

УТВЕРЖДЕНЫ

Приказом ПАО «НК «Роснефть»

от «29» апреля 2024 г. № 187

Введены в действие с «29» апреля 2024 г.

ВВЕДЕНЫ В ДЕЙСТВИЕ

с «14» мая 2024 г.

Приказом ООО «РН-Ванкор»

от «14» мая 2024 г. №РНВ-165/лнд

Редакция ЛНД вступила в силу с 24.04.2025.

ТИПОВЫЕ ТРЕБОВАНИЯ КОМПАНИИ

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ

№ П2-05.01 Р-0327

ВЕРСИЯ 2 ИЗМ. 1

**МОСКВА
2024**

СОДЕРЖАНИЕ

1. ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	4
НАЗНАЧЕНИЕ	4
ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ.....	4
ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИСПОЛНЕНИЯ	4
2. ГЛОССАРИЙ	5
2.1. ТЕРМИНЫ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ.....	5
2.2. РОЛИ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ	5
2.3. ТЕРМИНЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ НАСТОЯЩЕГО ДОКУМЕНТА.....	5
2.4. СОКРАЩЕНИЯ.....	6
3. УЧАСТНИКИ БИЗНЕС-ПРОЦЕССА.....	8
4. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	9
5. ВИДЫ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ	10
6. ПЛАНИРОВАНИЕ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ	11
7. ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ И ПОДБОР ДИЗАЙНА РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ	15
7.1. ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ ПО ИЗОЛЯЦИИ ПЛАСТА.....	15
7.2. ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ ПО СЕЛЕКТИВНОЙ ИЗОЛЯЦИИ ОБВОДНИВШИХСЯ ПРОПЛАСТКОВ.....	17
7.3. ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ ПО ЛИКВИДАЦИИ ЗАКОЛОННОЙ ЦИРКУЛЯЦИИ ЖИДКОСТИ (ГАЗА).....	19
7.4. ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ ПО УСТРАНЕНИЮ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ.....	21
7.5. ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ ПО ОГРАНИЧЕНИЮ ВОДОГАЗОПРИТОКА ПО СТВОЛУ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ	23
8. ТРЕБОВАНИЯ К ОТДЕЛЬНЫМ ВИДАМ РАБОТ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ	28
8.1. УСТАНОВКА ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ	28
8.2. ПРОВЕДЕНИЕ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ.....	28
8.3. УСТРАНЕНИЕ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ СПУСКОМ ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ МЕНЬШЕГО ДИАМЕТРА С ПОСЛЕДУЮЩИМ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕМ	29
8.4. ЛИКВИДАЦИЯ ЗАКОЛОННОЙ ЦИРКУЛЯЦИИ ЖИДКОСТИ.....	30
8.5. ДОПОДЪЁМ (ВОССТАНОВЛЕНИЕ) ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ ЗА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННОЙ	30
8.6. ОГРАНИЧЕНИЕ ВОДОГАЗОПРИТОКА В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ	31
8.7. УСТРАНЕНИЕ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ ТАМПОНИРОВАНИЕМ	32
8.8. ТАМПОНАЖНЫЕ РАБОТЫ В УСЛОВИЯХ ПОГЛОЩЕНИЯ.....	32
9. ТРЕБОВАНИЯ К ОБОРУДОВАНИЮ И ПЕРСОНАЛУ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ	35
10. ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИЧЕСКИМ СРЕДСТВАМ И ТАМПОНАЖНЫМ СОСТАВАМ, ПРИМЕНЯЕМЫМ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ	38
10.1. ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИЧЕСКИМ СРЕДСТВАМ	38

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

10.2. ТРЕБОВАНИЯ К ТАМПОНАЖНЫМ СОСТАВАМ	38
10.3. ТРЕБОВАНИЯ К СВОЙСТВАМ ЦЕМЕНТНЫХ РАСТВОРОВ	41
10.4. ТРЕБОВАНИЯ К СВОЙСТВАМ НЕОРГАНИЧЕСКИХ ВЯЖУЩИХ МАТЕРИАЛОВ	43
10.5. ТРЕБОВАНИЯ К СВОЙСТВАМ ТАМПОНАЖНЫХ СМОЛ	45
10.6. ТРЕБОВАНИЯ К СВОЙСТВАМ СОСТАВОВ, ОБРАЗУЮЩИХ НЕПРОНИЦАЕМЫЙ ЭКРАН	47
10.7. ТРЕБОВАНИЯ К СВОЙСТВАМ СОСТАВОВ НА ОСНОВЕ МОДИФИКАТОРОВ ФАЗОВОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ	49
10.8. ТРЕБОВАНИЯ К СВОЙСТВАМ ОБРАТНЫХ ЭМУЛЬСИЙ	51
10.9. ТРЕБОВАНИЯ К СВОЙСТВАМ СОСТАВОВ НА ОСНОВЕ СУСПЕНЗИЙ	53
10.10. ТРЕБОВАНИЯ К СВОЙСТВАМ СОСТАВОВ НА ОСНОВЕ ПЕНООБРАЗУЮЩИХ РАСТВОРОВ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ	54
11. ПРОВЕДЕНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВА ПРОЦЕССА РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ	57
12. ПРОВЕДЕНИЕ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ	58
13. ОТЧЕТНОСТЬ ПО ПРОВЕДЕННЫМ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫМ РАБОТАМ	64
14. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ	65
14.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ	65
14.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ	66
14.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ	66
15. ТРЕБОВАНИЯ К ПРОВЕДЕНИЮ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ	68
16. ССЫЛКИ	69
17. ПРИЛОЖЕНИЯ	72
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ПЕРЕЧЕНЬ ФОРМ И ШАБЛОНОВ	73
ПРИЛОЖЕНИЕ 2. МИНИМАЛЬНЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ ТРЕБУЕМОГО ОБОРУДОВАНИЯ (ПРИЛОЖЕНО ОТДЕЛЬНО)	74
ПРИЛОЖЕНИЕ 3. ПОДБОР ДИЗАЙНА РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ (ПРИЛОЖЕНО ОТДЕЛЬНО)	74
ПРИЛОЖЕНИЕ 4. КАРТОЧКИ ТЕХНОЛОГИЙ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ (ПРИЛОЖЕНО ОТДЕЛЬНО)	74
ПРИЛОЖЕНИЕ 5. МЕТОДИКИ ИСПЫТАНИЙ СОСТАВОВ ДЛЯ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ (ПРИЛОЖЕНО ОТДЕЛЬНО)	74
СПРАВОЧНОЕ ПРИЛОЖЕНИЕ. ТЕРМИНЫ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ И ВНЕШНИХ ИСТОЧНИКОВ	75
СПРАВОЧНОЕ ПРИЛОЖЕНИЕ. ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ ЛНД	78

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 разработке технической документации и процессу применения технологий ремонтно-изоляционных работ в нефтяных, газовых и нагнетательных скважинах.

Настоящие Типовые требования разработаны в соответствии с требованиями:

- Закона РФ от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах»;
- Руководящего документа ППБО-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности»;
- Межгосударственного стандарта ГОСТ 1581-2019 «Портландцементы тампонажные. Технические условия»;
- Международного стандарта ISO 10426-1:2010 «Промышленность нефтяная и газовая. Цементы и материалы для цементирования скважин. Часть 1. Технические условия»;
- Международного стандарта ISO 10426-2:2003 «Промышленность нефтяная и газовая. Цементы и материалы для цементирования скважин. Часть 2. Испытание цемента для скважин»;
- Международного стандарта ISO 10426-5:2004 «Промышленность нефтяная и газовая. Цементы и материалы для цементирования скважин. Часть 5. Определение усадки и расширения составов тампонажного цемента при атмосферном давлении».

ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ

Типовые требования обязательны для исполнения работниками Обществ Группы, осуществляющих деятельность по добыче нефти и газа на суше, и прочих подконтрольных Обществ Группы, расположенных на территории Российской Федерации, в соответствии с Периметром внедрения настоящих Типовых требований.

Периметр внедрения настоящих Типовых требований утверждается распорядительным документом ПАО «НК «Роснефть» в соответствии с порядком, установленным Стандартом Компании № ПЗ-12.02 С-0001 «Нормативное регулирование».

Общества Группы при оформлении договоров с Подрядными организациями, задействованными в процессе применения технологий ремонтно-изоляционных работ в нефтяных, газовых и нагнетательных скважинах, обязаны включать в условия договора соответствующие условия, требуемые для соблюдения Подрядными организациями требований, установленных настоящими Типовыми требованиями.

ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИСПОЛНЕНИЯ

Настоящие Типовые требования являются локальным нормативным документом постоянного действия.

2. ГЛОССАРИЙ

2.1. ТЕРМИНЫ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ

В настоящих Типовых требованиях используются термины Корпоративного глоссария: *Внутренняя норма доходности (IRR), Газонефтеводопроявление на скважине, Геолого-техническое мероприятие, Дисконтированный индекс рентабельности (DPI), Информационный ресурс «Нормативное обеспечение» (ИР «НО»), Локальный нормативный документ (ЛНД), Нагнетательная скважина, Насосно-компрессорная труба, Обработка призабойной зоны, Общество Группы (ОГ), Опытно-промышленные испытания/опытно-промысловые испытания, Период окупаемости с учетом дисконтирования (DPP), Попутный нефтяной газ, Распорядительный документ, Ремонт скважины, Самостоятельное структурное подразделение (ССП), Чистая приведенная стоимость (NPV).*

2.2. РОЛИ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ

В настоящих Типовых требованиях используются роли Корпоративного глоссария: *Геологическая служба Общества Группы, Завод-изготовитель, Испытательная лаборатория/Испытательный центр, Подрядная организация (Подрядчик), Поставщик.*

2.3. ТЕРМИНЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ НАСТОЯЩЕГО ДОКУМЕНТА

ИСПОЛНИТЕЛЬ РЕМОНТНО- ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ	– организация, оказывающая комплекс нефтепромысловых услуг в области ремонтно-изоляционных работ.
КОМПАНИЯ	– группа юридических лиц различных организационно-правовых форм, включая ПАО «НК «Роснефть», в отношении которых последнее прямо и (или) косвенно выступает в качестве основного или преобладающего (участвующего) общества.
КОРПОРАТИВНЫЙ НАУЧНО- ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ	– Общество Группы, осуществляющее деятельность по научно-исследовательским и опытно-конструкторским работам, проектированию, инженерным изысканиям, проведению лабораторных испытаний и предоставлению инжиниринговых услуг.
СУПЕРВАЙЗЕР	– работник, являющийся полномочным представителем Заказчика и осуществляющий в его интересах супервайзинг на объекте выполнения работ.
ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СЛУЖБА ОБЩЕСТВА ГРУППЫ	– самостоятельное структурное подразделение Общества Группы, ответственное за выполнение технологических работ, осуществляющее функции по контролю за соблюдением норм и параметров: применяемых технологий, технологических процессов и режимов, технической документации, используемого оборудования, материалов и качества продукции.

2.4. СОКРАЩЕНИЯ

ВБС	– временно блокирующий состав.
ВНС	– водонабухающий состав.
ВС	– вертикальная скважина.
ВУС	– вязкоупругий состав.
ГИС	– геофизические исследования скважин.
ГНВП	– газонефтеводопроявление.
ГНКТ	– гибкая насосно-компрессорная труба.
ГНО	– глубинно-насосное оборудование.
ГОС	– гелеобразующий состав.
ГРП	– гидравлический разрыв пласта.
ГС	– горизонтальная скважина.
ГТУ	– геолого-технические условия.
ЗКЦ	– заколонная циркуляция жидкости.
ИЛИИЦ	– Испытательная лаборатория/Испытательный центр.
ИМ	– изолирующая масса.
КОС	– кремнийорганический состав.
КРС	– капитальный ремонт скважин.
ЛИ	– лабораторные испытания.
МПВ	– модель пластовой воды.
МФП	– модификатор фазовой проницаемости.
НКТ	– насосно-компрессорная труба.
ОВП	– ограничение водопритока.
ОЗЦ	– ожидание затвердевания цемента.
ООС	– осадкообразующий состав.
ОПЗ	– обработка призабойной зоны.
ОПИ	– опытно-промышленные испытания.

ПАА	– полиакриламид.
ПАВ	– поверхностно-активное вещество.
ПДВ	– попутно-добываемая вода.
ПЗП	– призабойная зона пласта.
РИР	– ремонтно-изоляционные работы.
РФ	– Российская Федерация.
СКЦ	– станция контроля цементирования.
ТМ	– тампонажный материал.
ТС	– тампонажный состав.
ТУ	– технические условия.
УДР	– установка дозирования реагентов.
УКП	– устройство контроля притока.
УНЭК	– устранение негерметичности эксплуатационной колонны.
ФОС	– фактор остаточного сопротивления.
ХОС	– хлорорганические соединения.
ХР	– химический реагент.
ЩСПК	– щелочной сток производства капролактама.
ЭК	– эксплуатационная колонна.

3. УЧАСТНИКИ БИЗНЕС-ПРОЦЕССА

3.1. В выполнении операций, указанных в настоящих Типовых требованиях, участвуют:

- Технологическая служба ОГ;
- Геологическая служба ОГ;
- Супервайзер;
- Исполнитель РИР;
- ИЛ/ИЦ.

4. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

4.1. РИР включают:

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

4.2. Под процессом применения технологий РИР подразумевается вся совокупность связанных подпроцессов: планирование, проведение и анализ эффективности РИР.

5. ВИДЫ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ

5.1. Классификация видов РИР утверждена в Руководящем документе РД 153-39.0-088-01 «Классификатор ремонтных работ в скважинах».

5.2. Критерии достижения цели РИР приведены в Таблице 1.

Таблица 1
Критерии достижения цели РИР

ВИД РИР	КРИТЕРИИ ДОСТИЖЕНИЯ ЦЕЛИ
Отключение отдельных интервалов и пропластков объекта эксплуатации ¹	Выполнение запланированного объема работ.* Прекращение притока флюидов из интервала РИР. Прекращение или снижение обводненности продукции (или газового фактора). Достижение цели РИР, подтвержденное ГИС
Отключение отдельных пластов	Выполнение запланированного объема работ.* Отсутствие приемистости или притока в (из) отключенном(ого) пласте(а)
Восстановление герметичности цементного кольца	Достижение цели РИР, подтвержденное ГИС. Прекращение или снижение обводненности продукции (или газового фактора), межпластового перетока флюидов при сокращении или увеличении дебита нефти (газа)
Наращивание цементного кольца за ЭК, промежуточной колонной, кондуктором	Отсутствие ГНВП на поверхности и подтверждение наращивания цементного кольца в необходимом интервале ГИС
УНЭК тампонированием, установкой пластыря или доворотом	Герметичность ЭК при опрессовке
УНЭК спуском дополнительной обсадной колонны меньшего диаметра	Герметичность ЭК при опрессовке. Достижение цели РИР, подтвержденное ГИС
УНЭК частичной сменой ЭК	Герметичность ЭК при опрессовке. Прохождение шаблона до проектной глубины

Примечание: * – для целей настоящих Типовых требований под выполнением запланированного объема работ подразумевается выполнение всех операций согласно технологическому плану на проведение РИР с учетом обратной промывки и срезки (при необходимости) без задержек или остановок более чем на 2 часа с достижением давления «СТОП» (если требовалось по технологическому плану на проведение РИР).

¹ Продуктивный пласт, часть пласта или группа пластов, выделенных для разработки самостоятельной сеткой скважин.

6. ПЛАНИРОВАНИЕ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ

6.1. При планировании РИР выполняют следующие работы:

- выбор скважин-кандидатов для проведения РИР;
- определение причины обводнения скважин и (или) прорыва газа в скважины;
- установление целей и задач работ;
- изучение ГТУ, опыта работ в подобных условиях;
- выявление возможных рисков;
- определение наиболее важных этапов работ, нуждающихся в наиболее тщательной подготовке;
- изучение всех возможных вариантов выполнения работ для достижения цели;
- выявление оптимального варианта выполнения работ.

6.2. Выбор скважин-кандидатов для проведения РИР производят совместно Геологическая служба ОГ и Технологическая служба ОГ на основе анализа следующих данных:

- геолого-технические характеристики скважин (данные ГИС, индикаторных исследований);
- динамика дебита углеводородов и воды с момента начала эксплуатации скважины;
- описание проведенных работ на скважине и их результаты;
- наличие в разрезе скважин водоносных (газоносных) пластов и их расположение по отношению к продуктивному пласту;
- расположение скважины-кандидата в залежи по отношению к внешнему и внутреннему контурам нефтегазоносности, нагнетательным скважинам;
- начальное и текущее положение водонефтяного (газонефтяного, газоводяного) контакта;
- степень выработанности запасов углеводородов;
- физико-химические свойства ПДВ²;
- особенности конструкции скважины;
- характеристика насыщенности продуктивного пласта по толщине, его литологическая характеристика и строение.

6.3. При планировании РИР Технологическая служба ОГ изучает и анализирует все геолого-технические данные, в том числе:

- целевой интервал обработки;
- допустимое давление на пласт (давление ГРП);
- температуру в пластовых условиях;
- данные по профилю (инклинометрии) скважины;
- результаты ГИС (заключение об источнике обводнения и возможных интервалах перетока, качестве цемента за ЭК, толщине стенки ЭК, профиль притока и (или) профиль приемистости и др.);
- данные по дебиту, обводнённости, газовому фактору продукции скважины;
- данные по остаточным запасам;
- свойства жидкости глушения;

² Вода, добываемая из продуктивного пласта совместно с нефтью или газом.

- данные по техническому состоянию обсадной колонны и устьевого оборудования скважины;
- потенциально возможные зоны поглощения или минимальной приёмистости;
- ранее проведённые ремонтные работы по скважине;
- влияние системы поддержания пластового давления.

6.4. На основе анализа геолого-технических данных Технологическая служба ОГ выбирает наиболее эффективную стратегию РИР с учётом затрат, сохранения дебита скважины при соблюдении требований промышленной безопасности.

6.5. Выбранная стратегия должна включать выбор типа необходимого оборудования (мостовые пробки, извлекаемые пакеры, пакеры-ретенеры и т.д.), материалов, включая: ТС, буферные жидкости, жидкости для глушения и определения приемистости пласта.

6.6. При выборе стратегии РИР рекомендуется руководствоваться матрицами выбора технологии РИР, представленными в разделе 7 настоящих Типовых требований.

6.7. Уточнение технологии РИР возможно на основе:

- опыта аналогичных РИР и результатов лабораторного тестирования по оценке возможности применения технологии в конкретных ГТУ;
- расчета и сравнения эффективности каждой технологии с применением математической модели в соответствии с разделом 4 [Приложения 3](#) настоящих Типовых требований.

Окончательный выбор скважин-кандидатов и стратегии РИР должен производиться с учетом оценки экономической эффективности планируемых РИР (подраздел 14.3 настоящих Типовых требований).

6.8. До проведения РИР Технологическая служба ОГ должна обеспечить разработку технологического плана на проведение РИР³, который является дополнительным к плану на КРС. Порядок разработки и условия согласования технологического плана на проведение РИР устанавливаются Заказчиком в распорядительных документах ОГ и (или) в договоре с Исполнителем РИР. Технологический план на проведение РИР должен содержать сведения, предусмотренные п. 1201 федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534, а также следующую информацию:

- цель проведения РИР;
- рецептуру ТС;
- требуемый расход ТС и других материалов;
- допустимое давление на пласт, ЭК и наземное оборудование;
- схемы расстановки спецтехники и обвязки устья скважины;
- подробную последовательность выполнения работ;
- действия персонала в случае внештатных ситуаций.

Заказчиком является ОГ, в интересах которого выполняются РИР.

6.9. Технологический план на проведение РИР должен содержать план мероприятий на случай внештатной ситуации, в котором отражаются наиболее часто встречающиеся внештатные ситуации и риски.

Пример: недостижение планового давления. Решением в данном случае может быть:

³ Документ, содержащий описание основных технологических параметров и последовательности проведения операций РИР в скважине, согласованный и утвержденный в установленном порядке.

- *закачка ТС в пласт с избыточным объемом продавки и с последующим проведением повторных РИР;*
- *оставление ТС частично в зоне перфорации и стволе скважины с целью изоляции перфорационных отверстий.*

6.10. План мероприятий должен включать в себя порядок действий при следующих ситуациях (но не ограничиваться):

- недостижение планового давления после закачки запланированного объема ТС;
- достижение максимального давления до закачки запланированного объема ТС;
- превышение давления ГРП при закачке ТС;
- разгерметизация пакера;
- невозможность спуска в запланированный интервал технического средства для РИР («затяжки», преждевременные «посадки» и т.п.);
- возникновение ГНВП в процессе РИР и ОЗЦ.

6.11. Цель РИР не может быть достигнута, если при планировании РИР не учтены следующие обстоятельства:

- смешивание ТС с другими жидкостями во время закачки;
- загрязнение перфорационных отверстий твердыми частицами (по сравнению с моментом начала эксплуатации скважины в ходе последующего глушения скважины, КРС или подготовительных работ);
- низкое качество лабораторного анализа и подбора рецептуры ТС;
- низкое качество анализа возможных проблем во время определения приёмистости пласта;
- отсутствие контроля над процессом формирования фильтрационной корки;
- незапланированный ГРП;
- создание депрессии ранее установленного срока до полного отверждения ТС;
- прихват пакера или воронки по причине попадания ТС в надпакерное пространство через вышележащие перфорационные отверстия, заколонное пространство, ввиду негерметичности пакера или НКТ.

6.12. Форма технологического плана на проведение РИР представлена в пункте 2 Таблицы 15 [Приложения 1](#) настоящих Типовых требований. Формы, схемы и шаблоны, указанные в Таблице 15, размещены на ИР «НО».

6.13. Технологическая служба ОГ должна обеспечить наличие следующих приложений к технологическому плану на проведение РИР:

- протокол лабораторного тестирования ТС;
- результат расчета максимально допустимого давления закачки для исключения риска ГРП;
- режимно-технологическая карта⁴.

6.14. Программа для расчета максимально допустимого давления закачки для исключения риска ГРП представлена в пункте 6 Таблицы 15 [Приложения 1](#) настоящих Типовых требований.

6.15. Приоритетность в вопросах промышленной безопасности при планировании и производстве РИР в порядке значимости должна быть расставлена всеми сторонами

⁴ Документ, разрабатываемый Исполнителем РИР, определяющий алгоритм и хронологию проведения каждого вида РИР с учетом нормы времени, затрачиваемого на конкретную технологическую операцию.

(Технологическая служба ОГ, Супервайзер, Исполнитель РИР, Подрядчик по КРС) в рамках выполняемых ими операций следующим образом:

- персонал;
- окружающая среда;
- оборудование;
- сохранение коллекторских свойств пласта;
- обеспечение планируемого результата РИР.

7. ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ И ПОДБОР ДИЗАЙНА РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ

Технологическая служба ОГ является ответственной за выбор технологий и подбор дизайна РИР.

7.1. ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ ПО ИЗОЛЯЦИИ ПЛАСТА

7.1.1. Отключение пласта представляет собой операцию по ликвидации гидродинамической связи между скважиной и обводнившимся пластом, при этом закачка изоляционного материала происходит только в один пласт, водонасыщенный. Изоляцию следует проводить отверждающимися составами. Если есть необходимость уменьшить риски поглощения перед их закачкой, а также снизить перепад давления на смоляной или цементный камень после РИР сначала закачивают ВУС⁵, ГОС⁶ или иной неотверждающийся состав, а затем производят его докрепление. Технология РИР выбирается с учетом матрицы, представленной на Рисунке 1.

7.1.2. Требования к подбору дизайна РИР по изоляции пласта в нефтяных скважинах⁷ с использованием математической модели установлены в подразделе 4.1 [Приложения 3](#) настоящих Типовых требований.

⁵ Полимерсодержащие системы со сшивателем, принцип действия которых основан на образовании вязкоупругой ИМ за счет сшивки полимерных макромолекул.

⁶ Алюмосиликатные, силикатные и кремнийорганические соединения, принцип действия которых основан на образовании хрупкой ИМ за счет химического взаимодействия компонентов состава.

⁷ Скважина, предназначенная для добычи нефтесодержащей продукции.

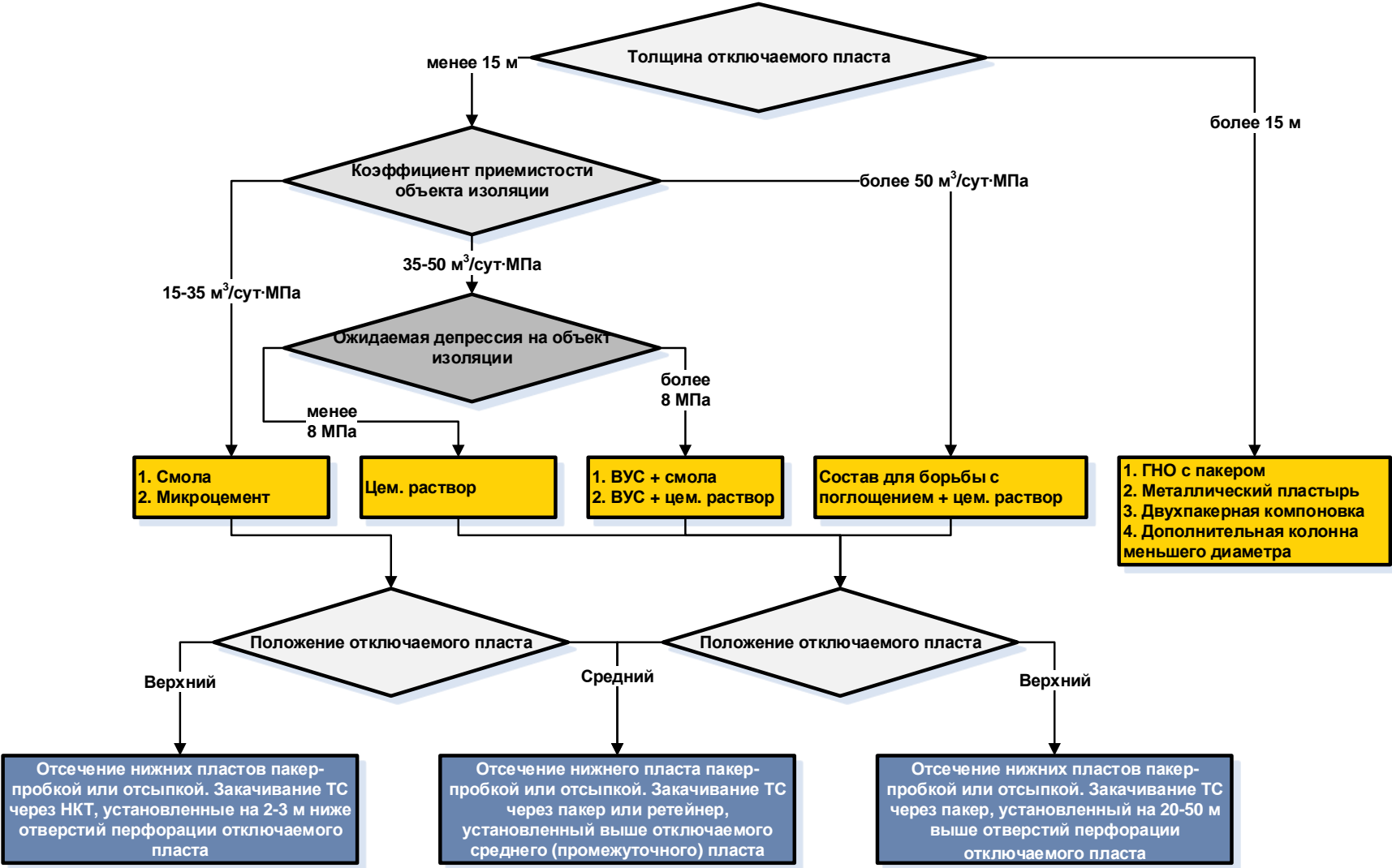


Рис. 1 Матрица выбора технологии РИР по отключению пластов

7.2. ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ ПО СЕЛЕКТИВНОЙ ИЗОЛЯЦИИ ОБВОДНИВШИХСЯ ПРОПЛАСТКОВ

7.2.1. Под селективной изоляцией понимается изоляция отдельных обводнившихся интервалов пласта, гидродинамически связанных со скважиной, без потери продуктивности нефтенасыщенных (газонасыщенных) интервалов. Для обеспечения успешного проведения работ должны быть применены ВУС, ГОС и иные составы, которые образуют экран, снижающий проницаемость призабойной зоны. Необходимо добиваться такого распределения экранов по пропласткам, при котором состав устойчив в водонасыщенных интервалах и со временем выносится из продуктивных. Селективную изоляцию также можно производить отверждающимися составами – смолами или цементами с повышенной проникающей способностью. При этом радиус водоизоляционных экранов в нефтенасыщенных (газонасыщенных) участках пласта не должен превышать глубины каналов последующей перфорации. Технология РИР выбирается с учетом матрицы, представленной на Рисунке 2.

7.2.2. Требования к подбору дизайна РИР по селективной изоляции обводнившихся пропластков в нефтяных скважинах с использованием математической модели установлены в подразделе 4.2 [Приложения 3](#) настоящих Типовых требований.

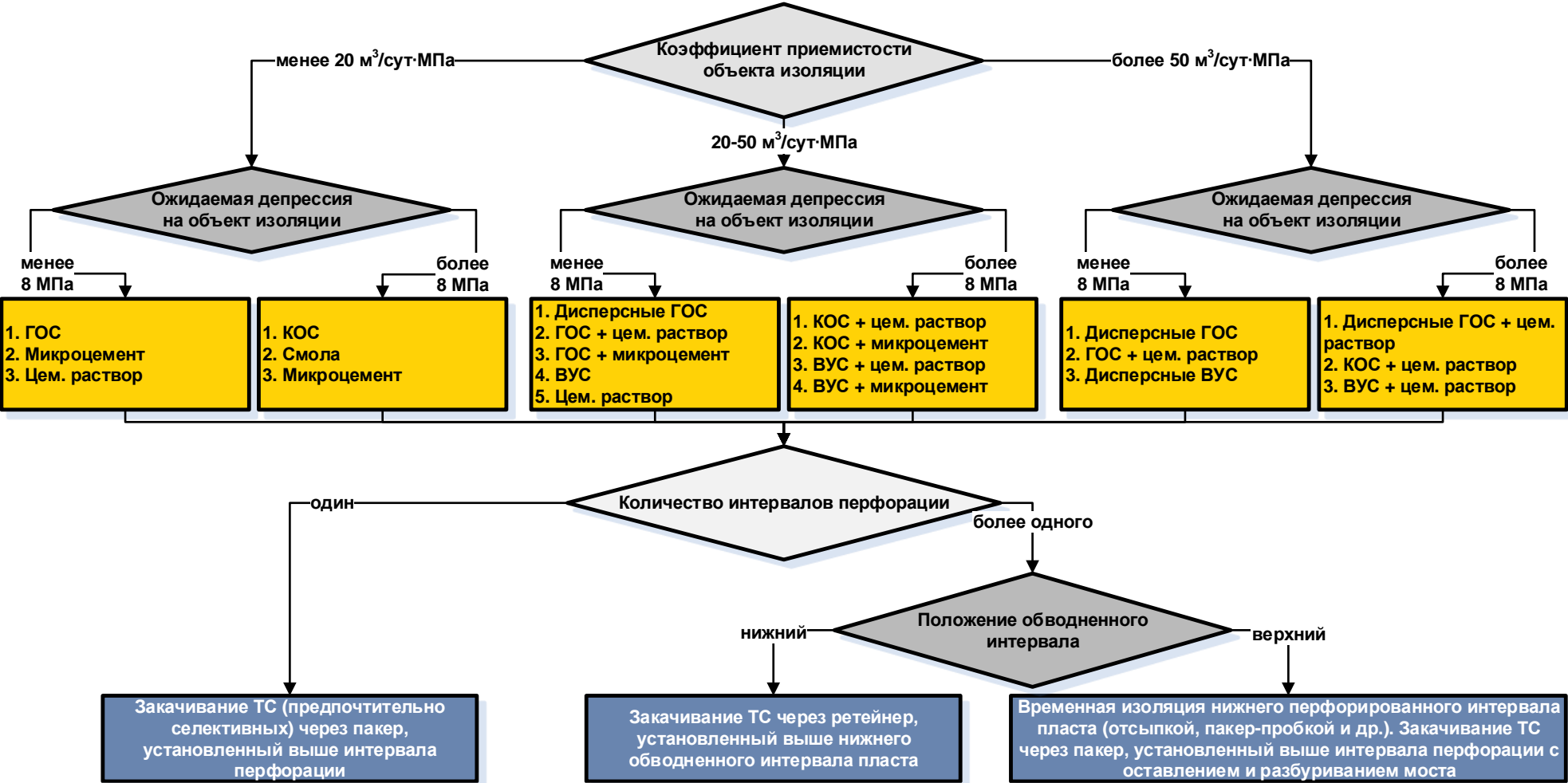


Рис. 2 Матрица выбора технологий РИР по отключению обводненных интервалов пласта

7.3. ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ ПО ЛИКВИДАЦИИ ЗАКОЛОННОЙ ЦИРКУЛЯЦИИ ЖИДКОСТИ (ГАЗА)

7.3.1. Ликвидацию ЗКЦ⁸ жидкости (газа) необходимо проводить цементом, смолами и другими отверждающимися составами. Для снижения приемистости интервала изоляции, повышения устойчивости экранов из смолы или цемента, а также для дополнительной изоляции водопритока (газопритока) необходимо использовать ВУС и ГОС, которые закачиваются в водонасыщенный (газонасыщенный) пласт.

7.3.2. Существуют различные технологии закачки составов при ликвидации ЗКЦ:

- закачка ТС через существующий интервал перфорации. В этом случае ТС попадают и в водонасыщенный (газонасыщенный), и в продуктивный пласт, при этом селективность обработки остается низкой;
- изоляция существующего интервала перфорации цементом и закачка ТС через новый интервал перфорации (спецотверстия) в водонасыщенном (газонасыщенном) пласте. Если во время цементирования существующего интервала перфорации часть раствора попадет в трещину в цементном кольце и заизолирует ее, то закачка ТС в водонасыщенный (газонасыщенный) пласт создаст экран только в нем. Если герметизация трещины при цементировании перфорационных отверстий не происходит, то формирование экранов будет происходить в обоих пластах. При этом селективность обработки возрастает, вместе с тем при создании спецотверстий повреждается ЭК, что может привести к дополнительному растрескиванию цементного кольца.

Технология РИР выбирается с учетом матрицы, представленной на Рисунке 3.

7.3.3. Требования к подбору дизайна РИР по ликвидации ЗКЦ жидкости в нефтяных скважинах с использованием математической модели установлены в подразделе 4.3 [Приложения 3](#) настоящих Типовых требований.

⁸ Движение жидкости или газа по негерметичности в цементном кольце в заколонном пространстве между пластами.

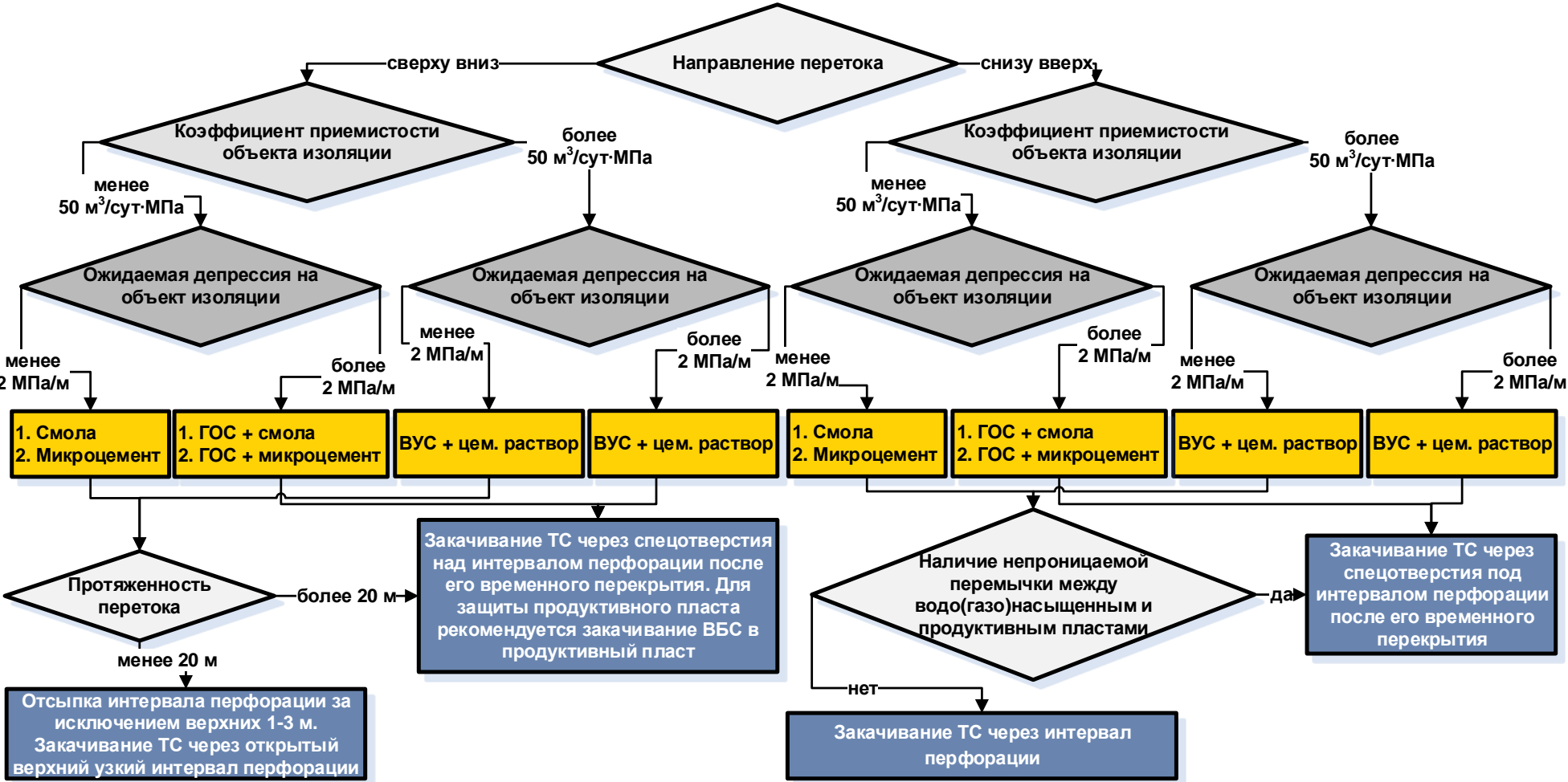


Рис. 3 Матрица выбора технологий РИР по ликвидации ЗКЦ жидкости (газа)

7.4. ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ ПО УСТРАНЕНИЮ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ

7.4.1. Существует три типа негерметичности ЭК⁹:

- одиночное повреждение ЭК;
- множественные повреждения ЭК в протяженном (более 20 м) интервале водонасыщенного (газонасыщенного) пласта;
- изолированная трещина, распространенная на протяженный (более 20 м) интервал водонасыщенного (газонасыщенного) пласта вдоль образующей ЭК.

Технология РИР выбирается с учетом матрицы, представленной на Рисунке 4.

7.4.2. Требования к подбору дизайна РИР по УНЭК в нефтяных скважинах с использованием математической модели установлены в подразделе 4.4 [Приложения 3](#) настоящих Типовых требований.

⁹ Технический дефект в металле или резьбовых соединениях ЭК.

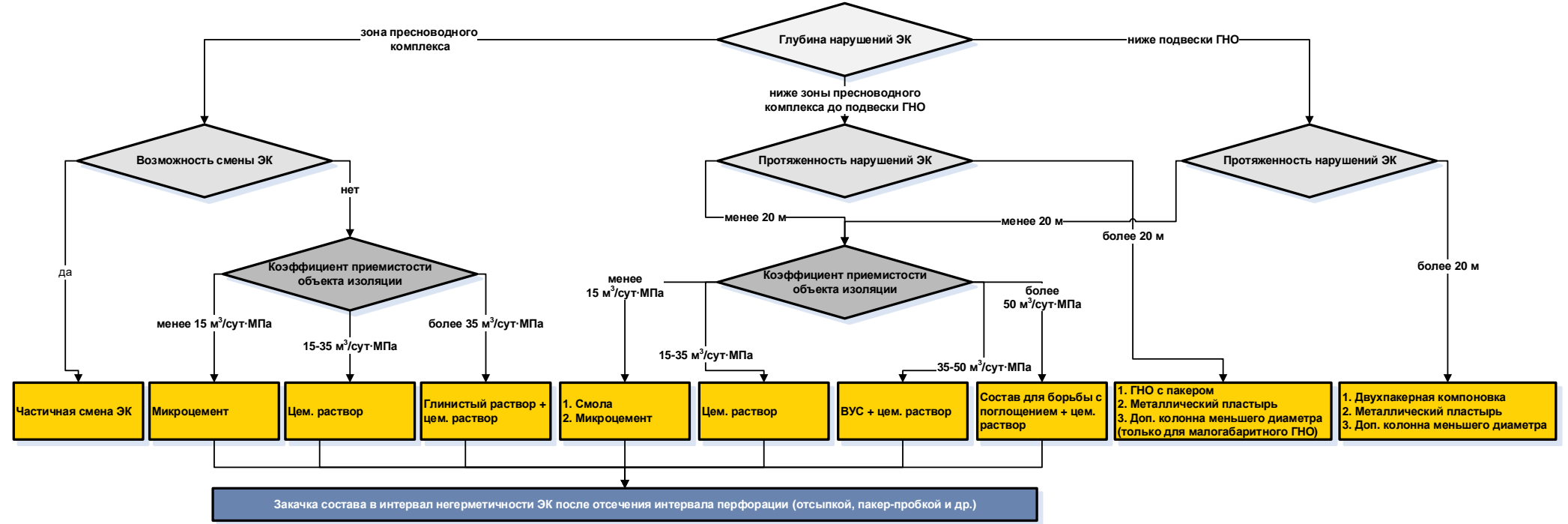


Рис. 4 Матрица выбора технологии УНЭК

7.5. ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ ПО ОГРАНИЧЕНИЮ ВОДОГАЗОПРИТОКА ПО СТВОЛУ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

7.5.1. Ограничение водогазопритока¹⁰ проводится в следующих случаях:

- при пересечении обводненных газонасыщенных пропластков на участке; горизонтального ствола;
- при прорыве воды или газа;
- при конусо- и гребнеобразовании (в монолитных участках).

7.5.2. Методы ограничения водогазопритока в ГС подразделяются на три основные группы:

- механические методы;
- химические методы;
- комбинированные методы.

7.5.3. Схемы установки изолирующей компоновки в стволе скважины (Рисунок 5):

- схема «Т1» – изоляция и (или) шунтирование притока с помощью компоновки, один пакер которой устанавливается в ЭК, а второй – в хвостовик¹¹ в горизонтальном стволе. Может подразделяться (в зависимости от компоновки) на «Т1-глухие» (в компоновке только глухие трубы – полная изоляция), «Т1-фильтр» (в компоновку дополнительно включены фильтры), «Т1-УКП» (в компоновку дополнительно включены УКП);
- схема «Т2» – изоляция притока с помощью компоновки, полностью установленной в горизонтальном стволе;
- схема «Т3» – изоляция притока с помощью пробки, перекрывающей сечение горизонтального ствола. Может подразделяться на «Т3-мостовая пробка», «Т3-надувная пробка» (мостовая пробка надувного действия), «Т3-набухающая пробка» (мостовая пробка набухающего действия), «Т3-ретенер» (мостовая пробка с заливочным клапаном, позволяющим закачивать изолирующие составы под пробку), «Т3-надувной ретенер» (ретенер надувного действия).

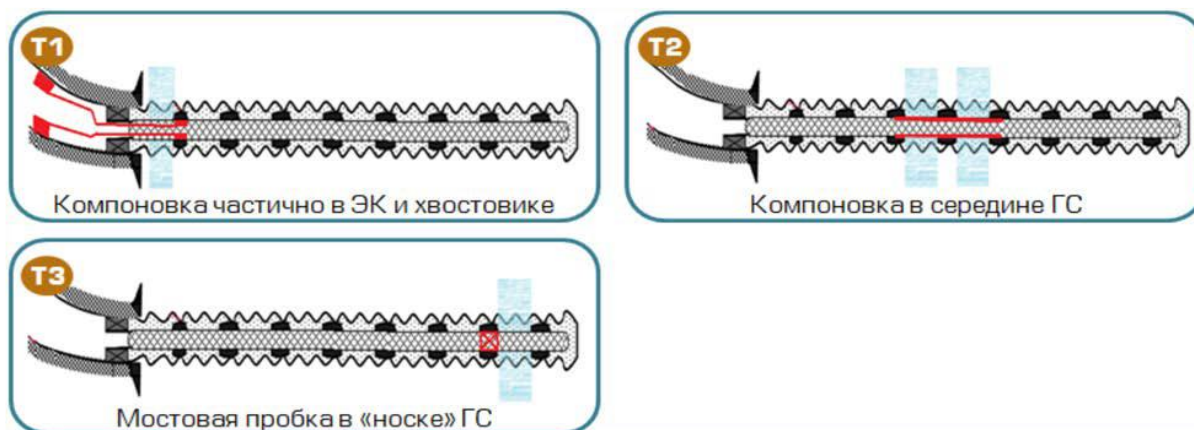


Рис. 5 Технологии механической изоляции притока воды и газа в ГС

7.5.4. Схемы закачки изолирующих составов (Рисунок 6):

¹⁰ Повышение эффективности добычи нефти (или газа) за счет ограничения объема добычи попутного нефтяного газа, либо ПДВ из нефтяных (или ПДВ из газовых) скважин.

¹¹ Колонна обсадных труб, предназначенная для заканчивания ГС, боковых стволов с перекрытием части обсадной колонны скважины, из которой пробурена горизонтальная секция.

- схема «X1» – закачка изолирующего состава без разобщения зон горизонтального ствола. Реализация данной схемы закачки в протяженных горизонтальных стволах требует значительного увеличения объема состава и проведения дополнительных операций по очистке ствола скважины от состава после обработки;
- схема «X2» – закачка изолирующего состава направленно в целевую зону горизонтального ствола с использованием внутриколонных пакеров;
- схема «X3» – закачка изолирующего состава направленно в целевую зону горизонтального ствола с использованием «жидкого пакера» (ВБС). Для данной схемы изоляции характерно применение изолирующих составов совместно со специальными вспомогательными жидкостями, называемыми «жидкими пакерами», которые, защищая продуктивный интервал от попадания в него изолирующих составов, способствуют закачке состава непосредственно в зону прорыва воды (газа). В большинстве случаев применения технология не является успешной.

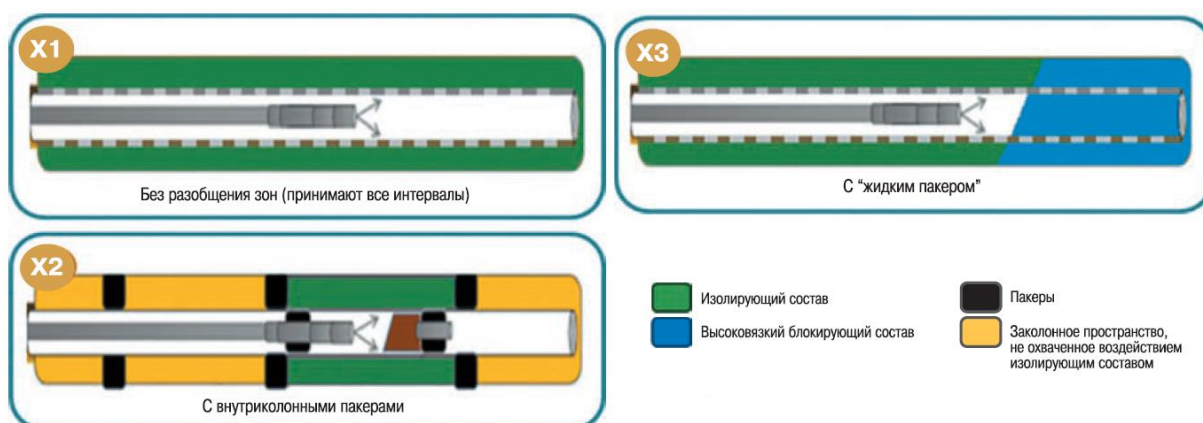


Рис. 6 Технологии химической изоляции притока воды и газа в ГС

7.5.5. Рекомендуемая матрица выбора методов ограничения водогазопритока в ГС в зависимости от типа коллектора, способа заканчивания скважины и изолируемого флюида установлена в Таблице 2.

Таблица 2
 Матрица выбора методов ограничения водогазопритока в ГС

ТИП ЗАКАНЧИВАНИЯ	ТЕРРИГЕННЫЙ КОЛЛЕКТОР		КАРБОНАТНЫЙ КОЛЛЕКТОР	
	ИЗОЛИРУЕМЫЙ ФЛЮИД – ВОДА	ИЗОЛИРУЕМЫЙ ФЛЮИД – ГАЗ	ИЗОЛИРУЕМЫЙ ФЛЮИД – ВОДА	ИЗОЛИРУЕМЫЙ ФЛЮИД – ГАЗ
Открытый ствол	«Т1-глухие + X2» «Т2» «X2», «X3» (ВУС)	«Т1-глухие + X2» «Т2»	«Т1-фильтр» «Т1-УКП» «Т1-глухие + X2» «Т2» «Т3-набухающая пробка» «Т3-надувная пробка» «Т3-ретенер + цементный раствор» «X2» (ВУС)	«Т1-фильтр» «Т1-УКП» «Т1-глухие + X2» «Т2» «X2» (ВУС)
Хвостовик без заколонных пакеров	«X1» (ВУС) «Т1-УКП» «Т3-мостовая пробка + изоляция нашлапка»	-	«X1» (ВУС) «Т1-УКП»	«X2» (ВУС)
Хвостовик с заколонными пакерами	«Т2 + X2» «Т3-мостовая пробка» «Т3-ретенер + X2»	«Т2 + X2»	«Т1-фильтр» «Т1-глухие» «Т2» «X2» (ВУС) «Т3-мостовая пробка»	«X2» (ВУС)

ТИП ЗАКАНЧИВАНИЯ	ТЕРРИГЕННЫЙ КОЛЛЕКТОР		КАРБОНАТНЫЙ КОЛЛЕКТОР	
	ИЗОЛИРУЕМЫЙ ФЛЮИД – ВОДА	ИЗОЛИРУЕМЫЙ ФЛЮИД – ГАЗ	ИЗОЛИРУЕМЫЙ ФЛЮИД – ВОДА	ИЗОЛИРУЕМЫЙ ФЛЮИД – ГАЗ
			«Т3-ретенер + цементный раствор» «Т3-надувной ретенер + Х2»	
Хвостовик с УКП	«Т2» «Т3-надувная пробка»	«Т1-глухие» «Т2» «Х2» (КОС)	«Т2» «Т3-надувной ретенер + Х2»	«Т1-глухие»
Цементируемый хвостовик	«Т2» «Т3-мостовая пробка» «Х2» (ВУС)	«Т2» «Х2» (КОС)	«Т1-глухие» «Т2» «Т3-надувной ретенер»	«Х2» (ВУС) «Т3-надувная пробка + цементный раствор»

7.5.6. Алгоритм выбора технологий РИР при обводнении скважин с незацементированным хвостовиком без заколонных пакеров в терригенных коллекторах представлен на Рисунках 7-8. Карточки технологий РИР приведены в [Приложении 4](#).

7.5.7. Требования к подбору дизайна РИР по изоляции водопритока по стволу ГС¹² с использованием математической модели установлены в подразделе 4.5 [Приложения 3](#) настоящих Типовых требований (для закачивания состава с интервала набора кривизны) и подразделе 4.6 [Приложения 3](#) настоящих Типовых требований (для закачивания состава с забоя скважины).

¹² Скважина, пробуренная по простиранию продуктивного пласта-коллектора. В продуктивных пластах, расположенных горизонтально, ствол ГС располагается под углом 90 градусов.

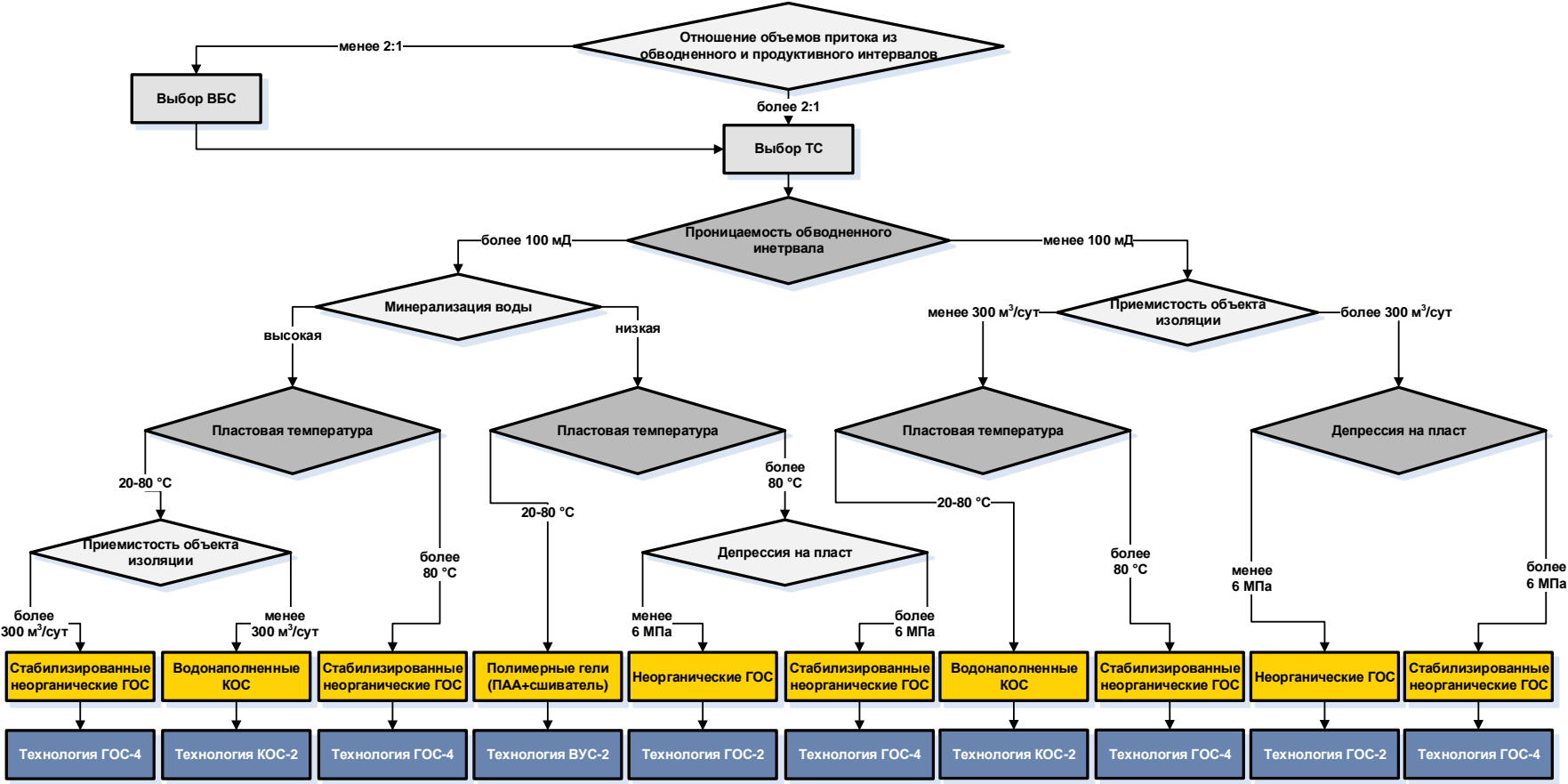


Рис. 7 Матрица применения технологий РИР при обводнении горизонтального ствола в терригенных коллекторах подошвенной водой

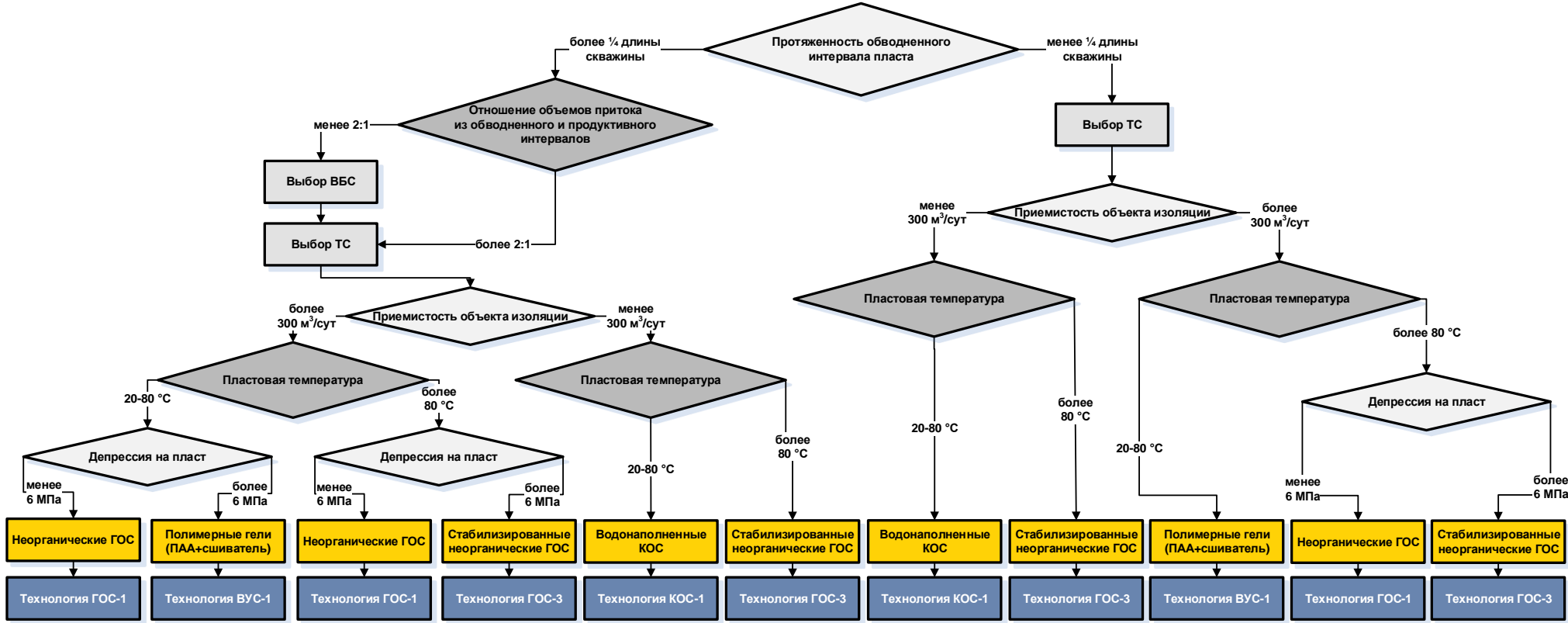


Рис. 8 Матрица выбора технологий РИР при обводнении горизонтального ствола в терригенных коллекторах нагнетаемой водой

8. ТРЕБОВАНИЯ К ОТДЕЛЬНЫМ ВИДАМ РАБОТ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ

Ответственность за контроль соблюдения Исполнителем РИР требований к отдельным видам работ, установленных настоящими Типовыми требованиями, возложена на Технологическую службу ОГ.

8.1. УСТАНОВКА ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ

8.1.1. Установка цементного моста в стволе скважины производится путем закачки цементного раствора на уравнивание в плановый интервал через НКТ с последующим поднятием колонны НКТ из интервала закачанного цемента до верхнего планируемого интервала установки цементного моста, далее производится срезка остатков цементного раствора обратной промывкой не менее двух внутренних объемов НКТ и подъем колонны НКТ в безопасную зону (ориентировочно на 150-200 м).

8.1.2. Не допускается установка цементных мостов в скважинах с избыточным давлением и в скважинах с неоднородной по плотности жидкостью в стволе на разных глубинах.

8.1.3. В наклонно-направленных скважинах, а также поглощающих скважинах для разобщения ствола скважины целесообразно использовать разбурываемую (извлекаемую) пакер-пробку или устанавливать цементный мост с опорой на разбурываемую пакер-пробку.

8.1.4. Для установки мостов в поглощающих скважинах перо-воронка устанавливается выше интервала поглощения, производится расчетная продавка цементного раствора до башмака НКТ и последующий подъем НКТ на безопасную глубину без срезки. Далее производится обратная промывка не менее двух внутренних объемов НКТ. В случае необходимости установки моста ниже интервала поглощения производится расчетная продавка цементного раствора до башмака НКТ с одновременной непрерывной закачкой жидкости глушения в затрубное пространство и последующий подъем НКТ на безопасную глубину без срезки.

8.1.5. Цементные мосты, устанавливаемые с целью обеспечения разобщения зон или консервации скважины, должны обладать высокой изолирующей способностью для отсечения перетоков жидкости или газа. Эта характеристика отличает такие мосты от мостов, устанавливаемых при зарезке боковых стволов, где основной упор делается на механическую прочность моста.

8.2. ПРОВЕДЕНИЕ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ

8.2.1. РИР с использованием технических средств производят для УНЭК и (или) отключения пластов в следующих случаях:

- метод тампонирования не обеспечивает необходимой герметичности обсадной колонны;
- обсадная колонна имеет протяженный дефект и (или) несколько дефектов, устранение которых технически невозможно или экономически нецелесообразно.

8.2.2. Технические средства для РИР могут быть классифицированы по признаку уменьшения проходного сечения ЭК после их установки:

- технические средства, уменьшающие проходное сечение ЭК (дополнительная колонна меньшего диаметра, металлический расширяющийся пластырь, двухпакерная компоновка). Применение данных технических средств возможно, когда по условиям эксплуатации скважины допускается уменьшение проходного сечения ЭК;
- технические средства, не уменьшающие проходное сечение ЭК (ГНО с пакером).

8.2.3. При проведении РИР с использованием технических средств необходимо учитывать следующие эксплуатационные ограничения:

- отсутствие ЗКЦ в интервале установки технического средства;
- отсутствие в ЭК скважины сужений по внутреннему диаметру после разбуривания цементных мостов, пакеров и пр. в интервале установки технического средства;
- ограничение по минимальной толщине стенки ЭК в интервале установки технического средства;
- ограничение по зенитному углу и кривизне скважины.

8.2.4. При проведении работ с использованием технических средств ключевым мероприятием для обеспечения успешных РИР является подготовка ЭК. Данное мероприятие включает многократную проработку интервала установки райбером и гидроскребком, шаблонировку ЭК, а также промывку скважины. После подъема райбера необходимо замерить его диаметр. В случае уменьшения диаметра произвести замену райбера и повторить проработку ЭК.

8.2.5. В ходе подготовительных мероприятий также рекомендуется проводить исследование места установки технического средства микрокаверномером и электромагнитным дефектоскопом с целью определения внутреннего диаметра ЭК и толщины стенки ЭК (или иными методами дефектоскопии ЭК, обеспечивающими достижение той же цели).

8.3. УСТРАНЕНИЕ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ СПУСКОМ ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ МЕНЬШЕГО ДИАМЕТРА С ПОСЛЕДУЮЩИМ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕМ

8.3.1. При спуске безмуфтовой дополнительной обсадной колонны меньшего диаметра для УНЭК с последующим цементированием необходимо учитывать, что дополнительная колонна не оборудована центраторами, а максимальный межколонный зазор составляет, как правило, менее 25 мм. Такие работы характеризуются следующими особенностями:

- высокие потери давления в межколонном пространстве;
- опасность потери циркуляции во время проведения работ;
- высокий риск смешивания цементного раствора с другими жидкостями;
- необходимость строгого контроля параметров водоотдачи и соблюдение низких значений реологических параметров;
- небольшая толщина цемента в кольцевом пространстве и связанное с этим ухудшение прочности и долговечности;
- повышенный риск миграции газа по причине уменьшения гидростатического давления в процессе затвердевания цементного раствора в малых кольцевых зазорах;
- риск загрязнения продуктивного пласта (при спуске дополнительной колонны до забоя).

8.3.2. Подробная схема спускаемой в скважину компоновки дополнительной обсадной колонны меньшего диаметра должна быть отражена в технологическом плане на проведение РИР, а также в отчете о выполненной работе (раздел 13 настоящих Типовых требований). По окончании работ Технологическая служба ОГ на основании данной схемы вносит изменения в документацию по скважине.

8.3.3. В ходе лабораторного тестирования и подбора рецептуры цементного раствора необходимо учитывать требования, установленные в подразделе 12.2 настоящих Типовых требований.

8.3.4. Планирование работ по цементированию дополнительной обсадной колонны должно включать мероприятия, направленные на снижение приёмистости для предотвращения

поглощений раствора при РИР, начиная от спуска дополнительной обсадной колонны до полного выхода избыточного цементного раствора из скважины.

8.3.5. Необходимо контролировать данные о количестве закачанной и вышедшей на поверхность жидкости для контроля возможных поглощений. Наличие цемента на выходе не обязательно указывает на отсутствие поглощений, т.к. может быть следствием неравномерного движения и прорывов цементного раствора по кольцевому пространству. Контроль возможных поглощений должен начинаться с момента восстановления циркуляции после спуска обсадной колонны на забой и до окончания вымыва цемента из скважины.

8.3.6. При цементировании дополнительных обсадных колонн должно применяться специальное технологическое оборудование: цементируемые головки, продавочные пробки и обратные клапаны, разъединительные устройства гидравлического или механического типа для отсоединения дополнительных обсадных колонн.

8.3.7. При толщине цементного кольцевого пространства меньше чем 19 мм интерпретация отраженных акустических сигналов усложняется ввиду быстрого возвращения сигнала и интерференции отражений от породы, т.е. интерпретация данных акустической цементометрии может быть затруднена.

8.4. ЛИКВИДАЦИЯ ЗАКОЛОННОЙ ЦИРКУЛЯЦИИ ЖИДКОСТИ

8.4.1. Ликвидация ЗКЦ возможна через существующий интервал перфорации или через специальные отверстия в интервале перетока.

8.4.2. Во время планирования работ при наличии гидравлической связи между интервалом перфорации и специальными отверстиями необходимо предварительно промыть каналы перетока прокачиванием 2 м³ пресной воды. Для повышения качества очистки каналов перетока рекомендуется промывка пресной водой с добавкой 2 % гидроксида натрия (едкого натра). Применение пресной воды с добавкой гидроксида натрия возможно при условии совместимости с пластовой водой и жидкостью глушения.

8.4.3. Если до РИР была проведена кислотная обработка, то для исключения негативного влияния остатков кислоты на цементный раствор необходимо вымыть продукты реакции из ствола скважины, выполнив промывку в полуторакратном объеме скважины.

8.4.4. В процессе тампонажных работ необходимо минимизировать давление на ЭК за счёт закачки цементного раствора с минимально возможным расходом, учитывать гидростатическое давление при закачке (продавке) цементного раствора.

8.4.5. При низких показателях приемистости необходимо рассмотреть вопрос о применении составов на основе микроцементов, смол или магнезиальных цементов для более глубокого заполнения каналов тампонирующим материалом.

8.5. ДОПОДЪЁМ (ВОССТАНОВЛЕНИЕ) ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ ЗА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННОЙ

8.5.1. Для повышения качества работ необходима промывка заколонного пространства закачиванием промывочной жидкости.

8.5.2. Необходимо тампонажные работы проводить с использованием пакера или разбуриваемого пакера-ретейнера через специальные отверстия.

8.5.3. При проведении РИР в интервале кондуктора и промежуточных колонн необходимо не допускать превышения давления их опрессовки.

8.5.4. При расчёте объёмов иметь как минимум 30% запаса цементного раствора для выполнения работы.

8.6. ОГРАНИЧЕНИЕ ВОДОГАЗОПРИТОКА В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ

8.6.1. Возможные причины появления избыточной воды или газа в нефтяных скважинах:

- образование искусственных трещин (например, в процессе ГРП), пересекающих водогазоносный горизонт;
- прорыв воды или газа по высокопроницаемым пропласткам;
- подтягивание к интервалу перфорации подошвенной воды или газа из газовой шапки.

8.6.2. Определение причины роста обводненности или газового фактора и понимание физико-химических процессов в пласте являются необходимыми для применения наиболее эффективной технологии РИР.

8.6.3. Если ТС, используемые для ограничения водогазопритока в скважины, снижают проницаемость как водогазонасыщенных, так и нефтенасыщенных интервалов пласта, то необходимо принять меры предосторожности для предотвращения попадания их в эксплуатируемые или планируемые к разработке продуктивные пласты:

- использование пакера;
- установка пакер-пробки, пакера-ретейнера;
- установка временного моста с перекрытием нижних отверстий интервала перфорации с использованием песка (отсыпка забоя) или сшитого геля, не повреждающего пласт;
- одновременная закачка ТС через колонну НКТ и защитного состава, не повреждающего пласт, через затрубное пространство;
- комбинация вышеуказанных способов.

8.6.4. Особенности применения некоторых типов составов при проведении работ по ограничению водогазопритока представлены в п. 8.6.5-8.6.10 настоящих Типовых требований.

8.6.5. Силикатные ГОС с внешней активацией используются для изоляции притока минерализованной воды из пласта, а также в качестве состава для снижения приёмистости. При смешивании с любой жидкостью, содержащей многовалентные катионы (например, с минерализованной пластовой водой, раствором хлорида кальция, цементным раствором), образуется густой гель. Возможна закачка компонентов состава через разделительный буфер в несколько циклов: минерализованный раствор – буфер – силикатный состав – буфер.

8.6.6. Силикатные ГОС с внутренней активацией используются для долговременной изоляции водогазоносных горизонтов. В изолируемую зону закачивают низковязкий (порядка 1-2 мПа·с) раствор силиката натрия (жидкого стекла) и отвердителя. Путем правильного подбора отвердителя и концентрации компонентов можно регулировать время гелеобразования в интервале от нескольких минут до нескольких часов при температуре от 20 до 150 С.

8.6.7. ВУС используются для долговременной изоляции водогазоносных горизонтов. В изолируемую зону закачивают водный раствор полимера со сшивателем. Пролонгированное во времени «сшивание» приводит к формированию трехмерной структуры, выполняющей роль водогазоизоляционного экрана. Для создания эффективного барьера на пути проникновения воды или газа в скважину зачастую требуется размещение изоляционного экрана в радиусе 10 м и более от ствола скважины. Сшивка полимерной системы должна происходить после размещения изолирующего состава в целевом интервале.

Первая порция ВУС (~80%) должна обладать меньшей концентрацией по сравнению с остатком. Высококонцентрированный ВУС более эффективен для изоляции, но его применение может привести к снижению добычи нефти.

При необходимости минимизации фильтрации ВУС в матрицу породы необходимо выбирать полимер с очень большой молекулярной массой.

Необходимо тщательное растворение полимера в воде с постоянным перемешиванием в смесительной установке. Не допускается закачка ВУС с не полностью растворившимися частицами порошкообразного полимера.

8.6.8. МФП адсорбируются поверхностью породы, снижая проницаемость по воде в большей степени, чем по углеводородам. Обработки МФП могут производиться по «бесподходной» технологии путем закачки через затрубное пространство. Ограничения: эффективность в значительной степени зависит от проницаемости коллектора, неприменимы в трещиноватых коллекторах, имеют низкую эффективность для ОВП¹³ в нефтяных скважинах (потенциал применения в газовых скважинах выше).

8.6.9. Полимерные составы на углеводородной основе сохраняют исходное состояние до контакта с пластовой водой. После контакта с водой происходит формирование ИМ. Важным условием успешного применения любых составов данного типа является отсутствие воды в наземном оборудовании для приготовления и закачки состава, в противном случае существует вероятность преждевременного образования ИМ и вывода оборудования из строя. Перед применением состава всё оборудование необходимо промыть дизельным топливом или другим углеводородом без следов воды. При закачке состава в скважину необходимо использовать буферные жидкости на основе дизельного топлива или другого углеводорода.

8.6.10. Цементные растворы на углеводородной основе сохраняют низкую вязкость до контакта с пластовой водой по причине отсутствия реакции гидратации цемента. В обязательном порядке следует применять ПАВ, которые добавляются в цементный раствор на углеводородной основе для повышения его способности к поглощению воды, оптимизации пропорции смешивания углеводородной основы и цемента, понижения реологических параметров раствора и оптимизации характеристик цементного камня. Пропорции цемента и углеводородной основы, а также виды и количество ПАВ в растворе определяются на основе лабораторного анализа. В качестве углеводородной основы может применяться дизельное топливо. Нефть также может быть использована в качестве основы, вместе с тем в некоторых случаях ее использование затруднительно по причине особенностей состава, высокой вязкости или присутствия примеси воды.

8.7. УСТРАНЕНИЕ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ ТАМПОНИРОВАНИЕМ

8.7.1. При планировании и проведении РИР необходимо учитывать возможность образования новых отверстий (трещин) в ЭК.

8.7.2. При низких показателях приёместности интервала негерметичности ЭК рекомендуется использовать тампонирующие составы на основе микроцементов, смол, магнизиальных цементов без дренирования интервала.

8.8. ТАМПОНАЖНЫЕ РАБОТЫ В УСЛОВИЯХ ПОГЛОЩЕНИЯ

8.8.1. При первом цементатже целесообразно закачивать цементный раствор с тиксотропными свойствами, содержащий коагулирующие добавки (полипропиленовая фибра и др.). При повторном цементатже целесообразно применять цементный раствор с низкой водоотдачей (показателем фильтрации).

¹³ Работы по ОВП в работающем интервале продуктивного пласта путём блокирования водной фазы жидкости, поступающей из пласта.

8.8.2. Для тампонирования поглощающих интервалов допускается создание оторочки из составов на основе ПАА, жидкого стекла и др. (Рисунок 9). Допускается применение составов, формирующих в призабойной зоне пористый проницаемый экран для снижения приемистости и создания дополнительного каркаса перед цементированием.

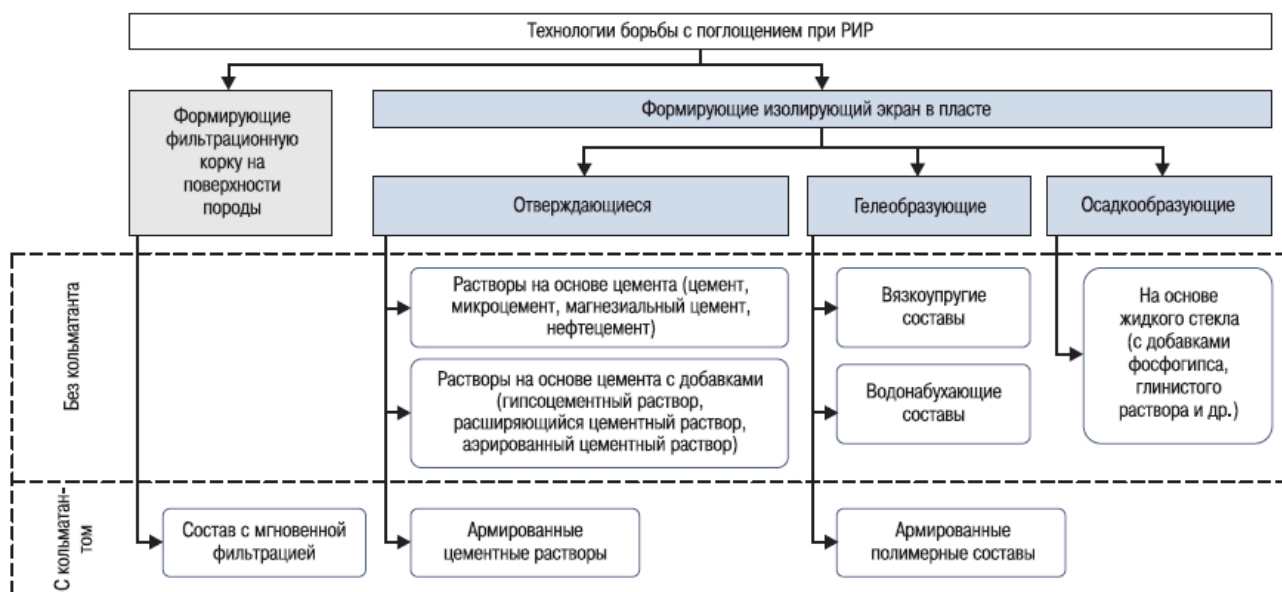


Рис. 9 Классификация технологий борьбы с поглощением при РИР

8.8.3. Технология применения наполнителей (кольматантов) заключается в закупоривании (кольматации) поровых каналов и трещин материалами, доставляемыми в зону поглощения технологическими жидкостями. Наполнители по качественной характеристике делятся на волокнистые (растительного, животного, минерального происхождения, а также синтетические материалы), пластинчатые (целлофан, слюда, шелуха, хлопковые семена и др. – для кольматации пластов крупнозернистого гравия и трещин размером до 2,5 мм) и зернистые (перлит, измельченная резина, кусочки пластмассы, ореховая скорлупа и др.). Наполнители при ликвидации поглощений могут применяться индивидуально при намыве в поглощающий пласт, а также добавляться в состав цементных растворов или ВУС для их армирования.

8.8.4. Возможны два механизма ликвидации поглощений с применением составов с мгновенной фильтрацией:

- формирование корки непосредственно составом;
- формирование фильтрационного экрана, на поверхность которого при проведении РИР устанавливается цементный раствор.

8.8.5. Технология закачивания различных тампонажных смесей в пласт заключается в изоляции поглощающих зон загустевающими или твердеющими составами. Составы для борьбы с поглощением, представляющие собой полидисперсные системы, различаются принципом действия (отверждающиеся, гелеобразующие, осадкообразующие и др.) или химической природой (на основе цементов, органических полимеров, глины и др.).

8.8.6. Армированные полимерные составы являются универсальным типом состава, который может быть использован как при низкой интенсивности поглощения (без добавки наполнителя), так и при средней и высокой (с увеличением концентрации наполнителя).

8.8.7. Закачивание кольматантов различной фракции при РИР сопряжено с определенными рисками прохождения дисперсных частиц в интервал поглощений через дефекты в ЭК, через перфорационные отверстия заданных размеров, через скважинный противопесочный фильтр. При обосновании применения технологии рекомендуется оценивать проникающую и

кольматирующую способность составов на тестере проницаемости с использованием щелевых дисков.

9. ТРЕБОВАНИЯ К ОБОРУДОВАНИЮ И ПЕРСОНАЛУ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ

Ответственность за контроль соблюдения Исполнителем РИР требований к оборудованию и персоналу, установленных настоящими Типовыми требованиями, возложена на Технологическую службу ОГ.

9.1. Складские и производственные помещения должны соответствовать требованиям, регламентирующим условия хранения применяемых ХР, составов и указанным в паспортах безопасности, ТУ, ГОСТ на применяемые ХР, составы.

9.2. ИЛ/ИЦ для тестирования применяемых ТС, ХР и материалов на соответствие скважинным условиям должна соответствовать требованиям Межгосударственного стандарта ГОСТ ISO/IEC 17025-2019 «Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий».

В ИЛ/ИЦ должны быть:

- паспорта безопасности материалов или равнозначные им документы, руководства по эксплуатации или инструкции на все оборудование;
- лабораторное оборудование в рабочем состоянии, установленное и эксплуатируемое в соответствии с требованиями нормативных документов на это оборудование;
- документально зафиксированные процедуры и графики калибровки или проверки лабораторного оборудования;
- документально зафиксированные процедуры регистрации входящих образцов с указанием требований к маркировке и процедуре контроля качества образцов;
- задокументированные результаты лабораторных анализов / испытаний;
- на рабочих местах инструкции по безопасному ведению работ (для всех видов проводимых работ) с листом ознакомления персонала ИЛ/ИЦ с данными инструкциями;
- станции промывки глаз, аптечки первой помощи, укомплектованные в соответствии с установленным перечнем медицинских средств и имеющие не истекший срок годности, огнетушители, знаки, указывающие на выход из помещения, знаки, предупреждающие об опасности спотыкания и т.д.

В случае необходимости получения результатов тестирования в вечернее и ночное время для исключения остановки производства РИР, ИЛ/ИЦ должна обеспечить проведение тестирования в круглосуточном режиме.

При необходимости проверка качества оказания услуг ИЛ/ИЦ должна быть проведена Технологической службой ОГ в соответствии с пунктом 4 Таблицы 15 настоящих Типовых требований.

9.3. Все предназначенные для проведения РИР оборудование и техника должны:

- соответствовать [Приложению 2](#) и быть исправными и проверенными перед проведением РИР;

Примечание: список требуемого оборудования и техники, приведенный в Таблице 1 [Приложения 2](#) настоящих Типовых требований, является минимальным и может быть уточнен в техническом задании в зависимости от конкретного вида работ и применяемого состава для РИР.

- иметь возможность быть идентифицированными;
- иметь паспорта Завода-изготовителя, руководства по эксплуатации;

- соответствовать требованиям и комплектации Завода-изготовителя, действующим нормам и правилам безопасности. Все оборудование и техника с вращающимися механизмами должны быть оснащены защитными ограждениями, кожухами, защитными решетками на осреднительных емкостях;
- укомплектованы первичными средствами пожаротушения согласно требованиям свода правил СП 9.13130.2009 «Техника пожарная. Огнетушители. Требования к эксплуатации»;
- соответствовать требованиям технического задания и обеспечивать все необходимые для работы параметры: суммарный расход, давление, плотность рабочих жидкостей.

9.4. Обязательными требованиями к технологическим линиям обвязки являются:

- наличие детального инвентарного списка всех элементов и соединений высокого давления;
- наличие актов испытаний на целостность: гидравлическая опрессовка, магнитная дефектоскопия, ультразвуковая толщинометрия, цветная дефектоскопия или капиллярный контроль (требования к форме актов не устанавливаются);
- наличие актов замера величин остаточных толщин стенок методом неразрушающего контроля (требования к форме актов не устанавливаются). Остаточные толщины стенок не должны быть меньше предельно допустимых величин, определенных заводом-изготовителем.

Технологические линии обвязки должны быть испытаны с периодичностью не реже 1 раза в год в соответствии с рекомендациями и требованиями Завода-изготовителя элементов технологических линий обвязки.

9.5. Обязательными требованиями к насосам высокого давления являются:

- наличие идентификационных номеров, указанных в паспорте и нанесенных тиснением на металлические бандажные ремни с указанием на них информации с датой проведения испытаний и величины давления опрессовки;
- наличие актов испытаний на целостность и магнитной дефектоскопии (требования к форме актов не устанавливаются). Насосы высокого давления, заглушки на входе (высокого давления) и соединительные штоки, соединяющие насосную установку с приводом, должны быть испытаны с периодичностью не реже 1 раза в год в соответствии с рекомендациями и требованиями Завода-изготовителя;
- наличие работоспособной системы аварийного отключения (сравливания давления), срабатывающей при превышении допустимого рабочего давления (давления опрессовки наземного оборудования). Работоспособность системы должна подтверждаться актом испытания предохранительного клапана, указанные испытания проводятся не реже чем 1 раз в год, либо чаще согласно рекомендациям Завода-изготовителя.

9.6. Насосные установки должны быть оборудованы системой управления, позволяющей быстро регулировать расход закачиваемых жидкостей. Емкости насосной установки или блендера-смесителя должны быть оттарированы, в наличии должны быть мерные линейки, тарировочные таблицы и акты тарирования за подписью ответственных лиц. Тарировка должна проводиться не реже 1 раза в год.

9.7. Смесительное оборудование для приготовления цементного раствора должно обладать мощностью, достаточной для полноценного смешивания цемента с жидкостью затворения и химическими добавками. Объем осреднительных емкостей должен быть достаточным для замешивания цементного раствора необходимой рецептуры и качества для получения требуемых параметров плотности и однородности раствора. Осреднительные емкости

должны иметь измерительное оборудование – линейку либо электронный уровнемер, поверенные или откалиброванные в соответствии с требованиями Завода-изготовителя.

9.8. СКЦ должна:

- быть сертифицированным средством измерения;
- измерять все параметры закачки: время начала и окончания проведения РИР, давление закачки на каждом этапе РИР, давление в затрубном пространстве, объем закачки на каждом этапе РИР и суммарный объем закачанных жидкостей, расход для каждого насосного агрегата, плотность и температуру закачиваемых в скважину цементного раствора и всех остальных технологических жидкостей;
- обеспечивать графическое и цифровое отображение параметров закачки в режиме реального времени и вести запись всех параметров на электронный носитель с возможностью представления отчета по проведенным работам Заказчику в электронном виде.

9.9. При необходимости проверка качества оказания услуг по РИР на производственной базе должна быть проведена Технологической службой ОГ в соответствии с пунктом 5 Таблицы 15 настоящих Типовых требований.

9.10. Технологическая служба ОГ и (или) Супервайзер должны проконтролировать, что персонал, осуществляющий выполнение РИР:

- имеют профессиональное образование по специальности, все необходимые допуски к производству работ и прошли проверку знаний в области охраны труда, оказания первой помощи, промышленной, пожарной и электробезопасности в соответствии с их должностными обязанностями;
- прошли подготовку и проверку знаний по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при ГНВП» не ранее чем 2 года назад.

10. ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИЧЕСКИМ СРЕДСТВАМ И ТАМПОНАЖНЫМ СОСТАВАМ, ПРИМЕНЯЕМЫМ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ

Ответственность за контроль соблюдения Исполнителем РИР требований к техническим средствам и ТС, установленных настоящими Типовыми требованиями, возложена на Технологическую службу ОГ.

10.1. ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИЧЕСКИМ СРЕДСТВАМ

10.1.1. На все технические средства (дополнительная колонна меньшего диаметра, металлический расширяющийся пластырь, двухпакерная компоновка, пакер и т.п.), применяемые при проведении РИР в скважине, должны быть в наличии паспорта Завода-изготовителя, декларации о соответствии.

10.1.2. Технические средства (за исключением дополнительной колонны меньшего диаметра) должны соответствовать требованиям Межгосударственного стандарта ГОСТ ISO 14310-2014 «Нефтяная и газовая промышленность. Оборудование скважинное. Пакеры и мостовые пробки. Общие технические требования».

10.1.3. Длина технического средства, применяемого для УНЭК или отключения пласта, выбирается исходя из размеров поврежденного (вскрытого) участка обсадной колонны в соответствии с технологическим регламентом (инструкцией) на проведение РИР¹⁴ по конкретной технологии.

10.2. ТРЕБОВАНИЯ К ТАМПОНАЖНЫМ СОСТАВАМ

10.2.1. На все ХР, входящие в состав для РИР, должен быть в наличии комплект действующей сопроводительной документации согласно подразделу 4.2 Типовых требований Компании № П1-01.05 ТТР-0148 «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании».

10.2.2. Комплект сопроводительной документации на ХР, входящий в состав для РИР, должен также включать паспорт (сертификат) качества на каждую партию ХР с указанием информации о содержании или отсутствии ХОС с приложением протокола исследования на содержание или отсутствие ХОС с указанием методики их определения.

Примечание: протокол испытаний на определение содержания ХОС не требуется для отдельных классов ХР, включенных в номенклатуру ХР и материалов, в отношении которых сделан вывод о возможности их промышленного применения без дополнительных мероприятий по определению ХОС в их составе, включая при входном контроле, согласно ЛНД ОГ в области контроля наличия ХОС в ХР.

10.2.3. На месте производства работ сопроводительный комплект документов на данный ХР должен быть доступен в полном объеме. Допускается предоставление читаемых копий документов, заверенных подписью представителя и штампом Исполнителя РИР.

10.2.4. Все применяемые ХР должны соответствовать требованиям и нормам, указанным в сопроводительной документации.

10.2.5. Входной контроль ХР проводится в соответствии с Типовыми требованиями Компании № П1-01.05 ТТР-0148 «Применение химических реагентов на объектах добычи

¹⁴ Документ, разрабатываемый Исполнителем РИР, определяющий детальный порядок проведения операций процесса РИР по определенной технологии и содержащий описание назначения процесса, применяемых ТС и технических средств, промышленного оборудования и техники, технологической схемы и параметров процесса, условий безопасного осуществления процесса, охраны труда и защиты окружающей среды.

углеводородного сырья Компании» и ЛНД ОГ, регулируемыми порядок входного контроля ХР.

10.2.6. Контроль наличия ХОС в ХР проводится в соответствии с Типовыми требованиями Компании № П2-05.01 ТТР-1417 «Организация контроля хлорорганических соединений в химических реагентах и материалах при проведении текущего и капитального ремонта скважин, гидроразрыва пласта, работ с гибкой насосно-компрессорной трубой, обработок призабойной зоны, ремонтно-изоляционных работ».

10.2.7. В Таблице 3 представлены виды процедуры контроля качества ХР и технологических свойств составов для РИР на их основе.

Таблица 3
Наименование процедуры контроля качества ХР и технологических свойств составов для РИР

ПОЛНОЕ НАИМЕНОВАНИЕ	СОКРАЩЕННОЕ НАИМЕНОВАНИЕ	КОММЕНТАРИЙ
ЛИ, проводимые перед ОПИ	ЛИ(ОПИ)	Подтверждение качества испытуемого ХР; оценка технологических свойств ХР и применимости технологии. Перед проведением ОПИ новой технологии ХР, входящий в данную технологию, в обязательном порядке проходит стадию ЛИ
ЛИ, проводимые перед закупкой услуг по промышленному применению ХР	ЛИ(З)	Подтверждение качества ХР, применяемого при оказании закупаемых услуг. Перед закупкой услуг по применению стандартной применяемой на данном объекте технологии для подтверждения качества используемого в технологии ХР проводятся ЛИ
ЛИ, проводимые перед применением ХР на объекте ОГ	ЛИ(П)	Подтверждение соответствия применяемой рецептуры ХР конкретным ГТУ применения; подтверждение наличия ожидаемых технологических свойств. Перед непосредственным применением на объекте ОГ ХР, входящего в новую или стандартную применяемую на данном объекте технологию, для подтверждения соответствия применяемой рецептуры ХР конкретным ГТУ применения, проводятся ЛИ
Исследования, проводимые в полевых условиях в процессе ОПИ	ОПИ	Подтверждение соответствия свойств приготовленного состава для РИР свойствам состава, испытанного в ИЛИИЦ; дополнительный контроль качества состава для РИР в процессе проведения промысловых работ. В процессе проведения ОПИ новой технологии ХР, входящий в данную технологию, дополнительно исследуется в промысловых условиях
Исследования, проводимые в полевых условиях в процессе промышленного применения ХР на объекте ОГ	ПП	Подтверждение соответствия свойств приготовленного состава для РИР свойствам состава, испытанного в ИЛИИЦ; дополнительный контроль качества состава для РИР в процессе проведения промысловых работ. В процессе применения на объекте ОГ ХР, входящего в стандартную применяемую на данном объекте технологию, проводятся дополнительные испытания в промысловых условиях

10.2.8. Технологическая служба ОГ должна руководствоваться Таблицей 4 при организации контроля качества ХР и технологических свойств составов для РИР на их основе.

Таблица 4
Процедуры контроля качества ХР и технологических свойств составов для РИР

НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЦЕДУРЫ	ВЫПОЛНЯЕТ ИССЛЕДОВАНИЯ	УСЛОВИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ	ОЖИДАЕМЫЙ РЕЗУЛЬТАТ
ЛИ(ОПИ)	Аккредитованная ИЛ/ИЦ, независимая от производителя ХР, Поставщика технологии и Исполнителя РИР	Условия целевых объектов применения	Допуск к ОПИ. Рекомендации к применению, в т.ч. уточненная рецептура состава для РИР, входящего в технологию
ОПИ	Исполнитель РИР	Условия конкретной скважины, в которой применяется состав для РИР	Подтверждение соответствия свойств приготовленного состава для РИР свойствам состава, испытанного на стадии ЛИ(ОПИ)
ЛИ(З)	Корпоративный научно-исследовательский и проектный институт.	Условия целевых объектов применения	Проверка соответствия рецептуры состава для РИР условиям целевых объектов применения
ЛИ(П)	Исполнитель РИР	Условия конкретной скважины, в которой планируется применение состава для РИР	Уточнение рецептуры состава для РИР для условий конкретной скважины. Допуск к применению
ПП	Исполнитель РИР	Условия конкретной скважины, в которой применяется состав для РИР	Подтверждение соответствия свойств приготовленного состава для РИР свойствам состава, испытанного на стадии ЛИ(П)

10.2.9. Технологическая служба ОГ должна обеспечить проведение контроля качества ХР и технологических свойств составов для РИР согласно методикам, приведенным в [Приложении 5](#) настоящих Типовых требований.

10.2.10. Применение состава для РИР без предварительных ЛИ существенно повышает риск возникновения аварийной ситуации в процессе РИР, а также некачественного выполнения РИР. РИР не должны проводиться до момента представления Технологической службе ОГ протокола испытания предполагаемого к применению состава (в составе технологического плана на проведение РИР), проведенного согласно процедуре ЛИ(П). Бланки протоколов испытаний составов для РИР представлены в пункте 1 Таблицы 15 настоящих Типовых требований.

10.2.11. При уточнении рецептуры состава для РИР (процедура ЛИ(П)) необходимо использовать исходные ХР из партий, которые будут использованы при проведении РИР в скважине. Для приготовления рабочих растворов составов для РИР необходимо использовать воду (жидкость затворения) из того же источника, что и при проведении РИР в скважине. Исследования должны быть проведены не более чем за 10 календарных дней до проведения РИР.

10.2.12. Качество жидкости затворения определяется по качеству состава для РИР, приготовленного на данной жидкости, согласно Таблицам 5-12.

10.2.13. При разработке рецептуры состава для РИР необходимо учесть опыт проведения РИР в схожих условиях и сведения о приемистости изолируемого интервала.

10.2.14. При работе с составами на углеводородной основе необходимо провести тестирование углеводородной жидкости с целью определения давления насыщенных паров по Межгосударственному стандарту ГОСТ 1756-2000 «Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров».

10.2.15. Технологическая служба ОГ должна обеспечить оставление на хранение резервных проб ХР в количестве, достаточном для проведения повторного ЛИ. Резервные пробы хранятся до полного расходования ХР из использованных партий и в течение 15 календарных дней с даты завершения ремонта скважины.

10.2.16. Для проведения процедуры ОПИ и ПП необходимо проводить отбор проб каждой приготовленной порции состава для РИР с последующим контролем технологических свойств согласно Таблицам 5-12.

10.3. ТРЕБОВАНИЯ К СВОЙСТВАМ ЦЕМЕНТНЫХ РАСТВОРОВ

10.3.1. Применяемые для приготовления цементных растворов тампонажные портландцементы¹⁵ должны удовлетворять требованиям Межгосударственного стандарта ГОСТ 1581-2019 «Портландцементы тампонажные. Технические условия».

10.3.2. Применение сульфатостойких портландцементов¹⁶ увеличивает эффективность РИР.

10.3.3. Для контроля свойств цементного раствора в него вводятся химические добавки, подобранные для конкретных условий проведения РИР.

10.3.4. Требования к качеству составов для РИР на основе тампонажных портландцементов приведены в Таблице 5 (по требованию Технологической службы ОГ возможно отклонение от установленных нормативов при указании соответствующего обоснования исходя из конкретных условий применения состава; принятое решение с обоснованием должно быть зафиксировано протоколом или актом в свободной форме).

10.3.5. При лабораторном тестировании цемента, планируемого к применению при проведении работ по УНЭК спуском дополнительной обсадной колонны меньшего диаметра, следует обращать внимание на следующие требования:

- динамическая забойная температура и динамика увеличения температуры, используемые для проведения теста на загустевание, должны учитывать эффект труб малого диаметра, малого кольцевого зазора и большого угла отклонения от вертикали (если применимо);
- необходимо провести анализы на седиментационную устойчивость и совместимость жидкостей (цементного раствора, буферной жидкости, раствора глушения) согласно Международному стандарту ISO 10426-2:2003 «Промышленность нефтяная и газовая. Цементы и материалы для цементирования скважин. Часть 2. Испытание цемента для скважин».

10.3.6. Для стволов с малыми кольцевыми зазорами (менее 16 мм) также необходим контроль водоотдачи. Высокие давления прокачки, вызванные малыми кольцевыми зазорами, ведут к увеличению водоотдачи, что оборачивается увеличением вязкости и плотности, уменьшением кольцевых зазоров (за счет нарастания корки), соответственно приводит к повышению давления. Время загустевания цементного раствора также уменьшается как результат увеличения водоотдачи и плотности. Рекомендация по водоотдаче для стволов с малыми кольцевыми зазорами – не более 50 см³/30 мин.

Таблица 5
Требования к качеству составов для РИР на основе тампонажных портландцементов

№	ПОКАЗАТЕЛЬ	ЗНАЧЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	МЕТОД И УСЛОВИЯ ИЗМЕРЕНИЯ	ПРОЦЕДУРА КОНТРОЛЯ
1	Плотность рабочего раствора	Для цемента типа I-G	Согласно	ЛИ(ОПИ),

¹⁵ Цементы на основе портландцементного клинкера, предназначенные для цементирования нефтяных, газовых и других скважин.

¹⁶ Цементы, обладающие повышенной коррозионной стойкостью при воздействии сред, агрессивных по содержанию сульфатов.

№	ПОКАЗАТЕЛЬ	ЗНАЧЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	МЕТОД И УСЛОВИЯ ИЗМЕРЕНИЯ	ПРОЦЕДУРА КОНТРОЛЯ
	состава для РИР	(по ГОСТ 1581-2019) или G (по ISO 10426-1:2010): 1890-1920 кг/м ³ ; Для цемента типа I-H (по ГОСТ 1581-2019) или H (по ISO 10426-1:2010): 1960-1990 кг/м ³ ; Для остальных случаев: норматива нет. Указывается фактическое значение	ГОСТ 34532-2019; ISO 10426-2:2003	ОПИ, ЛИ(З), ЛИ(П), ПП
2	Реологические характеристики рабочего раствора состава для РИР	Норматива нет. Указывается фактическое значение	Согласно ISO 10426-2:2003. Тест выполняется при пластовой температуре	ЛИ(ОПИ), ЛИ(З), ЛИ(П)
3	Водоотделение или свободная жидкость рабочего раствора состава для РИР	Должно отсутствовать	Согласно ГОСТ 34532-2019; ISO 10426-1:2010	ЛИ(ОПИ), ЛИ(З), ЛИ(П)
4	Время загустевания рабочего раствора состава для РИР	Определяется в каждом конкретном случае исходя из требования безаварийной доставки состава в целевую зону	Согласно ISO 10426-2:2003. Тест выполняется в условиях, максимально близких к скважинным	ЛИ(ОПИ), ЛИ(З), ЛИ(П)
5	Фильтрационные потери (водоотдача) рабочего раствора состава для РИР	Не более 100 см ³ за 30 минут. В условиях существования вероятности возникновения ЗКЦ – около 30 см ³ за 30 минут, но не более 50 см ³ за 30 минут. В условиях стволов с малыми кольцевыми зазорами (менее 16 мм) – не более 50 см ³ за 30 минут	Согласно ISO 10426-2:2003. Тест выполняется при пластовой температуре	ЛИ(ОПИ), ЛИ(З), ЛИ(П)
6	Время образования тампонажного камня из рабочего раствора состава для РИР	Не больше планируемого времени ОЗЦ	Согласно разделу 1 Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой температуре	ОПИ
7	Устойчивость тампонажного камня к действию составов для ОПЗ	Норматива нет. Указывается фактическое значение	Согласно разделу 2 Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой температуре	ЛИ(ОПИ)
8	Прочность тампонажного камня на сжатие	Не менее 2,1 МПа через 24 часа твердения	Согласно ISO 10426-2:2003. Тест выполняется в условиях, максимально близких к скважинным	ЛИ(ОПИ), ЛИ(З), ЛИ(П)
9	Стабильность тампонажного камня	Прочность тампонажного камня	Согласно разделу 3 Приложения 5 к	ЛИ(ОПИ)

№	ПОКАЗАТЕЛЬ	ЗНАЧЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	МЕТОД И УСЛОВИЯ ИЗМЕРЕНИЯ	ПРОЦЕДУРА КОНТРОЛЯ
		на сжатие после выдержки не должна быть меньше значения прочности до выдержки	настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой температуре	
10	Прочность сцепления (адгезия) тампонажного камня с металлической поверхностью	Норматива нет. Указывается фактическое значение. При наличии базового (применяемого) цементного состава значение адгезии альтернативного состава должно быть не ниже, чем для базового	Согласно разделу 4 Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой температуре	ЛИ(ОПИ), ЛИ(З)
11	Усадка и расширение тампонажного камня	Для расширения: норматива нет. Фиксируется фактическое значение. Для усадки: должна отсутствовать	Согласно ГОСТ 34532-2019; ISO 10426-5:2004. Допускается определять на ультразвуковом анализаторе прочности в соответствии с инструкцией к прибору	ЛИ(ОПИ), ЛИ(З)
Дополнительно для микроцемента				
12	Средний размер частиц, фракционный состав по размерам частиц	Норматива нет. Указывается фактическое значение	Определяется ситовым анализом, либо на лазерном дифракционном анализаторе в соответствии с инструкцией к прибору	ЛИ(ОПИ), ЛИ(З)

10.4. ТРЕБОВАНИЯ К СВОЙСТВАМ НЕОРГАНИЧЕСКИХ ВЯЖУЩИХ МАТЕРИАЛОВ

10.4.1. Под составами для РИР на основе неорганических вяжущих материалов понимаются магнезиальные цементы, глиноземистые цементы, гипсовые вяжущие.

10.4.2. Требования к качеству составов для РИР на основе неорганических вяжущих материалов приведены в Таблице 6 (по требованию Технологической службы ОГ возможно отклонение от установленных нормативов при указании соответствующего обоснования исходя из конкретных условий применения состава; принятое решение с обоснованием должно быть зафиксировано протоколом или актом в свободной форме).

Таблица 6
Требования к качеству составов для РИР на основе неорганических вяжущих материалов

№	ПОКАЗАТЕЛЬ	ЗНАЧЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	МЕТОД И УСЛОВИЯ ИЗМЕРЕНИЯ	ПРОЦЕДУРА КОНТРОЛЯ
1	Время приготовления рабочего раствора состава для РИР	Не более 120 минут	Согласно инструкции производителя	ЛИ(ОПИ)
2	Плотность рабочего раствора состава для РИР	Норматива нет. Фиксируется фактическое значение	Согласно ГОСТ 34532-2019; ISO 10426-2:2003	ЛИ(ОПИ), ОПИ, ЛИ(З), ЛИ(П), ПП
3	Реологические характеристики	Норматива нет.	Согласно	ЛИ(ОПИ), ЛИ(З),

№	ПОКАЗАТЕЛЬ	ЗНАЧЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	МЕТОД И УСЛОВИЯ ИЗМЕРЕНИЯ	ПРОЦЕДУРА КОНТРОЛЯ
	рабочего раствора состава для РИР	Фиксируется фактическое значение	ISO 10426-2:2003	ЛИ(П)
4	Время загустевания рабочего раствора состава для РИР	Время загустевания определяется в каждом конкретном случае исходя из требования безаварийной доставки состава в целевую зону	Согласно ISO 10426-2:2003. Тест выполняется в условиях, максимально близких к скважинным	ЛИ(ОПИ), ЛИ(З), ЛИ(П)
5	Время образования тампонажного камня из рабочего раствора состава для РИР	Не больше планируемого времени ОЗЦ	Согласно разделу 1 Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой температуре	ОПИ
6	Устойчивость тампонажного камня к действию составов для ОПЗ	Норматива нет. Указывается фактическое значение	Согласно разделу 2 Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой температуре	ЛИ(ОПИ)
7	Прочность тампонажного камня на сжатие	Не менее 2,1 МПа через 24 часа твердения	Согласно ISO 10426-2:2003. Тест выполняется в условиях, максимально близких к скважинным	ЛИ(ОПИ), ЛИ(З), ЛИ(П)
8	Стабильность тампонажного камня	Прочность тампонажного камня на сжатие после выдержки не должна быть меньше значения прочности до выдержки	Согласно разделу 3 Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой температуре	ЛИ(ОПИ)
9	Прочность сцепления (адгезия) тампонажного камня с металлической поверхностью	Норматива нет. Указывается фактическое значение. При наличии базового (применяемого) состава, значение адгезии альтернативного состава должно быть не ниже, чем для базового	Согласно разделу 4 Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой температуре	ЛИ(ОПИ), ЛИ(З)
10	Усадка и расширение тампонажного камня	Для расширения: норматива нет. Фиксируется фактическое значение.	Согласно ГОСТ 34532-2019; ISO 10426-5:2004. Допускается определять на	ЛИ(ОПИ), ЛИ(З)

№	ПОКАЗАТЕЛЬ	ЗНАЧЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	МЕТОД И УСЛОВИЯ ИЗМЕРЕНИЯ	ПРОЦЕДУРА КОНТРОЛЯ
		Для усадки: должна отсутствовать	ультразвуковым анализаторе прочности в соответствии с инструкцией к прибору	

10.5. ТРЕБОВАНИЯ К СВОЙСТВАМ ТАМПОНАЖНЫХ СМОЛ

10.5.1. Под составами для РИР на основе тампонажных смол понимаются синтетические смолы (алкилрезорциновые, ацетонформальдегидные, фенолформальдегидные и другие), состоящие из двух компонентов – основы и отвердителя.

10.5.2. Требования к качеству составов для РИР на основе тампонажных смол приведены в Таблице 7 (по требованию Технологической службы ОГ возможно отклонение от установленных нормативов при указании соответствующего обоснования исходя из конкретных условий применения состава; принятое решение с обоснованием должно быть зафиксировано протоколом или актом в свободной форме).

Таблица 7
Требования к качеству составов для РИР на основе тампонажных смол

№	ПОКАЗАТЕЛЬ	ЗНАЧЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	МЕТОД И УСЛОВИЯ ИЗМЕРЕНИЯ	ПРОЦЕДУРА КОНТРОЛЯ
1	Время приготовления рабочего раствора состава для РИР	Не более 120 минут	Согласно инструкции производителя	ЛИ(ОПИ)
2	Плотность рабочего раствора состава для РИР	Норматива нет. Фиксируется фактическое значение	Согласно ГОСТ 3900-2022; ISO 10426-2:2003	ЛИ(ОПИ), ОПИ, ЛИ(З), ЛИ(П), ПП
3	Динамическая вязкость рабочего раствора состава для РИР	Норматива нет. Фиксируется фактическое значение	Согласно разделу 5 Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при комнатной (15-25 °С) и пластовой температуре	ЛИ(ОПИ), ОПИ, ЛИ(З), ЛИ(П)
4	Время потери текучести рабочего раствора состава для РИР	Время потери текучести определяется в каждом конкретном случае исходя из требования безаварийной доставки состава в целевую зону	Согласно разделу 6 Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой температуре	ЛИ(ОПИ), ОПИ, ЛИ(З), ЛИ(П)
5	Время образования тампонажного камня из рабочего раствора состава для РИР	Не больше планируемого времени ОЗЦ	Согласно разделу 1 Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой температуре	ОПИ
6	Устойчивость тампонажного камня к действию составов для ОПЗ	Норматива нет. Указывается	Согласно разделу 2 Приложения 5 к	ЛИ(ОПИ)

№	ПОКАЗАТЕЛЬ	ЗНАЧЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	МЕТОД И УСЛОВИЯ ИЗМЕРЕНИЯ	ПРОЦЕДУРА КОНТРОЛЯ
		фактическое значение	настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой температуре	
7	Прочность тампонажного камня на сжатие	Не менее 2,1 МПа через 24 часа твердения	Согласно ISO 10426-2:2003. Тест выполняется в условиях, максимально близких к скважинным	ЛИ(ОПИ), ЛИ(З), ЛИ(П)
8	Стабильность тампонажного камня	Прочность тампонажного камня на сжатие после выдержки не должна быть меньше значения прочности до выдержки	Согласно разделу 3 Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой температуре	ЛИ(ОПИ)
9	Прочность сцепления (адгезия) тампонажного камня с металлической поверхностью	Норматива нет. Указывается фактическое значение. При наличии базового (применяемого) состава, значение адгезии альтернативного состава должно быть не ниже, чем для базового	Согласно разделу 4 Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой температуре	ЛИ(ОПИ), ЛИ(З)
Дополнительно для тампонажной смолы, которая в соответствии с технологией после отверждения до тампонажного камня частично остается в жидкой форме (отверждение не в полном объеме)				
10	Скорость коррозии стали в неотверждаемой части состава для РИР после образования тампонажного камня	При температуре на забое ниже 93 °С скорость коррозии за 12 часов не должна превышать значения 0,009765 г/см ² (9,1 мм/год); При температуре на забое выше 93 °С скорость коррозии за 12 ч не должна превышать 0,02412 г/см ² (22,5 мм/год)	Согласно разделу 3 Приложения 8 Типовых требований Компании № П1-01.03 ТИ-0002 «Обеспечение и контроль качества при проведении гидроразрыва пласта, кислотного гидроразрыва пласта и большеобъемной кислотной обработки призабойной зоны». Тест выполняется при пластовой температуре в течение 12 ч	ЛИ(ОПИ), ЛИ(З)

10.6. ТРЕБОВАНИЯ К СВОЙСТВАМ СОСТАВОВ, ОБРАЗУЮЩИХ НЕПРОНИЦАЕМЫЙ ЭКРАН

10.6.1. В качестве составов для РИР, образующих непроницаемый экран, необходимо применять следующие составы:

- ВУС;
- хрупкие ГОС;
- ООС¹⁷;
- ВНС¹⁸.

10.6.2. Требования к качеству составов для РИР, образующих непроницаемый экран, приведены в Таблице 8 (по требованию Технологической службы ОГ возможно отклонение от установленных нормативов при указании соответствующего обоснования исходя из конкретных условий применения состава; принятое решение с обоснованием должно быть зафиксировано протоколом или актом в свободной форме).

Таблица 8
Требования к качеству составов для РИР на основе составов, образующих непроницаемый экран

№	ПОКАЗАТЕЛЬ	ЗНАЧЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	МЕТОД И УСЛОВИЯ ИЗМЕРЕНИЯ	ПРОЦЕДУРА КОНТРОЛЯ
1	Время приготовления рабочего раствора	Не более 120 минут	Согласно инструкции производителя	ЛИ(ОПИ)
2	Плотность рабочего раствора состава для РИР	Норматива нет. Фиксируется фактическое значение	Согласно ГОСТ 3900-2022; ГОСТ 18995.1-73; ГОСТ 33213-2014	ЛИ(ОПИ), ОПИ, ЛИ(П), ПП
3	рН рабочего раствора состава для РИР (для водных растворов)	Норматива нет. Фиксируется фактическое значение	Согласно ПНД Ф 14.1:2:3:4.121-97	ЛИ(ОПИ), ОПИ
4	Температура потери текучести (замерзания) рабочего раствора состава для РИР	Норматива нет. Фиксируется фактическое значение	Согласно ГОСТ 20287-2023	ЛИ(ОПИ)
5	Совместимость рабочего раствора состава для РИР с технологическими жидкостями	Должен быть химически совместим. Рекомендация при отсутствии совместимости – использование совместимых разделительных буферов	Согласно разделу 7 Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой температуре	ЛИ(ОПИ), ЛИ(З)
6	Совместимость рабочего раствора состава для РИР с пластовыми флюидами (вода, нефть, газовый конденсат)	Должен быть химически совместим	Согласно разделу 8 Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой температуре	ЛИ(ОПИ), ЛИ(З)
7	Реологические характеристики рабочего раствора состава для РИР	Норматива нет. Фиксируется фактическое значение эффективной вязкости раствора при	Согласно разделу 5 Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при	ЛИ(ОПИ), ЛИ(З), ЛИ(П)

¹⁷ Полимерные системы и силикатные соединения, принцип действия которых основан на образовании осадка при смешении рабочего раствора состава с минерализованной водой или компонентов состава друг с другом.

¹⁸ Предварительно сшитые полимерные системы, способные к водопоглощению, принцип действия которых основан на образовании ИМ за счет увеличения объема и вязкости набухших полимерных макромолекул.

№	ПОКАЗАТЕЛЬ	ЗНАЧЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	МЕТОД И УСЛОВИЯ ИЗМЕРЕНИЯ	ПРОЦЕДУРА КОНТРОЛЯ
		различных скоростях сдвига	комнатной (15-25 °С) и пластовой температуре	
8	Седиментационная устойчивость рабочего раствора состава для РИР (для составов, содержащих твердую фазу в качестве коагулянта)	Фиксируется фактическое значение. В случае нормирования данного показателя в технологическом регламенте (инструкции) на проведение РИР должен соответствовать указанному значению	Согласно разделу 9 Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при комнатной (15-25 °С) и пластовой температуре	ЛИ(ОПИ), ЛИ(З)
9	Время образования ИМ, полученной на основе рабочего раствора состава для РИР	Время образования ИМ определяется в каждом конкретном случае исходя из требования безаварийной доставки состава в целевую зону	Согласно разделу 6 Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой температуре	ЛИ(ОПИ), ОПИ, ЛИ(З), ЛИ(П), ПП
10	Реологические характеристики ИМ, полученной на основе рабочего раствора состава РИР (выполняется только для ВУС и ВНС)	Норматива нет. Фиксируются фактические значения эффективной вязкости при различных скоростях сдвига и предельного напряжения сдвига (при наличии) ИМ	Согласно разделу 5 Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой температуре	ЛИ(ОПИ), ЛИ(З), ЛИ(П)
11	Возможность разрушения ИМ, полученной на основе рабочего раствора состава для РИР, деструкторами	Норматива нет. Указывается фактическое значение	Согласно разделу 2 Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой температуре	ЛИ(ОПИ)
12	Стабильность ИМ, полученной на основе рабочего раствора состава для РИР, при пластовой температуре	Должно отсутствовать видимое ухудшение качества ИМ (усадка, синерезис, фазовое расслоение)	Согласно разделу 3 Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой температуре	ЛИ(ОПИ)
13	Изолирующая способность состава для РИР по изолируемому флюиду (вода, газ)	Критический градиент давления: норматива нет, фиксируется фактическое значение. ФОС: должен быть не менее 5	Согласно разделу 10 Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой температуре	ЛИ(ОПИ)
14	Влияние состава для РИР на проницаемость продуктивного пропластка (нефтенасыщенный, газонасыщенный)	Критический градиент давления: не должен превышать реально возможный градиент давления в ПЗП (для закачки без разобщения зон). ФОС: должен быть не менее 2 (для закачки	Согласно разделу 10 Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой температуре	ЛИ(ОПИ)

№	ПОКАЗАТЕЛЬ	ЗНАЧЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	МЕТОД И УСЛОВИЯ ИЗМЕРЕНИЯ	ПРОЦЕДУРА КОНТРОЛЯ
15	Блокирующие свойства составов для РИР (для составов, предназначенных для борьбы с поглощением при РИР)	без разобщения зон) Норматива нет. Указывается фактическое значение	Согласно разделу 11 Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой температуре	ЛИ(ОПИ), ЛИ(З)
16	Скорость коррозии стали в рабочих растворах составов для РИР (выполняется только для ГОС и ООС)	При температуре на забое ниже 93 °С скорость коррозии за 12 часов не должна превышать значения 0,009765 г/см ² (9,1 мм/год); При температуре на забое выше 93 °С скорость коррозии за 12 ч не должна превышать 0,02412 г/см ² (22,5 мм/год)	Согласно разделу 3 Приложения 8 Типовых требований Компании № П1-01.03 ТИ-0002 «Обеспечение и контроль качества при проведении гидроразрыва пласта, кислотного гидроразрыва пласта и большеобъемной кислотной обработки призабойной зоны». Тест выполняется при пластовой температуре в течение 12 ч	ЛИ(ОПИ), ЛИ(З)

10.7. ТРЕБОВАНИЯ К СВОЙСТВАМ СОСТАВОВ НА ОСНОВЕ МОДИФИКАТОРОВ ФАЗОВОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ

10.7.1. МФП – составы, которые адсорбируясь на поверхности породы, изменяют индекс ее смачиваемости и тем самым увеличивают сопротивление потоку воды при минимальном влиянии на движение газа или нефти.

10.7.2. Требования к качеству составов для РИР на основе МФП приведены в Таблице 9 (по требованию Технологической службы ОГ возможно отклонение от установленных нормативов при указании соответствующего обоснования исходя из конкретных условий применения состава; принятое решение с обоснованием должно быть зафиксировано протоколом или актом в свободной форме).

Таблица 9
 Требования к качеству составов для РИР на основе МФП

№	ПОКАЗАТЕЛЬ	ЗНАЧЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	МЕТОД И УСЛОВИЯ ИЗМЕРЕНИЯ	ПРОЦЕДУРА КОНТРОЛЯ
1	Время приготовления рабочего раствора	Не более 120 минут	Согласно инструкции производителя	ЛИ(ОПИ)
2	Плотность рабочего раствора состава для РИР	Норматива нет. Фиксируется фактическое значение	Согласно ГОСТ 3900-2022; ГОСТ 18995.1-73; ГОСТ 33213-2014	ЛИ(ОПИ), ОПИ, ЛИ(П), ПП
3	рН рабочего раствора состава для РИР (для водных растворов)	Норматива нет. Фиксируется фактическое значение	Согласно ПНД Ф 14.1:2:3:4.121-97	ЛИ(ОПИ), ОПИ
4	Температура потери текучести (замерзания) рабочего раствора состава для РИР	Норматива нет. Фиксируется фактическое значение	Согласно ГОСТ 20287-2023	ЛИ(ОПИ)
5	Совместимость рабочего раствора	Должен быть	Согласно разделу 7	ЛИ(ОПИ), ЛИ(З)

№	ПОКАЗАТЕЛЬ	ЗНАЧЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	МЕТОД И УСЛОВИЯ ИЗМЕРЕНИЯ	ПРОЦЕДУРА КОНТРОЛЯ
	состава для РИР с технологическими жидкостями	химически совместим. Рекомендация при отсутствии совместимости – использование совместимых разделительных буферов	Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой температуре	
6	Совместимость рабочего раствора состава для РИР с пластовыми флюидами (вода, нефть, газовый конденсат)	Должен быть химически совместим	Согласно разделу 8 Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой температуре	ЛИ(ОПИ), ЛИ(З)
7	Реологические характеристики рабочего раствора состава для РИР	Норматива нет. Фиксируется фактическое значение эффективной вязкости раствора при различных скоростях сдвига	Согласно разделу 5 Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой температуре. Тест выполняется при комнатной (15-25 °С) и пластовой температуре	ЛИ(ОПИ), ЛИ(З), ЛИ(П)
8	Седиментационная устойчивость рабочего раствора состава для РИР (при наличии твердой фазы)	Фиксируется фактическое значение. В случае нормирования данного показателя в технологическом регламенте (инструкции) на проведение РИР должен соответствовать указанному значению	Согласно разделу 9 Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при комнатной (15-25 °С) и пластовой температуре	ЛИ(ОПИ), ЛИ(З)
9	Оценка стабильности рабочего раствора состава для РИР	Рабочий раствор должен быть стабильным	Согласно разделу 3 Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой температуре	ЛИ(ОПИ)
10	Изолирующая способность состава по изолируемому флюиду (вода, газ)	Критический градиент давления: норматива нет, фиксируется фактическое значение. ФОС: должен быть не менее 5	Согласно разделу 10 Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой температуре	ЛИ(ОПИ)

№	ПОКАЗАТЕЛЬ	ЗНАЧЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	МЕТОД И УСЛОВИЯ ИЗМЕРЕНИЯ	ПРОЦЕДУРА КОНТРОЛЯ
11	Влияние состава на проницаемость продуктивного пропластка (нефтенасыщенный, газонасыщенный)	Критический градиент давления: не должен превышать реально возможный градиент давления в ПЗП (для закачки без разобщения зон). ФОС: должен быть менее 2 (для закачки без разобщения зон)	Согласно разделу 10 Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой температуре	ЛИ(ОПИ)

10.8. ТРЕБОВАНИЯ К СВОЙСТВАМ ОБРАТНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

10.8.1. Обратные эмульсии (инвертные эмульсионные растворы) представляют собой вязкие системы, состоящие из водной фазы, углеводородной фазы и эмульгатора.

10.8.2. Требования к качеству составов для РИР на основе обратных эмульсий приведены в Таблице 10 (по требованию Технологической службы ОГ возможно отклонение от установленных нормативов при указании соответствующего обоснования исходя из конкретных условий применения состава; принятое решение с обоснованием должно быть зафиксировано протоколом или актом в свободной форме).

Таблица 10
Требования к качеству составов для РИР на основе обратных эмульсий

№	ПОКАЗАТЕЛЬ	ЗНАЧЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	МЕТОД И УСЛОВИЯ ИЗМЕРЕНИЯ	ПРОЦЕДУРА КОНТРОЛЯ
1	Время приготовления рабочего раствора	Не более 120 минут	Согласно инструкции производителя	ЛИ(ОПИ)
2	Плотность рабочего раствора состава для РИР	Норматива нет. Фиксируется фактическое значение	Весовым методом согласно ГОСТ 18995.1-73; Согласно разделу 25 Приложения 1 к Типовым требованиям Компании № П1-01.05 ТТР-0148 «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании»	ЛИ(ОПИ), ОПИ, ЛИ(З), ЛИ(П), ПП
3	Температура потери текучести (замерзания) рабочего раствора состава для РИР	Норматива нет. Фиксируется фактическое значение	Согласно ГОСТ 20287-2023	ЛИ (ОПИ)
4	Совместимость рабочего раствора состава для РИР с технологическими жидкостями	Должен быть химически совместим. Рекомендация при отсутствии совместимости – использование совместимых разделительных буферов	Согласно разделу 7 Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой температуре	ЛИ (ОПИ), ЛИ (З)
5	Совместимость рабочего раствора состава для РИР с пластовыми флюидами (вода, нефть, газовый конденсат)	Должен быть химически совместим	Согласно разделу 8 Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой	ЛИ (ОПИ), ЛИ (З)

№	ПОКАЗАТЕЛЬ	ЗНАЧЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	МЕТОД И УСЛОВИЯ ИЗМЕРЕНИЯ	ПРОЦЕДУРА КОНТРОЛЯ
6	Реологические характеристики рабочего раствора состава для РИР	Норматива нет. Фиксируются фактические значения эффективной вязкости при различных скоростях сдвига и предельного напряжения сдвига (при наличии) раствора	температуре Согласно разделу 27 Приложения 1 к Типовым требованиям Компании № П1-01.05 ТТР-0148 «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании»	ЛИ (ОПИ), ЛИ (З), ЛИ (П)
7	Седиментационная устойчивость рабочего раствора состава для РИР (для составов, содержащих твердую фазу)	Фиксируется фактическое значение. В случае нормирования данного показателя в технологическом регламенте (инструкции) на проведение РИР должен соответствовать указанному значению	Согласно разделу 9 Приложения 5 к настоящему Типовым требованиям. Тест выполняется при комнатной (15-25 °С) и пластовой температуре	ЛИ (ОПИ), ЛИ (З)
8	Оценка стабильности рабочего раствора состава для РИР	Получаемая обратная эмульсии должна быть стабильной и удовлетворять требованиям Типовых требований Компании № П1-01.05 ТТР-0148 «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании»	Согласно разделам 24 и 26 Приложения 1 к Типовым требованиям Компании № П1-01.05 ТТР-0148 «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании»	ЛИ (ОПИ), ЛИ (З), ЛИ (П)
9	Оценка возможности разрушения ИМ (обратной эмульсии) деструкторами	Норматива нет. Указывается фактическое значение	Согласно разделу 2 Приложения 5 к настоящему Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой температуре	ЛИ (ОПИ)
10	Изолирующая способность состава по изолируемому флюиду (вода, газ)	Критический градиент давления: норматива нет, фиксируется фактическое значение. ФОС: должен быть не менее 5	Согласно разделу 10 Приложения 5 к настоящему Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой температуре	ЛИ (ОПИ)
11	Влияние состава на проницаемость продуктивного пропластка (нефтенасыщенный, газонасыщенный)	Критический градиент давления: не должен превышать реально возможный градиент давления в ПЗП (для закачки без разобщения зон). ФОС: должен быть не менее 2 (для закачки без разобщения зон)	Согласно разделу 10 Приложения 5 к настоящему Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой температуре	ЛИ (ОПИ)
12	Блокирующие свойства составов для РИР (для	Норматива нет. Указывается фактическое	Согласно разделу 11 Приложения 5 к	ЛИ (ОПИ), ЛИ (З)

№	ПОКАЗАТЕЛЬ	ЗНАЧЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	МЕТОД И УСЛОВИЯ ИЗМЕРЕНИЯ	ПРОЦЕДУРА КОНТРОЛЯ
	составов, предназначенных для борьбы с поглощением при РИР)	значение	настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой температуре	

10.9. ТРЕБОВАНИЯ К СВОЙСТВАМ СОСТАВОВ НА ОСНОВЕ СУСПЕНЗИЙ

10.9.1. Составы на основе суспензий представляют собой составы на водной или углеводородной основе, содержащие твердую дисперсную фазу (кольматант), выполняющую функцию по блокировке притока воды и (или) газа.

10.9.2. Требования к качеству составов для РИР на основе суспензий приведены в Таблице 11 (по требованию Технологической службы ОГ возможно отклонение от установленных нормативов при указании соответствующего обоснования исходя из конкретных условий применения состава; принятое решение с обоснованием должно быть зафиксировано протоколом или актом в свободной форме).

Таблица 11
Требования к качеству составов для РИР на основе суспензий

№	ПОКАЗАТЕЛЬ	ЗНАЧЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	МЕТОД И УСЛОВИЯ ИЗМЕРЕНИЯ	ПРОЦЕДУРА КОНТРОЛЯ
1	Время приготовления рабочего раствора	Не более 120 минут	Согласно инструкции производителя	ЛИ(ОПИ)
2	Плотность рабочего раствора состава для РИР	Норматива нет. Фиксируется фактическое значение	Согласно ГОСТ 3900-2022; ГОСТ 18995.1-73; ГОСТ 33213-2014	ЛИ(ОПИ), ОПИ, ЛИ(П), ПП
3	рН рабочего раствора состава для РИР (для водных растворов)	Норматива нет. Фиксируется фактическое значение	Согласно ПНД Ф 14.1:2:3:4.121-97	ЛИ(ОПИ), ОПИ
4	Температура потери текучести (замерзания) рабочего раствора состава для РИР	Норматива нет. Фиксируется фактическое значение	Согласно ГОСТ 20287-2023	ЛИ(ОПИ)
5	Совместимость рабочего раствора состава для РИР с технологическими жидкостями	Должен быть химически совместим. Рекомендация при отсутствии совместимости – использование совместимых разделительных буферов	Согласно разделу 7 Приложения 5 к настоящему Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой температуре	ЛИ(ОПИ), ЛИ(З)
6	Совместимость рабочего раствора состава для РИР с пластовыми флюидами (вода, нефть, газовый конденсат)	Должен быть химически совместим. Допускается растворимость в углеводородах	Согласно разделу 8 Приложения 5 к настоящему Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой температуре	ЛИ(ОПИ), ЛИ(З)
7	Седиментационная устойчивость рабочего раствора состава для РИР	Фиксируется фактическое значение. В случае	Согласно разделу 9 Приложения 5 к настоящему	ЛИ(ОПИ), ЛИ(З)

№	ПОКАЗАТЕЛЬ	ЗНАЧЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	МЕТОД И УСЛОВИЯ ИЗМЕРЕНИЯ	ПРОЦЕДУРА КОНТРОЛЯ
		нормирования данного показателя в технологическом регламенте (инструкции) на проведение РИР должен соответствовать указанному значению	Типовым требованиям. Тест выполняется при комнатной (15-25 °С) и пластовой температуре	
8	Оценка возможности разрушения суспензионного состава деструкторами	Норматива нет. Указывается фактическое значение	Согласно разделу 2 Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой температуре	ЛИ(ОПИ)
9	Изолирующая способность состава по изолируемому флюиду (вода, газ)	Критический градиент давления: норматива нет, фиксируется фактическое значение. ФОС: должен быть не менее 5	Согласно разделу 10 Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой температуре	ЛИ(ОПИ)
10	Влияние состава на проницаемость продуктивного пропластка (нефтенасыщенный, газонасыщенный)	Критический градиент давления: не должен превышать реально возможный градиент давления в ПЗП (для закачки без разобщения зон). ФОС: должен быть менее 2 (для закачки без разобщения зон)	Согласно разделу 10 Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой температуре	ЛИ(ОПИ)
11	Блокирующие свойства составов для РИР (для составов, предназначенных для борьбы с поглощением при РИР)	Норматива нет. Указывается фактическое значение	Согласно разделу 11 Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой температуре	ЛИ(ОПИ), ЛИ(З)

10.10. ТРЕБОВАНИЯ К СВОЙСТВАМ СОСТАВОВ НА ОСНОВЕ ПЕНООБРАЗУЮЩИХ РАСТВОРОВ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ

10.10.1. Составы для РИР на основе растворов ПАВ представляют собой газоблокирующие водные растворы, способные к пенообразованию при фильтрации газа.

10.10.2. Требования к качеству составов для РИР на основе растворов ПАВ приведены в Таблице 12 (по требованию Технологической службы ОГ возможно отклонение от установленных нормативов при указании соответствующего обоснования исходя из

конкретных условий применения состава; принятое решение с обоснованием должно быть зафиксировано протоколом или актом в свободной форме).

Таблица 12

Требования к качеству составов для РИР на основе пенообразующих растворов ПАВ

№	ПОКАЗАТЕЛЬ	ЗНАЧЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	МЕТОД И УСЛОВИЯ ИЗМЕРЕНИЯ	ПРОЦЕДУРА КОНТРОЛЯ
1	Время приготовления рабочего раствора	Не более 120 минут	Согласно инструкции производителя	ЛИ(ОПИ)
2	Плотность рабочего раствора состава для РИР	Норматива нет. Фиксируется фактическое значение	Согласно ГОСТ 3900-2022; ГОСТ 18995.1-73; ГОСТ 33213-2014	ЛИ(ОПИ), ОПИ, ЛИ(П), ПП
3	рН рабочего раствора состава для РИР (для водных растворов)	Норматива нет. Фиксируется фактическое значение	Согласно ПНД Ф 14.1:2:3:4.121-97	ЛИ(ОПИ), ОПИ
4	Температура потери текучести (замерзания) рабочего раствора состава для РИР	Норматива нет. Фиксируется фактическое значение	Согласно ГОСТ 20287-2023	ЛИ(ОПИ)
5	Совместимость рабочего раствора состава для РИР с технологическими жидкостями	Должен быть химически совместим. Рекомендация при отсутствии совместимости – использование совместимых разделительных буферов	Согласно разделу 7 Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой температуре	ЛИ(ОПИ), ЛИ(З)
6	Совместимость рабочего раствора состава для РИР с пластовыми флюидами (вода, нефть, газовый конденсат)	Должен быть химически совместим	Согласно разделу 8 Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой температуре	ЛИ(ОПИ), ЛИ(З)
7	Реологические характеристики рабочего раствора состава для РИР	Норматива нет. Фиксируется фактическое значение эффективной вязкости раствора при различных скоростях сдвига	Согласно разделу 5 Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при комнатной (15-25 °С) и пластовой температуре	ЛИ(ОПИ), ЛИ(З), ЛИ(П)
8	Оценка стабильности рабочего раствора состава для РИР	Рабочий раствор должен быть стабильным	Согласно разделу 3 Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой температуре	ЛИ(ОПИ)
9	Изолирующая способность состава по газу	Критический градиент давления: норматива нет, фиксируется фактическое значение. ФОС: должен быть не менее 5	Согласно разделу 10 Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется	ЛИ(ОПИ)

№	ПОКАЗАТЕЛЬ	ЗНАЧЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	МЕТОД И УСЛОВИЯ ИЗМЕРЕНИЯ	ПРОЦЕДУРА КОНТРОЛЯ
			при пластовой температуре	
10	Влияние состава на проницаемость продуктивного нефтенасыщенного пропластка	Критический градиент давления: не должен превышать реально возможный градиент давления в ПЗП (для закачки без разобшения зон). ФОС: должен быть менее 2 (для закачки без разобшения зон)	Согласно разделу 10 Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям. Тест выполняется при пластовой температуре	ЛИ(ОПИ)
11	Кратность пены	Норматива нет. Фиксируется фактическое значение	Согласно разделу 12 Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям	ЛИ(ОПИ)
12	Стабильность пены	Норматива нет. Фиксируется фактическое значение	Согласно разделу 13 Приложения 5 к настоящим Типовым требованиям	ЛИ(ОПИ)

11. ПРОВЕДЕНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВА ПРОЦЕССА РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ

11.1. Качество процесса РИР обеспечивается выполнением следующих мероприятий:

- проведение лабораторного тестирования до проведения РИР для определения оптимального ТС и возможных рисков (допустимая концентрация, сроки схватывания, вязкость, прочность и т.п.) в соответствии с разделом 10 настоящих Типовых требований;
- проведение РИР в соответствии с требованиями технологического регламента (инструкции) на проведение РИР, согласованного с Технологической службой ОГ;
- проведение РИР в соответствии с технологическим планом на проведение РИР в присутствии Супервайзера в соответствии с разделом 12 настоящих Типовых требований;
- регистрация параметров заправки в процессе РИР с использованием СКЦ и представление отчета по проведенным работам Технологической службе ОГ в соответствии с разделом 13 настоящих Типовых требований;
- выборочная проверка качества проводимых РИР со стороны Технологической службы ОГ (пункт 7 Таблицы 15 настоящих Типовых требований).

11.2. При подготовке к выполнению каждого отдельного мероприятия РИР необходимо проведение инженерного анализа и учет опыта предыдущих работ для определения наиболее эффективной технологии проведения работы и минимизации рисков при проведении РИР.

12. ПРОВЕДЕНИЕ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ

Ответственность за контроль соблюдения Исполнителем РИР требований к проведению РИР, установленных настоящими Типовыми требованиями, возложена на Технологическую службу ОГ и Супервайзера.

12.1. До начала РИР Технологическая служба ОГ (или Подрядчик по КРС, если предусмотрено договором с Заказчиком) направляет Исполнителю РИР заявку на проведение РИР. Заявка направляется в свободной форме посредством электронной почты, если иное не установлено договорами между Заказчиком и Исполнителем РИР и (или) между Заказчиком и Подрядчиком по КРС, при этом необходимо обеспечить фиксацию факта и времени получения заявки на проведение РИР представителем Исполнителя РИР. Срок подачи заявки – в соответствии с действующими ЛНД ОГ в области ремонта скважин и условиями договора.

12.2. Перед проведением РИР должна быть проведена контрольная проверка в соответствии с разработанным для данного вида работ тест-листом (в свободной форме с учетом специфики выполняемых работ).

12.3. РИР производятся по технологическому плану на проведение РИР и в присутствии Супервайзера. Супервайзер по РИР осуществляет контроль над производством работ в соответствии с настоящими Типовыми требованиями согласно контрольным пунктам чек-листа проверки качества проводимых РИР (пункт 7 Таблицы 15 настоящих Типовых требований) и тест-листа по п. 12.2 настоящих Типовых требований с информацией о наличии в необходимом количестве персонала, ХР, спецтехники, оборудования и т.д.

12.4. Специальная техника должна быть чистой перед закачкой и может выдвигаться на объект проведения РИР только в исправном состоянии и после уточнения соответствия технических параметров оборудования всем параметрам, необходимым для полноценного выполнения работ на скважине. Обслуживание, зачистка, пропарка емкостей спецтехники должны проводиться согласно требованиям Межгосударственного стандарта ГОСТ 21046-2021 «Нефтепродукты отработанные. Общие технические условия».

12.5. Супервайзер перед проведением РИР должен проверить у Исполнителя РИР документы и факт ознакомления с ними под подпись персонала, а именно:

- журнал инструктажей (включая ознакомление со схемой проезда по кустовой площадке и схемой подземных коммуникаций);
- технологический регламент (инструкция) на проведение РИР по применяемой технологии;
- технологический план на проведение РИР.

12.6. В случае необходимости изменения технологического плана на проведение РИР к Технологической службе ОГ может обратиться Исполнитель РИР для согласования изменения плана работ, которое должно быть зафиксировано актом (в свободной форме) или учтено в технологическом плане на проведение РИР с подписью всех сторон.

12.7. На время проведения операции РИР Заказчик (или Подрядчик по КРС, если ведется КРС и скважина временно передана Подрядчику по КРС) передает скважину Исполнителю РИР для проведения технологической операции по акту приема-передачи скважины (по форме, установленной в ОГ). В акте указываются ответственные должностные лица с обеих сторон, текущее состояние скважины со спущенным подземным оборудованием и рабочим раствором, данные опрессовок, определения приемистости и наличия технологических жидкостей.

12.8. При проведении РИР на суше расстановка специальной техники должна быть проведена согласно типовой схеме, приведенной на Рисунке 10, на шельфе – в соответствии с ЛНД ОГ в области проведения РИР на морских платформах.

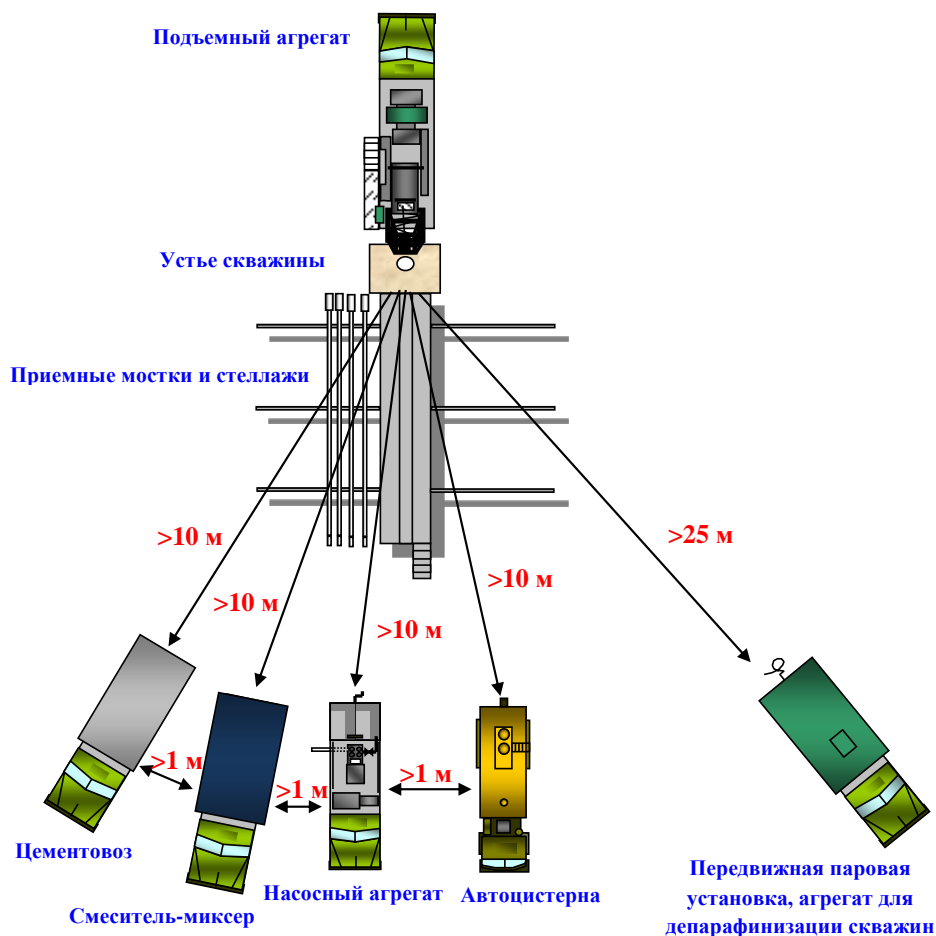


Рис. 10 Типовая схема расстановки комплекса РИР на суше

12.9. Территория проведения РИР должна быть огорожена по периметру светоотражающей барьерной лентой. Допускается устанавливать частичное ограждение места проведения работ со стороны возможного подъезда автотранспорта. При въезде на куст должен быть установлен знак, предупреждающий о проведении работ с высоким давлением.

12.10. Перед проведением РИР Технологическая служба ОГ в случае обращения Исполнителя РИР дает уточнения по следующим пунктам:

- технические ограничения для обсадной колонны;
- технические ограничения для внутрискважинного оборудования (пакеров, НКТ и т.д.);
- технические ограничения для наземного оборудования;
- критическое давление ГРП;
- приемистость пласта.

При выявлении необходимости производится перерасчет допустимого давления для каждого этапа работ.

12.11. Типовая схема обвязки устья скважины представлена на Рисунке 11. Работа не может быть начата без наличия согласованной схемы установки и обвязки противовыбросового

оборудования со стороны противофонтанной службы (противофонтанной военизированной части)¹⁹.

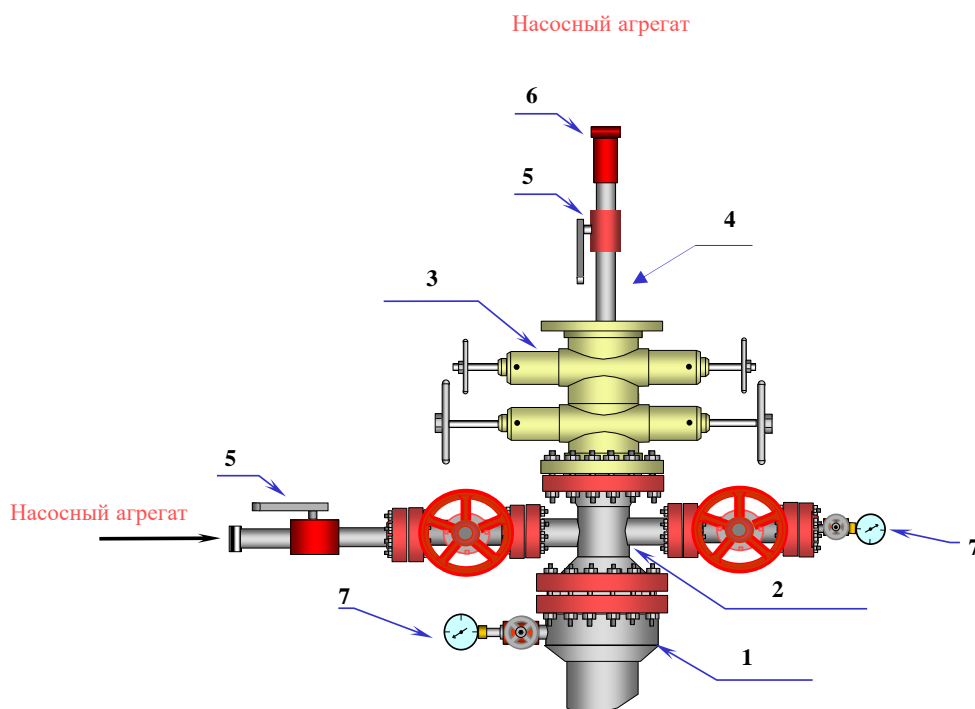


Рис. 11 Типовая схема обвязки устья скважины во время проведения РИР

Условные обозначения:

- 1 – Колонная головка.
- 2 – Крестовина фонтанной арматуры с рабочим давлением не менее 21 МПа.
- 3 – Превентор сдвоенный 156х21 МПа.
- 4 – НКТ 73 мм.
- 5 – Шаровый кран КШЗ-73х35 МПа.
- 6 – Переводник 2,5 дюйма с быстроразъемным соединением под тип и размер НКТ 73 мм.
- 7 – Манометр с запорной арматурой.

Превентор применяется при производстве работ по спуско-подъемным операциям. Вверху установлены трубные плашки под диаметр рабочей трубы запорной компоновки и НКТ, внизу – глухие плашки.

12.12. До начала РИР нагнетательные линии и скважинное устьевое оборудование должны быть опрессованы давлением, в полтора раза превышающим ожидаемое максимальное давление. Опрессовка считается успешной, если в течение 10 минут падение давления не превышает 5 % от давления опрессовки. Перед опрессовкой персонал должен быть удален от устья скважины на безопасное расстояние.

12.13. Перед началом РИР проверяется исправность предохранительных клапанов и манометров на насосе, производится опрессовка цементировочного агрегата на полуторакратное расчетное максимальное давление. Предохранительный клапан

¹⁹ Силы и средства единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций в ведении Минэнерго России, в ведении субъектов РФ, ведомственные военизированные части ООО «Газпром газобезопасность», другие профессиональные аварийно-спасательные формирования по профилактике, предупреждению и (или) ликвидации ГНВП и открытых фонтанов.

цементировочного агрегата устанавливается на срабатывание при превышении номинального давления на 3,5%.

12.14. Определение приёмистости производят закачиванием не менее 3 м³ жидкости глушения после стабилизации давления. Для определения приёмистости при разных режимах давления возможно изменять скорость закачки. Перфорационные отверстия должны быть чистыми и открытыми. После остановки насосов определяется динамика снижения давления.

12.15. При недостаточной приёмистости интервала РИР Технологическая служба ОГ по согласованию с Исполнителем РИР должна принять решение о повышении значения максимально допустимого давления или о проведении мероприятий по достижению необходимой приёмистости, которая позволит провести РИР.

Пример:

- выполнить промывку скважины для очистки интервала РИР;
- очистить перфорационные отверстия закачкой кислоты или растворителя;
- произвести реперфорацию;
- произвести дренирование пласта.

12.16. Температура всех жидких ХР, завезённых на куст для РИР, должна соответствовать требованиям ТУ (ГОСТ) в части условий их хранения и транспортировки. Сухой цемент должен быть однородным без комков, механических примесей.

12.17. Температура жидкости для затворения цементного раствора должна быть выше 15°C, но менее 22°C (в том числе, в зимнее время). В случае превышения температуры происходит преждевременное схватывание цементного раствора. Требуемая температура может быть достигнута нагревом всего требуемого объёма воды затворения или частичным добавлением расчётного объёма разогретой воды. Соотношение горячей и холодной воды для получения 10 м³ воды с температурой 21°C определяется по Таблице 13.

Таблица 13
Соотношение горячей и холодной воды

ТЕМПЕРАТУРА ДОСТАВЛЯЕМОЙ НА СКВАЖИНУ ВОДЫ		ОБЪЁМ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ 10 М ³ ВОДЫ С ТЕМПЕРАТУРОЙ 21 °С	
ГОРЯЧАЯ, °С	ХОЛОДНАЯ, °С	ГОРЯЧАЯ, М ³	ХОЛОДНАЯ, М ³
40	2	5,00	5,00
40	6	4,41	5,59
40	10	3,66	6,34
40	15	2,40	7,60
50	2	3,96	6,04
50	6	3,40	6,60
50	10	2,75	7,25
50	15	1,71	8,28
60	2	3,27	6,72
60	6	2,77	7,22
60	10	2,20	7,80
60	15	1,33	8,66

12.18. До затворения цементного раствора на скважине необходимо отобрать пробы сухого цемента, химических добавок и воды затворения. Ответственным за отбор проб является Исполнитель РИР. Отбирают не менее 3 кг цемента в новый сухой полиэтиленовый пакет после того, когда первая половина сухого цемента уже подана на замес. Жидкость затворения отбирают в чистые пластиковые бутылки в объёме не менее 0,003 м³ (3 л).

12.19. Тару с отобранной пробой снабжают следующей информацией:

- Заказчик;
- месторождение;
- номер скважины;
- дата выполнения работы;
- Исполнитель РИР;
- фамилия, имя, отчество работника Исполнителя РИР, ответственного за отбор пробы (порядок обработки персональных данных должен быть урегулирован в договоре на выполнение работ (оказание услуг) Исполнителем РИР);
- наименование отобранной пробы (ХР и добавок, марка цемента и т.п.).

12.20. Не допускается замерзание отобранных проб при транспортировке к месту хранения. Необходимо хранить пробы в сухом теплом месте (условия хранения должны соответствовать требованиям технической документации на ХР) в течение 15 календарных дней с даты завершения ремонта скважины.

12.21. Используемая осреднительная емкость должна быть достаточного объема для затворения цементного раствора по необходимой рецептуре для получения требуемых параметров плотности и однородности раствора. Должно быть измерительное оборудование – линейка либо электронный уровнемер, погрешность замера раствора должна находиться в пределах тарировочных параметров емкости. Погрешность расходомера и плотномера после калибровки не более 3%.

12.22. Плотность цементного раствора, приготовленного в осреднительной емкости, контролируют ареометром или рычажными весами после полного растворения и смешивания всех компонентов непосредственно перед началом закачки в скважину. Время полного растворения химических добавок определяют по факту, визуально контролируя отсутствие нерастворившихся частиц. Время окончания перемешивания раствора после введения цемента определяют по стабилизации плотности отбираемых проб раствора. Цементный раствор в осреднительной емкости должен непрерывно перемешиваться до полной откачки в скважину.

12.23. Затворение других ТС необходимо производить согласно технологическому регламенту (инструкции) на проведение РИР по конкретной технологии.

12.24. Жидкость затворения и замешанные растворы должны быть однородными без комков и посторонних загрязнений.

12.25. При замере объёма прокачиваемой жидкости во время продавки запрещается пользоваться показаниями электронных приборов для контроля. Закачанный объём продавочной жидкости необходимо замерять только по глубинным рейкам, установленным в ёмкостях с продавочной жидкостью, либо с помощью переносных реек.

12.26. При проведении РИР необходимо регистрировать с использованием СКЦ следующие параметры:

- время начала и окончания проведения каждого этапа РИР (включая опрессовки наземного оборудования, калибровки СКЦ, определения приемистости и приготовление ТС);

- давление закачки на каждом этапе РИР;
- давление в затрубном пространстве;
- объём закачки на каждом этапе РИР;
- расход для каждого насосного агрегата;
- плотность закачиваемых в скважину цементного раствора и технологических жидкостей.

12.27. Необходимо проводить запись результатов всех опрессовок, проведённых в процессе РИР, с помощью СКЦ.

12.28. СКЦ должна обеспечивать графическое и цифровое отображение параметров закачки в режиме реального времени и вести запись всех параметров на электронный носитель с возможностью представление отчета по проведенным работам Заказчику в электронном виде.

12.29. На основной линии закачки должны быть функционирующий механический манометр и электронный датчик давления. На затрубной линии должен быть функционирующий электронный датчик давления затрубного пространства.

12.30. Все контрольно-измерительные приборы должны быть опломбированы и иметь клеймо или свидетельство о поверке и (или) запись в паспорте (формуляре) средства измерения.

12.31. Время проведения работ не должно превышать 75% времени загустевания с учетом возникновения непредвиденной ситуации. При работе без пакера и при РИР с остановками рекомендуется увеличивать время загустевания в 2 раза от времени проведения работ.

12.32. В условиях зашумленности рабочей площадки для поддержания устойчивой связи персонал должен использовать комплект мобильных раций.

12.33. Оператор насосного агрегата должен удерживать плотность цементной смеси во время затворения и закачки в пределах допустимого значения, колебания плотности не более 0,02 г/см³.

12.34. Исполнитель РИР и Подрядчик по КРС не должны допускать разливов технологических жидкостей и ХР на месте проведения работ.

12.35. По окончании обработки производится учет, материальный баланс всех ХР и жидкостей на кустовой площадке с фиксацией в журнале учета номера товарно-транспортной накладной и количества материалов.

13. ОТЧЕТНОСТЬ ПО ПРОВЕДЕННЫМ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫМ РАБОТАМ

Ответственность за контроль соблюдения Исполнителем РИР требований к отчетности по проведенным РИР, установленных настоящими Типовыми требованиями, возложена на Технологическую службу ОГ.

13.1. Не позднее 24 часов с момента окончания РИР (если условиями договора с Исполнителем РИР не предусмотрены иные сроки) Технологическая служба ОГ обеспечивает получение от Исполнителя РИР отчёта о выполненной работе, включая графическую интерпретацию зарегистрированных в ходе РИР параметров (давление, расход, плотность и др.), в электронном виде (сканированные копии), а также заполненного по проведенной операции РИР-листа.

13.2. Формы отчетности по проведенным РИР представлены в пункте 2 Таблицы 15 настоящих Типовых требований. Форма РИР-листа представлена в пункте 3 Таблицы 15 настоящих Типовых требований.

13.3. РИР-лист должен быть дополнен Технологической службой ОГ показателями, характеризующими эффективность выполненных РИР, по завершению ремонта скважины в течение 10 рабочих дней после запуска скважины по фонду.

13.4. История проведенных в ОГ операций РИР вносится в накопительный РИР-лист. В накопительном РИР-листе данные на текущую дату (режим работы скважины, дополнительная добыча) заполняются Технологической службой ОГ и направляются в Департамент бурения и управления внутренними сервисами ПАО «НК «Роснефть» по запросу.

14. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ

ЭФФЕКТИВНОСТИ

Технологическая служба ОГ и Геологическая служба ОГ являются ответственными за определение эффективности РИР.

14.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ

14.1.1. Для оценки качества и технологической эффективности РИР проводятся гидравлические и (или) геофизические тесты.

14.1.2. Гидравлические тесты:

- опрессовка избыточным давлением;
- опрессовка обратным давлением (снижением уровня);
- тест на наличие перетоков за ЭК.

14.1.3. **Опрессовка избыточным давлением.** Данный тест проводят после разбуривания интервала РИР путем повышения давления в обсадной колонне в интервале изолированных перфорационных отверстий или нарушений ЭК. При этом скважина опрессовывается на максимальное давление, указанное в плане работ. Неудачная опрессовка (падение давления) служит подтверждением того, что РИР не достигли своей цели.

14.1.4. **Опрессовка обратным давлением (снижением уровня).** При опрессовке обратным давлением в обсадной колонне снижают давление до уровня ниже пластового давления в прилегающем пласте. Проведение опрессовки помогает более качественно определить способность изолированного интервала выдерживать давления, возникающие при добыче. Опрессовку обратным давлением можно осуществить путем циркуляции в скважине жидкости с низкой плотностью с контролем увеличения объема. В случаях, когда величина пластового давления не может быть выше гидростатического давления жидкости в скважине, или требуется получение более точного значения, возможно проведение опрессовки снижением уровня. Для этого необходимо спустить пакер на НКТ с установленным обратным клапаном. Также необходимо иметь в компоновке измерительное оборудование. Для замера спускают частично заполненные НКТ или после спуска выполняют циркуляцию жидкостью с низкой плотностью либо газом.

14.1.5. **Тест на наличие перетоков за ЭК.** Проводится в случае технической возможности и целесообразности исходя из вида РИР. Для проведения теста необходимо спустить и установить пакер между двумя перфорированными пластами (интервалами) и произвести закачку жидкости глушения в НКТ.

14.1.6. Геофизические тесты:

- цементограмма;
- профиль приёмистости и притока пластовой жидкости;
- магнитная интроскопия, электромагнитная дефектоскопия и другие методы оценки технического состояния скважины.

14.1.7. **Цементограмма.** Если акустическая цементометрия, USIT²⁰ выполняется перед проведением ремонтного цементирования (для оценки качества первичного цементирования), после проведения цементирования целесообразно выполнение повторной акустической цементометрии, USIT (при тех же самых условиях в скважине: давление, раствор и т.д.) для проведения сравнительной оценки качества работ.

²⁰ ULTRASONIC IMAGER TOOL – ультразвуковой отражающий прибор.

14.1.8. Профиль приёмистости и притока пластовой жидкости. Приток пластовых флюидов до и после выполнения РИР может быть сопоставлен с использованием различных методов ГИС.

14.1.9. По результатам проведенных тестов определяется технологическая эффективность РИР согласно требованиям, указанным в настоящих Типовых требованиях.

14.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ

14.2.1. Под геологической эффективностью понимают достижение запланированных показателей:

- прироста (увеличение или сохранение) добычи нефти и снижения обводненности за счет сокращения добычи воды;
- прироста (увеличение или сохранение) добычи нефти и снижения газового фактора за счет сокращения добычи газа (нецелевого флюида);
- прироста (увеличение или сохранение) добычи газа и снижения обводненности (водогазового фактора) за счет сокращения добычи воды.

14.2.2. Прирост добычи нефти, газа и жидкости рассчитывается разницей между полным дебитом скважины за период и базовым дебитом, и может иметь положительное и отрицательное значение.

14.2.3. Классификация мероприятий РИР и расчет эффекта от РИР выполняется согласно Методическим указаниям Компании № П1-01.03 М-0091 «Классификация геолого-технических мероприятий на дополнительную и восстановленную добычу и расчет эффекта от них для целей бизнес-планирования и мониторинга фактических показателей».

14.2.4. Расчет эффекта от каждого мероприятия рассчитывается индивидуально, с ежемесячной детализацией, в течение всего периода работы скважины, когда возникает такая необходимость (составление отчетных документов и т.п.).

14.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ

14.3.1. Полученные значения эффекта от РИР используются в расчете экономической эффективности РИР.

14.3.2. Расчет экономической эффективности РИР основан на сравнении основных экономических показателей за период работы скважины без проведения ремонта и с этими же показателями при условии проведения ремонта скважины.

14.3.3. Составляющая экономической эффективности РИР от уменьшения добычи нецелевого флюида (вода, газ) должна быть рассчитана с учетом снижения затрат на добычу, подготовку и утилизацию.

14.3.4. Проведение РИР сопровождается изменением текущих затрат на добычу целевого флюида (нефть, газ), что должно учитываться при расчете экономической эффективности РИР.

14.3.5. Экономическими показателями, характеризующими эффективность РИР (или другого геолого-технического мероприятия), являются:

- NPV;
- DPI;
- DPP;
- IRR.

14.3.6. Каждый из перечисленных критериев отражает эффективность вложения средств в проведение работ с различных сторон, поэтому при оценке экономической эффективности РИР, необходимо использовать всю совокупность показателей.

14.3.7. Расчет экономических показателей производится в соответствии с Методическими указаниями Компании № П1-01.03 М-0101 «Оценка экономической эффективности геолого-технических мероприятий на этапе планирования и мониторинга производственной программы», Методическими указаниями Компании № П3-03 М-0007 «Оценка экономической эффективности бизнес-проектов».

15. ТРЕБОВАНИЯ К ПРОВЕДЕНИЮ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ

Технологическая служба ОГ является ответственной за соблюдение требований к проведению ОПИ новых технологий РИР, установленных настоящими Типовыми требованиями.

15.1. В результате ОПИ новой технологии РИР подтверждается применимость и определяется эффективность новой технологии РИР в конкретных ГТУ, подтверждаются заявленные технические и прочие характеристики для последующего внедрения испытанной технологии в ОГ.

15.2. В ходе ОПИ новой технологии РИР получают геологическую, техническую и иную информацию, необходимую для подтверждения применимости технологии РИР в конкретных ГТУ. ОПИ не направлены на получение экономической или иной выгоды от процесса или результатов испытания новой технологии в рамках проекта ОПИ.

15.3. При планировании работ каждую поставленную цель ОПИ новой технологии РИР необходимо разложить на задачи. Задачи проведения испытания новой технологии РИР должны полностью описывать, что и как конкретно будет сделано для достижения целей.

15.4. При ОПИ новой технологии РИР, в случае использования в технологии ХР, перед проведением испытаний, необходимо проведение лабораторного тестирования. Требования к тестированию ТС приведены в разделе 10 настоящих Типовых требований.

15.5. Планирование, проведение, мониторинг и применение результатов ОПИ новой технологии проводится в соответствии с требованиями Положения Компании № П4-02.01 Р-0060 «Проведение опытно-промышленных испытаний новой техники и технологий».

15.6. Рекомендуемые шаблоны программ ОПИ технологий РИР представлены в пункте 8 Таблицы 15.

15.7. При схожести физико-химических и технологических свойств обрабатываемых объектов результаты ОПИ технологии РИР на одном объекте или месторождении могут быть применены в качестве допуска к промышленному применению этой технологии на другом объекте или месторождении ОГ. Решение принимается Технологической службой ОГ после согласования со Специализированным институтом по скважинным технологиям ООО «РН-БашНИПИнефть» и Департаментом бурения и управления внутренними сервисами ПАО «НК «Роснефть» (формат согласования не устанавливается).

16. ССЫЛКИ

1. Закон РФ от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах».
2. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
3. Межгосударственный стандарт ГОСТ 33213-2014 (ISO 10414-1:2008) «Контроль параметров буровых растворов в промысловых условиях. Растворы на водной основе».
4. Межгосударственный стандарт ГОСТ ISO 14310-2014 «Нефтяная и газовая промышленность. Оборудование скважинное. Пакеры и мостовые пробки. Общие технические требования».
5. Международный стандарт ISO 10426-1:2010 «Промышленность нефтяная и газовая. Цементы и материалы для цементирования скважин. Часть 1. Технические условия».
6. Международный стандарт ISO 10426-2:2003 «Промышленность нефтяная и газовая. Цементы и материалы для цементирования скважин. Часть 2. Испытание цементов для скважин».
7. Международный стандарт ISO 10426-5:2004 «Промышленность нефтяная и газовая. Цементы и материалы для цементирования скважин. Часть 5. Определение усадки и расширения составов тампонажного цемента при атмосферном давлении».
8. Межгосударственный стандарт ГОСТ 1581-2019 «Портландцементы тампонажные. Технические условия».
9. Межгосударственный стандарт ГОСТ 34532-2019 «Цементы тампонажные. Методы испытаний».
10. Межгосударственный стандарт ГОСТ 21046-2021 «Нефтепродукты отработанные. Общие технические условия».
11. Межгосударственный стандарт ГОСТ 3900-2022 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности».
12. Межгосударственный стандарт ГОСТ 18995.1-73 «Продукты химические жидкие. Методы определения плотности».
13. Межгосударственный стандарт ГОСТ 20287-2023 (ISO 3016:2019) «Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания».
14. Межгосударственный стандарт ГОСТ 29227-91 (ИСО 835-1-81) «Посуда лабораторная стеклянная. Пипетки градуированные. Часть 1. Общие требования».
15. Государственный стандарт ГОСТ 22524-77 (СТ СЭВ 3352-81) «Пикнометры стеклянные. Технические условия».
16. Межгосударственный стандарт ГОСТ 33768-2015 «Метод определения кинематической вязкости и расчет динамической вязкости прозрачных и непрозрачных жидкостей».
17. Межгосударственный стандарт ГОСТ 33-2016 «Нефть и нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической и динамической вязкости».
18. Межгосударственный стандарт ГОСТ 12026-76 «Бумага фильтровальная лабораторная. Технические условия».
19. Государственный стандарт ГОСТ 3118-77* (СТ СЭВ 4276-83) «Реактивы. Кислота соляная. Технические условия».

20. Межгосударственный стандарт ГОСТ 857-95 «Кислота соляная синтетическая. Технические условия».
21. Межгосударственный стандарт ГОСТ 4328-77 «Реактивы. Натрия гидроокись. Технические условия».
22. Межгосударственный стандарт ГОСТ 177-88 «Водорода перекись. Технические условия».
23. Государственный стандарт ГОСТ 11086-76 «Гипохлорит натрия. Технические условия».
24. Государственный стандарт ГОСТ 427-75 «Линейки измерительные металлические. Технические условия».
25. Национальный стандарт ГОСТ Р 53228-2008 «Весы неавтоматического действия. Часть 1. Метрологические и технические требования. Испытания».
26. Национальный стандарт ГОСТ Р 58144-2018 «Вода дистиллированная. Технические условия».
27. Межгосударственный стандарт ГОСТ 1756-2000 (ИСО 3007-99) «Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров».
28. Межгосударственный стандарт ГОСТ ISO/IEC 17025-2019 «Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий».
29. Межгосударственный стандарт ГОСТ 28618-90 (ИСО 6807-84) «Рукава резиновые и рукавные соединения для вращательного бурения и гашения вибрации. Технические условия».
30. Межгосударственный стандарт ГОСТ 18481-81 «Ареометры и цилиндры стеклянные. Общие технические условия».
31. Государственный стандарт ГОСТ 28840-90 «Машины для испытания материалов на растяжение, сжатие и изгиб. Общие технические требования».
32. Межгосударственный стандарт ГОСТ 1770-74 (ИСО 1042-83, ИСО 4788-80) «Посуда мерная лабораторная стеклянная. Цилиндры, мензурки, колбы, пробирки. Общие технические условия».
33. Отраслевой стандарт ОСТ 39-195-86 «Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях».
34. Методика ПНД Ф 14.1:2:3:4.121-97 (ФР.1.31.2018.30110) «Методика измерений pH проб вод потенциометрическим методом».
35. Руководящий документ ППБО-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности».
36. Руководящий документ РД 153-39.0-088-01 «Классификатор ремонтных работ в скважинах».
37. Свод правил СП 9.13130.2009 «Техника пожарная. Огнетушители. Требования к эксплуатации».
38. Технические условия ТУ 25-1894.003-90 «Секундомеры механические».
39. Стандарт Компании № ПЗ-12.02 С-0001 «Нормативное регулирование».
40. Типовые требования Компании № П1-01.05 ТТР-0148 «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании».

41. Типовые требования Компании № П1-01.03 ТИ-0002 «Обеспечение и контроль качества при проведении гидроразрыва пласта, кислотного гидроразрыва пласта и большеобъемной кислотной обработки призабойной зоны».
42. Типовые требования Компании № П2-05.01 ТТР-1417 «Организация контроля хлорорганических соединений в химических реагентах и материалах при проведении текущего и капитального ремонта скважин, гидроразрыва пласта, работ с гибкой насосно-компрессорной трубой, обработок призабойной зоны, ремонтно-изоляционных работ».
43. Методические указания Компании № П1-01.03 М-0091 «Классификация геолого-технических мероприятий на дополнительную и восстановленную добычу и расчет эффекта от них для целей бизнес-планирования и мониторинга фактических показателей».
44. Методические указания Компании № П1-01.03 М-0101 «Оценка экономической эффективности геолого-технических мероприятий на этапе планирования и мониторинга производственной программы».
45. Методические указания Компании № П3-03 М-0007 «Оценка экономической эффективности бизнес-проектов».
46. Положение Компании № П4-02.01 Р-0060 «Проведение опытно-промышленных испытаний новой техники и технологий».

17. ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица 14
Перечень Приложений к Типовым требованиям Компании

НОМЕР ПРИЛОЖЕНИЯ	НАИМЕНОВАНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	ПРИМЕЧАНИЕ
1	Перечень форм, схем и шаблонов	Включено в настоящий документ
2	Минимальный перечень требуемого оборудования	Приложено отдельно на 7 страницах
3	Подбор дизайна ремонтно-изоляционных работ	Приложено отдельно на 75 страницах
4	Карточки технологий ремонтно-изоляционных работ в горизонтальных скважинах	Приложено отдельно на 17 страницах
5	Методики испытаний составов для ремонтно-изоляционных работ	Приложено отдельно на 30 страницах

ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ПЕРЕЧЕНЬ ФОРМ И ШАБЛОНОВ

Таблица 15
Перечень форм и шаблонов

НОМЕР	НАИМЕНОВАНИЕ
1	Форма бланков протоколов испытаний тампонажных составов
2	Форма технологического плана на проведение ремонтно-изоляционных работ и форма отчетности по проведенным ремонтно-изоляционным работам
3	Форма листа ремонтно-изоляционных работ
4	Чек-лист проверки качества оказания услуг Испытательной лаборатории / Испытательного центра
5	Чек-лист проверки качества оказания услуг по ремонтно-изоляционным работам на производственной базе
6	Программа по расчету максимально допустимого давления при выполнении ремонтно-изоляционных работ
7	Чек-лист проверки качества проводимых ремонтно-изоляционных работ
8	Рекомендуемые шаблоны программ опытно-промышленных испытаний технологий ремонтно-изоляционных работ

**ПРИЛОЖЕНИЕ 2. МИНИМАЛЬНЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ ТРЕБУЕМОГО ОБОРУДОВАНИЯ
(ПРИЛОЖЕНО ОТДЕЛЬНО)**

**ПРИЛОЖЕНИЕ 3. ПОДБОР ДИЗАЙНА РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ
(ПРИЛОЖЕНО ОТДЕЛЬНО)**

**ПРИЛОЖЕНИЕ 4. КАРТОЧКИ ТЕХНОЛОГИЙ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ
РАБОТ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ (ПРИЛОЖЕНО ОТДЕЛЬНО)**

**ПРИЛОЖЕНИЕ 5. МЕТОДИКИ ИСПЫТАНИЙ СОСТАВОВ ДЛ
РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ (ПРИЛОЖЕНО ОТДЕЛЬНО)**

СПРАВОЧНОЕ ПРИЛОЖЕНИЕ. ТЕРМИНЫ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ И ВНЕШНИХ ИСТОЧНИКОВ

ВЫПИСКА ИЗ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ

ВНУТРЕННЯЯ НОРМА
ДОХОДНОСТИ (IRR)

- ставка дисконтирования денежных потоков, при которой чистая приведенная стоимость равна нулю (INTERNAL RATE OF RETURN).

ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЕ
НА СКВАЖИНЕ

- поступление, не предусмотренное технологией работ при строительстве, освоении, ремонте и эксплуатации скважины, пластового флюида (газ, нефть, вода, или их смесь) через ствол скважины на поверхность земли, которое возможно отрегулировать или приостановить за счет поддержания достаточного гидростатического давления столба жидкости или при помощи штатного противовыбросового оборудования (запорной арматуры) без его замены.

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОЕ
МЕРОПРИЯТИЕ

- воздействие на процесс разработки месторождения, осуществляемое путем бурения или ремонта добывающих и нагнетательных скважин, и связанное с изменением режима их работы.

ДИСКОНТИРОВАННЫЙ
ИНДЕКС РЕНТАБЕЛЬНОСТИ
(DPI)

- коэффициент, рассчитываемый как отношение суммарной текущей стоимости будущих денежных потоков по бизнес-проекту без учета инвестиций к суммарной приведенной стоимости инвестиций по бизнес-проекту и характеризующийся уровнем полученной прибыли на каждую единицу инвестиций (DISCOUNTED PROFITABILITY INDEX).

ИНФОРМАЦИОННЫЙ РЕСУРС
«НОРМАТИВНОЕ
ОБЕСПЕЧЕНИЕ» (ИР «НО»)

- информационный ресурс, предназначенный для размещения и хранения электронных копий локальных нормативных документов ПАО «НК «Роснефть», Компании и Обществ Группы, терминов Корпоративного глоссария и связанной с ними информации (701.000.001.000).

ЛОКАЛЬНЫЙ НОРМАТИВНЫЙ
ДОКУМЕНТ (ЛНД)

- внутренний документ, в котором в целях многократного применения устанавливаются правила и требования для исполнения работниками при осуществлении ими трудовой функции, а также другими лицами, на которых он распространяет свое действие.

НАГНЕТАТЕЛЬНАЯ СКВАЖИНА

- скважина, используемая для закачки в пласты различных рабочих агентов – воды, газа, горячей нефти, широких фракций легких углеводородов, воды с добавлением различных реагентов – кислот,

поверхностно-активных веществ, ингибиторов.

НАСОСНО-КОМПРЕССОРНАЯ ТРУБА

- труба, размещаемая в скважине и служащая для подъема продукции скважины или нагнетания рабочей среды, а также для проведения технологических операций при ремонте и реконструкции скважин.

ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

- комплекс мероприятий по физическому, химическому или физико-химическому воздействию на породу пласта в призабойной зоне скважины с целью увеличения её продуктивности (приёмистости).

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.

ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ/ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ

- проекты испытаний новых техники/технологии, имеющих на рынке, но не применяемых в ПАО «НК «Роснефть» и Обществах Группы в конкретных геолого-технических / производственных условиях, которые могут быть выполнены в рамках производственной деятельности Общества Группы, для подтверждения применимости оборудования или технологии в конкретных геолого-технических / производственных условиях и подтверждения заявленных технических и прочих характеристик.

ПЕРИОД ОКУПАЕМОСТИ С УЧЕТОМ ДИСКОНТИРОВАНИЯ (DPP)

- временной интервал, в течение которого происходит полный возврат инвестиций с учетом фактора дисконтирования денежных потоков (DISCOUNTED PAYBACK PERIOD).

ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ

- растворенный газ или смесь растворенного газа и газа газовой шапки из всех видов месторождений углеводородного сырья, добываемый через нефтяные скважины.

РАСПОРЯДИТЕЛЬНЫЙ ДОКУМЕНТ

- вид внутреннего документа, в котором фиксируется решение административных и организационных вопросов, а также вопросов управления, взаимодействия, обеспечения и регулирования деятельности юридического лица, его структурных подразделений и должностных лиц.

РЕМОНТ СКВАЖИНЫ

- комплекс работ по восстановлению работоспособности скважин и продуктивного пласта различными технологическими операциями капитального ремонта скважин или комплекс работ,

	направленных на восстановление работоспособности внутрискважинного оборудования.
САМОСТОЯТЕЛЬНОЕ СТРУКТУРНОЕ ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ (ССП)	<ul style="list-style-type: none">– структурное подразделение, руководитель которого находится в непосредственном подчинении Главного исполнительного директора ПАО «НК «Роснефть» или топ-менеджера ПАО «НК «Роснефть», руководителя верхнего звена или заместителя руководителя верхнего звена Общества Группы.
ЧИСТАЯ ПРИВЕДЕННАЯ СТОИМОСТЬ (NPV)	<ul style="list-style-type: none">– сумма дисконтированных денежных потоков по операционной и инвестиционной деятельности за период расчета (NET PRESENT VALUE).
ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ СЛУЖБА ОБЩЕСТВА ГРУППЫ	<ul style="list-style-type: none">– самостоятельное структурное подразделение (или работник) Общества Группы, ответственное за организацию, выполнение и контроль геолого-разведочных работ, геолого-технических мероприятий, разработку месторождений и геологическое сопровождение бурения скважин, а также за соблюдение требований лицензионных соглашений и охраны недр.
ЗАВОД-ИЗГОТОВИТЕЛЬ	<ul style="list-style-type: none">– организация, изготавливающая продукцию (изделия) и несущая ответственность за соответствие изготовленной продукции (изделия) требованиям технических условий и действующих нормативных документов.
ИСПЫТАТЕЛЬНАЯ ЛАБОРАТОРИЯ/ ИСПЫТАТЕЛЬНЫЙ ЦЕНТР	<ul style="list-style-type: none">– структурное подразделение, осуществляющее следующие виды деятельности:<ul style="list-style-type: none">▪ испытания;▪ отбор образцов, связанный с последующими испытаниями.
ПОДРЯДНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ (ПОДРЯДЧИК)	<ul style="list-style-type: none">– физическое или юридическое лицо, которое выполняет работы по договору подряда, заключаемому с заказчиком в соответствии с Гражданским кодексом Российской Федерации.
ПОСТАВЩИК	<ul style="list-style-type: none">– юридическое или физическое лицо, в том числе индивидуальный предприниматель (или объединение таких лиц), способное на законных основаниях поставить продукцию, в том числе в соответствии с требованиями, установленными в документации о закупке.

СПРАВОЧНОЕ ПРИЛОЖЕНИЕ. ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ ЛНД

ВЕРСИЯ/ ИЗМЕНЕНИЯ	ДАТА И РЕКВИЗИТЫ РД ПАО «НК «РОСНЕФТЬ»			КРАТКАЯ АННОТАЦИЯ	ДАТА И РЕКВИЗИТЫ РД [ООО «РН-ВАНКОР»]	
	УТВЕРЖДЕНИЯ	ВВЕДЕНИЯ В ДЕЙСТВИЕ (ВСТУПЛЕНИЯ В СИЛУ)	УТРАТЫ СИЛЫ		ВВЕДЕНИЯ В ДЕЙСТВИЕ (ВСТУПЛЕНИЯ В СИЛУ)	УТРАТЫ СИЛЫ
1.00	05.12.2016 приказ от 05.12.2016 № 708	05.12.2016 приказ от 05.12.2016 № 708	28.02.2017	–	18.05.2017 Приказ от 18.05.2017 № РНВ-1/лнд	19.05.2017
Изм. 1	28.02.2017 приказ от 28.02.2017 № 108	28.02.2017 приказ от 28.02.2017 № 108	27.04.2022	–	18.05.2017 Приказ от 18.05.2017 № РНВ-177/лнд	13.05.2022
Изм. 2	27.04.2022 приказ от 27.04.2022 № 239	27.04.2022 приказ от 27.04.2022 № 239	29.04.2024 приказ от 29.04.2024 № 187	–	13.05.2022 Приказ от 13.05.2022 № РНВ-186/лнд	21.05.2024 Приказ от 21.05.2024 № ТМ-242
2	29.04.2024 приказ от 29.04.2024 № 187	29.04.2024 приказ от 29.04.2024 № 187	24.04.2025	Основные изменения в новой версии Типовых требований: <ul style="list-style-type: none">актуализированы рекомендации и матрицы выбора технологии РИР в соответствии с текущим уровнем развития техники и технологии и применяемыми в Компании материалами для РИР;разработан перечень технологических показателей материалов для РИР и методики их определения, учитывающие спектр применяемых в Компании технологий РИР и условия их применения;разработана форма сбора данных по проведенным РИР;разработаны шаблоны программ опытно-промышленных испытаний технологий РИР	14.05.2024 Приказ от 14.05.2024 № РНВ-165/лнд 21.05.2024	07.05.2025
Изм. 1	24.04.2025 приказ от 24.04.2025 № 00139-25	24.04.2025 приказ от 24.04.2025 № 00139-25		Проведена техническая актуализация: 1) замена по тексту ЛНД упраздненного наименования структурного подразделения «Департамент развития нефтегазового сервиса» на «Департамент бурения и	07.05.2025 Приказ от 07.05.2025 №РНВ-148/лнд	

ВЕРСИЯ/ ИЗМЕНЕНИЯ	ДАТА И РЕКВИЗИТЫ РД ПАО «НК «РОСНЕФТЬ»			КРАТКАЯ АННОТАЦИЯ	ДАТА И РЕКВИЗИТЫ РД [ООО «РН-ВАНКОР»]	
	УТВЕРЖДЕНИЯ	ВВЕДЕНИЯ В ДЕЙСТВИЕ (ВСТУПЛЕНИЯ В СИЛУ)	УТРАТЫ СИЛЫ		ВВЕДЕНИЯ В ДЕЙСТВИЕ (ВСТУПЛЕНИЯ В СИЛУ)	УТРАТЫ СИЛЫ
				управления внутренними сервисами» в связи с организационно-штатными изменениями; 2) обновление ссылок на документы		