

УТВЕРЖДЕНЫ

Распоряжением ПАО «НК «Роснефть»
от «05» марта 2018 г. № 88

Введены в действие «05» марта 2018 г.

ВВЕДЕНЫ В ДЕЙСТВИЕ

с «05» июня 2023 г.

Приказом ООО «Славнефть-
Красноярскнефтегаз» от «05» июня 2023 г.
№ 661

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ КОМПАНИИ

ПРИГОТОВЛЕНИЕ И ПРИМЕНЕНИЕ ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ

№ П2-05.01 М-0027

ВЕРСИЯ 2.00

**МОСКВА
2018**

СОДЕРЖАНИЕ

ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ	4
НАЗНАЧЕНИЕ	4
ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ.....	4
ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ.....	5
1. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....	6
2. ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	7
3. МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРИГОТОВЛЕНИЯ ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ.....	10
3.1. ТИПЫ ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ.....	10
3.2. ТРЕБОВАНИЯ К ХИМИЧЕСКИМ РЕАГЕНТАМ И СОЛЯМ	11
3.3. МОДИФИКАЦИЯ ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ ХИМИЧЕСКИМИ РЕАГЕНТАМИ.....	13
3.4. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ	14
3.5. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ЖИДКОСТЯМ ГЛУШЕНИЯ.....	18
3.6. РАСЧЕТ ПЛОТНОСТИ ЖИДКОСТИ ГЛУШЕНИЯ. ДОПУСТИМЫЕ ОТКЛОНЕНИЯ	19
4. ТЕХНОЛОГИЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ РАСТВОРОВ ГЛУШЕНИЯ	22
4.1. ТЕХНИЧЕСКАЯ ВОДА	23
4.2. РАСТВОР ГАЛИТА (ПЛОТНОСТЬЮ 1180 КГ/М ³).....	24
4.3. РАСТВОР КАЛИЯ ХЛОРИСТОГО (ПЛОТНОСТЬЮ 1150 КГ/М ³).....	27
4.4. РАСТВОР ХЛОРИСТОГО КАЛЬЦИЯ (ПЛОТНОСТЬЮ 1350 КГ/М ³).....	30
4.5. КОМБИНИРОВАННЫЕ РАСТВОРЫ НИТРАТ КАЛЬЦИЯ - ГАЛИТ (ПЛОТНОСТЬЮ 1350, 1480 Г/СМ ³).....	33
4.6. КОМБИНИРОВАННЫЕ РАСТВОРЫ «НИТРАТ КАЛЬЦИЯ – ХЛОРИСТЫЙ КАЛЬЦИЙ» (ПЛОТНОСТЬЮ 1480, 1600 КГ/М ³).....	37
4.7. КОМБИНИРОВАННЫЙ РАСТВОР НИТРАТ НАТРИЯ – ГАЛИТ (ПЛОТНОСТЬЮ 1350 КГ/М ³)	40
4.8. ТЯЖЕЛЫЕ РАСТВОРЫ ПЛОТНОСТЬЮ ДО 1800 КГ/М ³	43
5. ТЕХНОЛОГИЯ УТЯЖЕЛЕНИЯ ПОДТОВАРНОЙ ВОДЫ И/ИЛИ СОЛЕВЫХ РАСТВОРОВ.....	45
5.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.....	45
5.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСХОДНЫХ НОРМ СОЛЕЙ	45
5.3. ТЕХНОЛОГИЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ РАСТВОРОВ	47
6. МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ.....	49
6.1. СПОСОБЫ ЗАКАЧКИ ЖИДКОСТИ ГЛУШЕНИЯ.....	52
6.2. РАСЧЕТ ЧИСЛА ЦИКЛОВ ГЛУШЕНИЯ.....	52
6.3. РАСЧЕТ КОЛИЧЕСТВА ЖИДКОСТИ ГЛУШЕНИЯ	53
6.4. БЛОКИРУЮЩИЕ СОСТАВЫ ГЛУШЕНИЯ	54
6.5. РАСЧЕТ ОБЪЕМА БЛОКИРУЮЩЕГО СОСТАВА ГЛУШЕНИЯ	56

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

© © ПАО «НК «Роснефть», 2018

6.6. ПРИМЕРЫ ТЕХНОЛОГИИ ПРИМЕНЕНИЯ ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ	59
6.6.1. НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫЕ СКВАЖИНЫ С АНОМАЛЬНО НИЗКИМ ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ	59
6.6.2. ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ С ЩЕЛЕВЫМ ФИЛЬТРОМ ПРИ РИСКЕ ПОГЛОЩЕНИЯ ИЛИ ПРИ АНПД. ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ С ГРП	60
6.6.3. СКВАЖИНЫ С ПОДВЕСКОЙ КОЛОННЫ НКТ ВЫШЕ ИНТЕРВАЛА ПЕРФОРАЦИИ НА 300 И БОЛЕЕ МЕТРОВ	62
6.6.4. ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИНЫ С ПАКЕРОМ ИЛИ КОМПОНОВКОЙ ОРЭ ОБОРУДОВАННОЙ ЭЦН ИЛИ ПЕРОМ-ВОРОНКОЙ СО СБИВНЫМ КЛАПАНОМ	63
6.6.5. ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИНЫ С ПАКЕРОМ ИЛИ КОМПОНОВКОЙ ОРЭ ОБОРУДОВАННОЙ ЭЦН ИЛИ ПЕРОМ-ВОРОНКОЙ БЕЗ СБИВНОГО КЛАПАНА	64
6.6.6. ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИНЫ С ИНТЕРВАЛОМ ПОГЛОЩЕНИЯ (НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ) НАД ИНТЕРВАЛОМ ПЕРФОРАЦИИ	64
6.6.7. ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИНЫ С ИНТЕРВАЛОМ ПОГЛОЩЕНИЯ (НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ) ПОД ИНТЕРВАЛОМ ПЕРФОРАЦИИ	65
6.6.8. ГЛУШЕНИЕ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ ПАКЕРОМ ИЛИ КОМПОНОВКОЙ ОДНОВРЕМЕННО РАЗДЕЛЬНОЙ ЗАКАЧКИ	67
6.6.9. ГЛУШЕНИЕ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ ЭЦН И ПАКЕРОМ	67
6.6.10. ПРИМЕНЕНИЕ БЛОКИРУЮЩЕГО СОСТАВА ГЛУШЕНИЯ В КАЧЕСТВЕ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ	68
6.7. ТЕХНОЛОГИИ ПРИМЕНЕНИЯ ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ В УСЛОВИЯХ РИСКОВ ОСЛОЖНЕНИЙ В ХОДЕ И ПОСЛЕ ТКРС	68
7. ПРИГОТОВЛЕНИЕ БЛОКИРУЮЩИХ СОСТАВОВ ГЛУШЕНИЯ	69
7.1. ОСОБЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К КАЧЕСТВУ РАБОТ И ОБОРУДОВАНИЯ	69
7.2. ПРИГОТОВЛЕНИЕ ГЕЛИРОВАННОЙ БЛОКИРУЮЩЕГО СОСТАВА ГЛУШЕНИЯ БЕЗ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ	70
7.3. ПРИГОТОВЛЕНИЯ БЛОКИРУЮЩЕГО СОСТАВА ГЛУШЕНИЯ С ТВЕРДОЙ ФАЗОЙ	74
7.4. ПРИГОТОВЛЕНИЕ ЭМУЛЬСИОННОГО БЛОКИРУЮЩЕГО СОСТАВА ГЛУШЕНИЯ (ИНЭР)	77
7.5. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА БЛОКИРУЮЩИХ СОСТАВОВ ГЛУШЕНИЯ	80
7.5.1. ТЕСТ НА СОВМЕСТИМОСТЬ РЕАГЕНТА-ЗАГУСТИТЕЛЯ С ВОДНО-СОЛЕВОЙ ОСНОВОЙ	80
7.5.2. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА БСГ БЕЗ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ	81
7.5.3. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА БСГ С ТВЕРДОЙ ФАЗОЙ	81
7.5.4. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ИНЭР	82
8. СОВМЕСТИМОСТЬ РАСТВОРОВ ГЛУШЕНИЯ	83
9. ТРЕБОВАНИЯ К МЕТРОЛОГИЧЕСКОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ	85
10. ПРАВИЛА БЕЗОПАСНОСТИ ТРУДА ПРИ ПРИГОТОВЛЕНИИ ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ	86
11. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	88
12. ССЫЛКИ	89
13. РЕГИСТРАЦИЯ ИЗМЕНЕНИЙ ЛОКАЛЬНОГО НОРМАТИВНОГО ДОКУМЕНТА	91
ПРИЛОЖЕНИЯ	92

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

© © ПАО «НК «Роснефть», 2018

ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

НАЗНАЧЕНИЕ

Настоящие Методические указания устанавливают требования к основным реагентам, солям, технологиям, методам контроля качества и мерам безопасности, которые необходимо соблюдать и применять при приготовлении жидкостей глушения на месторождениях Компании.

Основными задачами настоящих Методических указаний является определение:

- номенклатуры солей, жидкостей глушения;
- рекомендуемых расходных норм реагентов для лабораторных и опытно-промысловых испытаний, технологических приемов по приготовлению жидкостей глушения;
- методов контроля качества жидкостей глушения;
- мер безопасности при приготовлении жидкостей глушения.

ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ

Настоящие Методические указания обязательны для исполнения работниками:

- Департамента нефтегазодобычи ПАО «НК «Роснефть»;
- дочерних обществ ПАО «НК «Роснефть», в отношении которых Уставами Обществ, акционерными и иными соглашениями с компаниями - партнерами не определен особый порядок реализации акционерами/участниками своих прав, в том числе по управлению Обществом,

задействованными в процессах химизации, добычи, промыслового сбора, подготовки и транспортировки углеводородного сырья и воды.

Настоящие Методические указания носят рекомендательный характер для исполнения работниками иных Обществ Группы, не являющихся дочерними обществами ПАО «НК «Роснефть».

Требования настоящих Методических указаний становятся обязательными для исполнения в дочернем обществе ПАО «НК «Роснефть» и ином Обществе Группы, после их введения в действие в Обществе Группы в соответствии с Уставом Общества Группы с учетом специфики условий договоров или соглашений о совместной деятельности и в установленном в Обществе Группы порядке.

Распорядительные, локальные нормативные и иные внутренние документы не должны противоречить настоящим Методическим указаниям.

Структурные подразделения ПАО «НК «Роснефть» и Общества Группы при оформлении договоров с подрядными (сервисными) организациями, оказывающими услуги по приготовлению и определению качества жидкостей глушения, обязаны включить в условия договора пункт о неукоснительном выполнении подрядными (сервисными) организациями требований, установленных настоящими Методическими указаниями. Объем требований и

способ передачи настоящих Методических указаний подрядной (сервисной) организации определяется условиями договора.

ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ

Настоящие Методические указания являются локальным нормативным документом постоянного действия.

Настоящие Методические указания утверждаются, вводятся в действие, изменяются и признаются утратившими силу в ПАО «НК «Роснефть» на основании распоряжения ПАО «НК «Роснефть».

Инициатором внесения изменений в Методические указания являются Департамент нефтегазодобычи ПАО «НК «Роснефть», а также иные структурные подразделения ПАО «НК «Роснефть» и Общества Группы по согласованию с Департаментом нефтегазодобычи ПАО «НК «Роснефть».

Изменения в Методические указания вносятся в случаях: изменения законодательства РФ в области требований к глушению скважин, изменения организационной структуры или полномочий руководителей и т.п.

1. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ

БЛОКИРУЮЩАЯ СОСТАВ ГЛУШЕНИЯ – состав, предназначенный для временного разобщения призабойной зоны скважины от жидкости глушения.

ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИН – комплекс работ, направленных на временное прекращение притока жидкости из пласта в открытой скважине путем создания противодавления на эксплуатируемый продуктивный пласт жидкостью расчетной плотности.

ЖИДКОСТЬ ГЛУШЕНИЯ – жидкость, предназначенная для прекращения массообмена между пластом и скважиной на время ее подземного ремонта.

Примечание: Жидкости глушения делятся на блокирующие составы глушения, растворы глушения и буферные жидкости.

НОРМАТИВНЫЙ ДОКУМЕНТ - документ, устанавливающий правила, общие принципы или характеристики, касающиеся различных видов деятельности или их результатов.

Примечание: В настоящих Методических указаниях данный термин охватывает такие понятия как ГОСТ, технические условия, регламенты и т.д.

ПОДРЯДНАЯ (СЕРВИСНАЯ) ОРГАНИЗАЦИЯ - физическое или юридическое лицо, которое выполняет работы по договору подряда, заключаемому с заказчиками работ и услуг.

РАСТВОР ГЛУШЕНИЯ - жидкость, предназначенная для уравнивания забойного и пластового давления.

2. ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АВПД – аномально высокое пластовое давление.

АККРЕДИТОВАННАЯ ИСПЫТАТЕЛЬНАЯ ЛАБОРАТОРИЯ – химическая лаборатория, аккредитованная Федеральной службой по аккредитации (Росаккредитация) или другим уполномоченным им органом по аккредитации на соответствие ГОСТ ИСО/МЭК 17025 и обладающая соответствующими областями аккредитации.

АНПД – аномально-низкое пластовое давление.

АСПО – асфальтеносмолопарафинистые отложения.

БЖ – буферная жидкость.

БПР – блок приготовления растворов.

БРХ – блок реагентного хозяйства.

БСГ – блокирующая состав глушения.

БСГ-ГЖ – гелированный блокирующий состав глушения на водной основе без твердой фазы.

БСГ-галит - гелированный блокирующий состав глушения на водной основе с твердой фазой – галитом.

БСГ-МК - гелированный блокирующий состав глушения на водной основе с твердой фазой – микроальцитом.

ГНВП – газонефтеводопроявление.

ГНКТ – гибкие насосно-компрессорные трубы.

ГНО – глубинное насосное оборудование.

ГРП – гидроразрыв пласта.

ЖГ – жидкость глушения.

ЗАКАЗЧИК – ПАО «НК «Роснефть» или Общество Группы, поручающее выполнение работ и услуг на договорной основе.

ИЛ (ХАЛ) – испытательная лаборатория (химико-аналитическая лаборатория).

ИНЭР – эмульсионный (вода-нефть и др.) блокирующий состав глушения без твердой фазы.

ИСО – ингибитор солеотложений.

КВЧ – количество взвешенных частиц.

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

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика.

ЛИ – лабораторные испытания.

МПВ – модель пластовой воды (по содержанию растворенных солей).

МКР – мягкий контейнер разовый.

НКТ – насосно-компрессорные трубы.

НТФ – нитрилтриметилфосфовая кислота.

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.

ОПИ – опытно-промысловые испытания.

ОРЭ – одновременно-раздельная эксплуатация.

ПАВ – поверхностно-активные вещества.

ПЗС – призабойная зона скважины.

ППУ – паровая передвижная установка.

РСУ – растворо-солевой узел, узел приготовления жидкостей глушения.

СТРУКТУРНОЕ ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ (СП) – структурное подразделение Общества Группы или ПАО «НК «Роснефть» с самостоятельными функциями, задачами и ответственностью в рамках своей компетенции, определенной Положением о структурном подразделении.

СКО – солянокислотная обработка.

ССБ – сульфит спиртовая барда.

ТКРС – текущий и капитальный ремонт скважин.

ТУ – технические условия.

УСТУС – структурное подразделение Общества Группы, ответственное за скважинные технологии и супервайзинг.

УДНГ – структурное подразделение Общества Группы, ответственное за добычу нефти и газа.

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса.

ЦДНГ – подразделение Общества Группы, ответственное за добычу нефти и газа.

ШГН – штанговый глубинный насос.

3. МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРИГОТОВЛЕНИЯ ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ

3.1. ТИПЫ ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ

Условно все ЖГ подразделяют на водные ЖГ:

- пресная (речная, скважинная, поверхностная) или подтоварная вода с добавками;
- стабилизированные пенные системы (афроны и др.);
- солевые растворы;
- гелированные солевые растворы.

и неводные ЖГ:

- обратные водонефтяные эмульсии;
- полигликоли (этиленгликоль и другие растворители).

Наиболее часто в качестве ЖГ применяют пресную или подтоварную воду. При необходимости увеличения плотности применяют водные растворы минеральных солей. Применением разных солей достигается плотность до 1800 кг/м³ (растворы солей цинка, Таблица 1).

ЖГ, наиболее часто используемые для глушения скважин на нефтяных месторождениях с соответствующим диапазоном плотности их водных растворов, приведены в Таблице 1.

Таблица 1
Плотность водных растворов различных солей

№	ЖИДКОСТИ ГЛУШЕНИЯ	ПЛОТНОСТЬ, КГ/М ³
1	2	3
1	ИНЭР	900 ~ 1300
2	Скважинная вода	1000 ~ 1200
3	Раствор хлористого калия	1040 ~ 1150
4	Раствор хлористого натрия	1040 ~ 1190
5	Раствор хлористого кальция	1040 ~ 1350
6	Раствор натрия азотнокислого	1040 ~ 1390
7	Раствор натрия бромистого	1040 ~ 1500
8	Раствор поташа (калия углекислого)	1040 ~ 1550
9	Растворы нитрата кальция	1040 ~ 1600
10	Раствор цинка хлористого	1350 ~ 1800
11	Раствор кальция бромистого	1350 ~ 1750
12	БСГ	900 ~ 1600

Расходные нормы солей для приготовления ЖГ заданной плотности устанавливаются в ходе лабораторных исследований на модельной воде и корректируются в ходе ОПИ на месторождении с использованием воды фактического источника водоснабжения. Технология приготовления ЖГ предусмотрена настоящими Методическими указаниями.

Калий хлористый (ГОСТ 4568, природный минерал – сильвинит). Белое кристаллическое вещество, может быть окрашено примесями. Пожароопасности не представляет. Малотоксичное вещество. Класс опасности – IV. Хорошо стабилизирует глинистые составляющие породы - предотвращает набухание глин. Для глушения скважин применяется водный раствор плотностью до 1150 кг/м³.

Натрий хлористый (по ТУ или другому нормативному документу). Кристаллическое вещество белого цвета, может быть как природным минералом – галит, так и техническим продуктом (соль выварочная). Примеси окрашивают природный минерал в различные оттенки от сероватого до розоватого. Пожароопасности не представляет. Малотоксичное вещество. Класс опасности – IV. Для глушения скважин применяется водный раствор плотностью до 1190 кг/м³.

Кальций хлористый - (ГОСТ 450 или другому нормативному документу, например ТУ производителя) – представляет собой бесцветные кристаллы без запаха. Выпускается в гранулированной форме. Хорошо растворим в воде. При приготовлении раствор разогревается до 75°C. Перед применением требуется отстой и охлаждение. Не горюч. Пожароопасности не представляет. Малотоксичное вещество. Класс опасности – IV. Для предотвращения набухания глинистого цемента и солеотложения необходимо добавка гидрофобизаторов, ингибиторов коррозии и солеотложения. Для глушения скважин применяется водный раствор плотностью до 1350 кг/м³.

Натрий азотнокислый - (ГОСТ 828 или другому нормативному документу, например, ТУ производителя). Синтетическая соль, выпускаемая рядом химических предприятий. Хорошо растворима в воде (880 г в 1 литре воды). Позволяет получать растворы плотностью до 1390 кг/м³. Растворы азотнокислого натрия в растворе галита имеют плотность до 1360 кг/м³.

Кальций азотнокислый – (По ТУ или другому нормативному документу). Синтетическая соль, производимая и поставляемая рядом химических предприятий. Продукт отличается содержанием кристаллизационной воды, солей аммония и товарной формой (гранулы и кристаллы).

Все продукты на основе кальция азотнокислого хорошо растворимы в воде, растворы имеют плотность до 1600 кг/м³, температуры замерзания ниже минус 30°C. При контакте с пластовыми водами, содержащими гидрокарбонат- и/или сульфат-ионы возможно выпадение солей. Для предотвращения выпадения солей необходимо добавлять ингибитор коррозии, солеотложений и гидрофобизатор в количествах, обеспечивающих требуемую эффективность.

3.2. ТРЕБОВАНИЯ К ХИМИЧЕСКИМ РЕАГЕНТАМ И СОЛЯМ

Соли и химические реагенты отечественного производства, применяемые для производства ЖГ, должны иметь следующую сопроводительную документацию:

- ТУ (согласно ГОСТ 2.114) или стандарт на продукцию;
- инструкцию по применению (кроме солей для приготовления растворов глушения);
- сертификат (или декларацию) о соответствии, выданный органом по сертификации, аккредитованным в Национальной системе аккредитации РФ;
- паспорт безопасности реагента (п. 5.10 ПОТ Р М-004-97 вещества (материалы),

Р 50.1.102 и ГОСТ 30333) должны поступать в СП ОГ с партией химических реагентов, паспорт безопасности является обязательной составной частью технической документации на химическую продукцию;

- свидетельство о государственной регистрации товаров, подлежащих санитарно-эпидемиологическому надзору (контролю) на территории Таможенного Союза, выданное Федеральной службой по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека;
- паспорт качества на поставляемую партию (при поставке).

Соли и химические реагенты иностранного производства, применяемые для производства ЖГ в соответствии с настоящими Методическими указаниями, должны иметь следующую сопроводительную документацию:

- паспорт безопасности вещества (Material Safety Data Sheet);
- техническую информацию (инструкцию по применению);
- свидетельство о государственной регистрации товаров, подлежащих санитарно-эпидемиологическому надзору (контролю) на территории Таможенного Союза, выданное Федеральной службой по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека;
- спецификацию на поставку с указанием номера контракта (при промышленном применении химического реагента).

Документация на реагент иностранного производства должна быть на языке оригинала и на русском языке, заверенная подписью руководителя производителя (поставщика) и печатью.

Техническая документация на реагент (ТУ, инструкция по применению или др.) предъявляется в актуальном виде (с учетом последних изменений) Заказчику на момент требования и должна содержать следующую информацию:

- физико-химические свойства реагента;
- назначение, область и условия применения (с указанием количественных характеристик эффективности при их использовании);
- требования к маркировке, упаковке транспортированию и хранению;
- агрегатное состояние;
- класс химического соединения активной основы;
- методика определения массовой доли активной химической основы;
- характеристика реагента по пожаровзрывобезопасности;
- требования безопасности при применении реагента;
- меры по оказанию первой помощи при отравлении;
- меры по охране окружающей среды, способы утилизации (обезвреживания) реагента;
- правила приемки и хранения;
- методы испытаний;
- гарантии изготовителя, срок годности реагента;
- класс опасности реагента.

Химические реагенты, применяемые в технологических процессах добычи и транспортировки нефти, не должны приводить к превышению содержания в нефти легколетучих хлорорганических соединений более 10 мг/кг, определяемых по ГОСТ Р 52247. В случае производственной необходимости содержание легколетучих хлорорганических соединений определяют непосредственно в химических реагентах по ГОСТ Р 52247 или по методике, утвержденной уполномоченным органом в установленном законодательством РФ порядке. При этом содержание легколетучих хлорорганических соединений в химических реагентах не должно превышать 10 мг/кг.

Перед использованием химические реагенты должны пройти входной контроль качества в химической лаборатории. Привлечение аккредитованной по ГОСТ ИСО/МЭК 17025 ИЛ для входного контроля целесообразно только в случае возникновения разногласий в оценке качества реагента.

3.3. МОДИФИКАЦИЯ ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ ХИМИЧЕСКИМИ РЕАГЕНТАМИ

Для придания ЖГ необходимых технологических свойств рекомендуется модифицировать их химическими реагентами – ИСО, ПАВ, гидрофобизаторами, ингибиторами набухания глин, ингибиторами коррозии, нейтрализаторами сероводорода, бактерицидами, поглотителями кислорода, ингибиторами гидратообразования, растворителя солейотложений и другими реагентами. Дозировка и марка реагентов для модификации растворов глушения устанавливаются ОГ в соответствии с Положением Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» № П1-01.05 Р-0339.

В случае возникновения рисков осложнений в ходе проведения ТКРС или эксплуатации скважины после ТКРС разработаны рекомендации по технологии применения модифицированных растворов глушения (подраздел 6.7 настоящих Методических указаний) и показатели технологических свойств растворов глушения для обоснования применения реагентов-модификаторов ([Приложение 1](#)).

Модификация реагентами производится на РСУ способами, обеспечивающими равномерный и однородный состав всего объема раствора глушения:

- в усреднительной емкости после разбавления и доведения до расчетной плотности раствора глушения путем дозирования с помощью БРХ или другого устройства, обеспечивающего количественный ввод химического реагента. После ввода расчетного количества реагентов-модификаторов состав раствора глушения усредняется по всему объему работой насоса или мешалкой;
- в емкости автоцистерны при наливе раствора глушения и воды путем дозирования с помощью БРХ или другого устройства, обеспечивающего количественный ввод химического реагента. Ввод реагентов осуществляется равномерно в весь объем раствора глушения (и воды для разбавления) равномерной подачей реагента в течение всего времени налива раствора автоцистерны;
- другим способом, обеспечивающим равномерный и однородный состав всего объема раствора глушения.

Номенклатура химических реагентов и дозировки модификаторов ЖГ отбираются в ходе лабораторного тестирования и ОПИ на месторождении применения и могут меняться при

появлении на рынке новых продуктов.

Ингибиторы набухания глин позволяют предотвратить или уменьшить эффект набухания породы и/или глинистого цемента при его контакте с ЖГ на водной основе. Выбор марки и дозировки химического реагента для объекта применения проводится в ходе ЛИ и ОПИ на керновом материале объекта разработки.

Гидрофобизаторы, гидрофилизаторы и ПАВ позволяют снизить поверхностное натяжение на границе раздела фаз «раствор глушения - нефть», ускорить вынос воды и ЖГ на водной основе из мелких пор коллектора, снизить эффект насыщения водой пористой среды при глушении скважины, повысить приемистость нагнетательной скважины. Выбор марки и дозировки химического реагента для объекта применения проводится в ходе ЛИ и ОПИ.

Ингибиторы солеотложений снижают интенсивность осадкообразования в процессе глушения (при смешении ЖГ с пластовой водой) и вывода скважины на режим. Выбор марки и дозировки химического реагента для объекта применения проводится в ходе ЛИ и ОПИ.

Ингибиторы коррозии снижают коррозионную активность ЖГ, что важно для водных растворов, высокотемпературных объектов разработки и условий смешения ЖГ высокой плотности с попутно-добываемой водой. Выбор марки и дозировки химического реагента для объекта применения проводится в ходе ЛИ и ОПИ.

Поглотители сероводорода используются при глушении скважин с проявлением сероводорода. Объем применения (дозировка) химического реагента определяется исходя из предельно-допустимой концентрации сероводорода в воздухе рабочей зоны на устье скважины, рассчитывается исходя из содержания сероводорода водонефтяной эмульсии и поглощающей способности химического реагента. Выбор марки и дозировки химического реагента для объекта применения проводится в ходе ЛИ и ОПИ.

Бактерициды используются для модификации растворов глушения, приготовленных с использованием поверхностной (озерной, речной, морской) или подтоварной воды с зафиксированной биозараженностью. Выбор марки и дозировки химического реагента для объекта применения проводится в ходе ЛИ и ОПИ.

Поглотители кислорода используются для модификации растворов глушения, приготовленных с использованием поверхностной (озерной, речной, морской), скважинной или подтоварной воды с содержанием кислорода более 0,5 мг/л. Выбор марки и дозировки химического реагента для объекта применения проводится в ходе ЛИ и ОПИ.

Ингибиторы/растворители гидратов используются для модификации растворов при глушении скважин с риском образования гидратов, гидратных пробок в скважине и/или коллекторе, для понижения температуры замерзания/потери текучести раствора. Выбор марки и дозировки химического реагента для объекта применения проводится в ходе ОПИ.

Показатели технологических свойств растворов глушения для обоснования применения реагентов-модификаторов приведены в [Приложении 1](#).

3.4. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ

Объем требований к качеству БСГ без твердой фазы, БСГ с твердой фазой, растворов

глушения, БЖ приведен в [Приложении 2](#) и в [Приложении 3](#). Контроль качества ЖГ в полном объеме требований проводится при ЛИ.

Ответственность и требования к контролю качества материалов и услуг при приготовлении ЖГ приведены в Таблице 2.

Таблица 2

Ответственность и требования к контролю качества материалов и услуг при приготовлении жидкостей глушения скважин

№	КОНТРОЛИРУЕМЫЙ ПАРАМЕТР	ОТВЕТСТВЕННЫЙ ЗА КОНТРОЛЬ	МЕСТО/ВРЕМЯ КОНТРОЛЯ	РЕЗУЛЬТАТ КОНТРОЛЯ. ОТЧЕТНЫЙ ДОКУМЕНТ
1	2	3	4	5
1	Соответствие Программы ЛИ и ОПИ требованиям ЛНД Компании к ЖГ	В соответствии с разделом 5 Положения Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» № П1-01.05 Р-0339	Во время ЛИ и ОПИ	Согласованная Программа ЛИ и ОПИ в соответствии с разделом 5 Положения Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» № П1-01.05 Р-0339
2	Обоснование выбора марки и расходной нормы солей и реагентов для приготовления ЖГ	Исполнитель ЛИ	ЛИ	Соответствие свойств ЖГ требованиям ЛНД Компании. Отчет ЛИ
3	Соответствие ЛИ и ОПИ Программе ЛИ и ОПИ, требованиям ЛНД Компании к ЖГ	В соответствии с разделом 5 Положения Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» № П1-01.05 Р-0339	Во время ЛИ и ОПИ	Соответствие свойств ЖГ требованиям ЛНД Компании. Согласованный отчет ЛИ и ОПИ в соответствии с разделом 5 Положения Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» № П1-01.05 Р-0339
4	Документация на соли и химические реагенты у поставщика.	СП ОГ, ответственное за приготовление и применение ЖГ	При закупке или поставке	Наличие документов по п. 3.2. настоящих Методических указаний
5	Доведение состава (марка, дозировка солей и реагентов-модификаторов) ЖГ до подрядной (сервисной) организации	УДНГ	Общество Группы во время технологического процесса	Состав (марка, дозировка солей и реагентов-модификаторов) для приготовления ЖГ. Утвержденные ОГ расходные нормы реагентов для приготовления ЖГ
6	Состав (марки и дозировки солей и реагентов-модификаторов) ЖГ при приготовлении	Подрядная (сервисная) организация по приготовлению ЖГ	На РСУ при приготовлении	Сводка по составу и расходу растворов глушения
7	Пробы ЖГ и отправка для анализа в ИЛ	Подрядная (сервисная) организация по приготовлению ЖГ	Лаборатория ОГ или аккредитованная лаборатория	Акт отбора проб ЖГ (в свободной форме)

№	КОНТРОЛИРУЕМЫЙ ПАРАМЕТР	ОТВЕСТВЕННЫЙ ЗА КОНТРОЛЬ	МЕСТО/ВРЕМЯ КОНТРОЛЯ	РЕЗУЛЬТАТ КОНТРОЛЯ. ОТЧЕТНЫЙ ДОКУМЕНТ
1	2	3	4	5
8	Свойства ЖГ	Подрядная (сервисная) организация по приготовлению ЖГ	Лаборатория ОГ или аккредитованная лаборатория	Протокол анализа ЖГ (в свободной форме) по пунктам Приложений 2, 3 «при приготовлении на РСУ»
9	Документация на раствор	Подрядная (сервисная) организация по ТКРС	На РСУ при отгрузке раствора	Талон на отпуск (паспорт) ЖГ по форме Приложение 4
10	Документы на отгружаемый раствор	УСТиС, ЦДНГ	На кусте в бригаде при ТКРС	Талон на отпуск (паспорт) ЖГ по форме Приложение 4
11	Качество емкости для перевозки	УСТиС.	На РСУ при отгрузке раствора	Акт пропарки автоцистерны по форме, установленной в ОГ
12	Качество раствора	УСТиС, ЦДНГ	На кусте при ТКРС	Контрольная проба на КВЧ, нефтепродукты и плотность для отправки в ИЛ (ХАЛ). Протокол анализа (в свободной форме) ИЛ (ХАЛ)
13	Отчетность по расходу раствора.	Подрядная (сервисная) организация по ТКРС	В сводке по ТКРС	Общий объем раствора за ТКРС на скважине. Сводка по составу и расходу растворов глушения (в свободной форме)
14	Прием отчетности по расходу раствора от подрядной (сервисной) организации.	ЦДНГ	В сводке по ТКРС.	Общий объем раствора за ТКРС на скважине. Сводка по составу и расходу растворов глушения (в свободной форме)

Физические показатели ЖГ, подлежащие контролю непосредственно на месте применения ЖГ (скважина, куст) и на месте приготовления (РСУ) и/или в ИЛ (ХАЛ) указаны в [Приложении 2, 3](#).

Периодичность контроля качества растворов глушения на РСУ, график очистки емкостей накопления, устанавливаются Инструкцией подрядной (сервисной) организации по эксплуатации РСУ.

Типовой Талон на отпуск (паспорт) ЖГ приведен в [Приложении 4](#): для раствора глушения и БЖ Таблица 41, для БСГ Таблица 42. Талон на отпуск (паспорт) ЖГ заполняется на месте приготовления ЖГ ответственным лицом (мастер, оператор и др.) подрядной (сервисной) организации, оказывающей услуги по приготовлению ЖГ.

Методика определения плотности ЖГ.

Контроль плотности раствора глушения проводится путем прямого замера ареометрическим методом.

Ареометрический метод измерения плотности.

Оборудование:

- ареометр общего назначения АОН-2,3,4 по ГОСТ 18481 с ценой деления шкалы не более 0,010 г/см³;
- термометр стеклянный с ценой деления шкалы не более 1°С;

- цилиндр для ареометра;
- пробоотборник или бутылка для отбора пробы раствора объемом не менее 1 дм³.

Подготовка к проведению измерений.

Остановить перемешивание раствора в миксере, выключить мешалку и внешний насос. Оставить раствор в покое на 30 минут для оседания крупных частиц и кристаллов не растворившейся соли. Отобрать пробу раствора в пробоотборник или бутылку объемом не менее 1 дм³.

Довести раствор до температуры 20±2 °С. Залить раствор из пробоотборника в цилиндр для измерения плотности.

Поместить термометр в пробоотборник с остатками раствора. Зарегистрировать температуру раствора (t) по шкале термометра через 3 минуты выдерживания термометра в растворе. Вымыть ареометр пресной водой и вытереть насухо.

Проведение измерений.

Залить раствор в цилиндр на 1/3 объема ополоснуть цилиндр раствором и вылить раствор в слив. Повторить операцию дважды.

Опустить ареометр в цилиндр с раствором. Считать показания ареометра по шкале - П(t).

Расчет результатов измерений.

Пересчитать плотность раствора, измеренного ареометром на температуру 20 °С по формуле:

$$П_{(20)} = П_{(t)} + 0,6731 * [t - 20] - 0,0345,$$

где:

П₍₂₀₎ - плотность раствора при температуре 20 °С, кг/м³;

П_(t) - плотность раствора при температуре t °С, кг/м³;

t – измеренная (фактическая) температура раствора, °С.

Методика определения количества взвешенных частиц.

Определение КВЧ в ЖГ основано на фильтрации пробы через бумажный фильтр с последующей промывкой дистиллированной водой (ГОСТ 6709) и взвешивании осадка после указанных операций. Определение проводят согласно Методических указаний Компании «Методика измерений массовой концентрации взвешенных частиц в пробах вод пластовых (попутно добываемых), нефтепромысловых сточных, для заводнения нефтяных пластов гравиметрическим методом» № П4-04 М-0073.

Отбор проб жидкости глушения производят не ранее 20 минут после остановки перемешивания (остановки насоса и/или мешалки). Отбор проб ЖГ производят пробоотборником (емкость объемом не менее 0,5 дм³) методом его погружения под уровень

ЖГ на глубину не менее 20 см. Объем пробы должен быть не менее 1,0 дм³. Емкости при отборе пробы заполняют под пробку.

Проба маркируется. На емкости с пробой ЖГ указывается: место отбора, емкость отбора, дата отбора, наименование ЖГ.

3.5. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ЖИДКОСТЯМ ГЛУШЕНИЯ

Требования к ЖГ направлены на обеспечение максимального сохранения продуктивности (приемистости) скважин, безопасности проведения подземного ремонта, сохранения целостности скважинного оборудования. Объем требований к качеству растворов глушения и методам их определения приведен в [Приложениях 2, 3](#).

Инертность к горным породам, составляющим коллектор. Под инертностью к горными породам подразумевают отсутствие химического взаимодействия с минералами коллектора, проявляющегося в ухудшении фильтрационно-емкостных свойств, прежде всего проницаемости, удельного объема (плотности).

Совместимость с пластовыми флюидами (нефтью и водой), другими ЖГ. Под совместимость с пластовыми флюидами (нефтью и водой), другими ЖГ подразумевается отсутствие химического взаимодействия, приводящего к образованию осадков, стойких эмульсий, сладжей, выделению АСПО.

Отсутствие необратимой коагуляции пор коллектора твердыми частицами.

Отсутствие летучих хлор-, азоторганических и других соединений, отрицательно влияющих на катализаторы переработки нефти.

Низкое поглощение блокирующего состава глушения в пласт.

Предотвращение явления набухания породы коллектора. Набухание глинистых частиц породы и, как следствие, снижение прочности и проницаемости коллектора может возникнуть из-за проникновения воды в межслойное пространство глин и увеличения объема глины за счет расклинивающего эффекта молекул воды.

Отсутствие эффекта значительного и необратимого повышения водонасыщенности после контакта с нефте- или газонасыщенным коллектором. Эффект стойкого повышения водонасыщенности проявляется в снижении фазовой проницаемости по нефти, по газу, снижению дебита после глушения и подземного ремонта.

Содержание механических примесей с диаметром частиц более 5 мкм не должно превышать величину 20 мг/л или иное значение, устанавливаемое ОГ исходя из опыта глушения скважин, обоснованных результатов научных работ.

Скорость коррозии стали (тест в статических условиях 24 часа) при пластовой температуре не более 0,1 мм/год.

Термостабильность при высокой (пластовой) и пониженной (на устье в зимний период) температурах. Недопустимо изменение плотности, химического состава при повышении или понижении температуры.

Технологичность в использовании. Товарная форма соли должна быть:

- гранулированной для предотвращения слеживаемости и смораживаемости;
- гранулированной для предотвращения пыления при приготовлении растворов;
- упакованной в МКР с фиксированной массой (800-1200 кг) для механизации погрузочно-разгрузочных работ и учета расхода соли.

Взрывопожаробезопасность при хранении на открытых площадках.

Отсутствие выраженной токсичности (III или IV класс опасности).

Большинство насыщенных растворов солей не совместимы друг с другом. Поэтому без предварительной лабораторной проверки совместимости **запрещается смешивание насыщенных (высокоплотных) растворов солей и одновременное применение их на одном месторождении.**

Ряд растворов солей не совместимы с пластовой, попутно-добываемой, подтоварной, морской водой. Эффект несовместимости проявляется в образовании осадков солей (кальцит, гипс, барит и др.), повышении содержания твердых взвешенных частиц (КВЧ), повышении коррозионной активности.

По этой причине **запрещено разбавлять солевые растворы глушения** поверхностной, попутно-добываемой, подтоварной водой без предварительной лабораторной проверки совместимости и измерения коррозионной активности.

Снижение плотности ЖГ должно производиться разбавлением водой из источника водоснабжения, использованного для ее приготовления или другим раствором с экспериментально проверенной в ИЛ (ХАЛ) совместимостью.

3.6. РАСЧЕТ ПЛОТНОСТИ ЖИДКОСТИ ГЛУШЕНИЯ. ДОПУСТИМЫЕ ОТКЛОНЕНИЯ

Перед началом подземного ремонта скважины до установки подъемного агрегата, она должна быть заглушена жидкостью соответствующей плотности. Требуемая плотность ЖГ определяется из расчета создания столбом ЖГ давления, превышающего текущее пластовое в соответствии с требованиями РД 153-39-023. Расчет необходимой плотности ЖГ определяется по формуле (3.2).

При полной замене скважинной жидкости ЖГ удельный вес ЖГ определяется по формуле:

$$\rho = \frac{P_{пл} * (1 + П) * 10^6}{9,81 * H} \quad (3.2),$$

где:

ρ – расчетная плотность ЖГ, кг/м³;

$P_{пл}$ – пластовое давление, МПа;

П – коэффициент безопасности удельного веса ЖГ, (Таблица 3).

Н - расстояние от устья до кровли пласта по вертикали, м.

Для скважины, где вскрыто несколько пластов с разными пластовыми давлениями и расстояние между ними составляет более 50 м в расчетах принимается величина Н от устья скважины до кровли пласта с более высоким пластовым давлением. Возможны условия глушения скважины в один цикл с частичной заменой скважинной жидкости в интервале от устья до места циркуляции (сбивной клапан, подвеска насоса). Независимо от того, всплывает поднасосная жидкость или нет, или ее плотность и плотность ЖГ усредняется (изменяется) при смешивании, расчетной плотности должно быть достаточно для глушения скважины.

Формула (3.3) применяется для глушения скважин механизированного фонда при 100% обводненности поднасосной жидкости в условиях отстоя.

$$\rho = \frac{(P_{пл} * (1 + П) - P_H) * 10^6}{9,81 * H}, \quad (3.3),$$

где:

$P_{пл}$ – пластовое давление, МПа;

P_H – давление столба пластовой жидкости под насосом, МПа;

Н – расстояние от устья до места циркуляции (сбивной клапан, подвеска насоса) по вертикали, м;

П – коэффициент безопасности работ.

Значения коэффициента безопасности для удельного веса ЖГ в зависимости от глубины скважины согласно п. 210-211 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» приведены в Таблице 3.

Таблица 3
Значения коэффициента безопасности удельного веса жидкости глушения
в зависимости от глубины скважины

№	ГЛУБИНА СКВАЖИНЫ, М	КОЭФФИЦИЕНТ БЕЗОПАСНОСТИ, ДОЛИ ЕД.
1	2	3
1	До 1200	0,10
2	Свыше 1200	0,05

Требуемую плотность ЖГ определяют из расчета создания столбом ЖГ давления, превышающего текущее пластовое на коэффициент безопасности (П) удельного веса ЖГ. Допускаемые отклонения плотности ЖГ от расчетной величины в зависимости от глубины и расчетной плотности глушения приведены в Таблице 4 (согласно п. 3.1.2.2 РД 153-39-023).

Таблица 4
Допускаемые отклонения от расчетной величины плотности жидкости глушения

ГЛУБИНА СКВАЖИНЫ, М	ДОПУСКАЕМЫЕ ОТКЛОНЕНИЯ ПРИ ПЛОТНОСТИ ЖИДКОСТИ ГЛУШЕНИЯ, КГ/М ³
---------------------	--

	ДО 1300	1300 ~ 1800	БОЛЕЕ 1800
1	2	3	4
До 1200	20	15	10
1200 ~ 2600	10	10	5
2600 ~ 4000	5	5	5

4. ТЕХНОЛОГИЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ РАСТВОРОВ ГЛУШЕНИЯ

Требования к технологиям, расходным нормам солей и химических реагентов для приготовления растворов глушения на водной основе с плотностью от 1000 кг/м³ до 1800 кг/м³:

- вода пресная техническая плотностью 1000 кг/м³;
- раствор галита плотностью 1180 кг/м³;
- раствор калия хлористого плотностью 1150 кг/м³;
- раствор кальция хлористого плотностью 1350 кг/м³;
- комбинированный раствор «Нитрат Кальция - Галит» плотностью 1350 кг/м³;
- комбинированный раствор «Нитрат Кальция - Галит» плотностью 1480 кг/м³;
- комбинированный раствор «Нитрат Кальция – Хлористый кальций» плотностью 1480 кг/м³;
- комбинированный раствор «Нитрат Кальция – Хлористый кальций» плотностью 1600 кг/м³;
- комбинированный раствор «Нитрат Натрия – Галит» плотностью 1350 кг/м³;
- тяжелые растворы плотностью 1800 кг/м³.

Растворы меньшей плотности готовят методом разбавления пресной технической водой или другим совместимым солевым раствором, после проверки совместимости в ИЛ (ХАЛ). Допустимые отклонения плотности ЖГ от расчетной величины в зависимости от глубины и расчетной плотности глушения приведены в Таблице 4.

Для расчета разбавления с целью понижения плотности раствора следует пользоваться формулой (4.1) и (4.2):

$$V(1) = \frac{П - П(2)}{П(1) - П(2)} \quad (4.1),$$

$$V(2) = \frac{П(1) - П}{П(1) - П(2)} \quad (4.2),$$

где:

V(1) – доля раствора повышенной плотности;

V(2) – доля раствора пониженной плотности;

П – целевая плотность после разбавления, кг/м³;

П(1) – плотность высокоплотного раствора (раствора который разбавляют), кг/м³;

П(2) – плотность низкоплотного раствора (раствора которым разбавляют), кг/м³.

4.1. ТЕХНИЧЕСКАЯ ВОДА

Назначение – глушение скважин, промывка скважин, разбавление других ЖГ для снижения плотности, перевод скважины с тяжелых растворов на воду перед запуском УЭЦН, замер пластового давления, оттеснение фронта нефти и газа от забоя скважины. Техническая вода может быть поверхностного происхождения (скважины, водозаборы) или подготовленной подтоварной с содержанием не выше 20 г/дм³.

Основные технологические свойства воды для глушения приведены в Таблице 5.

Таблица 5
Основные технологические свойства воды для глушения

№	ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ СВОЙСТВО	ЗНАЧЕНИЕ	ПРИМЕЧАНИЕ
1	2	3	4
1.	Плотность, кг/м ³ : ▪ пресная; ▪ подтоварная.	998-1005; От 1000 - 1300.	-
2.	Температура замерзания, °С.	~ 0	Для пресной воды
3.	Пригодность для разбавления ЖГ	Допустимо	После проверки совместимости
4.	Необходимость модификации (расход): ▪ ингибитор коррозии; ▪ ИСО. ▪ нейтрализатор сероводорода ▪ поглотитель кислорода ▪ бактерицид	На основании положительных результатов ЛИ	Альтернативность - не менее 4 реагентов
5.	ПАВ, Гидрофобизатор*	На основании положительных результатов ЛИ	Альтернативность - не менее 4 реагентов
6.	Ингибитор глинонабухания**	На основании положительных результатов ЛИ	Альтернативность - не менее 4 реагентов
7.	Подготовка раствора	Фильтрация или отстой от механических примесей	Дегазация подтоварной и сеноманской воды

*Примечание: ** Марку химического реагента подбирают к коллектору, рекомендуется добавлять при работе на низкопроницаемых коллекторах или малообводненном фонде скважин (менее 30% воды).

*Примечание: *** Марку химического реагента подбирают к коллектору и добавляют для работы на водочувствительных и/или глинонабухающих коллекторах.

Оборудование:

- емкость для отстоя 5-50 м³ с обвязкой на насос и линией для наполнения и отгрузки;
- насос электрический для перекачки раствора;
- линия для перекачки (трубопровод или гибкий шланг);

- ареометр общего назначения АОН-2,3,4 по ГОСТ 18481 с ценой деления шкалы не более 0,010 г/см³;

Химические реагенты:

- ингибитор коррозии;
- ИСО;
- гидрофобизатор;
- нейтрализатор сероводорода;
- поглотитель кислорода;
- бактерицид;
- ингибитор набухания глин.

Технология приготовления.

Набор воды ведется из отведенного источника. Для пресной воды - плавучий водозабор, скважина, для подтоварной воды – водопровод с дожимной насосной станции, цеха перекачки и подготовки нефти, кустовой насосной станции.

Вода, набираемая с сеноманских скважин и подтоварная вода, должна проходить предварительное разгазирование в сепараторах. Запрещается использование подтоварной и сеноманской воды без предварительного разгазирования и подготовки.

Поверхностная (речная, озерная) вода при наборе в емкость должна проходить фильтрацию через песчаные фильтры или фильтры иной конструкции.

Сеноманская и подтоварная вода должна проходить отстой для снижения содержания КВЧ до нормативного уровня. После оседания механических примесей нижняя (загрязненная) часть раствора сливается из емкости в дренажную емкость или в систему очистки.

Время отстоя от механических примесей – до достижения нормативного показателя по КВЧ.

Допускается не проводить предварительный отстой сеноманской и подтоварной воды при стабильном качестве по КВЧ и нефтепродуктам или при наличии системы принудительной фильтрации на линии отбора и/или линии выдачи технической воды.

Для предупреждения попадания механических примесей после их отстоя в емкости рекомендуется проводить отгрузку в автоцистерны из слива, расположенного не ниже 20 см над уровнем дна емкости.

Модификация реагентами производится на РСУ способами, обеспечивающими равномерный и однородный состав всего объема раствора глушения (подраздел 3.3 настоящих Методических указаний).

Регулирование плотности пресной технической воды – не предусмотрено.

4.2. РАСТВОР ГАЛИТА (ПЛОТНОСТЬЮ 1180 КГ/М³)

Назначение – глушение скважин, промывка скважин, разбавление комбинированных растворов. Основные технологические свойства раствора галита представлены в Таблице 6.

Таблица 6
Основные технологические свойства раствора галита

№	ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ СВОЙСТВО	ЗНАЧЕНИЕ	ПРИМЕЧАНИЕ
1	2	3	4
1.	Плотность, кг/м ³	1180	-
2.	Соль для приготовления и расход, кг/м ³ : ▪ галит минеральный	На основании результатов ЛИ	-
3.	Температура замерзания, °С	Минус 17	-
4.	Совместимость с другими ЖГ	Таблица 34, Таблица 35 настоящих Методических указаний	Подтверждается в ходе ЛИ
5.	Необходимость модификации (расход): ▪ ингибитор коррозии; ▪ ИСО. ▪ нейтрализатор сероводорода ▪ поглотитель кислорода ▪ бактерицид	На основании положительных результатов ЛИ	Альтернативность - не менее 4 реагентов
6.	ПАВ, Гидрофобизатор*.	На основании положительных результатов ЛИ	Альтернативность - не менее 4 реагентов
7.	Ингибитор глинонабухания**	На основании положительных результатов ЛИ	Альтернативность - не менее 4 реагентов
8.	Содержание ионов кальция, кг/м ³	<1	-
9.	Дополнительная подготовка раствора	Отстой от механических примесей или фильтрация	-

Примечание: * Марку химического реагента подбирают к коллектору, рекомендуется добавлять при работе на низкопроницаемых коллекторах или малообводненном фонде скважин (менее 30% воды).

Примечание: ** Марку химического реагента подбирают к коллектору и добавляют для работы на водочувствительных и/или глинонабухающих коллекторах.

Оборудование:

- БПР;
- насос электрический для перекачки раствора;
- линия для перекачки раствора (трубопровод или гибкий шланг);
- ареометр общего назначения АОН-2,3,4 по ГОСТ 18481 с ценой деления шкалы не более 0,010 г/см³;
- термометр с диапазоном измерения от минус 10 °С до плюс 100 °С, ценой деления не более 1 градуса.

Химические реагенты:

- концентрат минеральный галит, фасованный в МКР по 800-1200 кг или хлористый натрий, или галит с содержанием нерастворимых веществ не более 0,5% (масс.) другой марки;
- ингибитор коррозии;
- ИСО;
- гидрофобизатор;
- нейтрализатор сероводорода;
- поглотитель кислорода;
- бактерицид.

Технология приготовления.

Набрать в БПР или емкость приготовления расчетный (Таблица 7) объем воды (по подразделу 4.1. настоящих Методических указаний, без химических реагентов-модификаторов). Объем воды проверить по мерной линейке или по расходомеру.

Включить мешалку и/или циркуляционный насос.

Засыпать в БПР или емкость приготовления расчетную (Таблица 7) массу соли галит двумя порциями по $\sim 1/2$ от расчетного количества.

Перемешивать раствор до полного растворения соли.

Замерить плотность и температуру раствора. Рассчитать плотность раствора при температуре 20°C, согласно п. 3.4. настоящих Методических указаний.

Продолжать перемешивание до набора заданной или постоянной плотности (в пересчете на 20°C).

По окончании набора плотности зафиксировать плотность и время, отобрать пробу, отправить в ИЛ (ХАЛ), перекачать в емкость накопления для отстоя.

Время отстоя – до достижения нормативного значения по КВЧ.

Допускается сократить время отстоя раствора перед отгрузкой при стабильном качестве по КВЧ и нефтепродуктам или при наличии системы принудительной фильтрации на линии выдачи раствора.

Для предупреждения попадания механических примесей после их отстоя в емкости рекомендуется проводить отгрузку в автоцистерны из слива, расположенного не ниже 20 см над уровнем дна емкости.

Модификация реагентами производится на РСУ способами, обеспечивающими равномерный и однородный состав всего объема раствора глушения (раздел 3.3 настоящих Методических указаний).

Расход соли для различных объемов приготовления растворов галита приведен в Таблице 7.

Таблица 7
Расход соли для различных объемов приготовления растворов галита

РАСХОД ГАЛИТА, КГ	1 000	2 000	3 000	4 000	5 000	6 000	7 000
РАСХОД ВОДЫ, ДМ³	3 057	6 113	9 170	12 227	15 284	18 340	21 397
ОЖИДАЕМЫЙ ОБЪЕМ РАСТВОРА, М³	3,438	6,876	10,314	13,752	17,190	20,627	24,065
РАСХОД ГАЛИТА, КГ	8 000	9 000	10 000	11 000	12 000	13 000	14 000
РАСХОД ВОДЫ, ДМ³	24 454	27 511	30 567	33 624	36 681	39 738	42 794
ОЖИДАЕМЫЙ ОБЪЕМ РАСТВОРА, М³	27,503	30,941	34,379	37,817	41,255	44,693	48,131

Расчет объемов жидкостей при понижении плотности раствора галита проводят с помощью формул (4.1) и (4.2). Разбавление ЖГ до заказанной плотности проводят путем налива в автоцистерну расчетного количества раствора галита плотностью 1180 кг/м³ и технической воды согласно Таблице 8.

Таблица 8
Пропорции добавления воды при разбавлении растворов галита

ЦЕЛЕВАЯ ПЛОТНОСТЬ, КГ/М³	1020	1030	1040	1050	1060	1070	1080	1090
ОБЪЕМ РАСТВОРА ГАЛИТА, М³/М³	0.091	0.148	0.205	0.261	0.318	0.375	0.432	0.489
ОБЪЕМ ВОДЫ, М³/М³	0.909	0.852	0.795	0.739	0.682	0.625	0.568	0.511
ЦЕЛЕВАЯ ПЛОТНОСТЬ, КГ/М³	1100	1110	1120	1130	1140	1150	1160	1170
ОБЪЕМ РАСТВОРА ГАЛИТА, М³/М³	0.545	0.602	0.659	0.716	0.773	0.830	0.886	0.943
ОБЪЕМ ВОДЫ, М³/М³	0.455	0.398	0.341	0.284	0.227	0.170	0.114	0.057

После получения заказанной плотности проводится подача химических реагентов-модификаторов дозировочными насосами.

4.3. РАСТВОР КАЛИЯ ХЛОРИСТОГО (ПЛОТНОСТЬЮ 1150 КГ/М³)

Назначение – глушение скважин, промывка скважин, БЖ для подземного ремонта.

Основные технологические свойства растворов калия хлористого приведены в Таблице 9.

Таблица 9
Основные технологические свойства растворов калия хлористого

№	ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ СВОЙСТВО	ЗНАЧЕНИЕ	ПРИМЕЧАНИЕ
1	2	3	4
1.	Плотность, кг/м ³	1150	-
2.	Соль для приготовления и расход, кг/м ³ - калий хлористый	На основании результатов ЛИ	-
3.	Температура замерзания, °С	Минус 10	-
4.	Совместимость с другими ЖГ	Таблица 34, Таблица 35 настоящих Методических указаний	Подтверждается в ходе ЛИ
5.	Необходимость модификации (расход): <ul style="list-style-type: none"> ингибитор коррозии; ИСО; нейтрализатор сероводорода; поглотитель кислорода; бактерицид. 	На основании положительных результатов ЛИ	Альтернативность - не менее 4 реагентов
6.	ПАВ, Гидрофобизатор*	На основании положительных	Альтернативность -

№	ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ СВОЙСТВО	ЗНАЧЕНИЕ	ПРИМЕЧАНИЕ
1	2	3	4
		результатов ЛИ	не менее 4 реагентов
7.	Содержание ионов кальция, кг/м ³	<1	-
8.	Дополнительная подготовка раствора	Отстой от механических примесей или фильтрация	-

Примечание: * Марку химического реагента подбирают к коллектору, рекомендуется добавлять при работе на низкопроницаемых коллекторах или малообводненном фонде скважин (менее 30% воды).

Оборудование:

- БПР;
- насос электрический для перекачки раствора;
- линия для перекачки раствора (трубопровод или гибкий шланг);
- ареометр общего назначения АОН-2,3,4 по ГОСТ 18481 с ценой деления шкалы не более 0,010 г/см³;
- термометр с диапазоном измерения от минус 10 °С до плюс 100 °С, ценой деления не более 1 градуса.

Химические реагенты:

- калий хлористый по ГОСТ 4568, фасованный в МКР по 800-1200 кг или калий хлористый другой марки с содержанием нерастворимых веществ не более 0,5% (масс.) другой марки;
- ингибитор коррозии;
- ИСО;
- гидрофобизатор;
- поглотитель кислорода;
- бактерицид;
- нейтрализатор сероводорода.

Технология приготовления.

Набрать в БПР или емкость приготовления расчетный (Таблица 10) объем воды (согласно подразделу 4.1. настоящих Методических указаний, без химических реагентов-модификаторов). Объем воды проверить по мерной линейке или по расходомеру.

Включить мешалку и/или циркуляционный насос.

Засыпать в БПР или емкость приготовления расчетную (Таблица 10) массу соли калий хлористый двумя порциями по ~1/2 от расчетного количества.

Продолжать перемешивание до набора заданной или постоянной плотности (в пересчете на 20°С).

Замерить плотность и температуру раствора. Рассчитать плотность раствора при температуре 20°C, согласно подразделу 3.4. настоящих Методических указаний.

Продолжать перемешивание в течение 4 часов или до набора плотности 1150 кг/м³ (в пересчете на 20°C).

По окончании набора плотности зафиксировать плотность и время, отобрать пробу, отправить в ИЛ (ХАЛ), перекачать в емкость накопления для отстоя.

Время отстоя – до достижения нормативного значения по КВЧ.

Допускается сократить время отстоя раствора перед отгрузкой при стабильном качестве по КВЧ и нефтепродуктам или при наличии системы принудительной фильтрации на линии выдачи раствора.

Для предупреждения попадания механических примесей после их отстоя в емкости рекомендуется проводить отгрузку в автоцистерны из слива, расположенного не ниже 20 см над уровнем дна емкости.

Модификация реагентами производится на РСУ способами, обеспечивающими равномерный и однородный состав всего объема раствора глушения (подраздел 3.3 настоящих Методических указаний).

Расход соли для различных объемов приготовления растворов хлористого калия приведен в Таблице 10.

Таблица 10
Расход соли для различных объемов приготовления растворов хлористого калия

РАСХОД КАЛИЯ ХЛОРИСТОГО, КГ	1 000	2 000	3 000	4 000	5 000	6 000	7 000
РАСХОД ВОДЫ, ДМ³	3 426	6 853	10 279	13 706	17 132	20 559	23 985
ОЖИДАЕМЫЙ ОБЪЕМ РАСТВОРА, М³	3.86	7.72	11.58	15.44	19.31	23.17	27.03
РАСХОД КАЛИЯ ХЛОРИСТОГО, КГ	8 000	9 000	10 000	11 000	12 000	13 000	14 000
РАСХОД ВОДЫ, ДМ³	27 412	30 838	34 264	37 691	41 117	44 544	47 970
ОЖИДАЕМЫЙ ОБЪЕМ РАСТВОРА, М³	30.89	34.75	38.61	42.47	46.33	50.19	54.05

Расчет объемов жидкостей при понижении плотности раствора калия хлористого проводят по формулам 4.1. и 4.2. настоящих Методических указаний. При разбавлении ЖГ наливом расчетного количества раствора калия хлористого плотностью 1150 кг/м³ и технической воды пропорции ингредиентов берут из Таблицы 11. Плотность технической воды для расчетов разбавления принята 1004 кг/м³.

Таблица 11
Пропорции добавления воды при разбавлении растворов калия хлористого

ЦЕЛЕВАЯ ПЛОТНОСТЬ, КГ/М³	1020	1030	1040	1050	1060	1070	1080
ОБЪЕМ РАСТВОРА КАЛИЯ ХЛОРИСТОГО, М³/М³	0.110	0.178	0.247	0.315	0.384	0.452	0.521
ОБЪЕМ ВОДЫ, М³/М³	0.890	0.822	0.753	0.685	0.616	0.548	0.479
ЦЕЛЕВАЯ ПЛОТНОСТЬ, КГ/М³	1090	1100	1110	1120	1130	1140	1150
ОБЪЕМ РАСТВОРА КАЛИЯ ХЛОРИСТОГО, М³/М³	0.589	0.658	0.726	0.795	0.863	0.932	1.000
ОБЪЕМ ВОДЫ, М³/М³	0.411	0.342	0.274	0.205	0.137	0.068	0.000

После получения заказанной плотности проводится подача химических реагентов-модификаторов дозировочными насосами.

4.4. РАСТВОР ХЛОРИСТОГО КАЛЬЦИЯ (ПЛОТНОСТЬЮ 1350 КГ/М³)

Назначение – глушение скважин, промывка скважин.

Основные технологические свойства растворов хлористого кальция приведены в Таблице 12.

Таблица 12

Основные технологические свойства растворов хлористого кальция

№	ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ СВОЙСТВО	ЗНАЧЕНИЕ	ПРИМЕЧАНИЕ
1	2	3	4
1.	Плотность, кг/м ³	1350	-
2.	Соль для приготовления и расход, кг/м ³ ; ▪ кальций хлористый	На основании результатов ЛИ	-
3.	Температура замерзания, °С	Ниже минус 40	Для раствора плотностью 1320 кг/м ³ .
4.	Совместимость с другими ЖГ	Таблица 34, Таблица 35 настоящих Методических указаний	Подтверждается в ходе ЛИ
5.	Необходимость модификации (расход): ▪ ингибитор коррозии; ▪ ИСО; ▪ нейтрализатор сероводорода; ▪ поглотитель кислорода; ▪ бактерицид	На основании положительных результатов ЛИ	Альтернативность - не менее 4 реагентов
6.	ПАВ, Гидрофобизатор*	На основании положительных результатов ЛИ	Альтернативность – не менее 4 реагентов
7.	Ингибитор глинонабухания**, кг/м ³	На основании положительных результатов ЛИ	Альтернативность – не менее 4 реагентов
8.	Содержание ионов кальция, кг/м ³	183	-
9.	Дополнительная подготовка раствора	Охлаждение. Отстой от механических примесей или фильтрация	-

*Примечание: ** Марку химического реагента подбирают к коллектору, рекомендуется добавлять при работе на низкопроницаемых коллекторах или малообводненном фонде скважин (менее 30% воды).

*Примечание: *** Марку химического реагента подбирают к коллектору и добавляют для работы на водочувствительных и/или глинонабухающих коллекторах.

Оборудование:

- БПР;
- насос электрический для перекачки раствора;
- линия для перекачки раствора (трубопровод или гибкий шланг);
- ареометр общего назначения АОН-2,3,4 по ГОСТ 18481 с ценой деления шкалы не более 0,010 г/см³;

- термометр с диапазоном измерения от минус 10 °С до плюс 100 °С, ценой деления не более 1 градуса.

Химические реагенты:

- кальций хлористый гранулированный, фасованный в МКР по 800-1200 кг;
- ингибитор коррозии;
- ИСО;
- гидрофобизатор;
- ингибитор глинонабухания;
- нейтрализатор сероводорода;
- поглотитель кислорода;
- бактерицид.

Технология приготовления.

Набрать в БПР или емкость приготовления расчетный объем воды (согласно подразделу 4.1. настоящих Методических указаний, без химических реагентов-модификаторов). Объем воды проверить по мерной линейке или по расходомеру.

Включить мешалку и/или циркуляционный насос.

Засыпать в БПР или емкость приготовления расчетную массу хлористого кальция (Таблицы 13, 14) тремя порциями по $\sim 1/3$ от расчетного количества.

Перемешивать раствор до полного растворения соли.

Замерить плотность и температуру раствора. Рассчитать плотность раствора при температуре 20°С, согласно подразделу 3.4. настоящих Методических указаний.

Продолжать перемешивание до набора заданной или постоянной плотности (в пересчете на 20°С).

По окончании набора плотности зафиксировать плотность и время, отобрать пробу, отправить в ИЛ (ХАЛ), перекачать в емкость накопления для отстоя.

Время отстоя – до достижения нормативного значения по КВЧ.

Внимание. Растворение хлористого кальция сопровождается разогревом раствора. Температура может достигать 75 °С, беречься от термических ожогов.

Допускается сократить время отстоя раствора перед отгрузкой при стабильном качестве по КВЧ и нефтепродуктам или при наличии системы принудительной фильтрации на линии выдачи раствора.

Для предупреждения попадания механических примесей после их отстоя в емкости рекомендуется проводить отгрузку в автоцистерны из слива, расположенного не ниже 20 см над уровнем дна емкости.

Модификация реагентами производится на РСУ способами, обеспечивающими равномерный и однородный состав всего объема раствора глушения (раздел 3.3).

Расход хлористого кальция (для МКР по 850 кг) для различных объемов приготовления приведен в Таблице 13.

Таблица 13
Расход хлористого кальция (для МКР по 850 кг) для различных объемов

РАСХОД КАЛЬЦИЯ ХЛОРИСТОГО, КГ	850	1 700	2 550	3 400	4 250	5 100	5 950	6 800
РАСХОД ВОДЫ, ДМ³	1 394	2 789	4 183	5 578	6 972	8 367	9 761	11 155
ОЖИДАЕМЫЙ ОБЪЕМ РАСТВОРА, М³	1,67	3,33	5,00	6,67	8,33	10,00	11,67	13,33
РАСХОД КАЛЬЦИЯ ХЛОРИСТОГО, КГ	7 650	8 500	9 350	10 200	11 050	11 900	12 750	13 600
РАСХОД ВОДЫ, ДМ³	12 550	13 944	15 339	16 733	18 127	19 522	20 916	22 311
ОЖИДАЕМЫЙ ОБЪЕМ РАСТВОРА, М³	15,00	16,67	18,33	20,00	21,67	23,33	25,00	26,67

Расход хлористого кальция (для МКР по 1250 кг) для различных объемов приготовления приведен в Таблице 14.

Таблица 14
Расход хлористого кальция (для МКР по 1250 кг)

РАСХОД КАЛЬЦИЯ ХЛОРИСТОГО, КГ	1 250	2 500	3 750	5 000	6 250	7 500	8 750	10 000
РАСХОД ВОДЫ, ДМ³	2 051	4 101	6 152	8 202	10 253	12 304	14 354	16 405
ОЖИДАЕМЫЙ ОБЪЕМ РАСТВОРА, М³	2,45	4,90	7,35	9,80	12,25	14,71	17,16	19,61
РАСХОД КАЛЬЦИЯ ХЛОРИСТОГО, КГ	11 250	12 500	13 750	15 000	16 250	17 500	18 750	20 000
РАСХОД ВОДЫ, ДМ³	18 456	20 506	22 557	24 607	26 658	28 709	30 759	32 810
ОЖИДАЕМЫЙ ОБЪЕМ РАСТВОРА, М³	22,06	24,51	26,96	29,41	31,86	34,31	36,76	39,22

Понижение плотности раствора хлористого кальция проводится двумя способами:

- технической водой (подраздел 4.1. настоящих Методических указаний, без химических реагентов модификаторов) согласно Таблице 15 или с использованием формул (4.1) и (4.2). Плотность технической воды для расчетов разбавления принята 1004 кг/м³.

Таблица 15
Пропорции объемов воды при разбавлении растворов хлористого кальция

ЦЕЛЕВАЯ ПЛОТНОСТЬ, КГ/М³	1190	1200	1210	1220	1230	1240	1250	1260
ОБЪЕМ РАСТВОРА КАЛЬЦИЯ ХЛОРИСТОГО, М³/М³	0,566	0,595	0,624	0,653	0,682	0,711	0,740	0,566
ОБЪЕМ ВОДЫ, М³/М³	0,434	0,405	0,376	0,347	0,318	0,289	0,260	0,434
ЦЕЛЕВАЯ ПЛОТНОСТЬ, КГ/М³	1270	1280	1290	1300	1310	1320	1330	1340
ОБЪЕМ РАСТВОРА КАЛЬЦИЯ ХЛОРИСТОГО, М³/М³	0,769	0,798	0,827	0,855	0,884	0,913	0,942	0,971
ОБЪЕМ ВОДЫ, М³/М³	0,231	0,202	0,173	0,145	0,116	0,087	0,058	0,029

- в диапазоне плотностей 1190-1220 кг/м³ - раствором галита (хлористого натрия) плотностью 1180 кг/м³ (подраздел 4.2. настоящих Методических указаний без химических реагентов модификаторов) после проверки совместимости растворов в лабораторных условиях согласно Таблице 16.

Таблица 16
Пропорции смешивания растворов кальция хлористого и галита для достижения целевой плотности

ЦЕЛЕВАЯ ПЛОТНОСТЬ, КГ/М³	1190	1200	1210	1220
--	------	------	------	------

ОБЪЕМ РАСТВОРА КАЛЬЦИЯ ХЛОРИСТОГО, М³/М³	0,059	0,118	0,176	0,235
ОБЪЕМ РАСТВОРА ГАЛИТА, М³/М³	0,941	0,882	0,824	0,765

При разбавлении ЖГ до заказанной плотности путем налива в автоцистерну расчетного количества раствора хлористого кальция плотностью 1350 кг/м³ и технической воды (плотностью 1004 кг/м³) или раствора галита (плотностью 1180 кг/м³) пропорции ингредиентов должны соответствовать приведенным в Таблицах 15 и 16.

После получения заказанной плотности проводится подача химических реагентов-модификаторов дозировочными насосами.

4.5. КОМБИНИРОВАННЫЕ РАСТВОРЫ НИТРАТ КАЛЬЦИЯ - ГАЛИТ (ПЛОТНОСТЬЮ 1350, 1480 Г/СМ³)

Назначение — глушение скважин, промывка скважин, разбавление раствора галита (подраздел 4.2. настоящих Методических указаний) для повышения его плотности.

Жидкости глушения являются источником около 90% всех ионов кальция, циркулирующих с водой в цепочке «добыча - подготовка — закачка в скважину для поддержания пластового давления». Объем потребления солей кальция на месторождении напрямую влияет на темп насыщения попутно-добываемой воды ионами кальция. Одним из наиболее эффективных решений явилось разработка и внедрение технологии приготовления комбинированных растворов в диапазоне плотности от 1,19 г/см³ до 1,48 г/см³. Комбинированные растворы отличаются от стандартных растворов пониженным содержанием ионов кальция, что достигается заменой в их составе хлористого кальция на галит. Новизна технологии приготовления заключается в том, что за счет образования ионных пар в системе «хлорид-нитрат-кальций-натрий» в насыщенном растворе галита растворяется значительное количество нитрата кальция с получением криостабильных (до минус 30°С) растворов плотностью 1,48 г/см³. Комбинированные растворы плотностью 1,19÷1,48 г/см³ имеют пониженное на 87-100 кг/м³ содержание солеотлагающих ионов кальция по сравнению с базовыми растворами.

Основные технологические свойства комбинированных растворов нитрат кальция-галит приведены в Таблице 17.

Оборудование:

- БПР;
- насос электрический для перекачки раствора;
- линия для перекачки раствора (трубопровод или гибкий шланг);
- ареометр общего назначения АОН-2,3,4 по ГОСТ 18481 с ценой деления шкалы не более 0,010 г/см³;
- термометр с диапазоном измерения от минус 10 °С до плюс 100 °С, ценой деления не более 1 градуса.

Химические реагенты:

- концентрат минеральный галит;
- нитрат кальция;

- ингибитор коррозии;
- ИСО;
- гидрофобизатор;
- поглотитель кислорода;
- ингибитор глинонабухания;
- нейтрализатор сероводорода;
- бактерицид.

Таблица 17

Основные технологические свойства комбинированных растворов нитрата кальция-галит

№	ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ СВОЙСТВО	ЗНАЧЕНИЕ	ПРИМЕЧАНИЕ
1	2	3	4
1	Плотность, кг/м ³	1350, 1480	-
2	Соли для приготовления и расход, на м ³ : <ul style="list-style-type: none"> ▪ Галит (кристаллический), кг/м³; ▪ нитрат кальция 	245, 170 На основании положительных результатов ЛИ и ОПИ	-
3	Температура замерзания, °С.	До минус 30	-
4	Совместимость с другими ЖГ	Таблица 34, Таблица 35 настоящих Методических указаний	Подтверждается в ходе ЛИ
5	Необходимость модификации (расход): <ul style="list-style-type: none"> ▪ ингибитор коррозии; ▪ ИСО; ▪ нейтрализатор сероводорода; ▪ поглотитель кислорода; ▪ бактерицид 	На основании положительных результатов ЛИ	Альтернативность – не менее 4 реагентов
6	ПАВ, Гидрофобизатор*	На основании положительных результатов ЛИ	Альтернативность – не менее 4 реагентов
7	Ингибитор глинонабухания**	На основании положительных результатов ЛИ	Альтернативность – не менее 4 реагентов
8	Содержание ионов кальция, кг/м ³	73, 136	-
9	Дополнительная подготовка раствора	Отстой от механических примесей	-

Примечание: * Марку химического реагента подбирают к коллектору, рекомендуется добавлять при работе на низкопроницаемых коллекторах или малообводненном фонде скважин (менее 30% воды).

Примечание: ** Марку химического реагента подбирают к коллектору и добавляют для работы на водочувствительных и/или глинонабухающих коллекторах.

Технология приготовления.

Набрать в БПР или емкость приготовления расчетный объем воды (подраздел 4.1. настоящих Методических указаний, без химических реагентов-модификаторов). Объем воды проверить по мерной линейке или по расходомеру.

Включить мешалку и/или циркуляционный насос.

Засыпать в БПР или емкость приготовления расчетную массу нитрата кальция двумя порциями по $\sim 1/2$ от расчетного количества.

Перемешивать раствор до полного растворения соли.

Засыпать в БПР или емкость приготовления расчетную массу соли галит тремя порциями по $\sim 1/3$ от расчетного количества.

Перемешивать раствор до полного растворения соли, набора заданной или постоянной плотности (в пересчете на 20°C).

Замерить плотность и температуру раствора. Рассчитать плотность раствора при температуре 20°C согласно подразделу 3.4. настоящих Методических указаний.

Продолжать перемешивание в течение 4 часов или до набора заданной или постоянной плотности (в пересчете на 20°C).

По окончании набора плотности зафиксировать плотность и время, отобрать пробу, отправить в ИЛ (ХАЛ), перекачать в емкость накопления для отстоя.

Время отстоя – до достижения нормативного значения по КВЧ.

Допускается сократить время отстоя раствора перед отгрузкой при стабильном качестве по КВЧ и нефтепродуктам или при наличии системы принудительной фильтрации на линии выдачи раствора.

Для предупреждения попадания механических примесей после их отстоя в емкости рекомендуется проводить отгрузку в автоцистерны из слива, расположенного не ниже 20 см над уровнем дна емкости.

Для приготовления раствора в БПР или емкости рекомендуется использовать объем загрузки воды, обеспечивающий расход галита, близкий к целому кратному значению массы МКР галита.

В случае технологической необходимости и/или возможности допускается готовить раствор с использованием готового раствора соли галит в расчетном объеме и плотности (определяется по результатам ЛИ). Расчетные нормы соли и раствора и технология приготовления определяются на основе положительных результатов ЛИ и ОПИ.

Для разбавления ЖГ до заказанной плотности путем налива в автоцистерну расчетного количества раствора «Нитрат Кальция+Галит» плотностью 1350 кг/м³ или 1480 кг/м³ технической воды (плотностью 1004 кг/м³) или раствора галита (плотностью 1180 кг/м³) пропорции ингредиентов определяются на основе положительных результатов ЛИ и ОПИ.

После получения заказанной плотности проводится подача химических реагентов-модификаторов дозировочными насосами.

Понижение плотности комбинированного раствора плотностью 1350 кг/м³ до 1190 ~

1340 кг/м³ проводится двумя способами:

- технической водой (подраздел 4.1. настоящих Методических указаний, без химических реагентов-модификаторов) согласно Таблице 5 или с использованием формул (4.1) и (4.2). Плотность технической воды для расчетов разбавления принята 1004 кг/м³.
- в диапазоне плотностей 1190 - 1340 кг/м³ - раствором галита (хлористого натрия) плотностью 1180 кг/м³ (подраздел 4.2. настоящих Методических указаний без химических реагентов-модификаторов) после проверки совместимости растворов в лабораторных условиях согласно Таблицы 18.

Таблица 18

**Пропорции объемов раствора галита (плотностью 1180 кг/м³) для разбавления
комбинированного раствора плотностью 1350 кг/м³**

ЦЕЛЕВАЯ ПЛОТНОСТЬ, КГ/М ³	1190	1200	1210	1220	1230	1240	1250	1260
ОБЪЕМ РАСТВОРА ПЛОТН. 1350 КГ/М ³ , М ³ /М ³	0,059	0,118	0,176	0,235	0,294	0,353	0,412	0,471
ОБЪЕМ РАСТВОРА ГАЛИТА, М ³ /М ³	0,941	0,882	0,824	0,765	0,706	0,647	0,588	0,529
ЦЕЛЕВАЯ ПЛОТНОСТЬ, КГ/М ³	1270	1280	1290	1300	1310	1320	1330	1340
ОБЪЕМ РАСТВОРА ПЛОТН. 1350 КГ/М ³ , М ³ /М ³	0,529	0,588	0,647	0,706	0,765	0,824	0,882	0,941
ОБЪЕМ РАСТВОРА ГАЛИТА, М ³ /М ³	0,471	0,412	0,353	0,294	0,235	0,176	0,118	0,059

Для разбавления ЖГ до заказанной плотности путем налива в автоцистерну расчетного количества раствора плотностью 1350 кг/м³ и технической воды (плотностью 1004 кг/м³) или раствора галита (плотностью 1180 кг/м³) пропорции ингредиентов приведены в Таблицах 15 и 18 соответственно.

После получения заказанной плотности проводится подача химических реагентов-модификаторов дозирочными насосами.

Понижение плотности комбинированного раствора плотностью 1480 кг/м³ до 1190 ~ 1470 кг/м³ проводится двумя способами:

- технической водой (подраздел 4.1. настоящих Методических указаний, без химических реагентов-модификаторов) согласно Таблице 19 или с использованием формул (4.1) и (4.2). Плотность технической воды для расчетов разбавления принята 1004 кг/м³.
- в диапазоне плотностей 1190 - 1470 кг/м³ - раствором галита (хлористого натрия) плотностью 1180 кг/м³ (подраздел 4.2. настоящих Методических указаний без химических реагентов-модификаторов) после проверки совместимости растворов в лабораторных условиях согласно Таблице 20.

Для разбавления ЖГ до заказанной плотности путем налива в автоцистерну расчетного количества раствора плотностью 1480 кг/м³ и технической воды (плотностью 1004 кг/м³) или раствора галита (плотностью 1180 кг/м³) пропорции ингредиентов приведены в Таблицах 19 и 20 соответственно.

После получения заказанной плотности проводится подача химических реагентов-модификаторов дозирочными насосами.

Таблица 19

Пропорции объемов воды (плотностью 1004 кг/м³) для разбавления

комбинированного раствора плотностью 1480 кг/м³

ЦЕЛЕВАЯ ПЛОТНОСТЬ, КГ/М ³	1190	1200	1210	1220	1230	1240	1250	1260
ОБЪЕМ РАСТВОРА ПЛОТН. 1480 КГ/М ³ , М ³ /М ³	0,391	0,412	0,433	0,454	0,475	0,496	0,517	0,538
ОБЪЕМ ВОДЫ, М ³ /М ³	0,609	0,588	0,567	0,546	0,525	0,504	0,483	0,462
ЦЕЛЕВАЯ ПЛОТНОСТЬ, КГ/М ³	1270	1280	1290	1300	1310	1320	1330	1340
ОБЪЕМ РАСТВОРА ПЛОТН. 1480 КГ/М ³ , М ³ /М ³	0,559	0,580	0,601	0,622	0,643	0,664	0,685	0,706
ОБЪЕМ ВОДЫ, М ³ /М ³	0,441	0,420	0,399	0,378	0,357	0,336	0,315	0,294
ЦЕЛЕВАЯ ПЛОТНОСТЬ, КГ/М ³	1350	1360	1370	1380	1390	1400	1410	1420
ОБЪЕМ РАСТВОРА ПЛОТН. 1480 КГ/М ³ , М ³ /М ³	0,727	0,748	0,769	0,790	0,811	0,832	0,853	0,874
ОБЪЕМ ВОДЫ, М ³ /М ³	0,273	0,252	0,231	0,210	0,189	0,168	0,147	0,126
ЦЕЛЕВАЯ ПЛОТНОСТЬ, КГ/М ³	1430	1440	1450	1460	1470	-	-	-
ОБЪЕМ РАСТВОРА ПЛОТН. 1480 КГ/М ³ , М ³ /М ³	0,895	0,916	0,937	0,958	0,979	-	-	-
ОБЪЕМ ВОДЫ, М ³ /М ³	0,105	0,084	0,063	0,042	0,021	-	-	-

Таблица 20
Пропорции объемов раствора галита (плотностью 1180 кг/м³) для разбавления
комбинированного раствора плотностью 1480 кг/м³

ЦЕЛЕВАЯ ПЛОТНОСТЬ, КГ/М ³	1190	1200	1210	1220	1230	1240	1250	1260
ОБЪЕМ РАСТВОРА ПЛОТН. 1480 КГ/М ³ , М ³ /М ³	0,033	0,067	0,100	0,133	0,167	0,200	0,233	0,267
ОБЪЕМ РАСТВОРА ГАЛИТА, М ³ /М ³	0,967	0,933	0,900	0,867	0,833	0,800	0,767	0,733
ЦЕЛЕВАЯ ПЛОТНОСТЬ, КГ/М ³	1270	1280	1290	1300	1310	1320	1330	1340
ОБЪЕМ РАСТВОРА ПЛОТН. 1480 КГ/М ³ , М ³ /М ³	0,300	0,333	0,367	0,400	0,433	0,467	0,500	0,533
ОБЪЕМ РАСТВОРА ГАЛИТА, М ³ /М ³	0,700	0,667	0,633	0,600	0,567	0,533	0,500	0,467
ЦЕЛЕВАЯ ПЛОТНОСТЬ, КГ/М ³	1350	1360	1370	1380	1390	1400	1410	1420
ОБЪЕМ РАСТВОРА ПЛОТН. 1480 КГ/М ³ , М ³ /М ³	0,567	0,600	0,633	0,667	0,700	0,733	0,767	0,800
ОБЪЕМ РАСТВОРА ГАЛИТА, М ³ /М ³	0,433	0,400	0,367	0,333	0,300	0,267	0,233	0,200
ЦЕЛЕВАЯ ПЛОТНОСТЬ, КГ/М ³	1430	1440	1450	1460	1470	-	-	-
ОБЪЕМ РАСТВОРА ПЛОТН. 1480 КГ/М ³ , М ³ /М ³	0,833	0,867	0,900	0,933	0,967	-	-	-
ОБЪЕМ РАСТВОРА ГАЛИТА, М ³ /М ³	0,167	0,133	0,100	0,067	0,033	-	-	-

4.6. КОМБИНИРОВАННЫЕ РАСТВОРЫ «НИТРАТ КАЛЬЦИЯ – ХЛОРИСТЫЙ КАЛЬЦИЙ» (ПЛОТНОСТЬЮ 1480, 1600 КГ/М³)

Назначение — глушение скважин, промывка скважин.

Основные технологические свойства комбинированного раствора нитрат кальция – хлористый кальций приведены в Таблице 21.

Таблица 21
Основные технологические свойства комбинированного
раствора нитрат кальция – хлористый кальций

№	ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ СВОЙСТВО	ЗНАЧЕНИЕ	ПРИМЕЧАНИЕ
1	2	3	4
1	Плотность, кг/м ³	1480, 1600	при +20°С.
2	Соли для приготовления и расход, кг/м ³ : <ul style="list-style-type: none"> Кальций хлористый. Нитрат кальция 	470 На основании положительных результатов ЛИ и ОПИ	-
3	Температура замерзания, °С.	Ниже минус 20.	-
4	Совместимость с другими ЖГ	Таблица 34, Таблица 35 настоящих Методических указаний	Подтверждается в ходе ЛИ
5	Необходимость модификации (расход): <ul style="list-style-type: none"> ингибитор коррозии; ИСО; нейтрализатор сероводорода; поглотитель кислорода; бактерицид 	На основании положительных результатов ЛИ	-
6	ПАВ, Гидрофобизатор*	На основании положительных результатов ЛИ	-
7	Ингибитор глинонабухания**	На основании положительных результатов ЛИ	-
8	Содержание ионов кальция, кг/м ³	223, 249	-
9	Дополнительная подготовка раствора	Отстой от механических примесей	-

Примечание: * Марку химического реагента подбирают к коллектору, рекомендуется добавлять при работе на низкопроницаемых коллекторах или малообводненном фонде скважин (менее 30% воды).

Примечание: ** Марку химического реагента подбирают к коллектору и добавляют для работы на водочувствительных и/или глинонабухающих коллекторах.

Оборудование:

- БПР;
- насос электрический для перекачки раствора;
- линия для перекачки раствора (трубопровод или гибкий шланг);
- ареометр общего назначения АОН-2,3,4 по ГОСТ 18481 с ценой деления шкалы не более 0,010 г/см³;
- термометр с диапазоном измерения от минус 10 °С до плюс 100 °С, ценой деления не более 1 градуса.

Химические реагенты:

- кальций хлористый гранулированный, фасованный в МКР по 800-1200 кг;
- соль нитрат кальция;
- ингибитор коррозии;
- ИСО;
- гидрофобизатор;
- ингибитор глинонабухания;
- нейтрализатор сероводорода;
- поглотитель кислорода;
- бактерицид.

Технология приготовления.

Набрать в БПР или емкость приготовления расчетный объем воды (подраздел 4.1. настоящих Методических указаний, без химических реагентов-модификаторов). Объем воды проверить по мерной линейке или по расходомеру.

Включить мешалку и/или циркуляционный насос.

Засыпать в БПР или емкость приготовления расчетную массу соли нитрат кальция тремя порциями по $\sim 1/3$ от расчетного количества.

Перемешивать раствор до полного растворения соли.

Засыпать в БПР или емкость приготовления расчетную массу соли кальций хлористый тремя порциями по $\sim 1/3$ от расчетного количества.

Перемешивать раствор до набора заданной или постоянной плотности (в пересчете на 20°C).

Замерить плотность и температуру раствора. Рассчитать плотность раствора при температуре 20°C, согласно подразделу 3.4. настоящих Методических указаний.

По окончании набора плотности зафиксировать плотность и время, отобрать пробу, отправить в ИЛ (ХАЛ), перекачать в емкость накопления для отстоя.

Время отстоя – до достижения нормативного значения по КВЧ.

Допускается сократить время отстоя раствора перед отгрузкой при стабильном качестве по КВЧ и нефтепродуктам или при наличии системы принудительной фильтрации на линии выдачи раствора.

Для предупреждения попадания механических примесей после их отстоя в емкости рекомендуется проводить отгрузку в автоцистерны из слива, расположенного не ниже 20 см над уровнем дна емкости.

Понижение плотности комбинированного раствора плотностью 1480 кг/м³ до 1190 ~ 1470 кг/м³ проводится технической водой (подраздел 4.1. настоящих Методических

указаний, без химических реагентов модификаторов) согласно Таблице 19 или с использованием формул (4.1) и (4.2). Плотность технической воды для расчетов разбавления принята 1004 кг/м³.

Для разбавления ЖГ до заказанной плотности путем налива в автоцистерну расчетного количества раствора плотностью 1480 кг/м³ и технической воды (плотностью 1004 кг/м³) пропорции ингредиентов приведены в Таблице 19.

Понижение плотности комбинированного раствора плотностью 1600 кг/м³ до 1490 ~ 1590 кг/м³ проводится технической водой (по п. 4.1. настоящих Методических указаний, без химических реагентов модификаторов) согласно Таблице 22 или с использованием формул (4.1) и (4.2). Плотность технической воды для расчетов разбавления принята 1004 кг/м³.

Для разбавления ЖГ до заказанной плотности путем налива в автоцистерну расчетного количества раствора плотностью 1600 кг/м³ и технической воды (плотностью 1004 кг/м³) пропорции ингредиентов приведены в Таблице 22.

Таблица 22
Пропорции объемов воды (плотностью 1004 кг/м³) для разбавления комбинированного раствора плотностью 1600 кг/м³

ЦЕЛЕВАЯ ПЛОТНОСТЬ, КГ/М ³	1490	1500	1510	1520	1530	1540	1550	1560
ОБЪЕМ РАСТВОРА ПЛОТН. 1600 КГ/М ³ , М ³ /М ³	0,815	0,832	0,849	0,866	0,883	0,899	0,916	0,933
ОБЪЕМ ВОДЫ, М ³ /М ³	0,185	0,168	0,151	0,134	0,117	0,101	0,084	0,067
ЦЕЛЕВАЯ ПЛОТНОСТЬ, КГ/М ³	1570	1580	1590	-	-	-	-	-
ОБЪЕМ РАСТВОРА ПЛОТН. 1600 КГ/М ³ , М ³ /М ³	0,950	0,966	0,983	-	-	-	-	-
ОБЪЕМ ВОДЫ, М ³ /М ³	0,050	0,034	0,017	-	-	-	-	-

После получения заказанной плотности проводится подача химических реагентов-модификаторов дозировочными насосами.

4.7. КОМБИНИРОВАННЫЙ РАСТВОР НИТРАТ НАТРИЯ – ГАЛИТ (ПЛОТНОСТЬЮ 1350 КГ/М³)

Назначение – глушение скважин, промывка скважин, глушение скважин при ТКРС с проведением глиноокислотных обработок, утяжеление раствора галита (подраздел 4.2. настоящих Методических указаний).

Оборудование:

- БПР;
- насос электрический для перекачки раствора;
- линия для перекачки раствора (трубопровод или гибкий шланг);
- ареометр общего назначения АОН-2,3,4 по ГОСТ 18481 с ценой деления шкалы не более 0,010 г/см³;
- термометр с диапазоном измерения от минус 10 °С до плюс 100 °С, ценой деления не более 1 градуса.

Основные технологические свойства комбинированного раствора нитрат натрия – галит приведены в Таблице 23.

Таблица 23
Основные технологические свойства комбинированного раствора нитрат натрия – галит

№	ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ СВОЙСТВО	ЗНАЧЕНИЕ	ПРИМЕЧАНИЕ
1	2	3	4
1	Плотность, кг/м ³	1350	-
2	Соль для приготовления и расход, кг/м ³ : <ul style="list-style-type: none"> натрия нитрат; галит твердый или; раствор галита (плотностью 1135 кг/м³) 	На основании положительных результатов ЛИ и ОПИ 170; 0.83 м ³ /м ³	-
3	Температура замерзания, °С.	Минус 22	-
4	Совместимость с другими ЖГ	Таблица 34, Таблица 35 настоящих Методических указаний	Подтверждается в ходе ЛИ
5	Необходимость модификации (расход): <ul style="list-style-type: none"> ингибитор коррозии; ИСО; нейтрализатор сероводорода; поглотитель кислорода; бактерицид 	На основании положительных результатов ЛИ	-
6	Гидрофобизатор*, г/м ³	На основании положительных результатов ЛИ	-
7	Ингибитор глинонабухания**, кг/м ³	На основании положительных результатов ЛИ	-
8	Содержание ионов кальция, кг/м ³	<1	-
9	Дополнительная подготовка раствора	Отстой от механических примесей	-

Примечание: * Марку химического реагента подбирают к коллектору, рекомендуется добавлять при работе на малообводненном фонде скважин (менее 30% воды) или на низкопроницаемых коллекторах.

Примечание: ** Марку химического реагента подбирают к коллектору и добавляют для работы на водочувствительных и/или глинонабухающих коллекторах.

Химические реагенты:

- концентрат минеральный галит, фасованный в МКР по 800-1200 кг или хлористый натрий или галит с содержанием нерастворимых веществ не более 0,5% (масс.) другой марки;
- нитрат натрия (или натрий азотнокислый) любой марки по ГОСТ 828 или по ТУ производителей или импортный;
- ингибитор коррозии;
- ИСО;
- гидрофобизатор;

- ингибитор глинонабухания;
- нейтрализатор сероводорода;
- поглотитель кислорода;
- бактерицид.

Технология приготовления с использованием твердого галита.

Набрать в БПР или емкость приготовления расчетный объем воды (подраздел 4.1. настоящих Методических указаний, без химических реагентов-модификаторов). Объем воды проверить по мерной линейке или по расходомеру.

Включить мешалку и/или циркуляционный насос.

Засыпать в БПР или емкость приготовления расчетную массу (Таблица 23) натрия азотнокислого.

Перемешивать раствор в течение 1 часа.

Засыпать в БПР или емкость приготовления расчетную массу (Таблица 23) галита. Перемешивать раствор в течение 1 часа.

Замерить плотность и температуру раствора. Пересчитать плотность раствора при температуре 20°C, согласно подраздела 3.4. настоящих Методических указаний.

Продолжать перемешивание в течение 4 часов или до набора плотности 1350 кг/м³ (в пересчете на 20°C).

По окончании набора плотности зафиксировать плотность и время, отобрать пробу, отправить в ИЛ (ХАЛ), перекачать в емкость накопления для отстоя. Время отстоя – до 6 часов.

Технология приготовления с использованием раствора галита плотностью 1135 кг/м³.

Набрать в БПР или емкость приготовления расчетный (Таблица 23) объем раствора галита плотностью 1135 кг/м³ (по п. 4.2. настоящих Методических указаний, без химических реагентов-модификаторов). Объем раствора проверить по мерной линейке или по расходомеру.

Включить мешалку и/или циркуляционный насос.

Засыпать в БПР или емкость приготовления расчетную массу (Таблица 23) натрия азотнокислого.

Перемешивать раствор в течение 1 часа.

Замерить плотность и температуру раствора. Пересчитать плотность раствора при температуре 20°C согласно подразделу 3.4. настоящих Методических указаний.

Продолжать перемешивание в течение 4 часов или до набора плотности 1350 кг/м³ (в

пересчете на 20°C).

По окончании набора плотности зафиксировать плотность и время, отобрать пробу, отправить в ИЛ (ХАЛ), перекачать в емкость накопления для отстоя. Время отстоя до 6 часов.

Допускается сократить время отстоя раствора перед отгрузкой при стабильном качестве по КВЧ и нефтепродуктам или при наличии системы принудительной фильтрации на линии выдачи раствора.

Для предупреждения попадания механических примесей после их отстоя в емкости рекомендуется проводить отгрузку в автоцистерны из слива, расположенного не ниже 20 см над уровнем дна емкости.

Модификация реагентами производится на РСУ способами, обеспечивающими равномерный и однородный состав всего объема раствора глушения (подраздел 3.3 настоящих Методических указаний).

Понижение плотности комбинированного раствора «Нитрат натрия - галит» до плотности 1190 ~ 1340 кг/м³ проводится двумя способами:

- технической водой (подраздел 4.1. настоящих Методических указаний, без химических реагентов-модификаторов) согласно Таблице 5 или с использованием формул (4.1) и (4.2). Плотность технической воды для расчетов разбавления принята 1004 кг/м³;
- раствором галита (хлористого натрия) плотностью 1180 кг/м³ (по п. 4.2. настоящих Методических указаний без химических реагентов-модификаторов) после проверки совместимости растворов в лабораторных условиях согласно Таблице 18.

После получения заказанной плотности проводится подача химических реагентов-модификаторов дозировочными насосами согласно Таблице 23.

4.8. ТЯЖЕЛЫЕ РАСТВОРЫ ПЛОТНОСТЬЮ ДО 1800 КГ/М³

Назначение – глушение скважин, промывка скважин.

Основные технологические свойства.

Оборудование:

- БПР;
- насос электрический для перекачки раствора;
- линия для перекачки раствора (трубопровод или гибкий шланг);
- ареометр общего назначения АОН-2,3,4 по ГОСТ 18481 с ценой деления шкалы не более 0,010 г/см³;
- термометр с диапазоном измерения от минус 10 °С до плюс 100 °С, ценой деления не более 1 градуса.

Химические реагенты:

- Смесь солей цинка и кальция, бромиды одной из торговых марок.

Технология приготовления.

Рассчитать расход соли и расход воды на заданный объем.

Набрать в БПР или емкость приготовления расчетный объем пресной воды (без химических реагентов-модификаторов). Объем воды проверить по мерной линейке или по расходомеру.

Включить мешалку и/или циркуляционный насос.

Засыпать в БПР или емкость приготовления одну третью часть от расчетной массы соли.

Перемешивать раствор до полного растворения соли.

Засыпать в БПР или емкость приготовления еще одну третью часть (вторую треть) от расчетной массы соли.

Перемешивать раствор до полного растворения соли.

Засыпать в БПР или емкость приготовления еще одну третью часть (третью треть) от расчетной массы соли.

Перемешивать раствор до набора заданной или постоянной плотности (в пересчете на 20°C).

Замерить плотность и температуру раствора. Рассчитать плотность раствора при температуре 20°C согласно подразделу 3.4. настоящих Методических указаний.

По окончании набора плотности зафиксировать плотность и время, отобрать пробу, отправить в ИЛ (ХАЛ), перекачать в емкость накопления для отстоя.

Время отстоя – до достижения нормативного значения по КВЧ.

Допускается сократить время отстоя раствора перед отгрузкой при стабильном качестве по КВЧ и нефтепродуктам или при наличии системы принудительной фильтрации на линии выдачи раствора.

Для предупреждения попадания механических примесей после их отстоя в емкости рекомендуется проводить отгрузку в автоцистерны из слива, расположенного не ниже 20 см над уровнем дна емкости.

Модификация реагентами производится на РСУ способами, обеспечивающими равномерный и однородный состав всего объема раствора глушения (подраздел 3.3 настоящих Методических указаний).

Понижение плотности раствора плотностью 1800 кг/м³ до 1600 ~ 1790 кг/м³ проводится технической водой (подраздел 4.1. настоящих Методических указаний, без химических реагентов модификаторов) с использованием формул (4.1) и (4.2) или на основании результатов ЛИ в емкости с принудительным перемешиванием типа миксер или БПР.

5. ТЕХНОЛОГИЯ УТЯЖЕЛЕНИЯ ПОДТОВАРНОЙ ВОДЫ И/ИЛИ СОЛЕВЫХ РАСТВОРОВ

5.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Технология применяется для получения растворов плотностью до 1450 кг/м^3 . В технологии рекомендуется использовать подтоварную воду, воду соленамывных скважин, регенерированные растворы глушения на основе галита, хлористого калия, хлористого кальция, нитрата кальция (и его аналогов) не содержащие сульфат- и карбонат-ионов. При выборе источника воды для утяжеления необходимо выполнить тесты на его совместимость с солями, применяемыми для утяжеления.

Для утяжеления запрещается использовать воду или растворы, содержащие мешающие ионы и соединения:

- сульфат-ионы (свыше 100 мг/дм^3);
- карбонат-ионы или гидрокарбонат-ионы (свыше 300 мг/дм^3);
- фосфат-ионы (свыше 50 мг/дм^3);
- соляную кислоту, глинокислоту;
- плавиковую кислоту, фторид-ионы (свыше 20 мг/дм^3);
- ССБ,
- растворенные полимеры (полиакриламид и др.);
- соли железа (свыше 100 мг/дм^3);
- НТФ и ее соли (свыше 1%);
- оксиэтилдиметилфосфоновую кислоту и ее соли (свыше 1%).

В случае присутствия мешающих ионов и химических реагентов рекомендуется применить методы очистки для снижения их содержания ниже критического уровня. После очистки необходимо повторно выполнить тесты на совместимость. Технология позволяет получить растворы глушения совместимые с подтоварной (пластовой водой), удешевить растворы глушения за счет использования соли, содержащейся в подтоварной воде, готовить высокоплотные растворы в условиях дефицита пресной воды.

Для утяжеления используются азотнокислые соли кальция.

5.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСХОДНЫХ НОРМ СОЛЕЙ

Расчет удельного массового расхода утяжеляемого раствора Р (раствора) в кг, необходимый для приготовления 1 м^3 раствора заданной плотности, определяется как разность массы 1 м^3 раствора П (раствора), в кг (П численно равна плотности раствора в кг/м^3) и массы соли Р (соли) в кг:

$$P(\text{раствора}) = П(\text{раствора}) - P(\text{соли}) \quad (5.1)$$

Объемный расход объем утяжеляемого раствора, необходимый для приготовления 1 м^3

раствора заданной плотности V (раствора), определяется как частное от деления массового расхода раствора R (раствора) на плотность этого раствора – Π (раствора):

$$V(\text{раствора}) = \frac{R(\text{раствора})}{\Pi(\text{раствора})} \quad (5.2)$$

Понижение плотности раствора допускается проводить разбавлением пресной водой или той водой (тем раствором) на котором он приготовлен.

Предварительные тесты и подготовка технологии приготовления.

Определить плотность воды или раствора для утяжеления (по п. 3.4. настоящих Методических указаний). Рассчитать массовый расход соли для получения максимальной заданной плотности по данным результатов ЛИ или эмпирическим формулам.

Рассчитать расход соли (кратно массе одного МКР) и расход воды на заданный объем и плотность раствора.

Провести тесты на совместимость воды, используемой для утяжеления и соли, используемой для утяжеления.

В лабораторных условиях приготовить 1 дм³ раствора заданной плотности с использованием воды и соли с рассчитанными расходными нормами.

Определить плотность полученного раствора при температуре +20°C.

При превышении замеренной плотности раствора Π (замер) над заданной Π (задан) рассчитать понижающий коэффициент для снижения расходной нормы соли – K_1 :

$$K_1 = \frac{\Pi(\text{задан}) - \Pi(\text{воды})}{\Pi(\text{замер}) - \Pi(\text{воды})} \quad (5.3),$$

где:

Π (задан) – заданная плотность раствора, кг/м³;

Π (воды) – плотность воды или раствора, используемого для утяжеления, кг/м³;

Π (замер) – замеренная плотность фактически полученного раствора, кг/м³.

Для снижения расходной нормы соли ее следует умножить на понижающий коэффициент K_1 (K_1 в этом случае будет меньше 1). Провести повторное приготовление 1 дм³ раствора в лабораторных условиях с исправленной расходной нормой соли как описано выше. При не достижении замеренной плотности раствора Π (замер) заданной Π (задан) необходимо увеличить расходную норму соли. Для этого рассчитать повышающий коэффициент – K_1 с помощью формулы 5.3. Пересчитать расходную норму путем ее умножения на коэффициент K_1 (K_1 в этом случае будет больше 1). Провести повторное приготовление 1 дм³ раствора в лабораторных условиях с исправленной расходной нормой соли как описано выше.

5.3. ТЕХНОЛОГИЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ РАСТВОРОВ

Оборудование:

- БПР;
- насос электрический для перекачки раствора;
- линия для перекачки раствора (трубопровод или гибкий шланг);
- ареометр общего назначения АОН-2,3,4 по ГОСТ 18481 с ценой деления шкалы не более 0,010 г/см³;
- термометр с диапазоном измерения от минус 10 °С до плюс 100 °С, ценой деления не более 1 градуса.

Химические реагенты:

- соль нитрат кальция
- ингибитор коррозии;
- ИСО;
- гидрофобизатор;
- ингибитор глинонабухания.

Набрать в БПР или емкость приготовления расчетный объем воды или раствора для утяжеления (без химических реагентов-модификаторов). Объем проверить по мерной линейке или по расходомеру.

Включить мешалку и/или циркуляционный насос.

Засыпать в БПР или емкость приготовления одну третью часть от расчетной массы соли.

Перемешивать раствор до полного растворения соли.

Засыпать в БПР или емкость приготовления еще одну третью часть (вторую треть) от расчетной массы соли.

Перемешивать раствор до полного растворения соли.

Засыпать в БПР или емкость приготовления еще одну третью часть (третью треть) от расчетной массы соли.

Перемешивать раствор до набора заданной или постоянной плотности (в пересчете на 20°С).

Замерить плотность и температуру раствора. Рассчитать плотность раствора при температуре 20°С, согласно п. 3.4. настоящих Методических указаний.

По окончании набора плотности зафиксировать плотность и время, отобрать пробу, отправить в ИЛ (ХАЛ), перекачать в емкость накопления для отстоя.

Время отстоя – до достижения нормативного значения по КВЧ.

Допускается сократить время отстоя раствора перед отгрузкой при стабильном качестве по КВЧ и нефтепродуктам или при наличии системы принудительной фильтрации на линии выдачи раствора.

Для предупреждения попадания механических примесей после их отстоя в емкости рекомендуется проводить отгрузку в автоцистерны из слива, расположенного не ниже 20 см над уровнем дна емкости.

Модификация реагентами производится на РСУ способами, обеспечивающими равномерный и однородный состав всего объема раствора глушения (подраздел 3.3 настоящих Методических указаний). Для модификации растворов плотностью $1300 \div 1450 \text{ кг/м}^3$ используются химические реагенты с рекомендуемыми расходными нормами, указанными в подразделах 4.5.-4.8. настоящих Методических указаний для аналогичных солей.

Понижение плотности растворов проводится тремя способами:

- технической водой (подраздел 4.1. настоящих Методических указаний, без химических реагентов-модификаторов) согласно расчетов с использованием формул (4.1) и (4.2) с предварительной проверкой совместимости растворов;
- в диапазоне плотностей $1190\text{-}1440 \text{ кг/м}^3$ - раствором галита (подраздел 4.2. настоящих Методических указаний) согласно расчетов с использованием формул (4.1) и (4.2) с предварительной проверкой совместимости растворов;
- водой или раствором, использованными для утяжеления, согласно расчетов по формулам (4.1) и (4.2).

Допускается проводить разбавление ЖГ до заказанной плотности путем налива в автоцистерну расчетного количества раствора или технической воды и раствора максимальной плотности. После получения заказанной плотности проводится подача химических реагентов-модификаторов дозировочными насосами.

6. МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ

В соответствии с РД 153-39-023 выбор ЖГ производится на основе расчета плотности раствора глушения, обеспечивающем необходимое противодействие на пласт и химических реагентов-модификаторов в соответствии с лабораторными тестами на совместимость с минералами коллектора, пластовыми флюидами (пластовой водой, нефтью, попутным газом).

Выбор технологии глушения скважины.

Кроме поиска оптимальной основной ЖГ, модифицирующих ее добавок, оценки целесообразности применения БСГ и его рецептуры, выбор технологии глушения заключается в определении:

- количества циклов;
- направления (способа) закачки;
- скорости закачки;
- способа доведения первой пачки до забоя.

Количество циклов глушения.

В зависимости от вида насосного оборудования, глубины его спуска, давления и коллекторских свойств пласта, глушение производится заменой скважинной жидкости на ЖГ в один цикл, в два и более циклов (подраздел 6.2 настоящих Методических указаний).

Способ глушения.

Прямой способ глушения осуществляется посредством нагнетания ЖГ в трубное пространство НКТ. Обладает рядом преимуществ:

- меньшая продолжительность операции;
- меньшее рабочее давление, создаваемое насосным агрегатом;
- отсутствие противодвижения жидкостей: закачиваемого раствора глушения и всплывающей скважинной жидкостью.

При обратном способе ЖГ закачивается в межтрубное пространство между эксплуатационной колонной и колонной НКТ. Способ оправдан при невозможности сбивания циркуляционного клапана насоса или при наличии в трубном пространстве АСПО и возможности закупорки последними НКТ.

Скорость закачки жидкости глушения.

Скорость закачки раствора глушения определяется величиной пластового давления:

- АВПД – максимальная, превышающая производительность скважины, при исключении превышения давления закачки предельно допустимых величин (давление опрессовки эксплуатационной колонны);

- нормальное или АНПД – в целях минимизации репрессии на продуктивный пласт и снижения объемов поглощения скважинной жидкости продуктивным платом, с учетом практического опыта, оптимальна закачка от 200 до 500 литров раствора глушения в минуту (3-8 л/с).

Способ доведения первой пачки жидкости глушения до забоя.

Для месторождений, характеризующихся низкой проницаемостью продуктивных пластов или высоким содержанием глинистых минералов в составе коллектора, доведение первой пачки ЖГ до забоя скважины более целесообразно способом осаждения. При осуществлении способа первая пачка закачивается в режиме циркуляции и располагается в затрубном пространстве от уровня приема глубинного насоса (низа хвостовика) и выше. Скважина оставляется в покое на необходимое для осаждения первой пачки на забой время (время отстоя, Т, сек), продолжительность которого определяется по формуле (6.2).

При небольшой разнице плотностей жидкостей – используемой для глушения и скважинной, для гарантированного завершения процесса оседания, при расчете времени оседания раствора глушения необходимо использовать скорость оседания, оптимальная величина которой, определена отраслевым РД 153-39-023 и составляет 0,04 м/с (144 м/час).

Требования по избыточному давлению на устье скважины.

Перед глушением должны проверяться сальниковые уплотнения УЭЦН и ШГН, при необходимости подтягиваться. Требования по избыточному давлению на устье скважины определяются давлением опрессовки эксплуатационной колонны, сальникового ввода, давлением ГРП, другими требованиями или характеристиками оборудования, применяемого при ремонте скважины.

Требования к температуре закачиваемой жидкости глушения.

Температура закачиваемой ЖГ не должна вызывать риск выпадения АСПО в скважине.

Глушение скважин в неосложненных условиях подразумевает:

- отсутствие риска поглощения, или поглощение раствора менее 15 м³ за время прошлого ТКРС;
- отсутствие ГНВП за время прошлого ТКРС;
- глушение скважины с массой закачанного проппанта ГРП менее 50 тонн;
- отсутствие в разрезе суперколлектора проницаемостью выше 1 Дарси;
- пониженное или нормальное (не выше 1,2 от гидростатического) пластовое давление.

Для глушения скважин в неосложненных условиях используются растворы глушения с плотностью соответствующей расчетной и модификаторами. БСГ в неосложненных условиях глушения не применяются.

Глушение скважин в осложненных условиях подразумевает:

- риск поглощения, или поглощение раствора более 15 м³ за время прошлого ТКРС;
- ГНВП и/или повторное глушение за время прошлого ТКРС;

- глушение скважины с массой закачанного проппанта ГРП более 50 тонн;
- глушение скважины с суперколлектором проницаемостью свыше 1 Дарси;
- глушение скважин с высоким пластовым давлением (выше 1,2 от гидростатического);
- глушение многопластовых скважин;

Причина осложнений при глушении многопластовых скважин (в том числе скважин с ГРП) заключается в том, что разница давлений (ΔP) в призабойных зонах эксплуатируемых объектов скважины не совпадает с разницей гидростатических давлений, развиваемых столбом технологической жидкости ($\rho \times g \times \Delta h$), между этими объектами, находящимися друг от друга на расстоянии Δh по вертикали:

$$\Delta P \neq \rho \times g \times \Delta h$$

Это приводит к невозможности уравновесить давление в призабойных зонах эксплуатируемых объектов скважины забойным давлением ЖГ одной плотности. Лучшее решение для глушения многопластовых скважин БСГ с твердой фазой.

Для глушения скважин в осложненных условиях используются ЖГ с плотностью, соответствующей расчетной и модификаторами.

Для снижения рисков осложнений применяются БСГ. Выбор БСГ осуществляется в соответствии с геолого-техническими условиями проведения ТКРС (Таблица 24).

Таблица 24

Геолого-технические условия проведения ТКРС для применения БСГ

№	ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	БСГ-ГЖ И ИНЭР	БСГ-ГАЛИТ И ИНЭР С ДОБАВЛЕНИЕМ ГАЛИТА	БСГ-МК	ИНЭР С ДОБВЛЕНИЕМ МИКРОКАЛЬЦИТА
1	2	3	4	5	6
1	Пластовое давление гидростатическое или АВПД	+	++	+	+
2	Пластовое давление ниже гидростатического или АНПД	+	++	+	+
3	Скважина многопластовая или с ГРП или с суперколлектором или поглощающая	-	++	+	+
4	Скважина с негерметичностью эксплуатационной колонны	-	+	++	++
5	Скважина с прорывами воды или нефти и воды или газа и воды	-	-	++	++
6	Скважина с прорывами газа	-	++	+	+
7	Проведение СКО или глино-кислотных обработок по плану ТКРС	++	++	-	-
8	Горизонтальные скважины	+	++	+	+
9	Необходимость продавки БСГ в продуктивный пласт	++	++	+	-

Примечание:

«-» - не рекомендуется к использованию в указанных условиях;

«+» - возможно использование в указанных условиях;

«++» - рекомендуется к использованию в указанных условиях.

Решение о применении БСГ (а также ее типа) принимает ответственный работник ЦДНГ.

6.1. СПОСОБЫ ЗАКАЧКИ ЖИДКОСТИ ГЛУШЕНИЯ

По способам закачки ЖГ в скважину выделяют два способа:

- Прямая закачка ЖГ через НКТ. Прямая закачка обладает рядом преимуществ:
 - ♦ отсутствие риска повреждения колонны при повышении давления закачки;
 - ♦ отсутствие риска поглощения через негерметичности колонны;
 - ♦ отсутствие эффекта смывания отложений с поверхности колонны и НКТ на забой;
 - ♦ отсутствие противодвижения жидкостей: закачиваемой ЖГ и всплывающей скважинной жидкостью.
- Обратная закачка ЖГ через затрубное пространство. Данный способ применяется при:
 - ♦ невозможности сбить сбивной клапан;
 - ♦ наличии пробок в НКТ (отсутствии циркуляции через НКТ);
 - ♦ рисках не прохождения ЖГ (вязкие растворы БСГ) через НКТ.

Для глушения скважин с АНПД, на скважинах, оборудованных пакером, а также при установке БСГ на вскрытый интервал возможно одновременное использование и прямого и обратного способа закачки ЖГ.

6.2. РАСЧЕТ ЧИСЛА ЦИКЛОВ ГЛУШЕНИЯ

В зависимости от вида насосного оборудования, глубины его спуска, давления и коллекторских свойств пласта, глушение производится заменой скважинной жидкости на ЖГ в один, в два и более циклов.

Количество циклов (N) определяется по формуле (6.1):

$$N = H2 / H1 + 1 \quad (6.1),$$

где:

N - количество циклов, округляется до целого числа в сторону увеличения;

H1 - глубина от устья до места циркуляции жидкости (глубина спуска насоса, «хвостовика», НКТ, сбивного клапана) м;

H2 - глубина от места циркуляции жидкости (насоса, «хвостовика», НКТ, сбивного клапана) до верхних отверстий интервала перфорации, м.

Глушение скважин в 1 цикл производится если:

- ГНО или низ колонны НКТ спущен до интервала перфорации или размещен не выше 150 метров от верхних перфорационных отверстий;

- ГНО или низ колонны, установлен выше 150 м от интервала перфорации, при этом есть возможность продавливания в продуктивный пласт поднасосной жидкости.

Глушение скважин в два цикла производится, если глубина спуска ГНО превышает половину расстояния от устья скважины до интервала перфорации и низкой проницаемости пласта, обуславливающей невозможность закачки ЖГ на поглощение.

Первый цикл:

- полностью стравливается газ из затрубного пространства;
- закачивается ЖГ в количестве, равном объему скважины от низа колонны НКТ (приема насоса) до устья;
- закрывается скважина для осаждения ЖГ на забой.

Время отстоя определяется по формуле:

$$T(\text{отс.}) = (H1-H2)/V(\text{отн.}) \quad (6.2),$$

где:

$T(\text{отс.})$ - время отстоя, час;

$H1$ – расстояние от устья до верхних перфорационных отверстий, м;

$H2$ – высота столба закачанной жидкости, м.

$V(\text{отн.}) = 144$ м/час – относительная скорость движения газоконденсата (нефти) и воды в условиях отстоя. Оптимальная величина скорости оседания, определена РД 153-39-023 и составляет 0,04 м/с (144 м/час).

Второй цикл: по окончании времени отстоя заменить всплывшую жидкость (нефть или газоконденсат) на ЖГ в объеме равном объему скважины от низа колонны НКТ до забоя скважины.

Глушение скважин в три и более циклов. Для скважины с глубиной спуска колонны НКТ составляющей менее половины глубины скважины до интервала перфорации, глушение производится в три и более циклов. Расчет циклов производится аналогично глушению в два цикла.

6.3. РАСЧЕТ КОЛИЧЕСТВА ЖИДКОСТИ ГЛУШЕНИЯ

Расчет количества жидкости для глушения скважины проводится следующим образом:

$$V(\text{жг}) = V(\text{скв.}) + V(\text{дол.}) + V(\text{доп.раб.}) + n \cdot V(\text{скв.}) \quad (6.3),$$

где:

$V(\text{скв.})$ – объем скважины от забоя до устья за вычетом водоизмещения подвески НКТ и скважинного оборудования, м³;

$V(\text{доп.раб.})$ - объем ЖГ, необходимый для дополнительных работ определяют по виду этих работ, м^3 ;

Например: для промывки забоя необходимо заполнить желобную емкость объемом 15 м^3 , тогда $V(\text{доп.раб.}) = 15 \text{ м}^3$.

$V(\text{дол})$ – объем долива – это водоизмещение подвески НКТ и скважинного оборудования, м^3 ;

$V(\text{дол.})$ – составляет не менее $1,5 \text{ м}^3$ на каждые 1000 м подвески НКТ и должен находиться на устье скважине при ремонте. При подъеме скважинного оборудования происходит снижение уровня и этот объем необходим для подлива в скважину;

n – запас ЖГ в долях от объема скважины, принимают $n = 0,1$;

По согласованию с Заказчиком норму расхода ЖГ на скважине допускается увеличить при проведении сложных и длительных ремонтов на скважине.

6.4. БЛОКИРУЮЩИЕ СОСТАВЫ ГЛУШЕНИЯ

БСГ предназначены для изоляции продуктивного пласта от ЖГ на время всего ТКРС или отдельной его операции.

БСГ используются для ТКРС в осложненных условиях – при риске поглощения ЖГ в пласт, в условиях АНПД, при риске ГНВП, для ремонта многопластовых скважин и скважин с многотоннажным ГРП, для промывки забоя поглощающих скважин.

Все БСГ условно можно разделить на два класса:

- загущенные жидкости или эмульсии без твердой фазы (без шунтирующих частиц) – предназначены для ТКРС на скважинах без ГРП с проницаемостью коллектора не выше 1 Дарси и репрессией при ТКРС не выше 34 атм;
- загущенные жидкости или эмульсии с твердой фазой (с шунтирующими частицами) - предназначены для ТКРС на скважинах с ГРП и без ГРП, без ограничения проницаемости коллектора и репрессией при ТКРС до 100 атм.

Основные характеристики БСГ указаны в Таблице 25.

Плотность БСГ должна быть больше плотности ЖГ не менее чем на 10 кг/м^3 ($0,01 \text{ г/см}^3$). Выполнение этого требования позволяет избежать всплытия БСГ и потери контроля над скважиной во время ТКРС.

Ограничение на превышение плотности БСГ над расчетной величиной плотности раствора глушения (подраздел 3.6. настоящих Методических указаний) не применяются.

Таблица 25
Основные характеристики блокирующих составов глушения

№	ПОКАЗАТЕЛЬ	БСГ БЕЗ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ	БСГ С ТВЕРДОЙ ФАЗОЙ
1	2	3	4
1	Механизм действия БСГ	Снижение фильтрации за счет высокой вязкости	Снижение фильтрации за счет закупорки устья пор, образования фильтрационной корки
2	Условия применимости БСГ.	Скважины без ГРП, репрессия – до 34 атм., температура – до 120°C, проницаемость от 20 мД до 1Д, плотность до 1,60 кг/м ³ .	Многопластовые с ГРП, репрессии до 100 атм., депрессии 5÷15 атм., проницаемость – сотни Дарси, температура – до 120°C, плотность до 1,60 кг/м ³
3	Возможные риски	Потеря контроля при длительном ремонте, на высокопроницаемых и высокотемпературных объектах, в условиях АНПД, повреждение ПЗС вследствие фильтрации БСГ в пласт	Дополнительный расходный материал (твердая фаза). Специальное оборудование для приготовления.

Установка блокирующего состава глушения.

БСГ устанавливается прямой или обратной закачкой на вскрытый (перфорированный) интервал с запасом в 150-200 метров над верхними отверстиями перфорации. Возможна установка БСГ с частичной продавкой на пласт для создания фильтрационной корки в перфорационных каналах. БСГ продавливается в скважину жидкостью (раствором) глушения.

Преимущественным способом установки БСГ в условиях нормального (гидростатического) и АВПД является прямая закачка в НКТ по причине риска потери БСГ через негерметичности обсадной колонны.

Преимущественным способом установки БСГ в условиях давлений ниже гидростатического и при АНПД является обратная закачка для гарантированной установки БСГ на интервал перфорации.

БСГ считается установленной в заданном интервале при прокачке расчетного количества ЖГ на доставку по лифту (в режиме циркуляции), и продавке расчетного количества ЖГ для установки БСГ на забой скважины (в режиме продавки). По окончании режима продавки, возможен рост устьевого давления на 10-15 атм. при посадке БСГ на забой.

Для предотвращения срыва БСГ при проведении спускоподъемных операций на скважине, заглушенной с использованием БСГ, запрещается превышать предельную скорость подъема подземного скважинного оборудования.

План по ТКРС на скважине должен учитывать свойства БСГ, так как БСГ не позволяют прокачивать сквозь них химические реагенты (кислоты, спирты, органические растворители, ИСО) с сохранением контроля поглощения. При необходимости закачки химических реагентов на пласт БСГ необходимо предварительно удалить БСГ промывкой или иным способом, предусмотренным Инструкцией производителя по применению БСГ.

БСГ готовится согласно Инструкции производителя на приготовление БСГ ввиду специфичных физико-химических свойств каждого типа БСГ. Применение БСГ описано в разделе 5 настоящих Методических указаний.

Ограничения в применении.

БСГ, приготовленные на основе растворов солей кальция (хлористый кальций, нитрат кальция), несовместимы с ИСО, содержащих НТФ, оксиэтилдиметилфосфаты, с фторсодержащими растворами (грязевая кислота, глинокислота, плавиковая кислота, бифторид аммония), со спиртосодержащими реагентами (ингибиторы/растворители гидратов, взаимные растворители, реагент ХПП-004 и его аналоги).

В случае одновременного применения несовместимых жидкостей на скважине рекомендуется отказаться от одной из них или использовать разделяющую БЖ из взаимно совместимой жидкости (технической воды или водного раствора ПАВ).

Удаление БСГ.

Саморазрушение и удаление БСГ происходит при вызове притока обводненной жидкости, при переводе скважины на воду перед запуском, возникновении депрессии при освоении скважины.

Для удаления остатков БСГ может быть применена технология кислотной ванны с использованием ингибированной соляной кислоты (5-12%-ной концентрации).

Для снижения вязкости БСГ перед закачкой в коллектор рекомендуется собрать БСГ в желобную емкость и разбавить пресной или подтоварной водой не менее чем до 2 кратного объема.

6.5. РАСЧЕТ ОБЪЕМА БЛОКИРУЮЩЕГО СОСТАВА ГЛУШЕНИЯ

Объем БСГ (V), м^3 , определяют по объему скважины (обсадной колонны) на уровне вскрытого интервала перфорации плюс запас, по формуле:

$$V = 0,001 * V(\text{уд}) * H + V(\text{изб.}) \quad (6.4),$$

где:

H – расстояние от текущего забоя до верхнего уровня установки БСГ по стволу скважины, м;

0.001 – коэффициент пересчета удельного объема из дм^3 в м^3 ;

$V(\text{изб.})$ – избыток объема БСГ на смачивание стенок и продавку в пласт, рассчитывается по формуле (6.9), м^3 ;

$V(\text{уд})$ – удельный внутренний объем обсадной колонны, $\text{дм}^3/\text{м}$;

Расчет расстояния от текущего забоя до верхнего уровня установки БСГ по стволу скважины (H), м:

1. БСГ устанавливается от забоя до интервала, находящегося на 150 м выше верхних отверстий перфорации, но ниже на 10-50 метров низа колонны НКТ. Верхняя граница

установки БСГ не должна перекрывать низ колонны НКТ для обеспечения циркуляции при уравнивании скважины в процессе глушения:

$$H = h(\text{тек.заб}) - h(\text{вд}) + 150 \text{ м} \quad (6.5),$$

где:

$h(\text{вд})$ - уровень верхних отверстий перфорации, м;

$h(\text{тек.заб.})$ - уровень текущего забоя, м.

Если колонна НКТ установлена ниже верхних отверстий перфорации допускается установка верхней границы БСГ выше низа колонны НКТ.

2. При наличии пакерного устройства, БСГ устанавливается от текущего забоя до интервала установки пакера:

$$H = h(\text{тек. заб.}) - h(\text{пак}) \quad (6.6),$$

где:

$h(\text{пак})$ - уровень установки пакерного устройства, м;

$h(\text{тек. заб.})$ - уровень текущего забоя, м.

3. При использовании ГНКТ с пакерным устройством, БСГ устанавливается от текущего забоя до интервала установки пакера:

$$H = (h(\text{тек. заб.}) - h(\text{пак})) \quad (6.7),$$

где:

$h(\text{пак})$ - уровень установки пакерного устройства, м;

$h(\text{тек. заб.})$ - уровень текущего забоя, м.

4. При использовании ГНКТ без пакера, БСГ устанавливается от забоя до интервала, находящегося на 150 м выше верхних отверстий перфорации:

$$H = h(\text{тек. заб.}) - h(\text{вд}) + 150 \text{ м} \quad (6.8),$$

где:

$h(\text{вд})$ - уровень верхних отверстий перфорации, м;

$h(\text{тек. заб.})$ - уровень текущего забоя, м;

150 м – запас уровня БСГ в 150 метров, м.

Избыток объема БСГ на смачивание стенок и продавку в пласт (м^3) рассчитывается по формуле:

$$V(\text{изб.}) = 0,0007 \cdot h(\text{смач.}) + K \cdot h(\text{перф.}) + C \cdot h(\text{погл.}) \quad (6.9),$$

где:

$h(\text{перф.})$ - вскрытый интервал перфорации, м;

$h(\text{погл.})$ – высота поглощающего или проявляющего интервала в эксплуатационной колонне (не герметичный интервал), м;

$h(\text{смач.})$ – расстояние от устья скважины до верхнего уровня установки БСГ (запас на смачивание стенок скважины), учитывается в расчете при перемещении БСГ по затрубному пространству скважины, м;

$h(\text{смач.}) = 0$ м, при перемещении БСГ по НКТ, м;

$K=0,05$ - рекомендуемый удельный объем продавки БСГ в пласт для наклонно-направленных и вертикальных скважин, м³/м;

$K=0,01$ - рекомендуемый удельный объем продавки БСГ в пласт для горизонтальных скважин, м³/м вскрытого интервала;

$C=1$ м³/м - рекомендуемый удельный объем продавки БСГ в негерметичный поглощающий или негерметичный проявляющий интервал в эксплуатационной колонне;

0,0007 – потери БСГ на смачивание стенок скважины и наружных стенок НКТ при перемещении БСГ по затрубному пространству скважины.

Рекомендуемый удельный объем продавки БСГ на пласт (K) может быть увеличен в 2-5 раза для скважин с АНПД, для скважин со значительным поглощением, для промывки забоя поглощающих скважин, для аварийных работ на скважине.

Для скважин с горизонтальным стволом, объем избытка БСГ оценивается ответственным работником ЦДНГ экспертно с учетом результатов предыдущих глушений и опыта глушения аналогичных горизонтальных скважин.

При отсутствии опыта глушения горизонтальных скважин БСГ устанавливают на весь объем горизонтального ствола (по долоту) за вычетом водоизмещения спущенного в горизонтальный ствол оборудования:

$$V(\text{изб.}) = 0,0007 \cdot h(\text{смач.}) + V(\text{гор. ств.}) - V(\text{обор.}) \quad (6.10),$$

где:

$h(\text{смач.})$ – расстояние от устья скважины до верхнего уровня установки БСГ (запас на смачивание стенок скважины), м;

$V(\text{гор. ств.})$ – объем горизонтального ствола скважины рассчитывается исходя из диаметра долота применяемого при бурении и длины горизонтального ствола, м³;

$V(\text{обор.})$ – водоизмещение оборудования, спущенного в горизонтальный ствол, м³.

Объем БСГ для промывки забоя определяется интенсивностью поглощения и выбранным способом применения.

6.6. ПРИМЕРЫ ТЕХНОЛОГИИ ПРИМЕНЕНИЯ ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ

Выбор технологии глушения скважин рекомендуется проводить на основе конструкции скважины и приоритетного геолого-технического условия глушения (пластовое давление, риск поглощения ЖГ, конструкция скважины и ГНО).

6.6.1. НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫЕ СКВАЖИНЫ С АНОМАЛЬНО НИЗКИМ ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ

Основное осложнение при глушении и ремонте – поглощение ЖГ на пласт. Глушение проводят с установкой БСГ на перфорированный интервал скважины от забоя до уровня 50-150 метров над верхними отверстиями перфорации. Для скважин с ГРП и АНПД рекомендуется использовать БСГ-галит. Для аварийных, бездействующих скважин и в случае прорыва воды рекомендуется использовать БСГ-микрокальцит. Пример расчета и технология глушения. Конструкция скважины представлена в Таблице 26.

Таблица 26
Конструкция скважины

№	ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОМЕТРИИ И ОБОРУДОВАНИЯ СКВАЖИНЫ	ДИАМЕТР/СТЕНКА, ММ	ГЛУБИНА УСТАНОВКИ, М
1	2	3	4
1	Эксплуатационная колонна	168/10	0-2900
2	НКТ	89/6,5	0-2700
3	Вскрытый интервал	-	2800-2850
4	Текущий забой	-	2900

Расчетные объемы элементов скважины представлены в Таблице 27.

Таблица 27
Расчетные объемы элементов скважины

№	ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОМЕТРИИ И ОБОРУДОВАНИЯ СКВАЖИНЫ	ИНТЕРВАЛ, М	УД.ОБЪЕМ, ДМ³/М	ОБЪЕМ V(л), М³
1	2	3	4	5
1	Затрубное (кольцевое) пространство.	0-2700	11,06	29,86
2	Водоизмещение НКТ 89/6,5.	0-2700	1,682	4,54
3	Внутренний объем НКТ 89/6,5.	0-2700	4,53	12,23
4	Объем НКТ по внешней стенке 89 мм.	0-2700	6,204	16,75
5	Объем скважины под НКТ.	2700-2900	17,26	3,45

Для гарантированной установки БСГ на продуктивный интервал в скважинах с АНПД или риском поглощения используется метод обратной закачки (по затрубному пространству) в режиме «на продавку» при закрытой устьевой задвижке на НКТ.

Расчет объема БСГ по формуле (6.4):

$$V(\text{БСГ}) = 17,26 \cdot (2900 - 2800 + 100) \cdot 0,001 + 0,0007 \cdot 2700 + 0,05 \cdot (2850 - 2800) = \\ = 3,45 \text{ м}^3 + 1,89 \text{ м}^3 + 2,5 \text{ м}^3 = 7,84 \text{ м}^3 \approx 8 \text{ м}^3 \dots\dots\dots(6.11).$$

1. Закачка БСГ в затрубное пространство на циркуляции в объеме 8 м^3 (рисунок 1а).
2. Закачка раствора глушения в затрубное пространство в режиме «на продавку» в объеме скважины минус объем НКТ (по наружной стенке) минус объем БСГ, рисунок 1 б, в:

$$V(\text{ЖГ-прод.}) = 17,26 \text{ дм}^3/\text{м} \cdot 2900 \text{ м} \cdot 0,001 - 6,204 \text{ дм}^3/\text{м} \cdot 2700 \text{ м} \cdot 0,001 - 8 \text{ м}^3 = 25,8 \text{ м}^3.$$
3. Разрядка и выпуск газа из НКТ. Уравновешивание давления в НКТ и затрубном пространстве. Закачка раствора глушения в затрубное пространство в режиме «на циркуляцию» в объеме НКТ, рисунок 1г.

$$V(\text{ЖГ-цирк}) = V(\text{НКТ}) = 12,2 \text{ м}^3.$$

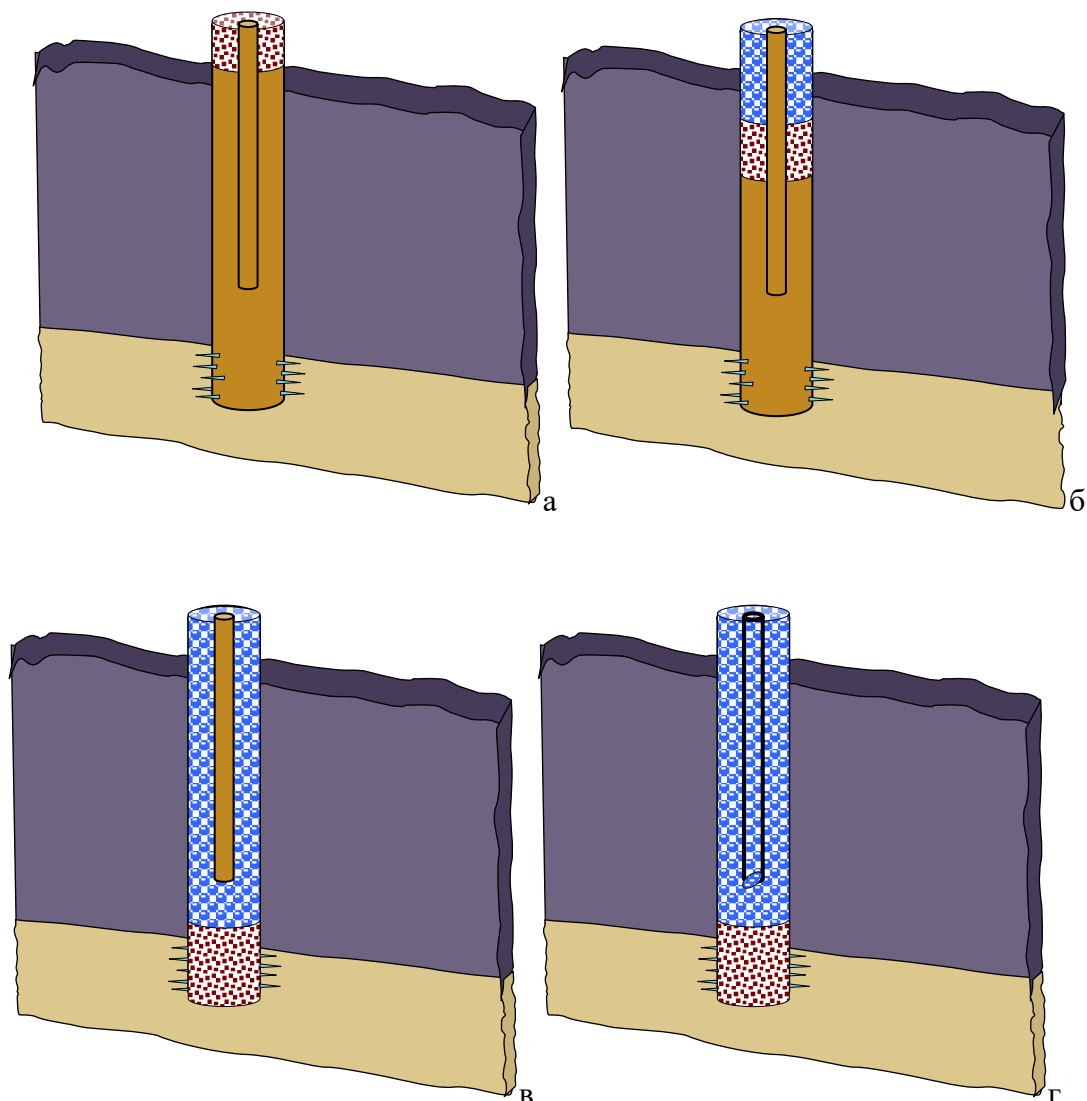


Рис. 1 Стадии глушения с установкой блокирующего состава глушения по затрубю

6.6.2. ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ С ЩЕЛЕВЫМ ФИЛЬТРОМ ПРИ РИСКЕ ПОГЛОЩЕНИЯ ИЛИ ПРИ АНПД. ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ С ГРП

Основное осложнение при глушении и ремонте – поглощение ЖГ на пласт или в трещину ГРП. Глушение проводят с установкой БСГ на перфорированный интервал горизонтального ствола скважины. Для скважин с ГРП и АНПД рекомендуется использовать БСГ-галит или БСГ-МК.

Пример расчета и технология глушения. Конструкция скважины представлена в Таблице 28.

Таблица 28
Конструкция скважины

№	ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОМЕТРИИ И ОБОРУДОВАНИЯ СКВАЖИНЫ	ДИАМЕТР/СТЕНКА, ММ	ГЛУБИНА УСТАНОВКИ, М
1	2	3	4
1	Эксплуатационная колонна	168/10	0-2800
2	НКТ	89/6,5	0-2400
3	Горизонтальный ствол	152	2800-3100
4	Щелевой фильтр	114/7	2850-3100

Расчетные объемы элементов скважины представлены в Таблице 29.

Таблица 29
Расчетные объемы элементов скважины

№	ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОМЕТРИИ И ОБОРУДОВАНИЯ СКВАЖИНЫ	ИНТЕРВАЛ, М	УД.ОБЪЕМ, ДМ ³ /М	ОБЪЕМ V(л), М ³
1	2	3	4	5
1	Затрубное (кольцевое) пространство	0-2400	11,06	26,54
2	Водоизмещение НКТ 89/6,5	0-2400	1,682	4,04
3	Внутренний объем НКТ 89/6,5	0-2400	4,53	10,87
4	Объем НКТ по внешней стенке 89 мм	0-2400	6,204	14,89
5	Объем горизонтального ствола по долоту 152 мм	2800-3100	18,14	5,44
6	Водоизмещение щелевого фильтра 114/7 мм	2800-3100	2,358	0,71
7	Объем скважины от адаптера плюс 150 метров выше него	2650-2800	17,26	2,59
8	Объем скважины от низа колонны НКТ до адаптера	2400-2800	17,26	6,90
9	Объем скважины минус объем НКТ по наружной стенке - (1)+(8)+(5)-(6)	0-3100		38,17

Для гарантированной установки БСГ на продуктивный интервал в скважинах с АНПД или риском поглощения используется метод обратной закачки (по затрубному пространству) в режиме «на продавку» при закрытой устьевой задвижке на НКТ.

Расчет объема БСГ по формуле (6.4):

$$V(\text{БСГ}) = V(7) + V(5) - V(6) + 0,0007 \cdot 2800 + 0,01 \cdot (3100 - 2800) = 2,59 \text{ м}^3 - 0,71 \text{ м}^3 + 1,96 \text{ м}^3 + 3,0 \text{ м}^3 = 6,84 \text{ м}^3 \approx 7 \text{ м}^3 \dots \dots \dots (6.12).$$

1. Закачка БСГ в затрубное пространство на циркуляции в объеме 7 м³ (рисунок 2а).
2. Закачка раствора глушения в затрубное пространство в режиме «на продавку» в объеме скважины минус объем НКТ минус объем БСГ, рисунок 2 б, в.

$$V(\text{ЖГ-прод.}) = V(9) - V(\text{БСГ}) = 38,17 \text{ м}^3 - 7 \text{ м}^3 = 31,17 \text{ м}^3.$$

3. Разрядка и выпуск газа из НКТ. Уравновешивание давления в НКТ и затрубном пространстве. Закачка раствора глушения в затрубное пространство в режиме «на циркуляцию» в объеме НКТ, рисунок 2г.

$$V(\text{ЖГ-цирк}) = V(\text{НКТ}) = 10,87 \text{ м}^3.$$

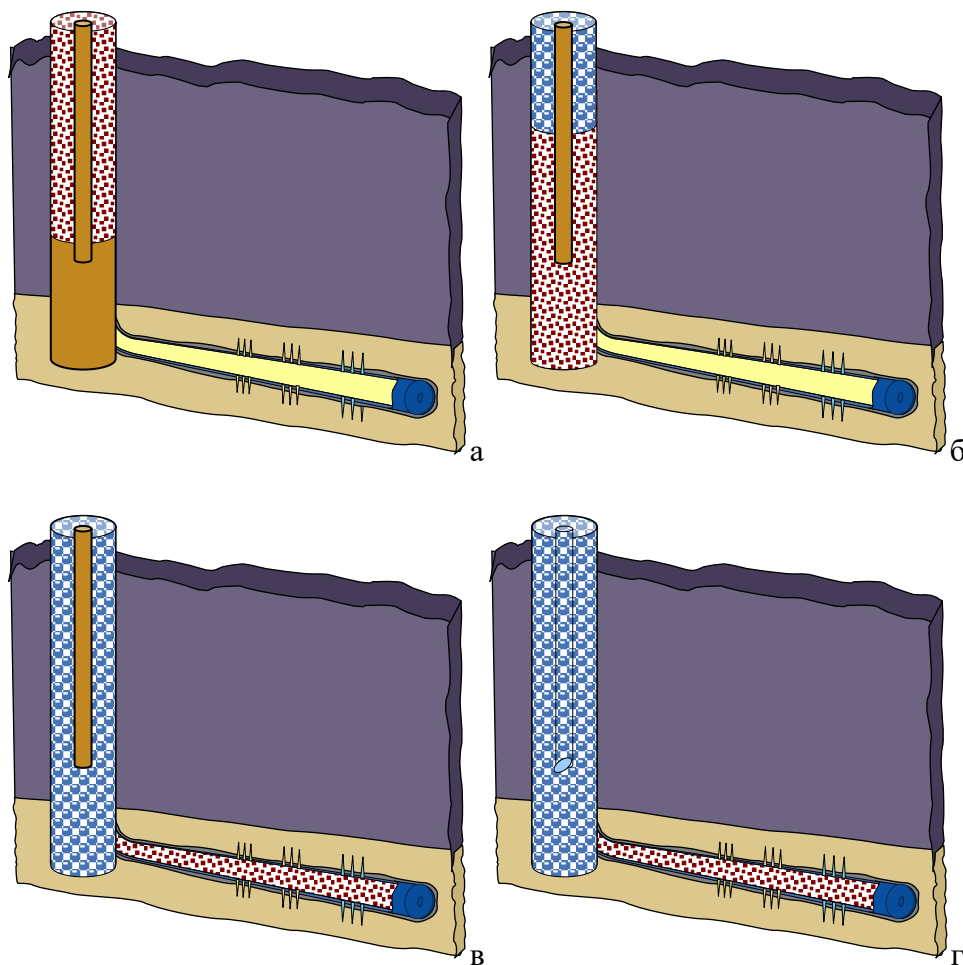


Рис. 2 Стадии глушения с установкой блокирующего состава глушения

6.6.3. СКВАЖИНЫ С ПОДВЕСКОЙ КОЛОННЫ НКТ ВЫШЕ ИНТЕРВАЛА ПЕРФОРАЦИИ НА 300 И БОЛЕЕ МЕТРОВ

При пониженном (менее 0,9 от гидростатического) и АНПД глушатся в два или более циклов с закачкой ЖГ в затрубное пространство и осаднением ее на забой естественным (гравитационным) оседанием. Время осаднения ЖГ по данному методу глушения рассчитывается исходя из глубины осаднения равной высоте подвески колонны НКТ. Стадии глушения:

- закачка раствора глушения в режиме на «циркуляцию в затрубное пространство скважины до получения выхода ЖГ через трубную задвижку на желобную емкость (получение циркуляции, рисунок 3 а, б). Снижение скорости закачки раствора глушения до минимальной величины. При наличии циркуляции – остановка закачки;
- если при закачке раствора глушения в объеме равном объему скважины плюс 10% запас циркуляции не появилось - закачку прекратить. Выдержать скважину в течение 1 часа и замерить устьевое давление и статический уровень. Избыточное устьевое давление сравнить.

Если при нулевом устьевом давлении статический уровень не до устья, пересчитать плотность раствора глушения или применить БЖ для повторного глушения.

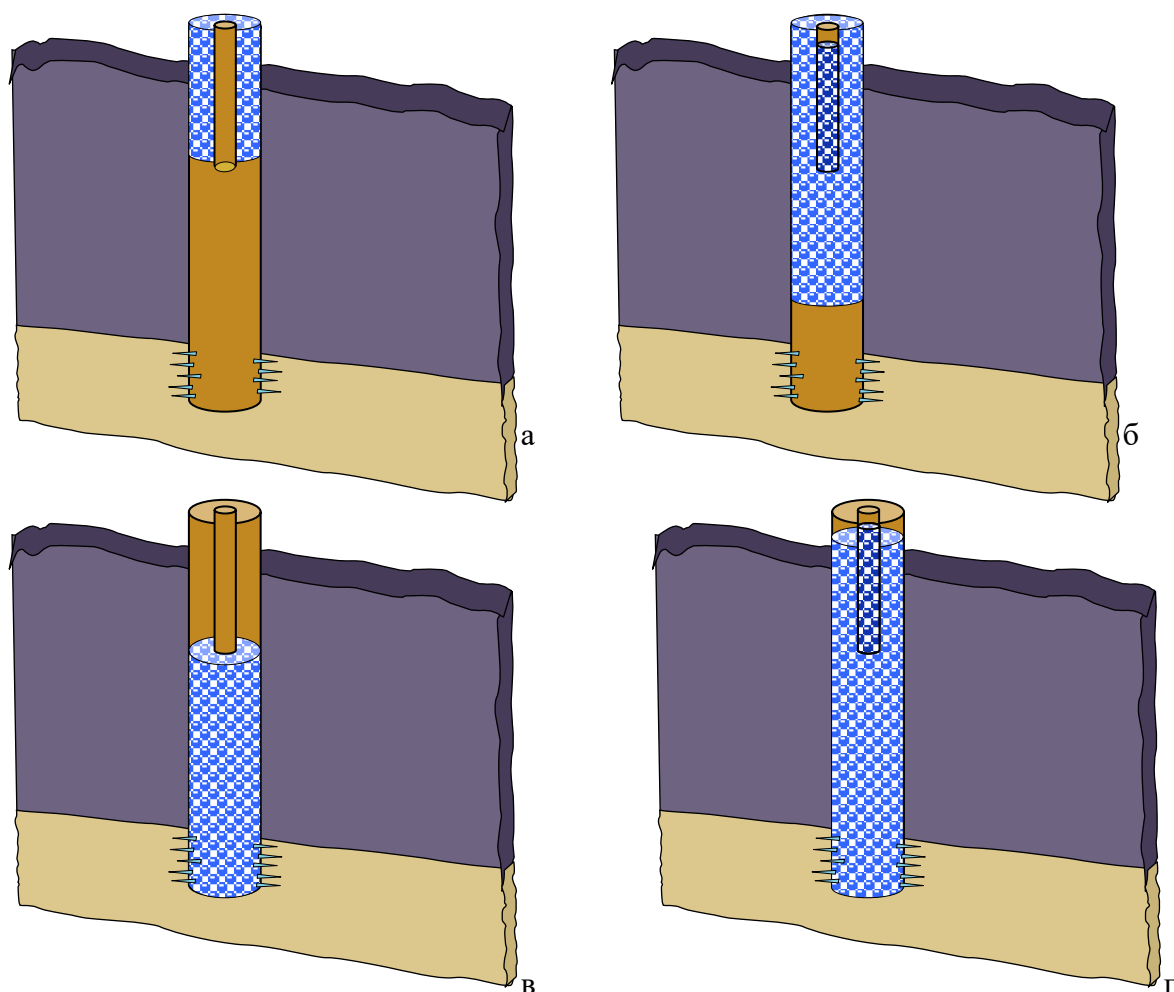


Рис. 3 Многоцикловое глушение скважины с осаждением ЖГ при пониженном пластовом давлении

Если при нулевом устьевом давлении статический уровень жидкости до устья - закачку раствора прекратить. Скважина заглушена.

- выдержка (отстой) на осаждение раствора глушения на забой на время, рассчитанное по формуле (6.2) с учетом глубины осаждения раствора глушения равной высоте подвески колонны НКТ плюс 20 метров (рисунок 3в);

$$T(\text{отс}) = (700 \text{ м} + 20 \text{ м}) / 144 \text{ м/час} = 5,0 \text{ часов}$$

- вызов циркуляции на минимальной скорости закачки раствора глушения и далее закачка раствора глушения в режиме на «циркуляцию в затрубное пространство скважины до получения выхода ЖГ через трубную задвижку на желобную емкость (получение циркуляции, рисунок 3г). Снижение скорости закачки раствора глушения до минимальной величины. При наличии циркуляции – остановка закачки.

6.6.4. ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИНЫ С ПАКЕРОМ ИЛИ КОМПОНОВКОЙ ОРЭ ОБОРУДОВАННОЙ ЭЦН ИЛИ ПЕРОМ-ВОРОНКОЙ СО СБИВНЫМ КЛАПАНОМ

Глушение проводят прямой или обратной закачкой (при отсутствии прохождения раствора по колонне НКТ) раствора глушения. Подпакерное пространство заполняют раствором

глушения или БСГ в режиме «на продавку» в объеме подпакерного пространства. Надпакерное пространство заполняют раствором глушения в режиме «на циркуляцию» в объеме надпакерного пространства скважины.

6.6.5. ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИНЫ С ПАКЕРОМ ИЛИ КОМПОНОВКОЙ ОРЭ ОБОРУДОВАННОЙ ЭЦН ИЛИ ПЕРОМ-ВОРОНКОЙ БЕЗ СБИВНОГО КЛАПАНА

Подпакерное пространство заполняют раствором глушения в объеме подпакерного пространства или БСГ в режиме «на продавку» через НКТ.

Надпакерное пространство заполняют раствором глушения в объеме надпакерного пространства скважины через затрубную задвижку. Закачку раствора глушения проводят в затрубное пространство в объеме затрубного пространства скважины несколькими порциями с закрыванием затрубной задвижки на 5-10 минут на оседание раствора и выпуском газовой «шапки» (сжатого газа) из затрубного пространства после закачки каждой порции раствора глушения.

6.6.6. ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИНЫ С ИНТЕРВАЛОМ ПОГЛОЩЕНИЯ (НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ) НАД ИНТЕРВАЛОМ ПЕРФОРАЦИИ

Глушение проводят с установкой БСГ в объеме, перекрывающем интервал негерметичности на 100-200 метров по эксплуатационной колонне и обеспечивающем продавку БЖ на проявляющий (поглощающий) пласт в объеме не менее 1 м³ БЖ на метр поглощающего (проявляющего) интервала. В случае проявлений газа, газоконденсата или нефти из интервала негерметичности рекомендуется использовать БСГ-галит или БСГ-МК. В случае проявлений воды из интервала негерметичности рекомендуется использовать БСГ-МК.

Для гарантированной установки БСГ на продуктивный интервал в скважинах с АНПД или риском поглощения используется метод обратной закачки в режиме «на продавку» при закрытой устьевой задвижке на НКТ.

Скважину, имеющую геометрию согласно Таблиц 26, 27 и интервал негерметичности на отметке 1200-1210 метров, глушить рекомендуется по следующему алгоритму.

Расчет объема БЖ:

$$V(\text{БЖ}) = 17,26 \cdot (2900 - 1200 + 100) \cdot 0,001 + 0,0007 \cdot 1200 + 0,05 \cdot (2850 - 2800) + 1 \cdot (1210 - 1200) = 31,1 \text{ м}^3 + 0,84 \text{ м}^3 + 2,5 \text{ м}^3 + 10 \text{ м}^3 = 44,5 \text{ м}^3$$

Стадии глушения:

- закачка раствора глушения в затрубное пространство в режиме «на циркуляцию» в объеме колонны НКТ, рисунок 4а:

$$V(\text{ЖГ-цирк}) = V(\text{НКТ}) = 4,53 \text{ дм}^3/\text{м} \cdot 2700 \text{ м} = 12,3 \text{ м}^3$$

- закачка БСГ в затрубное пространство в режиме «на циркуляцию» в объеме затрубного пространства от устья до интервала негерметичности (рисунок 4б):

$$V(\text{БЖ-цирк.}) = 11,06 \text{ дм}^3/\text{м} \cdot 1200 \text{ м} = 13,3 \text{ м}^3$$

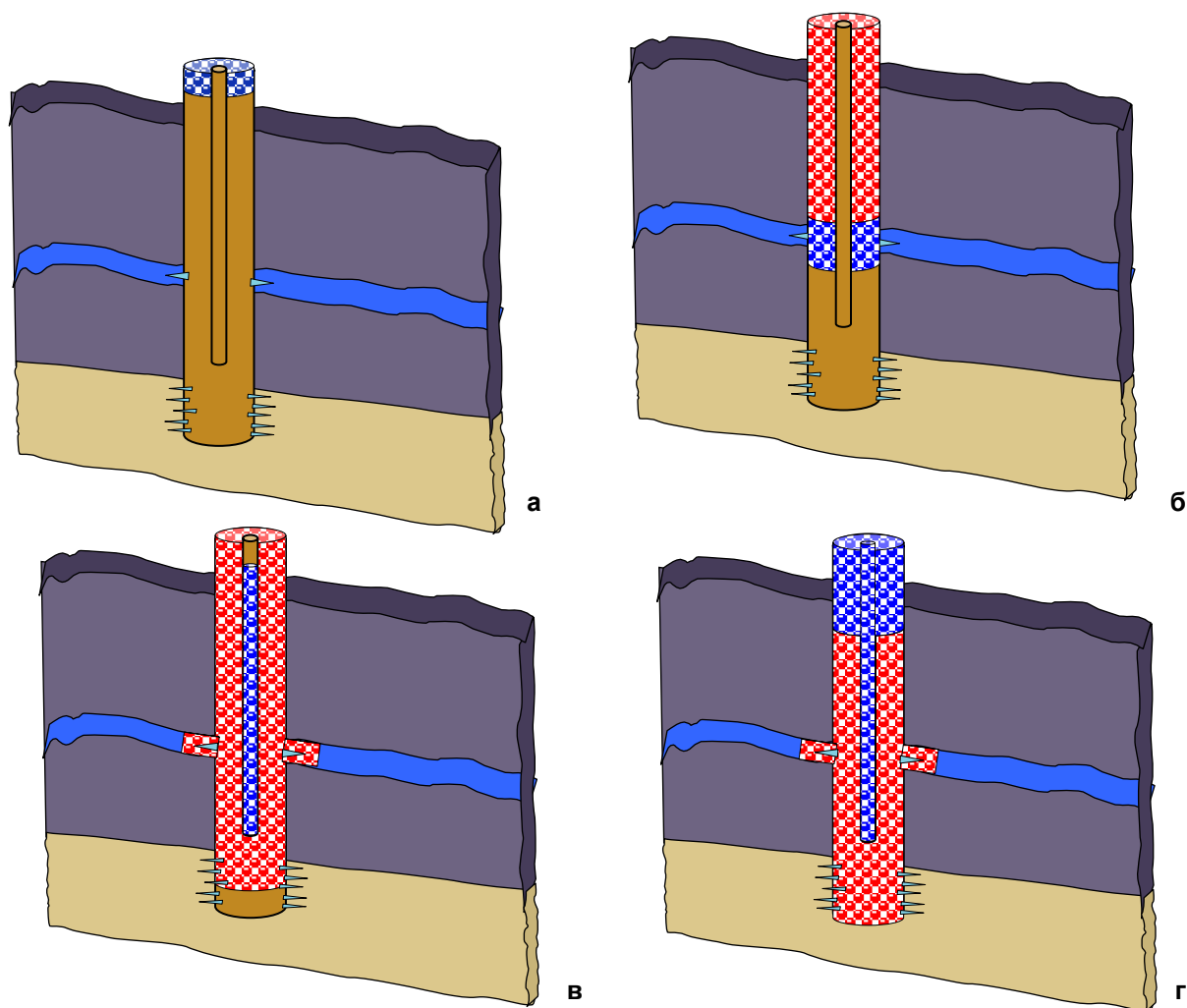


Рис. 4 Глушение скважины с интервалом поглощения (негерметичности эксплуатационной колонны) над интервалом перфорации

- закачка БЖ в затрубное пространство в режиме «на продавку» в оставшемся объеме БЖ (рисунок 4б):

$$V(\text{БЖ-прод.}) = 34,5 \text{ м}^3 - 13,3 \text{ м}^3 = 21,2 \text{ м}^3$$

- закачка раствора глушения в затрубное пространство в режиме «на продавку» в объеме затрубного пространства скважины от устья до интервала негерметичности минус 200 метров, рисунок 4г:

$$V(\text{ЖГ-прод}) = 11,06 \text{ дм}^3/\text{м} * (1200 \text{ м} - 200 \text{ м}) = 11,1 \text{ м}^3$$

- разрядка и выпуск газа из НКТ. Уравновешивание давления в НКТ и затрубном пространстве.

6.6.7. ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИНЫ С ИНТЕРВАЛОМ ПОГЛОЩЕНИЯ (НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ) ПОД ИНТЕРВАЛОМ ПЕРФОРАЦИИ

Глушение проводят с установкой БСГ в объеме, перекрывающем интервал перфорации на 100-200 метров и обеспечивающем продавку БСГ в поглощающий (проявляющий) пласт в объеме не менее 1 м^3 БЖ на метр поглощающего (проявляющего) интервала. В случае проявлений газа, газоконденсата или нефти из интервала негерметичности рекомендуется

использовать БСГ-галит. В случае проявлений воды из интервала негерметичности рекомендуется использовать БСГ-МК.

Для гарантированной установки БСГ на продуктивный интервал в скважинах с АНПД или риском поглощения используется метод обратной закачки в режиме «на продавку» при закрытой устьевой задвижке на НКТ.

Скважину, имеющую геометрию согласно Таблицы 26, 27 и интервал негерметичности на отметке 2890-2900 метров, глушить рекомендуется по следующему алгоритму. Расчет объема БСГ:

$$V(\text{БСГ}) = 17,26 \cdot (2900 - 2800 + 100) \cdot 0,001 + 0,0007 \cdot 2700 + 0,05 \cdot (2850 - 2800) + 1 \cdot (2900 - 2890) = 3,45 \text{ м}^3 + 1,89 \text{ м}^3 + 2,5 \text{ м}^3 + 10 \text{ м}^3 = 17,8 \text{ м}^3$$

Стадии глушения:

- закачка раствора глушения в затрубное пространство в режиме «на циркуляцию» в объеме колонны НКТ, рисунок 5а:

$$V(\text{ЖГ-цирк}) = V(\text{НКТ}) = 4,53 \text{ дм}^3/\text{м} \cdot 2700 \text{ м} = 12,3 \text{ м}^3$$

- закачка БСГ в затрубное пространство в режиме «на продавку» в объеме БСГ (рисунок 5б):

$$V(\text{БСГ-прод.}) = 17,8 \text{ м}^3$$

- закачка раствора глушения в затрубное пространство в режиме «на продавку» в объеме затрубного пространства от устья до интервала перфорации минус 150 м (рисунок 5в):

$$V(\text{ЖГ-прод.}) = 11,06 \text{ дм}^3/\text{м} \cdot (2800 - 150) \text{ м} = 29,3 \text{ м}^3$$

- разрядка и выпуск газа из НКТ. Уравновешивание давления в НКТ и затрубном пространстве. Долив раствора глушения в режиме на циркуляцию (рисунок 5г).

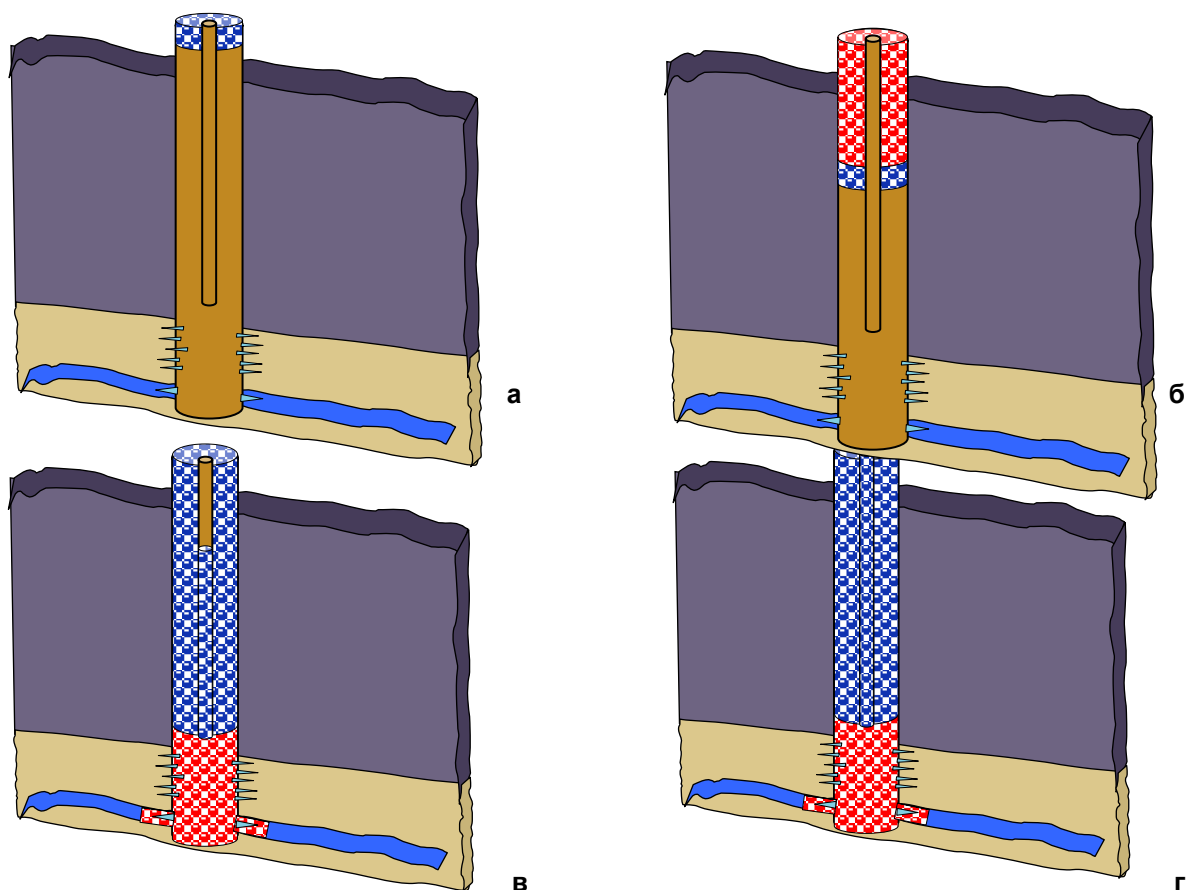


Рис. 5 Глушение скважины с интервалом поглощения (негерметичности эксплуатационной колонны) под интервалом перфорации

6.6.8. ГЛУШЕНИЕ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ ПАКЕРОМ ИЛИ КОМПОНОВКОЙ ОДНОВРЕМЕННО РАЗДЕЛЬНОЙ ЗАКАЧКИ

Для заполнения затрубного пространства раствором глушения на скважинах с посаженным пакером (закачка не возможна методом циркуляции) рекомендуется использовать порционную продавку ЖГ в затрубное пространство. Закачка порции раствора проводится за счет избыточного давления насосного агрегата и сжимаемости газа в затрубном пространстве.

Закачку ЖГ в затрубное пространство проводить до роста устьевого давления, не превышающего предельное давление опрессовки колонны, указанного в плане-заказе на ремонт скважины. После закачки порции ЖГ и набора давления остановить закачку, выждать 10 минут, стравить давление на агрегате. Операцию по порционной закачке ЖГ повторять до выхода раствора при стравливании давления (признак заполнения затрубного пространства раствором).

6.6.9. ГЛУШЕНИЕ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ ЭЦН И ПАКЕРОМ

Для глушения скважин предусмотреть установку двух сбивных циркуляционных клапанов выше и ниже пакера.

При наличии только одного циркуляционного клапана ниже пакера: для достижения забойного давления с нормативным запасом к пластовому при расчете плотности раствора глушения рекомендуется исключить расстояние от пакера до циркуляционного клапана из высоты столба жидкости.

При наличии только одного циркуляционного клапана выше пакера: заполнение раствором глушения пространства от клапана до пакера проводить методом гравитационного оседания.

6.6.10. ПРИМЕНЕНИЕ БЛОКИРУЮЩЕГО СОСТАВА ГЛУШЕНИЯ В КАЧЕСТВЕ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

Для промывки забоя поглощающих скважин гелированные БСГ без твердой фазы применяются дробными оторочками совместно с раствором глушения или в полном объеме без раствора глушения. Объем БСГ для промывки забоя определяется интенсивностью поглощения, геометрией скважины, устьевым оборудованием (желобная емкость и пр.), и выбранным способом применения.

6.7. ТЕХНОЛОГИИ ПРИМЕНЕНИЯ ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ В УСЛОВИЯХ РИСКОВ ОСЛОЖНЕНИЙ В ХОДЕ И ПОСЛЕ ТКРС

При глушении скважин в условиях риска возникновения осложнений после ТКРС рекомендуются мероприятия, связанные с модификацией свойств и состава растворов глушения химическими реагентами - ингибиторов коррозии, глинонабухания, солеотложений, гидратообразования, нейтрализаторов сероводорода, бактерицидов, ПАВ, растворителей солетложений и других.

Рекомендуются три технологии применения химических реагентов при глушении:

- модификация химическими реагентами всего объема раствора глушения – применяется при обоснованной необходимости изменения свойств всего объема раствора глушения, контактирующего с металлом и оборудованием скважины, призабойной зоны пласта, пластовыми флюидами, например, ввод ингибитора коррозии;
- модификация химическими реагентами ограниченного объема раствора глушения – БЖ, с целью разобщения раствора глушения и пластового флюида (нефти, пластовой воды, коллектора), при обоснованной необходимости модификации свойств части раствора глушения, контактирующего с целевым объектом применения реагента (например, низкопроницаемый коллектор при модификации ПАВ). Солевой состав и плотность БЖ может отличаться от солевого состава и плотности раствора глушения. БЖ закачивается перед или в разрыв с раствором глушения;
- доставка химического реагента в пласт с помощью модификация реагентом (или реагентами) ограниченного объема раствора глушения – БЖ.

Показатели технологических свойств растворов глушения для обоснования применения и дозировки реагентов-модификаторов приведены в [Приложении 1](#).

7. ПРИГОТОВЛЕНИЕ БЛОКИРУЮЩИХ СОСТАВОВ ГЛУШЕНИЯ

7.1. ОСОБЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К КАЧЕСТВУ РАБОТ И ОБОРУДОВАНИЯ

Заданное качество БСГ обеспечивается использованием расходных материалов, указанных в Инструкции производителя на приготовление БСГ, соблюдением сроков и условий хранения, точным выполнением технологии приготовления.

В промежуточные материалы (водно-солевая основа) запрещается ввод, каких-либо других химических реагентов, композиций и их растворов без предварительной проверки в лабораторных условиях на совместимость и изменение технологических свойств.

Запрещено приготовление БСГ с использованием растворов с установки регенерации, без предварительной проверки в лабораторных условиях на совместимость и изменение технологических свойств.

Настоящие Методические указания не ограничивают подрядные (сервисные) организации в определении марки оборудования и марки химических реагентов, необходимых для приготовления БСГ. После согласования с Заказчиком подрядные (сервисные) организации могут использовать другие марки оборудования и марки химических реагентов, допущенные к промышленному применению.

Для приготовления БСГ рекомендуется использовать гидроворонку эжекторного типа или другое устройство, позволяющее производить равномерную дозировку порошков в емкость приготовления.

Качество приготовления и стабильность свойств БСГ зависит от полноты охвата перемешиванием всего объема емкости приготовления (отсутствие «мертвых зон»), чистоты емкостей и скорости ввода порошков. Оборудование для приготовления БСГ должно обеспечивать равномерное и полное диспергирование химических реагентов в жидкости. Использование циркуляционных центробежных насосов, увеличивает скорость набора вязкости водно-солевой основы при растворении химических реагентов-загустителей.

Используемые емкости должны быть оборудованы лопастными или иными мешалками, обеспечивающими постоянное и равномерное распределение химических реагентов по всему объему.

Трубопроводная обвязка емкостей для приготовления БСГ должна иметь конструкцию, предусматривающую возможность её промывки и прочистки в случае гелирования в них жидкости. Освобождение трубопроводной обвязки от загустевшего раствора рекомендуется проводить с использованием цементировочного агрегата путем продавки водно-солевой основы (раствора или воды) по системе трубопроводной обвязки в объеме трубопроводной обвязки.

Перед использованием емкости должны быть очищены от остатков предыдущих технологических жидкостей и осадков.

Место ввода химических реагентов в гидроворонку должно иметь свободные подъезды для

техники с целью доставки материалов и возможности использования погрузчика.

Не рекомендуется готовить большой запас БСГ при низкой (ниже минус 10 °С) температуре окружающей среды для предотвращения осложнений связанных с перекачкой вязких жидкостей.

В случае избыточного загущения БСГ при низких температурах, следует разбавить их раствором водно-солевой основы аналогичной начальной плотности. Далее скорректировать состав и использовать по прямому назначению.

Ограничения в применении.

БСГ, приготовленные на основе растворов солей кальция (хлористый кальций, нитрат кальция), несовместимы с, фторсодержащими растворами (грязевая кислота, глинокислота, плавиковая кислота, бифторид аммония), спиртами (метиловый спирт, изопропиловый спирт), химическими реагентами, содержащими сульфат-ион (ССБ), растворы полимеров (полиакриламид, щелочной сток производства капролактама и др.).

В случае одновременного применения несовместимых жидкостей на скважине рекомендуется отказаться от одной из них или использовать разделяющую БЖ из взаимно совместимой жидкости (технической воды, водного раствора ПАВ или др.).

Удаление БСГ.

Саморазрушение и удаление БСГ происходит при вызове притока обводненной продукции, при переводе скважины на воду перед запуском УЭЦН, при возникновении депрессии при освоении скважины.

Для удаления остатков БСГ может быть применена технология кислотной ванны с использованием соляной кислоты (5-12 %) по технологии кислотных обработок, принятой в добывающем ОГ.

7.2. ПРИГОТОВЛЕНИЕ ГЕЛИРОВАННОЙ БЛОКИРУЮЩЕГО СОСТАВА ГЛУШЕНИЯ БЕЗ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ

Назначение, состав и свойства.

БСГ-ГЖ – жидкость повышенной вязкости, содержащая водно-солевую основу, водорастворимый химический реагент-загуститель, прошедший ОПИ по технологии БСГ), специальные добавки (бактерицид, регулятор кислотности).

Предназначена для временного и обратимого снижения проницаемости границы «стенка скважины – вход в пласт», контроля поглощения ЖГ при подземном ремонте добывающих и нагнетательных скважин без ГРП и проницаемостью коллектора менее 1 Дарси, скважин с АВПД.

Основными компонентами БСГ-ГЖ:

- водно-солевая основа – техническая вода или растворы солей в воде (подразделы 4.2., 4.4.-4.7. настоящих Методических указаний);

- химический реагент-загуститель— гелирующая смесь, содержащая водорастворимые полимеры и/или ПАВ и специальные добавки. Химический реагент-загуститель служит для увеличения вязкости водно-солевой основы, снижения фильтратоотдачи при пластовой температуре.

Водно-солевая основа служит средой для приготовления БСГ-ГЖ, набора необходимой плотности, понижения температуры замерзания и температуры потери текучести.

Тип раствора выбирается исходя из требуемой плотности БСГ и совместимости с пластовой водой и нефтью. Допускается снижение плотности водно-солевой основы не более чем на 30 кг/м³ (на 0,03 г/см³) от максимальной.

Для обеспечения прокачиваемости БСГ-ГЖ в зимний период рекомендуется не допускать охлаждения готового состава ниже температуры потери текучести.

Основные технологические свойства БСГ-ГЖ приведены в Таблице 30.

Таблица 30
Основные технологические свойства БСГ-ГЖ

№	ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ СВОЙСТВО	ВОДНО-СОЛЕВАЯ ОСНОВА			
		ВОДА ПО П.4.1.	РАСТВОР ПО П.4.2.	РАСТВОРЫ ПО ПП. 4.4.-4.7.	РАСТВОРЫ ПО ПП. 4.5.-4.7.
1	2	3	4	5	6
1	Плотность водно-солевой основы, не менее, кг/м ³	1000	1180	1320	1450
2	Максимальная плотность БСГ, кг/м ³	1000	1180	1320	1480
3	Максимальная плотность ЖГ, кг/м ³ .	990	1170	1310	1450
4	Температура потери текучести, °С	0	минус 15	минус 19	минус 19
5	Расходная норма водно-солевой основы, м ³ /м ³	1,0	1,0	1,0	1,0
6	Расходная норма загустителя, кг/м ³	Устанавливается в ходе ЛИ и ОПИ			
7	Эффективная вязкость, мПа*с (при 100 сек ⁻¹)	Устанавливается в ходе ЛИ			
8	Пескоудерживающая способность	Отсутствие видимого осаждения твердой фазы (микрокальцита марки МК-400 в дозировке 100 кг/м ³) за 8 часов при пластовой температуре			

Оборудование:

- БПР или емкость объемом 5-25 м³ с внешним электроцентробежным насосом, лопастной мешалкой, эжектором для подачи сыпучих продуктов, обвязкой на насос и линией для наполнения и отгрузки;
- насос электрический для перекачки раствора;
- линия для перекачки раствора (трубопровод или гибкий шланг);
- ареометр или иной прибор для замера плотности;
- термометр с диапазоном измерения от минус 30 °С до плюс 150 °С, ценой деления не более 1 градуса.

Химические реагенты:

- Химический реагент-загуститель.
- Водно-солевой раствор.

Технология приготовления.

Стадия 1. Экспресс-тест, проводится перед приготовлением основного объема (несколько м³) для контроля совместимости химического реагента-загустителя и водно-солевой основы на участке приготовления. Осуществляется растворением химического реагента-загустителя в количестве расходной нормы реагента в 1 литре используемой водно-солевой основы, в подходящей для этого емкости (пластиковая или стеклянная бутылка). Загуститель при растворении добавляется аккуратным высыпанием тонкой струйкой в водно-солевую основу при интенсивном перемешивании для избегания слипания и образования комков загустителя.

После высыпания загустителя перемешивать содержимое бутылки в течение 0,5-1 часа.

При отсутствии загущения солевого раствора добавить в нее 5% (объемных) пресной воды (для снижения плотности раствора на 1 литр основы добавляется 50 мл пресной воды) и провести экспресс-тест повторно с пересчетом плотности водно-солевой основы. При отсутствии эффекта загущения в течение 4 часов сменить солевой раствор или источник воды для приготовления солевого раствора, и повторить тест до получения положительных результатов по загущению.

Емкость с гелированной жидкостью помещается в воду (водяную баню) с пластовой температурой целевого объекта применения на 1 час.

Тест считается положительным, если достигнут эффект загущения водно-солевой основы и в течение 1 часа в емкости не наблюдается расслоения раствора (выпадение осадкой или образования плавающих хлопьев реагента).

К следующим стадиям приступают после успешного прохождения экспресс-теста по совместимости химического реагента-загустителя и водно-солевой основы (получение вязкого, гомогенного раствора).

Стадия 2. Приготовление водно-солевой основы производится в соответствии с подразделами 4.1.-4.7. настоящих Методических указаний.

Стадия 3. Загущение водно-солевой основы может проводиться двумя способами.

Способ 1. Диспергирование порошка химического реагента-загустителя через сухую гидроворонку эжектора в струю водно-солевой основы, создаваемую электроцентробежным насосом:

- Рассчитать расходные нормы водно-солевого раствора, химического реагента-загустителя согласно Инструкции производителя или утвержденной расходной нормы реагента загустителя.
- Набрать в миксер водно-солевой раствор в расчетном объеме.

- Включить мешалку и внешний центробежный насос (при наличии). Вскрыть на площадке эжектора мешок с химическим реагентом-загустителем, подать через эжектор химический реагент в струю жидкости. Подача загустителя регулируется всасывающей способностью эжектора.
- Перемешивать загущенный раствор мешалкой до набора вязкости.
- После набора вязкости перемешивать в течение 30 минут, отобрать контрольную пробу в бутылку.
- Перекачать БСГ-ГЖ в емкость накопления или оставить в миксере с включенной мешалкой до отгрузки.

Способ 2. Диспергирование порошка химического реагента-загустителя высыпанием в водно-солевой раствор в емкости приготовления. Подача химического реагента-загустителя проводится в зону перемешивания лопастной мешалки (при отсутствии гидроворонки и эжектора):

- Рассчитать расходные нормы водно-солевого раствора, химического реагента-загустителя согласно Инструкции производителя или утвержденной расходной нормы реагента загустителя. Набрать в миксер водно-солевой раствор по уровню «лопасти большой мешалки».
- Включить мешалку и внешний центробежный насос (при наличии). Вскрыть на верхней площадке емкости (миксера) мешок с химическим реагентом-загустителем, высыпать расчетное количество химического реагента-загустителя в зону вращения лопастей мешалки. Подача химического реагента регулируется вручную ~25 кг за 30-40 минут.
- Долить в емкость (миксер) остатки водно-солевого раствора до расчетного объема, мешалку не выключать для усреднения состава раствора в течение 30-60 минут.
- Перемешивать загущенный раствор мешалкой до набора вязкости, но не менее 1 часа.
- После набора вязкости перемешивать в течение 30 минут, отобрать контрольную пробу в бутылку.
- Перекачать БСГ-ГЖ в емкость накопления или оставить в миксере с включенной мешалкой до отгрузки.

БСГ-ГЖ может быть приготовлена до отгрузки и храниться в емкости приготовления в течение 5 суток после приготовления.

Ограничение срока хранения БСГ-ГЖ связано с риском набора вязкости, риском биоразрушения загустителя и трудностями при откачке, особенно в зимний период времени.

Длительность операций определяется визуально по полноте растворения загустителя и набора вязкости с учетом температуры раствора и интенсивности перемешивания.

Использование водно-солевой основы с повышенной температурой ускоряет процесс растворения загустителя.

Растворять добавочное количество химического реагента-загустителя после приготовления не рекомендуется. При необходимости растворять добавочное количество химического реагента-загустителя можно только при наличии интенсивного перемешивания необходимого для разбивания комков загустителя.

При температуре окружающей среды ниже минус 10 °С для облегчения растворения химического реагента-загустителя рекомендуется использовать установку ППУ для предварительного прогрева водно-солевой основы. Время прогрева установкой ППУ подбирается по достижению раствором температуры +15 °С или выше.

7.3. ПРИГОТОВЛЕНИЯ БЛОКИРУЮЩЕГО СОСТАВА ГЛУШЕНИЯ С ТВЕРДОЙ ФАЗОЙ

Назначение, состав и свойства.

Гелированный БСГ с твердой фазой представляет собой суспензию повышенной вязкости, содержащую водно-солевую основу, водорастворимый химический реагент-загуститель, кристаллы твердой фазы (шунтирующие частицы для блокирования крупных каналов фильтрации).

В качестве твердой фазы используются соль галит и/или микрокальцит различных марок.

Предназначена для временного и обратимого снижения проницаемости границы «стенка скважины – вход в пласт», контроля поглощения ЖГ при подземном ремонте добывающих и нагнетательных скважин без ГРП, скважин с ГРП, скважин с суперколлекторами (проницаемостью свыше 1 Дарси), скважин с щелевыми или гравийными фильтрами, скважин с АНПД, скважин с АВПД.

Основными компонентами БСГ с твердой фазой являются:

- водно-солевая основа – вода (подраздел 4.1. настоящих Методических указаний), растворы (подразделы 4.2., 4.4.-4.7. настоящих Методических указаний);
- химический реагент-загуститель – гелирующая смесь, содержащая водорастворимые полимеры или ПАВ и специальные добавки. Химический реагент-загуститель служит для увеличения вязкости водно-солевой основы, стабилизации суспензии твердой фазы при пластовой температуре, снижения фильтратоотдачи при пластовой температуре;
- твердая фаза (кристаллы соли выварочной или микрокальцита), предназначенные для обратимого блокирования входа крупных пор, трещин коллектора, щелевого или гравийного фильтра.

Водно-солевая основа служит средой для приготовления БСГ, набора необходимой плотности, понижения температуры замерзания и температуры потери текучести.

Тип раствора выбирается исходя из требуемой плотности БСГ и совместимости с пластовыми водой и нефтью. Допускается снижение плотности водно-солевой основы не более чем на 30 кг/м³ (на 0,03 г/см³) от максимальной.

Для обеспечения прокачиваемости БСГ с твердой фазой в зимний период рекомендуется не допускать охлаждения готового состава ниже температуры потери текучести.

Основные технологические свойства БСГ приведены в Таблице 31.

Таблица 31
Основные технологические свойства БСГ-галит

№	ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ СВОЙСТВО	ВОДНО-СОЛЕВАЯ ОСНОВА		
		РАСТВОР ПО П.4.2	РАСТВОРЫ ПО ПП. 4.4.-4.7	РАСТВОРЫ ПО ПП. 4.5.-4.7
1	2	3	4	5
1	Плотность водно-солевой основы, не менее, кг/м ³	1150	1320	1450
2	Максимальная плотность БСГ-галит, кг/м ³	1230	1360	1490
3	Максимальная плотность ЖГ, кг/м ³	1220	1350	1480
4	Температура потери текучести, °С	минус 15	минус 19	минус 19
5	Расходная норма водно-солевой основы, м ³ /м ³	0,95	0,95	0,95
6	Расходная норма галита (соли) выварочного, кг/м ³ , не менее, кг/м ³	110	110	110
7	Расходная норма загустителя, кг/м ³	Устанавливается в ходе ЛИ и ОПИ		
8	Эффективная вязкость, мПа*с (при 100 сек ⁻¹)	Устанавливается в ходе ЛИ		
9	Пескоудерживающая способность	Отсутствие видимого осаждения твердой фазы (галита выварочного в дозировке 100 кг/м ³) за 8 часов при пластовой температуре		

Содержание и марка твердой фазы (соль выварочная) рассчитана для глушения скважин с ГРП с окончанием проппантом 16/20 и 12/18. Содержание и марка твердой фазы могут быть изменены под другие условия глушения (щелевой фильтр, суперколлектор и пр.).

Основные технологические свойства БСГ-МК приведены в Таблице 32.

Таблица 32
Основные технологические свойства БСГ-МК

№	ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ СВОЙСТВО	ВОДНО-СОЛЕВАЯ ОСНОВА			
		ВОДА ПО П. 4.1.	РАСТВОР ПО П. 4.2.	РАСТВОРЫ ПО ПП. 4.4.-4.7.	РАСТВОРЫ ПО ПП. 4.5.-4.7.
1	2	3	4	5	6
1	Плотность водно-солевой основы, не менее, кг/м ³	1000	1180	1320	1460
2	Максимальная плотность БСГ, кг/м ³	1090	1240	1380	1510
3	Максимальная плотность ЖГ, кг/м ³	1000	1230	1370	1500
4	Температура потери текучести, °С	0	минус 15	минус 19	минус 19
5	Расходная норма водно-солевой основы, м ³ /м ³	0,955	0,955	0,955	0,955
6	Расходная норма микрокальцита МК-10, кг/м ³	25*	25*	25*	25*
7	Расходная норма микрокальцита МК-400, кг/м ³	95*	95*	95*	95*
8	Расходная норма загустителя), кг/м ³	Устанавливается в ходе ЛИ и ОПИ			

№	ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ СВОЙСТВО	ВОДНО-СОЛЕВАЯ ОСНОВА			
		ВОДА ПО П. 4.1.	РАСТВОР ПО П. 4.2.	РАСТВОРЫ ПО ПП. 4.4.-4.7.	РАСТВОРЫ ПО ПП. 4.5.-4.7.
1	2	3	4	5	6
9	Эффективная вязкость, мПа*с (при 100 сек ⁻¹)	Устанавливается в ходе ЛИ			
10	Пескоудерживающая способность	Отсутствие видимого осаждения твердой фазы (микрокальцита марки МК-400 в дозировке 100 кг/м ³) за 8 часов при пластовой температуре			

Примечание. Содержание и марка микрокальцитов рассчитаны для глушения скважин с ГРП с окончанием проппантом 16/20 и 12/18. Содержание и марка микрокальцитов могут быть изменены под другие условия глушения (целевой фильтр, суперколлектор и пр.).*

Оборудование:

- БПР или емкость объемом 5-25 м³ с внешним электроцентробежным насосом, лопастной мешалкой, эжектором для подачи сыпучих продуктов, обвязкой на насос и линией для наполнения и отгрузки;
- насос электрический для перекачки раствора;
- линия для перекачки раствора (трубопровод или гибкий шланг);
- ареометр или иной прибор для замера плотности;
- термометр с диапазоном измерения от минус 30 °С до плюс 100 °С, ценой деления не более 1 градуса.

Химические реагенты:

- Химический реагент-загуститель.
- Вода (подраздел 4.1. настоящих Методических указаний) или водно-солевой раствор (подраздел 4.2., 4.4.-4.7. настоящих Методических указаний).
- Галит выварочный или соль выварочная.
- Микрокальцит или мраморная крошка.

Технология приготовления.

Стадия 1. Приготовить БСГ-ГЖ согласно подразделу 7.2. настоящих Методических указаний.

Стадия 2. Набрать в БПР расчетное количество БСГ-ГЖ согласно целевой плотности БСГ и расходных норм, указанных в Таблицах 31, 32.

Стадия 3. Тест седиментационной стабильности твердой фазы проводится на БСГ-ГЖ (подраздел 7.2. настоящих Методических указаний), отобранной в прозрачную пластиковую бутылку. После внесения и перемешивания 100-150 грамм твердого порошка выварочной соли (для БСГ-галит) или микрокальцита (для БСГ-МК) в 1 литре загущенного солевого раствора емкость с готовой суспензией помещается в воду с пластовой температурой целевого объекта применения на 1 час.

Тест считается положительным, если в течение 1 часа на дне бутылки не наблюдается слоя выпавшей твердой фазы.

Стадия 4. Ввод твердой фазы (шунтирующих частиц соли выварочной или микрокальцита) может проводиться двумя способами:

- Способ 1 - диспергирование порошка твердой фазы (выварочной соли или микрокальцита) с помощью гидроворонки в струю загущенной водно-солевой основы со скоростью обеспечивающей прохождение порошка через воронку ~ 10 кг/мин.
- Способ 2 - путем высыпания порошка твердой фазы (выварочной соли или микрокальцита) в струю загущенной водно-солевой основы со скоростью обеспечивающей равномерное распределение порошка по миксеру.

Контроль качества БСГ с твердой фазой проводится путем визуальной проверки стабильности и седиментационной устойчивости (устойчивости к оседанию) суспензии твердого галита (или микрокальцита). БСГ с твердой фазой считается приготовленной правильно и пригодной к применению, в случае если на дне тестовой бутылки при выдержке в покое в течение 8 часов при пластовой температуре объекта применения не наблюдается слоя выпавшей твердой фазы.

По завершении приготовления БСГ с твердой фазой из емкости приготовления отбирается контрольная проба. Емкость с контрольной пробой закрывают и подписывают, указав дату, место (РСУ), ФИО мастера и время приготовления. Бутылку с тестовой суспензией хранят на РСУ в течение 2 недель с момента приготовления.

БСГ с твердой фазой хранится в емкости приготовления с периодическим (1 раз в сутки) перемешиванием для предотвращения значительного гелирования состава. Перед отгрузкой БСГ с твердой фазой необходимо перемешать в течение не менее 30 минут для выравнивания характеристик суспензии.

БСГ с твердой фазой может быть приготовлен до отгрузки и храниться в емкости приготовления в течение 10 суток после приготовления.

Ограничение срока хранения БСГ с твердой фазой связано с риском набора вязкости и трудностями при откачке, особенно в зимний период времени.

7.4. ПРИГОТОВЛЕНИЕ ЭМУЛЬСИОННОГО БЛОКИРУЮЩЕГО СОСТАВА ГЛУШЕНИЯ (ИНЭР)

Назначение. Состав и свойства.

ИНЭР представляет собой стабилизированную эмульсию повышенной вязкости, содержащую нефть (или углеводородный растворитель), водно-солевую основу, химический реагент-эмульгатор.

Предназначена для временного и обратимого снижения проницаемости границы «стенка скважины – вход в пласт» добывающих скважин, контроля поглощения ЖГ при ремонте скважин без ГРП, скважин без суперколлекторов (проницаемостью ниже 1 Дарси), скважин с высоким газовым фактором (более 400 м³/т), добывающих жидкость с невысокой обводненностью (рекомендуется применять при обводненности менее 40%), скважин, эксплуатирующих водочувствительные коллекторы.

Основными компонентами ИНЭР являются:

- водно-солевая основа – вода (подраздел 4.1. настоящих Методических указаний), растворы (подраздел 4.2., 4.4.-4.7. настоящих Методических указаний);
- нефть или углеводородный растворитель (дизтопливо, Нефрас и др.);
- химический реагент-эмульгатор.

Водно-солевая основа служит средой для приготовления ИНЭР и набора необходимой плотности.

Нефть (или углеводородный растворитель) служит для получения эмульсии и придания жидкости гидрофобизирующих свойств.

Для увеличения плотности ИНЭР в качестве водно-солевой основы могут быть использованы тяжелые солевые растворы по подразделам 4.4.-4.7. настоящих Методических указаний.

Для обеспечения прокачиваемости ИНЭР в зимний период рекомендуется не допускать охлаждения готового состава ниже температуры потери текучести (Таблица 33).

Оборудование:

- БПР или емкость объемом 5-25 м³ с внешним электроцентробежным насосом, лопастной мешалкой, эжектором для подачи сыпучих продуктов, обвязкой на насос и линией для наполнения и отгрузки;
- насос электрический для перекачки раствора;
- линия для перекачки раствора (трубопровод или гибкий шланг);
- ареометр или иной прибор для замера плотности;
- термометр с диапазоном измерения от минус 30 °С до плюс 100 °С, ценой деления не более 1 градуса.

Химические реагенты:

- Вода (подраздел п. 4.1. настоящих Методических указаний) или водно-солевой раствор (подразделы 4.2., 4.4.-4.7. настоящих Методических указаний).
- Нефть разгазированная сырая, без деэмульгаторов (с содержанием остаточной воды не более 10%).
- Химический реагент-эмульгатор.

Основные технологические свойства ИНЭР приведены в Таблице 33.

Таблица 33
Основные технологические свойства ИНЭР

№	ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ СВОЙСТВО	ВОДНО-СОЛЕВАЯ ОСНОВА			
		ВОДА ПО П. 4.1.	РАСТВОР ПО П. 4.2.	РАСТВОРЫ ПО ПП. 4.4.-4.7	РАСТВОРЫ ПО ПП. 4.5.-4.7.
1	2	3	4	5	6
1	Плотность водно-солевой основы, не менее, кг/м ³	1000	1180	1320	1460

№	ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ СВОЙСТВО	ВОДНО-СОЛЕВАЯ ОСНОВА			
		ВОДА ПО П. 4.1.	РАСТВОР ПО П. 4.2.	РАСТВОРЫ ПО ПП. 4.4.-4.7	РАСТВОРЫ ПО ПП. 4.5.-4.7.
1	2	3	4	5	6
2	Максимальная плотность ИНЭР, кг/м ³	967	1102	1207	1311
3	Максимальная плотность ЖГ, кг/м ³	950	1090	1190	1300
4	Температура потери текучести, °С	0	минус 17	минус 23	минус 23
5	Расходная норма водно-солевой основы, м ³ /м ³	0,75*	0,75*	0,75*	0,75*
6	Расходная норма углеводородного растворителя (нефти), м ³ /м ³ .	0,23*	0,23*	0,23*	0,23*
7	Расходная норма эмульгатора, кг/м ³ .	Устанавливается в ходе ЛИ и ОПИ			
8	Термостабильность	Отсутствие видимых признаков расслоения водной фазы в течение 48 часов при устьевой температуре в течение 1 часа при пластовой температуре			

Примечание. Расходные нормы нефти (или углеводородного растворителя) эмульгатора и его марка подбираются при лабораторных исследованиях под геолого-технические условия глушения (пластовая температура и давление, плотность нефти и др.).*

Технология приготовления.

Стадия 1. Приготовление ИНЭР.

Набрать в БПР расчетное количество нефти или углеводородного растворителя.

Включить электроцентробежный насос миксера и мешалку.

Подать расчетное количество эмульгатора. Перемешивать содержимое БПР (емкости приготовления) мешалкой и электроцентробежным насосом не менее 30 минут.

Подать расчетное количество водно-солевой основы (раствора). Перемешивать содержимое БПР (емкости приготовления) мешалкой и электроцентробежным насосом не менее 1 часа или до набора необходимой вязкости.

После набора вязкости и однородности отобрать контрольную пробу в бутылку. Мешалку не выключать.

Оставить бутылку в покое на 30 минут (желательно в теплом помещении). При отсутствии признаков расслоения (отсутствие на дне бутылки прозрачного слоя жидкости) приготовление можно считать законченным.

При наличии признаков расслоения перемешивание центробежным насосом продолжить еще 1 час. Тест на расслоение повторить.

Перекачать ИНЭР в емкость накопления или оставить в миксере с включенной мешалкой.

ИНЭР может быть приготовлена до отгрузки и храниться в емкости приготовления в течение 2 суток после приготовления.

Ограничение срока хранения ИНЭР связано с риском расслоения, набором избыточной вязкости при охлаждении ниже температуры минус 20 °С в зимний период времени.

7.5. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА БЛОКИРУЮЩИХ СОСТАВОВ ГЛУШЕНИЯ

7.5.1. ТЕСТ НА СОВМЕСТИМОСТЬ РЕАГЕНТА-ЗАГУСТИТЕЛЯ С ВОДНО-СОЛЕВОЙ ОСНОВОЙ

Под совместимостью химического реагента-загустителя с водно-солевой основой подразумевается способность химического реагента к неограниченному набуханию в водно-солевом растворе заданной плотности с образованием однородного загущенного раствора. В случае ограниченного набухания с последующим расслоением раствора фиксируется не совместимость химического реагента с водно-солевым раствором.

Для проверки совместимости 200 см³ водно-солевого раствора (подразделы п.4.2.-4.7. настоящих Методических указаний), помещается в стеклянный (пластиковый) стакан. При интенсивном перемешивании водно-солевого раствора магнитной (или механической) мешалкой со скоростью 450-500 об/мин. расчетная навеска в соответствии с расходной нормой реагента-загустителя, медленно высыпается в раствор. Раствор перемешивается до появления признаков загущения (ориентировочное время до 60 минут). При появлении признаков загущения (закрытие воронки, затрудненное перемешивание) число оборотов мешалки снижается до умеренного (50-100 об/мин.). Перемешивание продолжается до исчезновения видимых частиц химического реагента - визуальное однородное состояние раствора (рисунок 6). Ориентировочное время полного растворения может составлять до 5 часов.

При отсутствии признаков загущения раствора по истечении 5 часов делается вывод об несовместимости данного образца химического реагента-загустителя с водно-солевым раствором (рисунок 7).



Рис. 6 Химический реагент совместим с водно-солевой основой



Рис. 7 Химический реагент несовместим с водно-солевой основой

7.5.2. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА БСГ БЕЗ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ

В стакан или цилиндр вносится БСГ объемом 95 см³, отмеренный мерным цилиндром и 11 грамм натрия хлористого или пищевой соли выварочной, взвешенных с точностью до $\pm 0,1$ грамм. Смесь (суспензия) перемешивается на мешалке до однородного состояния.

Суспензия выдерживается в течение 8 часов при комнатной температуре.

Фиксируется степень осаждения твердой фазы – полное/частичное/отсутствует. При отсутствии осаждения твердой фазы БСГ-ГЖ считается пригодной к применению (рисунок 8), в противном случае БСГ-ГЖ считается не пригодной к применению (рисунок 9).



Рис. 8 Осаждения нет



Рис. 9 Осаждение полное

7.5.3. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА БСГ С ТВЕРДОЙ ФАЗОЙ

В стакан или цилиндр вносится БСГ с твердой фазой, перемешивается на мешалке до однородного состояния. Определение проводится согласно раздела 38 Приложения 1 Положения Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» № П1-01.05 Р-0339.

Фиксируется степень осаждения твердой фазы – полное/частичное/отсутствует. При отсутствии осаждения твердой фазы БСГ с твердой фазой считается пригодной к применению (рисунок 8), в противном случае БСГ с твердой фазой считается не пригодной к применению (рисунок 9).

7.5.4. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ИНЭР

В стакан или цилиндр вносится ИНЭР, перемешивается на мешалке до однородного состояния. Определение проводится согласно раздела 26 Приложения 1 Положения Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» № П1-01.05 Р-0339. ИНЭР доводится до комнатной температуры.

Проверяется наличие вязкости. Для этого ИНЭР должна выливаться из стакана «языком» - без образования струйки (рисунок 10а).

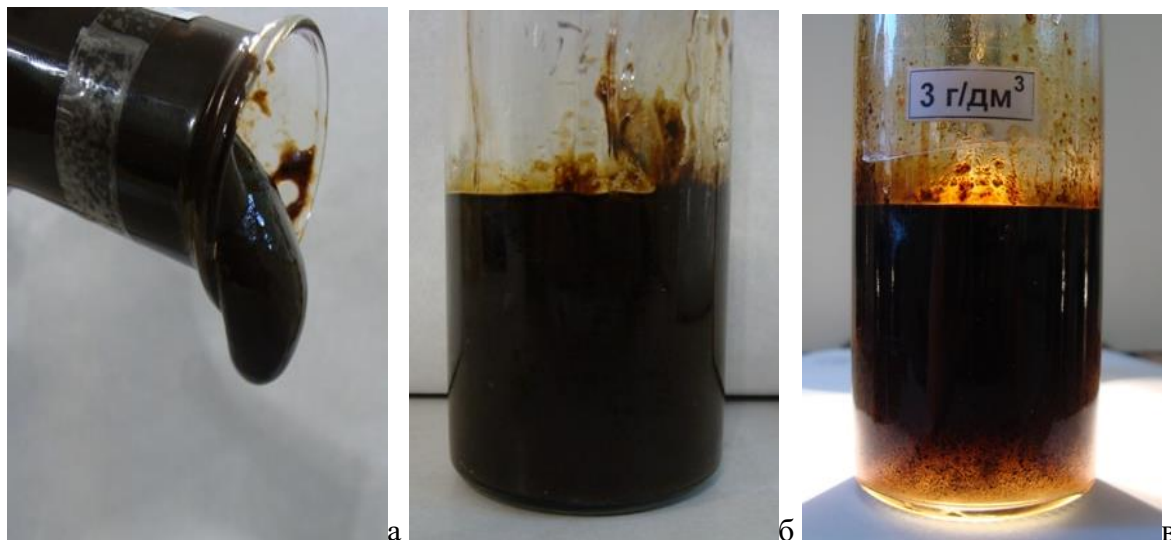


Рис. 10 (а, б, в). Тесты на качество эмульсионной БСГ

Фиксируется степень расслоения (раствор-нефть) ИНЭР. При отсутствии расслоения раствора и нефти (отсутствует слой раствора на дне стакана) ИНЭР считается пригодной к применению (рисунок 10б).

При наличии расслоения раствора и нефти (имеется слой раствора на дне стакана) ИНЭР считается не пригодной к применению (рисунок 10в).

8. СОВМЕСТИМОСТЬ РАСТВОРОВ ГЛУШЕНИЯ

Взаимная совместимость растворов глушения представлена в Таблице 34.

Таблица 34
Взаимная совместимость растворов глушения

РАСТВОР ГЛУШЕНИЯ	ГАЛИТ (п. 4.2.).	КАЛИЙ ХЛОРИСТЫЙ (п.4.3)	ХЛОРИСТЫЙ КАЛЬЦИЙ (п. 4.4.).	РАСТВОР ПО П. 4.5.	РАСТВОР ПО П. 4.6.	РАСТВОР ПО П. 4.7.
1	2	3	4	5	6	7
Галит (п. 4.2.).	-	ОС	ОС	С	ОС	С
Калий хлористый (п. 4.3.).	ОС	-	ОС	С	ОС	С
Хлористый кальций (п. 4.4.).	ОС	ОС	-	ОС	С	ОС
Комбинированный раствор п.4.5	С	С	ОС	-	ОС	ОС
Комбинированный раствор п.4.6	ОС	ОС	С	ОС	-	ОС
Комбинированный раствор п.4.7	С	С	ОС	ОС	ОС	-

Примечание:

С – полностью совместимая пара растворов и/или химических реагентов.

ОС – ограниченно совмести мая пара растворов в определенном интервале смешения.

Использование несовместимых ЖГ на одной скважине (например, при повторном глушении со сменой ЖГ) возможно только после промывки скважины технической водой (переводе на воду) в объеме скважины.

Совместимость ЖГ с другими технологическими жидкостями представлена в Таблице 35.

Таблица 35
Совместимость жидкостей глушения с другими технологическими жидкостями

ЖИДКОСТЬ ГЛУШЕНИЯ	СОЛЯНАЯ КИСЛОТА	ГЛИНО-КИСЛОТА	ИСО	ГЕЛЬ ГРП	СПИРТЫ	НЕФРАС, БГС
1	2	3	4	5	6	7
Техническая вода (п. 4.1.)	С	С	С	С	С	С
Растворы по п. 4.2., 4.3.	С	С	С	С	Н	С
Хлористый кальций (п. 4.4.)	С	НН	Н	Н	Н	С
Растворы по п. 4.5.-4.6.	НН	НН	Н	Н	Н	С
Раствор по п. 4.7.	НН	С	С	С	Н	С

Примечание:

С – совместимая пара растворов и/или химических реагентов.

Н – частично несовместимая пара растворов и/или химических реагентов, при смешении образуются водорастворимые осадки солей.

НН – абсолютно несовместимая пара химических реагентов, при смешении образуются нерастворимые осадки солей или химическое разрушение реагентов.

Использование несовместимых ЖГ и технологических жидкостей на одной скважине возможно только при использовании разделительной (буферной) жидкости технической воды или раствора ПАВ или взаимно совместимой ЖГ.

Использование абсолютно несовместимых ЖГ и технологических жидкостей не рекомендуется ни при каких условиях.

9. ТРЕБОВАНИЯ К МЕТРОЛОГИЧЕСКОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ

Допускаются к применению средства измерений, метрологические и технические характеристики которых соответствуют требованиям Федерального закона № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений».

Средства измерений должны быть поверены в порядке, установленном требованиями нормативно-правовых актов Российской Федерации, внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений и иметь следующую документацию:

- свидетельство об утверждении типа средства измерений;
- описание типа (приложением к свидетельству);
- методика поверки средства измерений данного типа;
- свидетельство о поверке.

10. ПРАВИЛА БЕЗОПАСНОСТИ ТРУДА ПРИ ПРИГОТОВЛЕНИИ ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ

Общие требования.

Подрядные (сервисные) организации, осуществляющие сервисное обслуживание РСУ, должны отвечать требованиям Стандарта Компании «Требования в области промышленной и пожарной безопасности, охраны труда и окружающей среды к организациям, привлекаемым к работам и оказанию услуг на объектах Компании и арендующим имущество Компании» № П4-05 СД-021.01.

При работе с химическими реагентами подрядные (сервисные) организации, осуществляющие сервисное обслуживание РСУ, должны отвечать требованиям безопасности, описанным в ТУ и требованиям Положения Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» № П1-01.05 Р-0339.

К работе по приготовлению ЖГ с использованием химических реагентов допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие предварительное и периодическое медицинское освидетельствование, обязательное психиатрическое освидетельствование и не имеющие противопоказаний по состоянию здоровья, имеющие соответствующее квалификационное удостоверение, прошедшие вводный инструктаж, первичный инструктаж на рабочем месте, первичный противопожарный инструктаж на рабочем месте и проверку знаний в области промышленной безопасности, знающие требования настоящих Методических указаний и прошедшие в установленном в ОГ порядке стажировку на рабочем месте, имеющие удостоверение по проверке знаний, обученные правилам пользования средствами индивидуальной защиты, способам оказания первой помощи, а также имеющие 2-ю квалификационную группу допуска по электробезопасности.

Работы по приготовлению должны проводиться в строгом соответствии с настоящими Методическими указаниями.

Технологическое оборудование, используемое для приготовления и перекачки рабочих агентов, должно быть исправным. Не допускается использование не исправного технологического оборудования.

Перед началом работ необходимо проверить:

- состояние и исправность работающего и резервного оборудования, насосов, запорной арматуры, КИПиА, заземления;
- чистоту рабочего места, производственных и бытовых помещений, территории;
- наличие инструмента и вспомогательного инвентаря;
- исправность действия вентиляционных установок (при наличии);
- наличие и состояние средств пожаротушения, средств индивидуальной защиты, медицинские аптечки, необходимого запаса чистой пресной воды, нейтрализующих компонентов для раствора (мел, известь, хлорамин и др.).

Приступая к работе по приготовлению ЖГ, ответственный работник эксплуатирующей

организация должен надеть спецодежду, спецобувь и применять соответствующие дополнительные средства индивидуальной защиты (защитная каска, защитные очки, резиновые перчатки, респиратор, прорезиненный фартук, противогаз).

Не допускать резкой разгрузки сухих химических реагентов или солей (особенно мелкодисперсных), приводящей к рассыпанию с образованием облака пыли.

При производстве работ необходимо следить за герметичностью задвижек, фланцевых и других соединений. Все неплотности после снижения давления до атмосферного должны немедленно устраняться.

Требования безопасности при работе с химическими реагентами.

Все химические реагенты, применяемые при приготовлении ЖГ, должны иметь разрешение на применения в нефтяной промышленности.

При работе с химическими реагентами необходимо соблюдать требования, изложенные в «Технических условиях», паспорте безопасности или MSDS (импортные химические реагенты) по каждому химическому реагенту и соответствующих инструкциях по мерам безопасности.

11. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Все работы с применением солей и химических реагентов должны осуществляться в соответствии с нормативными документами, актами, положениями и правилами по охране окружающей среды, действующими на территории РФ:

- Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды».
- Федеральный закон от 24.06.1998 № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления».

Соли хранят в крытых вентилируемых складских помещениях, исключающих попадание влаги. На открытых площадках допускается хранение солей, упакованных в специализированных мягких контейнерах или мешках. Площадка, где укладываются пакеты и мягкие контейнеры, должна быть очищена от выступающих и острых предметов. При разрыве тары и рассыпании соли при разгрузке на объектах хранения рассыпанную соль необходимо собрать и утилизировать в специально-отведенных местах, предусмотренных для таких целей в ОГ. Жидкие химические реагенты в бочках или цистернах хранят в специализированных складских помещениях.

Необходимо обеспечить герметичность системы по перекачке солевых растворов и химических композиций. При аварийных разливах химические реагенты следует немедленно собрать в прямке и на месте нейтрализовать.

Отложения и остатки солевых растворов и химических реагентов, извлекаемые при очистке емкостей, аппаратов и коммуникаций, должны утилизироваться в специально отведенных местах.

Запрещается складирование нерастворимых остатков в неотведенных местах. В случае загрязнения окружающей среды, работники подрядной (сервисной) организации должны немедленно известить об этом мастера РСУ.

После анализа сложившейся обстановки, инженерно-технические работники РСУ должны принять оперативные меры по устранению последствий загрязнения.

При транспортировке солевых растворов необходимо использовать автотранспорт с герметичными емкостями, шланговыми соединениями и уплотнителями. При выбросах компонентов композиций из емкостей, разлива химических реагентов на грунт, необходимо загрязненные участки земли засыпать песком с последующим удалением в специально отведенные места для захоронения, предусмотренных в ОГ для этих целей.

Сбор, утилизация и транспортировка использованных мешков для упаковки сыпучих солей должны осуществляться по ГОСТ 17811. Бочко-тара от жидких химических реагентов должна быть промыта водой, пропарена и утилизирована по ГОСТ 17366 и ГОСТ Р 33756.

12. ССЫЛКИ

1. Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды».
2. Федеральный закон от 24.06.1998 № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления».
3. Федеральный закон от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений».
4. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101.
5. ГОСТ ИСО/МЭК 17025-2009 Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий.
6. ГОСТ 2.114-2016 Единая система конструкторской документации. Технические условия.
7. ГОСТ 33-2000 Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости.
8. ГОСТ 450-77 Кальций хлористый технический. Технические условия.
9. ГОСТ 828-77 Натрий азотнокислый технический. Технические условия.
10. ГОСТ 6709-72 Вода дистиллированная. Технические условия.
11. ГОСТ 1770-74 Посуда мерная лабораторная стеклянная. Цилиндры, мензурки, колбы, пробирки. Общие технические условия.
12. ГОСТ 17811-78 Мешки полиэтиленовые для химической продукции. Технические условия.
13. ГОСТ 17366-80 Бочки стальные сварные толстостенные для химических продуктов. Технические условия.
14. ГОСТ 18481-81 Ареометры и цилиндры стеклянные. Общие технические условия.
15. ГОСТ 20287-91 Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания.
16. ГОСТ 4568-95 Калий хлористый. Технические условия.
17. ГОСТ 25336-82 Посуда и оборудование лабораторные стеклянные. Типы, основные параметры и размеры.
18. ГОСТ 30333-2007 Паспорт безопасности химической продукции. Общие требования.
19. ГОСТ Р 33756-2016 Упаковка потребительская полимерная. Общие технические

условия.

20. ГОСТ Р 52247-2004 Нефть. Методы определения хлорорганических соединений.
21. ГОСТ Р 53228-2008 Весы неавтоматического действия. Часть 1. Метрологические и технические требования. Испытания.
22. ПОТ Р М-004-97 Межотраслевые правила по охране труда при использовании химических веществ.
23. РД 153-39-023-97 Правила ведения ремонтных работ в скважинах.
24. Р 50.1.102-2014 Составление и оформление паспорта безопасности химической продукции.
25. Стандарт Компании «Требования в области промышленной и пожарной безопасности, охраны труда и окружающей среды к организациям, привлекаемым к работам и оказанию услуг на объектах Компании и арендующим имущество Компании» № П4-05 СД-021.01 версия 1.01, утвержденный приказом ОАО «НК «Роснефть» от 18.02.2008 № 66.
26. Положение Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» № П1-01.05 Р-0339, утвержденное приказом ПАО «НК «Роснефть» от 16.02.2017 № 73.
27. Методические указания Компании «Порядок выполнения компонентного анализа пластовых вод» № П4-04 М-0075 версия 1.00, утверждённые приказом ОАО «НК «Роснефть» от 06.03.2013 № 111.
28. Методических указаний Компании «Методика измерений массовой концентрации взвешенных частиц в пробах вод пластовых (попутно добываемых), нефтепромысловых сточных, для заводнения нефтяных пластов гравиметрическим методом» № П4-04 М-0073 версия 1.00, утверждённые приказом ОАО «НК «Роснефть» от 24.11.2011 № 632.

13. РЕГИСТРАЦИЯ ИЗМЕНЕНИЙ ЛОКАЛЬНОГО НОРМАТИВНОГО ДОКУМЕНТА

Таблица 36
Перечень изменений Методических указаний Компании

ВЕРСИЯ	ВИД И НАИМЕНОВАНИЕ ДОКУМЕНТА	НОМЕР ДОКУМЕНТА	ДАТА УТВЕРЖДЕНИЯ	ДАТА ВВЕДЕНИЯ В ДЕЙСТВИЕ	РЕКВИЗИТЫ РД
1	2	3	4	5	6
1.00	Методические указания Компании «Приготовление и применение ремонтно-технологических жидкостей»	№ П2-05.01 М-0027	31.12.2014	31.12.2014	Приказ ОАО «НК «Роснефть» от 31.12.2014 № 763

ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица 37

Перечень Приложений к Методическим указаниям Компании

НОМЕР ПРИЛОЖЕНИЯ	НАИМЕНОВАНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	ПРИМЕЧАНИЕ
1	2	3
1	Показатели технологических свойств жидкостей глушения для обоснования применения реагентов-модификаторов	Включен в настоящий файл
2	Требования к качеству растворов глушения и методы их определения	Включен в настоящий файл
3	Методы определения и требования к качеству блокирующих составов глушения и промывочных жидкостей	Включен в настоящий файл
4	Талон на отпуск (паспорт) жидкости глушения	Включен в настоящий файл
5	Проведение теста на совместимость растворов глушения с нефтью	Включен в настоящий файл

ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ПОКАЗАТЕЛИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ ПРИМЕНЕНИЯ РЕАГЕНТОВ-МОДИФИКАТОРОВ

Таблица 38
Показатели технологических свойств ЖГ для обоснования применения реагентов-модификаторов

№	КЛАСС РЕАГЕНТА	ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ЖГ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ РЕАГЕНТА ПУТЕМ МОДИФИКАЦИИ		
		ВСЕГО ОБЪЕМА РАСТВОРА ГЛУШЕНИЯ	ЧАСТИ ОБЪЕМА РАСТВОРА ГЛУШЕНИЯ	БУФЕРНОЙ ЖИДКОСТИ
1	2	3	4	5
1	Ингибитор солеотложений	Дозировка определяется в соответствии с п. 4.1.9 Таблицы 1 Положения Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» № П1-01.05 Р-0339		По остаточной дозировке реагента в попутно-добываемой воде, или по защитному эффекту, или по расчетному времени выноса реагента (технологии)
2	Растворители солеотложений	По достижению стабильности к солеотложению	По достижению стабильности к солеотложению	По целевому технологическому эффекту, или по расчетному времени выноса реагента (действия технологии)
3	Ингибитор коррозии	Дозировка определяется в соответствии с п. 4.2.10 Таблицы 2 Положения Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» № П1-01.05 Р-0339		По остаточной дозировке реагента в попутно-добываемой воде, или по защитному эффекту, или по расчетному времени выноса реагента (действия технологии)
4	Ингибитор АСПО	Не применяется	Не применяется	По остаточной дозировке реагента в добываемой жидкости, или по защитному эффекту, или по расчетному времени выноса реагента
5	ПАВ	Дозировка определяется в соответствии с п. 4.13.7 Таблицы 12 Положения Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» № П1-01.05 Р-0339		По остаточной дозировке реагента в добываемой жидкости, или по целевому технологическому эффекту, или по расчетному времени выноса реагента (действия технологии)
6	Нейтрализатор сероводорода	Содержание сероводорода в воздухе рабочей зоны при ТКРС не более предельной допустимой концентрации		Содержание сероводорода в воздухе рабочей зоны при ТКРС не более ПДК
7	Бактерицид	Дозировка определяется в соответствии с п. 4.11.8 Таблицы 10 Положения Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» № П1-01.05 Р-0339		Степень подавления бактерий 100% или по расчетному времени выноса реагента (действия технологии)
8	Ингибитор/растворитель гидратов	По целевому технологическому эффекту (температура замерзания раствора глушения или другому), по расчетному времени выноса реагента, по целевому времени действия эффекта от применения реагента		
9	Ингибитор набухания глин	Не выше, чем на 10% (отн.) от аналогичного показателя для МПВ	Не выше, чем на 10% (отн.) от аналогичного показателя для МПВ	По целевому технологическому эффекту реагента/технологии (дебит, продуктивность скважины или другое)
10	Поглотитель кислорода	Дозировка определяется в соответствии с п. 4.18. Положения Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» № П1-01.05 Р-0339		

ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ТРЕБОВАНИЯ К КАЧЕСТВУ РАСТВОРОВ ГЛУШЕНИЯ И МЕТОДЫ ИХ ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Таблица 39
Требования к качеству растворов глушения и методы их определения

№	ПОКАЗАТЕЛЬ	ЗНАЧЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	МЕТОД И УСЛОВИЯ ИЗМЕРЕНИЯ	ПРОЦЕДУРА КОНТРОЛЯ
1	2	3	4	5
1	Скорость коррозии стали Ст3 в растворе	Не более 0,1 мм/год	Метод измерения - согласно разделу 3 Приложения 1 Положения Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» №П1-01.05 Р-0339. Условия измерения – измерение проводят при пластовой температуре объекта применения. Плотность растворов соответствует расходной норме соли 20%, 50% и 100% от расходной нормы для достижения максимальной плотности (раздел 4 настоящих Методических указаний)	ЛИ
2	Объемное расширение керна при контакте с раствором глушения	Не выше, чем на 10% (отн.) от аналогичного показателя на МПВ	Метод измерения – увеличение линейных размеров навески дезинтегрированного керна при пластовой температуре (но не выше 60 °С) при контакте с раствором в течение 7 часов	ЛИ
3	Коэффициент восстановления проницаемости водонасыщенного керна по МПВ после смены потока на раствор и далее на МПВ	Не ниже 92%	Условия измерения – водонасыщенный (моделью пластовой воды) керн при пластовой температуре и давлении объекта разработки. Фильтрация МПВ, раствора глушения, МПВ в одном направлении до стабилизации перепада давления, но не менее 300% объемов пор. На трещиноватых и слабосцементированных кернах допускается измерение на дезинтегрированных кернах	ЛИ
4	Температура помутнения и температура застывания раствора	Соответствие температуры начала кристаллизации устанавливается потребителем или принимается не выше минус 15 °С (за искл. раствора по п.4.1.).	Метод измерения - согласно разделу 32 Приложения 1 Положения Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» №П1-01.05 Р-0339. Измерение проводят на растворе с максимальной плотностью (раздел 4 настоящих Методических указаний)	ЛИ
5	Совместимость с нефтью	Совместим или несовместим	Метод измерения – Приложение 5	ЛИ
6	Совместимость с базовыми растворами глушения и пластовой водой	Совместим или несовместим	Метод измерения - согласно разделу 34 Приложения 1 Положения Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» № П1-01.05 Р-0339	ЛИ
7	Совместимость с соляной кислотой, глинокислотой	Совместим или несовместим	Метод измерения - согласно разделу 34 Приложения 1 Положения Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» № П1-01.05 Р-0339	ЛИ
8	Совместимость с	Совместим или	Метод измерения - согласно разделу 34	ЛИ

№	ПОКАЗАТЕЛЬ	ЗНАЧЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	МЕТОД И УСЛОВИЯ ИЗМЕРЕНИЯ	ПРОЦЕДУРА КОНТРОЛЯ
1	2	3	4	5
	базовыми блокирующими составами глушения	несовместим	Приложения 1 Положения Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» № П1-01.05 Р-0339 Измерения проводят для БСТ, применяемых на месторождении	
9	Совместимость с гелем ГРП.	Совместим или несовместим.	Метод измерения - согласно разделу 34 Приложения 1 Положения Компании ««Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» № П1-01.05 Р-0339. Измерения проводят с рецептурой геля ГРП, применяемого на месторождении	ЛИ
10	Кинематическая вязкость при +20 °С	Не выше 300 мПа*сек	Метод измерения - согласно ГОСТ 33. Измерение проводят на растворе с максимальной плотностью (раздел 4 настоящих Методических указаний)	ЛИ
11	Содержание нефтепродуктов	Норматив не установлен	Метод измерения – согласно раздела 7 Методических указаний Компании «Порядок выполнения компонентного анализа пластовых вод» № П4-04 М-0075	ОПИ, при приготовлении на РСУ
12	Количество взвешенных частиц	Не более 20 мг/л	Метод измерения – согласно Методических указаний Компании «Методика измерений массовой концентрации взвешенных частиц в пробах вод пластовых (попутно добываемых), нефтепромысловых сточных, для заводнения нефтяных пластов гравиметрическим методом» № П4-04 М-0073	ЛИ, ОПИ, при приготовлении на РСУ
13	Плотность раствора при + 20 °С	Норматив не установлен	Метод измерения – согласно подраздела 3.4 настоящих Методических указаний	ЛИ, ОПИ, при приготовлении на РСУ.
14	Содержание растворенных углеводородных газов*	Отсутствие	Измерение проводят на хроматографе с термодесорбером при выборе технологии и оборудования подготовки подтоварной воды для использования в качестве раствора глушения	ЛИ, ОПИ

*Примечание:** Измерение проводят для подтоварной воды при выборе технологии и оборудования подготовки подтоварной воды для использования в качестве раствора глушения.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ И ТРЕБОВАНИЯ К КАЧЕСТВУ БЛОКИРУЮЩИХ СОСТАВОВ ГЛУШЕНИЯ И ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

Таблица 40
Требования к качеству блокирующих составов глушения и промывочных жидкостей

№	ПОКАЗАТЕЛЬ	ЗНАЧЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	МЕТОД И УСЛОВИЯ ИЗМЕРЕНИЯ	ПРОЦЕДУРА КОНТРОЛЯ
1	2	3	4	
1	Скорость коррозии стали Ст3 в растворе	Не более 0,1 мм/год	Метод измерения - согласно разделу 3 Приложения 1 Положения Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» № П1-01.05 Р-0339. Условия измерения - измерение проводят при пластовой температуре объекта применения. Плотность растворов соответствует расходной норме соли 20%, 50% и 100% от расходной нормы для достижения максимальной плотности (раздел 4 настоящих Методических указаний)	ЛИ
2	Коэффициент восстановления проницаемости керосиннасыщенного керна по керосину (для БСГ без твердой фазы – гелированных жидкостей и эмульсий)	Норматив не установлен. Абсолютные значения использовать при рейтинге различных БСГ	Условия измерения – керосиннасыщенный керн при пластовой температуре и давлении. Фильтрация керосина (в прямом направлении) через керн с остаточной водонасыщенностью до стабилизации перепада давления. Фильтрация БСГ в обратном направлении в керн на 50% объема пор. Выдержка БСГ в керне 2 часа. Фильтрация керосина в керн (в прямом направлении) до стабилизации перепада, не менее 300% объема пор	ЛИ
3	Температура потери текучести	Норматив не установлен	Метод измерения – согласно ГОСТ 20287 (метод А)	ЛИ
4	Совместимость с нефтью.	Совместим или несовместим	Метод измерения – Приложение 5	ЛИ
5	Совместимость с базовыми растворами глушения и пластовой водой	Совместим или несовместим	Метод измерения – согласно разделу 34 Приложения 1 Положения Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» № П1-01.05 Р-0339	ЛИ
6	Совместимость с соляной кислотой, глинокислотой.	Совместим или несовместим	Метод измерения – согласно разделу 34 Приложения 1 Положения Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» № П1-01.05 Р-0339	ЛИ
7	Совместимость с гелем ГРП	Совместим или несовместим	Метод измерения – согласно разделу 34 Приложения 1 Положения Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» № П1-01.05 Р-0339. Измерения проводят с рецептурой геля ГРП, применяемого на месторождении	ЛИ
8	Наличие гелевых дефектов	Отсутствие	Метод измерения - согласно разделу 37 Приложения 1 Положения Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» № П1-01.05 Р-0339	ЛИ, ОПИ, при приготовлении на РСУ
9	Пескоудерживающая способность (для БСГ без твердой фазы, промывочных)	Отсутствие видимого осаждения твердой фазы	Метод измерения – согласно разделу 38 Положения Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» № П1-01.05 Р-0339. Условия определения: твердая фаза - микроальцит марки МК-400 в дозировке 100 кг/м ³ за 8 часов при	ЛИ

№	ПОКАЗАТЕЛЬ	ЗНАЧЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	МЕТОД И УСЛОВИЯ ИЗМЕРЕНИЯ	ПРОЦЕДУРА КОНТРОЛЯ
1	2	3	4	
	жидкостей)		пластовой температуре	
10	Эффективная вязкость	Норматив отсутствует	Устанавливается в ходе лабораторных испытаний. Измерение проводят на вискозиметре и воронке ВБР-2 (для контроля при ОПИ и на РСУ) при температуре +20-(+25) °С	ЛИ, ОПИ, при приготовлении на РСУ
11	Влияние на подготовку (по доле отделения воды из эмульсии)	Максимальная объемная доля БСГ в попутной воде, не приводящая к снижению доли отделения воды из эмульсии в условиях подготовки	Метод измерения – согласно разделу 15 Приложения 1 Положения Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» № П1-01.05 Р-0339. Состав эмульсии – средний для объекта подготовки месторождения. Температура и время расслоения эмульсии – базовые для объекта подготовки. Деэмульгатор и дозировка – базовые для объекта подготовки. Время отделения воды – фиксированное для объекта подготовки месторождения	ЛИ
12	Влияние на подготовку (по времени отделения воды из эмульсии)	Максимальная объемная доля БСГ в попутной воде, не приводящая к увеличению времени отделения доли воды из эмульсии в базовых условиях подготовки	Метод измерения - согласно разделу 38 Приложения 1 Положения Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» № П1-01.05 Р-0339. Состав эмульсии – средний для объекта подготовки месторождения. Температура и время расслоения эмульсии - базовые для объекта подготовки. Деэмульгатор и дозировка – базовые для объекта подготовки. Доля отделения воды из эмульсии – фиксированная в базовых условиях подготовки (время, дозировка деэмульгатора) для эмульсии без БСГ	ЛИ
Дополнительно для БСГ с твердой фазой				
13	Термостабильность (седиментационная устойчивость твердой фазы)	Отсутствие видимого осаждения твердой фазы	Метод измерения - согласно разделу 38 Приложения 1 Положения Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» № П1-01.05 Р-0339. Твердая фаза (дозировка 100 кг/м ³): <ul style="list-style-type: none"> ▪ микрокальцит марки МК-400 для БСГ с добавляемым микрокальцитом, ▪ галит (соль) выварочный для БСГ с галитом, ▪ без добавления твердой фазы для БСГ содержащих твердую фазу в своем составе 	ЛИ, ОПИ, при приготовлении на РСУ
14	Фильтрационное сопротивление на моделях заканчивания скважин (пропанте и щелевых фильтрах) и высокопроницаемых кернах. (для БСГ с твердой фазой – микрокальцитом, галитом и др.)	Норматив не установлен. Абсолютные значения использовать при рейтинге БСГ различных марок	Условия измерения – насыпная модель пропанта, модель щели (150-300 мкм) или водонасыщенный высокопроницаемый керн при пластовой температуре и давлении. Фильтрация БСГ (в прямом направлении) со ступенчатым повышением давления с шагом 20 атм и выдержкой не менее 2 часов на каждой ступени давления. Максимальный перепад давления определяется ожидаемой репрессией при глушении скважин. Время выдержки БСГ при максимальной репрессии – не менее 4 часов. Фиксируется скорость и объем фильтрации раствора на каждой репрессии	ЛИ

№	ПОКАЗАТЕЛЬ	ЗНАЧЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	МЕТОД И УСЛОВИЯ ИЗМЕРЕНИЯ	ПРОЦЕДУРА КОНТРОЛЯ
1	2	3	4	
Дополнительно для БСГ на основе эмульсий				
15	Термостабильность (отсутствие видимых признаков разделения фаз)	Не менее 48 часов при устьевой температуре Не менее 1 часа при пластовой температуре	Метод измерения - согласно разделу 26 Приложения 1 Положения Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» № П1-01.05 Р-0339	ЛИ, ОПИ, при приготовлении на РСУ

ПРИЛОЖЕНИЕ 4. ТАЛОН НА ОТПУСК (ПАСПОРТ) ЖИДКОСТИ ГЛУШЕНИЯ

Таблица 41

Типовой Талон на отпуск (паспорт) раствора глушения, буферной жидкости

Номер талона:

Название жидкости глушения: *Раствор глушения (или Буферная жидкость).*

Дата отгрузки раствора:

№	ПОКАЗАТЕЛЬ	ЗНАЧЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ПРИМЕЧАНИЕ. НАЗВАНИЕ МАРКИ РЕАГЕНТА. ФИО ИСПОЛНИТЕЛЯ
1	2	3	4
1	Место приготовления (РСУ)		
2	Месторождение (ЦДНГ)		
3	Номер скважины (куст)		
4	Название соли		
5	Плотность раствора, кг/м ³		
6	Объем раствора, м ³		
7	Дозировка реагентов (кг/м ³):		
7.1	ингибитор коррозии		
7.2	ингибитор солеотложений		
7.3	поверхностно-активное вещество		
7.4	нейтрализатор сероводорода		
7.5	бактерицид		
7.6	стабилизатор глин		
7.7	другие реагенты		
8	Название организации по приготовлению раствора		
9	ФИО ответственного по приготовлению раствора		

Таблица 42

Типовой Талон на отпуск (паспорт) блокирующего состава глушения

Номер талона:

Название жидкости глушения: Блокирующий состав глушения марки «_____»

Дата отгрузки:

№	ПОКАЗАТЕЛЬ	ЗНАЧЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ПРИМЕЧАНИЕ. НАЗВАНИЕ МАРКИ РЕАГЕНТА. ФИО ИСПОЛНИТЕЛЯ
1	2	3	4
1	Место приготовления (РСУ)		
2	Месторождение (ЦДНГ)		
3	Номер скважины (куст)		
4	Название раствора основы БСГ		
5	Плотность раствора основы БСГ, кг/м ³		
6	Объем БСГ, м ³		
7	Дозировка реагентов (кг/м ³):		
7.1	загуститель раствора		
7.2	эмульгатор		
7.3	твердая фаза 1 (микрокальцит МК10)		
7.4	твердая фаза 2 (микрокальцит МК400)		
7.5	бактерицид		
7.6	стабилизатор глин		
7.8	другие реагенты		
8	Название организации по приготовлению раствора		
9	ФИО ответственного по приготовлению раствора		

ПРИЛОЖЕНИЕ 5. ПРОВЕДЕНИЕ ТЕСТА НА СОВМЕСТИМОСТЬ РАСТВОРОВ ГЛУШЕНИЯ С НЕФТЬЮ

Под совместимостью подразумевается отсутствие явлений:

- образования осадков АСПО при смешении нефти и раствора глушения при пластовой температуре в различных объемных соотношениях (25:75, 50:50, 75:25);
- образования стойких эмульсий при смешении нефти и раствора глушения при пластовой температуре в различных объемных соотношениях (25:75, 50:50, 75:25).

Оборудование. Реагенты. Материалы:

1. Бутылки пластиковые или стеклянные объемом 300-500 см³ с пробкой – 20 шт.
2. Мерный цилиндр объемом 250 см³ по ГОСТ 1770 – 4 шт.
3. Термостат или водяная баня с терморегулятором, обеспечивающие температуру в рабочем объеме от плюс 20 до плюс 90 °С с допустимой погрешностью ± 2 °С.
4. Термометр со шкалой до 150 °С.
5. Стаканчики для взвешивания (бюксы) по ГОСТ 25336 – 2 шт.
6. Колба коническая К 1(2)-250-2 по ГОСТ 1770.
7. Сита 100 меш (0,149 мм).
8. Весы лабораторные по ГОСТ Р 53228, 3-го класса точности с наибольшим пределом взвешивания 500 г.
9. Раствор глушения.

Приготовление раствора глушения.

Рассчитать массу солей и объем воды для приготовления 250 см³ раствора глушения максимальной плотности, указанной в разделе 4. Взвесить навески соли ей и поместить в коническую колбу объемом 250 см³. Добавить расчетное количество воды и полностью растворить соли.

Определение совместимости раствора соли с нефтью

Выдержать в термостате в течение 30 минут при пластовой температуре нефть и раствор глушения.

Смешать в трех пластиковых бутылках раствор глушения и нефть в трех объемных отношениях (см³): 50:150, 100:100, 150:50. Раздел фаз отметить маркером на бутылке. Перемешать в течение 2 минут. Приоткрыть крышки для выхода паров и выдержать в течение 2 часов в термостате при пластовой температуре. После чего раствор довести до комнатной температуры и выдержать 2 часа. В бутылках зафиксировать:

- положение границы раздела фаз относительно уровня, отмеченного маркером;
- наличие осадка или взвеси в водной фазе в бутылках;
- наличие эмульсии в бутылках.

Профильтровать содержимое бутылок отдельно через сита 100 меш и проверить наличие сгустков или осадка на сите. При возможности сделать фотографии сит после фильтрации. Осмотр сита осуществлять при ярком освещении.

Примечание. В случае наличия эмульсии, которая плохо проходит через сито, образец можно пролить водой, взятой из водяной бани, нагретой до пластовой температуры. Из-за поверхностного напряжения пробы и мелкого размера сита, часть эмульсии может просочиться через фильтр только с помощью воды. Не используйте больше чем 200 см³ воды для выполнения данной процедуры. Возможно, также промокнуть сита с обратной стороны фильтровальной бумагой.

Фиксирование результатов теста на совместимость. Результаты теста на совместимость раствора глушения с нефтью и рекомендации на применение кислотного состава выдаются в соответствии с таблицей 43.

Таблица 43
Обработка результатов теста

№	ТЕСТ НА СОВМЕСТИМОСТЬ	ИТОГ ТЕСТА	РЕЗУЛЬТАТ ПО СОВМЕСТИМОСТИ	РЕКОМЕНДАЦИИ
1	2	3	4	5
1	Раствор глушения - нефть	Осадок на сите 100 меш	Несовместим*(рисунок 12)	Внести ПАВ или ингибитор АСПО
2		Стойкая эмульсия		Внести деэмульгатор
3		Отсутствие эмульсий и осадков	Совместим (рисунок 11)	Рекомендовать к применению

*Примечание.** после модификации раствора глушения тест повторить.



Рис. 11 Пробы, прошедшие тест на совместимость



Рис. 12 Пробы, не прошедшие тест на совместимость