скважинной жидкости в больших диапазонах;
- дополнительные технологические операции, связанные с опрессовкой интервалов и напрямую воздействующие на внутреннюю поверхность обсадной колонны;
- проведение ремонтно-изоляционных работ под давлением;
- проведение перфорации обсадной колонны;
- проведение опрессовки межколонного пространства;

- бурение низлежащих интервалов и удары бурильного инструмента о внутреннюю поверхность обсадной колонны;

При цементировании промежуточных и эксплуатационных колонн, для предотвращения образования радиальных трещин и отслоения, цементный камень необходимо обеспечить необходимыми механическими свойствами, либо ограничить воздействие на обсадную колонну после цементирования.

Необходимые механические свойства цементного камня достигаются за счет применения специальных добавок в составе цементного раствора, которые изменяют механические свойства цементного камня в сторону снижения модуля Юнга и увеличения коэффициента Пуассона.

Улучшение прочностных характеристик достигается за счет использования армирующих и других специальных добавок.

Увеличение времени между моментом окончания работы по цементированию и воздействием на цементное кольцо снижает вероятность разрушения цементного камня.

Для определения механических характеристик цементного камня необходимо проведение комплекса лабораторных испытаний, для которых можно использовать методики испытаний керн, изложенные в ГОСТ 28985-91 или международном стандарте ASTM D7012. Для целей настоящего раздела необходимы следующие виды испытаний цементного камня:

- определение предела прочности при сжатии;
- определение предела прочности при растяжении;
- определение модуля Юнга;
- определение коэффициента Пуассона.

Если в составе цементного раствора отсутствуют специальные эластичные или армирующие добавки, для расчетов допускается принимать величину предела прочности при растяжении, как 10% от величины предела прочности при сжатии.

Все обсадные колонны, выходящие на поверхность, кроме направления и кондуктора, необходимо подвешивать на устье и жестко связывать между собой системой колонных головок с образованием единой крепи. Прочность цементного камня за обсадной колонной должна обеспечивать возможность разгрузки обсадной колонны на цементное кольцо после ОЗЦ.

Запрещается производить временную или постоянную разгрузку на цементный камень обсадных колонн, зацементированных не до устья скважины.

25.2 ТРЕБОВАНИЯ К ИСПЫТАНИЮ ОБСАДНЫХ КОЛОНН, КОЛЬЦЕВОГО ПРОСТРАНСТВА И ПРОТИВОВЫБРОСОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Все кондукторы, промежуточные и эксплуатационные колонны, несущие на себе ПВО, после установки цементных мостов для изоляции опробованных объектов должны подвергаться испытанию на герметичность и качество цементирования. Все расчетные параметры испытаний устанавливаются с учетом фактического состояния скважины.

В настоящем разделе представлены основные условия сохранения целостности цементного камня при испытаниях обсадных колонн, цементного кольца, межколонного пространства и противовыбросового оборудования на герметичность.

25.2.1 ТРЕБОВАНИЯ К ИСПЫТАНИЮ ОБСАДНЫХ КОЛОНН НА ГЕРМЕТИЧНОСТЬ

Все параметры и условия проведения операций по испытанию обсадных колонн на герметичность (давление опрессовки, глубины и способы снижения уровня и т.п.) должны соответствовать требованиям проекта производства работ на строительство скважин. Все изменения и отклонения от проекта допускаются в порядке, установленном Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденными приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101.

В процессе испытания колонн на герметичность способом опрессовки создаваемое внутреннее давление на трубы должно превышать не менее чем на 10 % возможное давление, возникающее при ликвидации ГНВП и открытых фонтанов, а также при опробовании и эксплуатации скважины.

Опрессовка обсадных колонн (за исключением направления, хвостовика и потайной колонны) осуществляется непосредственно после получения давления в момент «СТОП». Опрессовку ПВО проводят в соответствии с пунктом 26.2.4 настоящих Типовых требований.

Опрессовка колонн производится давлением в соответствии с проектом производства работ на строительство скважины и выдерживается в течение 30 мин.

Составляется акт на опрессовку колонны и скважина оставляется на ОЗЦ в соответствии с требованиями проекта производства работ на строительство скважины.

25.2.2 ОПРЕССОВКА ЦЕМЕНТНОГО КОЛЬЦА

После разбуривания цементного стакана и выхода из-под башмака на 1-3 м производится опрессовка прибашмачной зоны открытого ствола скважины. Давление опрессовки определяется необходимостью обеспечения герметичности цементной крепи за башмаком колонны при закрытии устья скважины во время открытого фонтанирования. Результаты опрессовки оформляются актом комиссии, в установленной в ОГ форме.

Испытание на герметичность цементного кольца за колонной на устье производится на давление в соответствии с проектом производства работ на строительство скважины и в соответствии с требованиями пункта 26.2.3 настоящих Типовых требований.

По результатам проведения испытания на герметичность цементного кольца за колонной составляется акт на опрессовку цементного кольца.

25.2.3 ИСПЫТАНИЯ МЕЖКОЛОННОГО ПРОСТРАНСТВА НА ГЕРМЕТИЧНОСТЬ

Способ, параметры и технология опрессовки межколонного пространства устанавливаются рабочим проектом.

Во всех случаях плотность опрессовочной жидкости должна быть достаточной для компенсации избыточных наружных давлений до уровня, предотвращающего возможность смятия обсадных колонн внешним давлением.

Межколонное пространство на устье скважины опрессовывается водой или незамерзающей жидкостью на давление, не превышающее остаточную прочность предыдущей колонны и прочность на сжатие цементного камня заколонного пространства. Межколонное пространство считается герметичным, если в течение тридцати минут давление опрессовки снизилось не более чем на 0,5 МПа. Присутствие представителя заказчика на опрессовке обязательно. Результаты опрессовки оформляются актом комиссии.

25.2.4 ТРЕБОВАНИЯ К ИСПЫТАНИЮ ПРОТИВОВЫБРОСОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

После монтажа ПВО, до разбуривания цементного стакана, ПВО до концевых задвижек манифольдов высокого давления должно быть опрессовано водой, а в зимнее время азотом, воздухом или незамерзающей жидкостью на давление опрессовки обсадной колонны, указанное в проектной документации, с выдержкой в течение 30 минут. ПВО с колонной считается герметичным, если давление опрессовки снизилось не более чем на 0,5 МПа (5 кгс/см²). Опрессовку ПВО производят после ОЗЦ при спуске на бурильных трубах извлекаемого пакера (тестера) типа ПУ (либо аналог), который должен быть спущен на глубину 22 - 25 м. от стола ротора.

Допускается опрессовка ПВО совместно с обсадной колонной без использования пакера (тестера) исключительно в случае, если предельные давления внутри обсадной колонны, определенные пунктом 26.2.5 настоящих Типовых требований, будут соответствовать условиям сохранения целостности цементного камня.

25.2.5 РАСЧЕТ ПРЕДЕЛЬНЫХ ДАВЛЕНИЙ ОПРЕССОВКИ В ОБСАДНОЙ КОЛОННЕ

Для предупреждения разрушения цементного кольца прирост давления в обсадных трубах после ОЗЦ должен быть меньше критического Δp . Следовательно, по всей высоте цементного кольца, расположенного ниже башмака предыдущей колонны, должно быть выполнено условие:

$$P_y + \rho gh < P_o + \rho_o gh_o + \Delta p \quad (2)$$

где:

Δp - изменение давления в обсадных трубах после ОЗЦ, МПа;

P_y - устьевое давление, МПа;

ρ - плотность жидкости в колонне, кг/м³;

h - высота столба жидкости в колонне над рассматриваемым сечением, м;

P_o, ρ_o, h_o - те же параметры в период ОЗЦ.

Соблюдение вышеприведенного условия, обязательно при выполнении всех работ, связанных с повышением давления в зацементированной скважине, в частности, при опрессовке.

Максимально возможное изменение давления в обсадных трубах после ОЗЦ определяется по

следующей формуле:

$$\Delta p = 1,06 \left(1 + \frac{\mu_2}{\varphi_2} \right) \frac{E_1}{\varphi_1 - 1} \frac{\sigma_p}{E_2}, \quad (3)$$

где:

Δp – изменение давления в обсадных трубах после ОЗЦ, МПа;

μ_2 – коэффициент Пуассона для цементного камня;

E_1 – модуль упругости обсадной трубы, МПа;

E_2 – модуль упругости цементного камня, МПа;

φ_1 – коэффициент поперечного разреза для тела трубы;

φ_2 – коэффициент поперечного разреза для цементного кольца;

σ_p – предел прочности цементного камня при растяжении, МПа.

$$\varphi_1 = (b_1^2 + a_1^2) / (b_1^2 - a_1^2), \quad (4)$$

где:

b_1 – наружный радиус тела обсадной трубы (Рис. 5);

a_1 – внутренний радиус тела обсадной трубы (Рис.5).

$$\varphi_2 = (b_2^2 + a_2^2) / (b_2^2 - a_2^2), \quad (5)$$

где:

b_2 – наружный радиус цементного кольца (Рис.5);

a_2 – внутренний радиус цементного кольца (Рис.5).

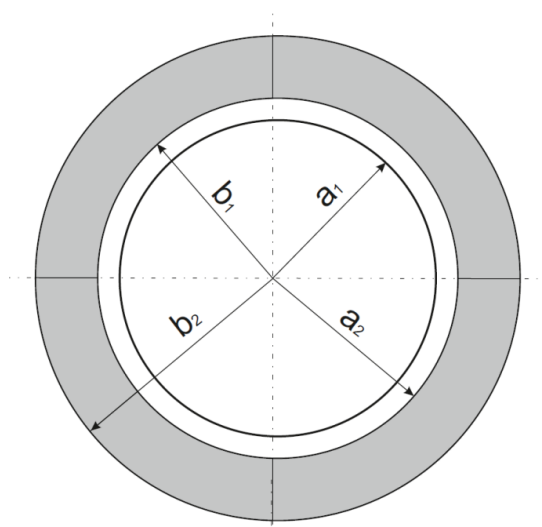


Рис. 5 Схема цементного кольца

Для случая эксцентричного цементного кольца, типичного для условий скважины, предельные давления опрессовки будут ниже тех, которые определяются по формуле 6.

Наибольшее растягивающее напряжение возникает на внутренней поверхности в тонкой части эксцентричного кольца.

$$(\sigma_0)_{max} = P_{\text{эксц}} \left[\frac{2b^2(b^2 + a^2 - 2ae - e^2)}{(a^2 + b^2)(b^2 - a^2 - 2ae - e^2)} - 1 \right], \quad (6)$$

где:

$P_{\text{эксц}}$ - давление на внутренней поверхности кольца;

e - эксцентриситет

b - наружный радиус цементного кольца

a - внутренний радиус цементного кольца

Заменяя контактные давления предельными при опрессовке, используя формулу 6, определяют зависимость предельно допустимого давления при опрессовке от эксцентриситета обсадной колонны:

$$\frac{\Delta p}{P_{\text{эксц}}} = \frac{b^2 - a^2}{b^2 + a^2} \left[\frac{2b^2(b^2 + a^2 - 2ae - e^2)}{(a^2 + b^2)(b^2 - a^2 - 2ae - e^2)} - 1 \right] \quad (7)$$

Для практического использования уравнения 6 удобно заменить в ней величины b , a и e на φ_2 и $\delta_{max}/\delta_{min}$ соответственно. Решение полученного уравнения приведено графически на Рис.6, при $\varphi_2 = 2$ и $\varphi_2 = 3$ (Рис. 7). С ростом показателя эксцентrichности $\delta_{max}/\delta_{min}$ предельное давление опрессовки будет снижаться.

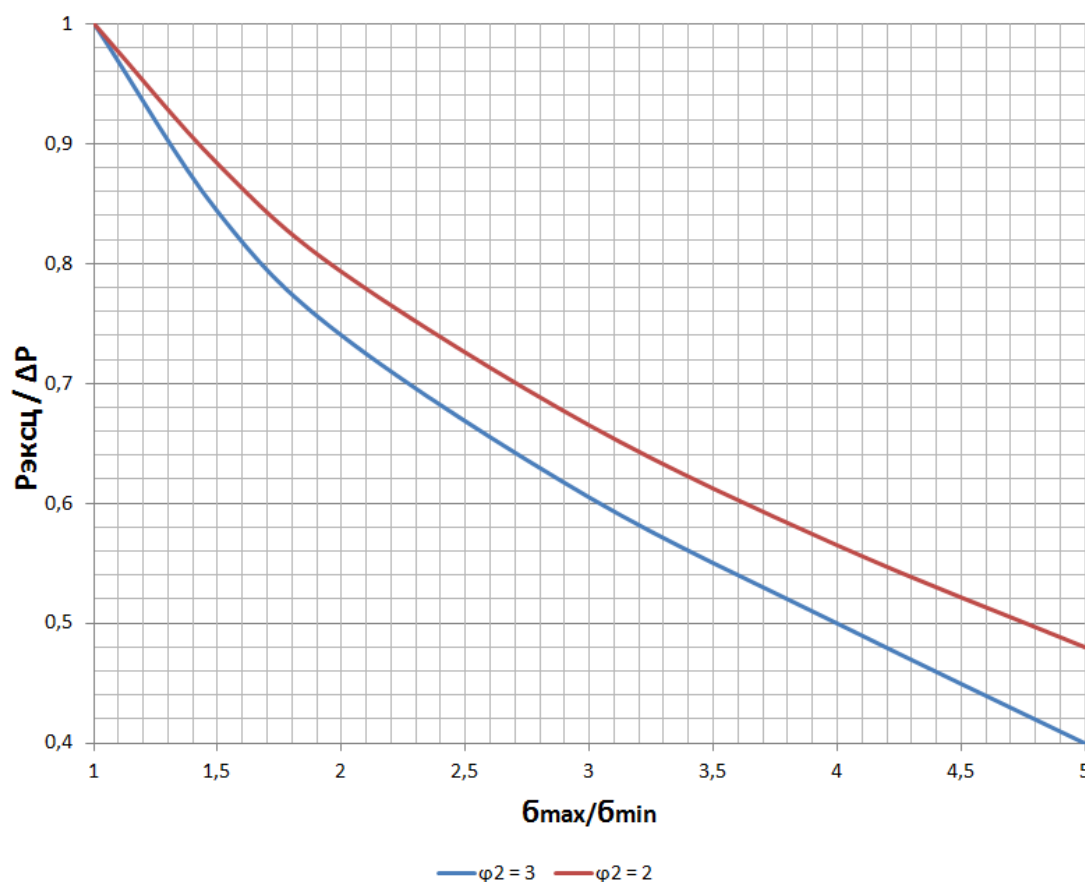


Рис. 6 Пример. Влияние эксцентриситета цементного кольца на предельное давление в обсадных трубах

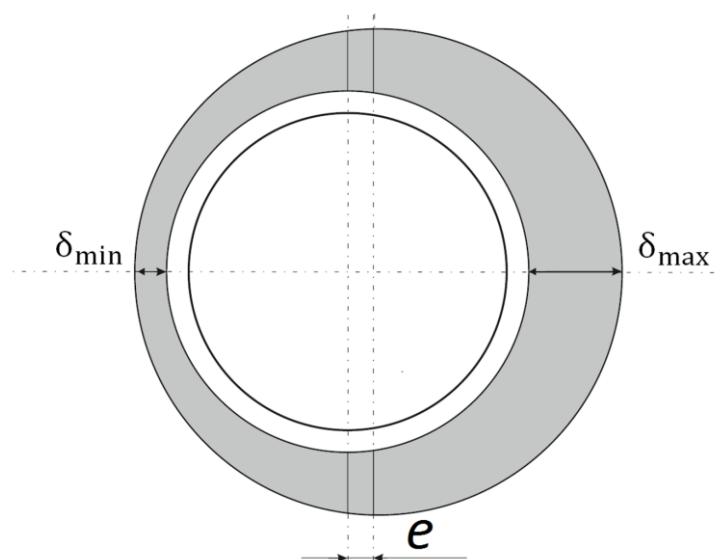


Рис. 7 Способ определения эксцентрисичности по линейным параметрам $\delta_{\max}/\delta_{\min}$

Принимая во внимание степень центрирования обсадной колонны по результатам ГИС после цементирования, провести расчет предельных давлений по формуле 7. Форма для расчета предельно допустимого перепада давления внутри обсадной колонны приведена в [Приложении 7](#).

Для проведения расчетов выбирается интервал открытого ствола скважины от кровли продуктивного пласта, водоносного горизонта или газового коллектора, до башмака предыдущей колонны. Расчетной точкой является участок с наименьшей величиной центрирования обсадной колонны в заданном интервале.

Перерасчет предельных давлений, согласно данной методики, необходимо проводить, основываясь на фактических данных состояния цементного камня на момент опрессовки (модуль Юнга, коэффициент Пуассона, предельные напряжения цементного камня на сжатие и растяжение, центрирование обсадной колонны в оцениваемом интервале).

В случаях, если при проведении технологических операций после ОЗЦ, сопряженных с воздействием давлением на внутреннюю поверхность обсадной колонны, прирост давления, рассчитанный согласно приведенной методики выше предельных значений - использование пакера с целью ограничения нагрузок на цементное кольцо обязательно.

26. ССЫЛКИ

1. ГОСТ 1581-96 Портландцементы тампонажные. Технические условия.
2. ГОСТ 16504-81 Система государственных испытаний продукции. Испытания и контроль качества продукции. Основные термины и определения.
3. ГОСТ 28985-91 Породы горные. Метод определения деформационных характеристик при одноосном сжатии.
4. ГОСТ 34380-2017 (ИСО 10405:2000) Трубы обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Рекомендации по эксплуатации и обслуживанию.
5. Федеральные нормы и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101.
6. ASTM D7012:2014 – Standard Test Methods for Compressive Strength and Elastic Moduli of Intact Rock Core Specimens under Varying States of Stress and Temperatures = Стандартный метод испытаний для прочности на сжатие и модуля эластичности образцов кернов ненарушенной горной породы в изменяющихся условиях напряжения и температуры.
7. ISO 10414.1:2008 – Petroleum and natural gas industries - Field testing of drilling fluids - Part 1: Waterbased fluids = Промышленность нефтяная и газовая. Контроль буровых растворов в промысловых условиях. Часть 1. Растворы на водной основе.
8. ISO 10426.1:2009 – Petroleum and natural gas industries - Cements and materials for well cementing - Part 1: Specification = Промышленность нефтяная и газовая. Цементы и материалы для цементирования скважин. Часть 1. Технические условия.
9. ISO 10426.2:2003 – Petroleum and natural gas industries - Cements and materials for well cementing - Part 2: Testing of well cements = Промышленность нефтяная и газовая. Цементы и материалы для цементирования скважин. Часть 2. Испытания цемента.
10. ISO 10426-2:2003/Amd.1:2005 - Petroleum and natural gas industries -- Cements and materials for well cementing - Part 2: Testing of well cements - Amendment 1: Waterwetting capability testing = Нефтяная и газовая промышленность. Цементы и материалы для цементирования скважин. Часть 2. Испытание скважинных цемента. Изменение 1. Определение способности к смачиванию водой.
11. ISO 10426.5:2004 – Petroleum and natural gas industries - Cements and materials for well cementing - Part 5: Determination of shrinkage and expansion of well cement formulations at atmospheric pressure = Промышленность нефтяная и газовая. Цементы и материалы для цементирования скважин. Часть 5. Определение расширения и усадки цемента при атмосферном давлении.
12. ISO 10426.6:2008 – Petroleum and natural gas industries - Cements and materials for well cementing - Part 6: Methods for determining the static gel strength of cement formulations =

Промышленность нефтяная и газовая. Цементы и материалы для цементировании скважин. Часть 6. Методы для определения СНС цементных растворов.

13. ISO 11960:2020 Petroleum and natural gas industries - Steel pipes for use as casing or tubing for wells = Промышленность нефтяная и газовая. Стальные трубы, используемые в скважинах как обсадные или насосно-компрессорные.
14. Методические указания Компании «Входной контроль качества материально-технических ресурсов на объектах строительства Компании» № П2-01 М-0034 версия 1.00, утвержденные приказом ОАО «НК «Роснефть» от 04.07.2013 № 300.

27. БИБЛИОГРАФИЯ

1. Juvkam-Wold H.C., Wu Jiang: «Casing Deflection and Centralizer Spacing Calculations», SPE Drilling Engineering. 1992.
2. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин, АООТ «ВНИИТнефть», 1997.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица 6
Перечень приложений к Типовым требованиям Компании

НОМЕР ПРИЛОЖЕНИЯ	НАИМЕНОВАНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	ПРИМЕЧАНИЯ
1	2	3
1	Форма журнала регистрации элементов в составе обсадной колонны	Включено в настоящий файл
2	Форма акта об отбраковке обсадных труб	Включено в настоящий файл
3	Проверочный лист для программы цементирования	Приложено отдельным файлом в формате Excel
4	Форма оценки качества воды	Включено в настоящий файл
5	Шаблон протокола лабораторного испытания буферной жидкости	Включено в настоящий файл
6	Учетная карточка на крепление скважины	Приложено отдельным файлом в формате Excel
7	Расчет предельного давления опрессовки обсадной колонны (с примером заполнения)	Приложено отдельным файлом в формате Excel

ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ФОРМА ЖУРНАЛА РЕГИСТРАЦИИ ЭЛЕМЕНТОВ В СОСТАВЕ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

Журнал регистрации элементов в составе обсадной колонны

№	ЗАВОД ИЗГОТОВИТЕЛЬ	НОМЕР ПЛАВКИ	ЗАВОДСКОЙ НОМЕР	МАРКА СТАЛИ	УСЛОВНЫЙ ДИАМЕТР ТРУБЫ, ММ	ТОЛЩИНА СТЕНКИ ТРУБЫ, ММ	ДЛИНА ТРУБЫ, М	НАРАСТАЮЩ. ДЛИНА КОЛОННЫ, М	РАССТОЯНИЕ ОТ РОТОРА, М	МЕСТО УСТАНОВКИ ТЕХ.ОСНАСТКИ, М	ПРИМЕЧАНИЕ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1											

ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ФОРМА АКТА ОБ ОТБРАКОВКЕ ОБСАДНЫХ ТРУБ

Акт об отбраковке обсадных труб.

Мы, нижеподписавшиеся, Должность, И.О. Фамилия, Должность, И.О. Фамилия, Должность, И.О. Фамилия, составили настоящий акт о том, что ДД.ММ.ГГГГ при проведении гидравлических испытаний / шаблонировке обсадных труб было отбраковано ____ труб по следующим причинам:

№	ЗАВОД ИЗГОТОВИТЕЛЬ	НОМЕР ПЛАВКИ	ЗАВОДСКОЙ НОМЕР	МАРКА СТАЛИ	УСЛОВНЫЙ ДИАМЕТР ТРУБЫ, ММ	ТОЛЩИНА СТЕНКИ ТРУБЫ, ММ	ДЛИНА ТРУБЫ, М	ПРИЧИНА ОТБРАКОВКИ	ПРИМЕЧАНИЕ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1									
2									
3									

Должность, И.О. Фамилия _____

Должность, И.О. Фамилия _____

Должность, И.О. Фамилия _____

ПРИЛОЖЕНИЕ 4. ФОРМА ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА ВОДЫ

Форма оценки качества воды.

№	ПАРАМЕТР	ЕД.ИЗМ.	ЗНАЧЕНИЕ	КОММЕНТАРИИ
1	2	3	4	5
1	Температура	°C		
2	pH	-		
3	Хлорид ионы	мг/л		
4	Чистота*	см		

*Тест на чистоту - налейте в стеклянную емкость воду примерно на высоту 15 см. Поставьте на лист бумаги с текстом с размером печатного шрифта размера 12. Если слова не читаются через 15 см воды или быстро образуется осадок, вода не подходит для выполнения работ по цементированию. Необходимо заменить воду на воду соответствующего качества.

ПРИЛОЖЕНИЕ 5. ШАБЛОН ПРОТОКОЛА ЛАБОРАТОРНОГО ИСПЫТАНИЯ БУФЕРНОЙ ЖИДКОСТИ НА ОТМЫВАЮЩУЮ СПОСОБНОСТЬ

Протокол лабораторного испытания буферной жидкости на отмывающую способность.

« ____ » _____ 20 ____ г.

Таблица 1. Параметры бурового раствора.

№	ТИП БУРОВОГО РАСТВОРА / НАЗВАНИЕ	ПОСТАВЩИК	ПЛОТНОСТЬ, Г/СМ ³	ПВ, сП	ДНС, дПа
1	2	3	4	5	6
1					

Место _____ и _____ дата _____ отбора _____ пробы _____ бурового _____ раствора _____

Таблица 2. Состав буферной жидкости.

№	НАИМЕНОВАНИЕ МАТЕРИАЛА	НАЗНАЧЕНИЕ	КОНЦЕНТРАЦИЯ	ЕД.ИЗМ.	НОМЕР ПАРТИИ
1	2	3	4	5	6
1					
2					
3					

Циркуляционная температура, (°C) _____

Время воздействия буферной жидкости на втулку из сетки с буровым раствором _____ мин.

Масса вращающегося цилиндра со втулкой из сетки после погружения в воду _____ г ($m_{ц}$)

Масса вращающегося цилиндра со втулкой из сетки после погружения в буровой раствор _____ г ($m_{цбр}$)

Масса вращающегося цилиндра со втулкой из сетки после воздействия буферной жидкости _____ г ($m_{цбрб}$)

Показатель отмывающей способности буферной жидкости (E) _____ %

$$E = \frac{m_{цбр} - m_{цбрб}}{m_{цбр} - m_{ц}} \cdot 100\%$$

Должность, подпись, Ф.И.О. исполнителя испытаний:
