

Приложение _____
к приказу ОАО «СН-МНГ»
от 24.12. 2014г. № 1152

наименование приказа

**Открытое акционерное общество
«Славнефть-Мегионнефтегаз»**


СВЕРЖДАЮ
исполнительный директор
открытого акционерного общества
«Славнефть-Мегионнефтегаз»
А.Г. Кан
2014 г.




Регламент

**по приготовлению технологических жидкостей
глушения скважин и технологии глушения скважин
технологическими жидкостями**

Разработчик:
Генеральный директор
ОАО «НижневартовскНИПИнефть»,
к.т.н. В.П.Ситников
Помощник генерального директора по НИР -
начальник технического отдела
ОАО «НижневартовскНИПИнефть»
Р. Г. Джабарова



Руководитель темы,
Заведующий ЛНПХ
ОАО «НижневартовскНИПИнефть»
к.х.н. Ф.Я. Канзафаров



г. Мегион 2014

Приложение _____

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Ответственный исполнитель,
руководитель темы,
Заведующий лабораторией
нефтепромысловой химии
ОАО «НижевартовскНИПИнефть»,
кандидат химических наук



Ф.Я. Канзафаров

Заместитель заведующего лабораторией
нефтепромысловой химии
ОАО «НижевартовскНИПИнефть»,
кандидат химических наук



О.Е. Гамолин

Научный сотрудник лаборатории
нефтепромысловой химии
ОАО «НижевартовскНИПИнефть»



Л. П. Волкова

Инженер лаборатории
нефтепромысловой химии
ОАО «НижевартовскНИПИнефть»



Г. Р. Сагитова

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1 ЦЕЛЬ РАЗРАБОТКИ РЕГЛАМЕНТА	7
2 НЕОБХОДИМОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РЕГЛАМЕНТА	7
3 СФЕРА ПРИМЕНЕНИЯ РЕГЛАМЕНТА.....	8
4 ВЗАИМОСВЯЗЬ С НОРМАТИВНЫМИ ДОКУМЕНТАМИ.....	8
5 ОСНОВНЫЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В РЕГЛАМЕНТЕ.....	10
6 ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К ЖИДКОСТИ ДЛЯ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН (ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ).....	12
7. ТРЕБОВАНИЯ К РАСЧЕТУ ПЛОТНОСТИ И ОБЪЕМА ЖИДКОСТИ ГЛУШЕНИЯ	13
7.1 Расчет плотности жидкости глушения	13
7.2 Расчет объема жидкости глушения	14
7.3 Расчет времени оседания жидкости глушения на забой.....	14
8. ВИДЫ ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ.....	15
8.1 Солевые растворы.....	15
8.1.1 Растворы на основе хлористого натрия (NaCl)	15
8.1.2 Растворы на основе хлористого калия (KCl).....	15
8.1.3 Растворы на основе сильвинитовой руды и искусственных KCl-NaCl смесей.....	15
8.1.4 Растворы на основе хлористого кальция (CaCl ₂)	16
8.1.5 Растворы на основе поташа (карбоната калия - K ₂ CO ₃).....	16
8.2 Блокирующие составы (БС).....	16
8.3 Буферные составы при щадящем глушении.....	17
8.4 Жидкости глушения на нефтяной основе	17
8.5 Ингибирующие добавки.....	18
8.5.1 Ингибиторы набухания глин и гидрофобизаторы.....	18
8.5.2 Ингибиторы солеотложений.....	18
8.5.3 Ингибиторы коррозии.....	18
9. ТРЕБОВАНИЯ К ВЫБОРУ ЖИДКОСТИ И ТЕХНОЛОГИИ ГЛУШЕНИЯ.....	19
9.1 Глушение объектов I группы.....	20
9.2 Глушение объектов II группы.....	20
9.3 Глушение объектов III группы.....	21
10. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ЖИДКОСТИ ГЛУШЕНИЯ	22
10.1 Контроль качества жидкости глушения на РУС.....	22
10.2 Контроль качества жидкости глушения в бригадах ТКРС	22
10.3 Зоны ответственности.....	23
11. ПОРЯДОК ОРГАНИЗАЦИИ ПРОЦЕССА ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИНЫ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РЕМОНТНЫХ И ВНУТРИСКВАЖИННЫХ РАБОТ	23
11.1 Подготовительные работы.....	24
11.2 Направление глушения - прямой и обратный способы	25
11.3. Технологии глушения скважины.....	25
11.3.1 Глушение через НКТ при нахождении приема насоса (либо воронки, либо другого спущенного на подвеске НКТ инструмента) в зоне интервала перфорации и ниже его.	26
11.3.2 Глушение через затрубное пространство при нахождении приема насоса (либо воронки, либо другого спущенного на подвеске НКТ инструмента) в зоне интервала перфорации и ниже его.....	27
11.3.3 Глушение через НКТ при нахождении приема насоса (либо воронки, либо другого спущенного на подвеске НКТ инструмента) выше зоны интервала перфорации.....	27
11.3.4 Глушение через затрубное пространство при нахождении приема насоса (либо воронки, либо другого спущенного на подвеске НКТ инструмента) выше зоны интервала перфорации.....	29

11.3.5 Глушение через НКТ с использованием полимерных буферных составов при нахождении приема насоса (либо воронки, либо другого спущенного на подвеске НКТ инструмента) выше зоны интервала перфорации.	30
11.3.6 Глушение через затрубное пространство с использованием полимерных буферных составов при нахождении приема насоса (либо воронки, либо другого спущенного на подвеске НКТ инструмента) выше зоны интервала перфорации.	30
11.3.7 Глушение через НКТ с использованием с использованием блокирующих составов при нахождении приема насоса (либо воронки, либо другого спущенного на подвеске НКТ инструмента) выше зоны интервала перфорации.	30
11.3.8 Глушение через затрубное пространство с использованием блокирующих составов, при нахождении приема насоса (либо воронки, либо другого спущенного на подвеске НКТ инструмента) выше зоны интервала перфорации.	31
11.3.9 Технология глушения горизонтальных скважин после многостадийного ГРП (МГРП).....	32
Как показывает практика, в горизонтальных скважинах после многостадийного ГРП (МГРП) нередко наблюдается повышенное и аномально высокое пластовое давление, глушение которых не удается растворами на основе CaCl_2	32
11.3.9.1 Жидкости глушения, применяемые при повышенном и аномально высоком пластовом давлении	32
11.3.9.2 Краткая характеристика ИЭР	33
11.3.9.3 Приготовление инвертно-эмульсионного раствора в промысловых условиях.....	35
11.3.9.4 Необходимые и определяемые параметры ИЭР	35
11.3.9.5 Лабораторные исследования ИЭР	38
11.3.9.6 Технология глушения скважин ИЭР	39
12. КОНТРОЛЬ И АНАЛИЗ ДОСТИЖЕНИЯ ЦЕЛЕЙ СНИЖЕНИЯ НЕГАТИВНОГО ВЛИЯНИЯ ГЛУШЕНИЯ НА ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ СКВАЖИН. ПРИНЯТИЕ КОРРЕКТИРУЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ.....	41
13. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ	43
13.1. Общие требования.....	43
14. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	47
15. ВОЗМОЖНЫЕ АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ ПРИ ВЫПОЛНЕНИЕ РАБОТ	48
16. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС ПРИГОТОВЛЕНИЯ ЖИДКОСТИ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН	49
16.1 Технологический процесс приготовления ЖГС, характерный для канадских растворных узлов закрытого типа	49
16.2 Технологический процесс приготовления ЖГС, характерный для отечественных растворных узлов.....	53
17. СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	56
ПРИЛОЖЕНИЕ 2.....	59
ПРИЛОЖЕНИЕ 3.....	60

ВВЕДЕНИЕ

Работа выполнена лабораторией нефтепромысловой химии ОАО «НижневартовскНИПИнефть» для ОАО «СН-МНГ» по договору №3 от 06.02.14 г. по разработке «Регламента по приготовлению технологических жидкостей глушения скважин и технологии глушения скважин технологическими жидкостями».

В Регламенте приведены требования по приготовлению технологических жидкостей глушения скважин и технологии глушения скважин технологическими жидкостями в ОАО «СН-МНГ» с учетом нормативно-технических требований в рассматриваемой области.

1 Цель разработки регламента

Целью разработки настоящего регламента является методическая поддержка по приготовлению технологических жидкостей глушения скважин и технологии глушения скважин технологическими жидкостями.

Настоящий Регламент обязателен для исполнения работниками всех структурных подразделений ОАО «СН-МНГ» и дочерних обществ ОАО «СН-МНГ», осуществляющих работы по глушению и ремонту скважин на месторождениях ОАО "СН-МНГ".

Требования Регламента являются обязательными для исполнения в ОАО «СН-МНГ» и в дочерних обществах после утверждения и введения в действие в обществе в соответствии с Уставом и в установленном порядке.

Организационные, распорядительные и локальные нормативные документы не должны противоречить настоящему Регламенту.

Структурные подразделения ОАО «СН-МНГ» и дочерние общества при оформлении договоров с подрядными (сервисными) организациями, осуществляющими работы по глушению и ремонту скважин на месторождениях ОАО "СН-МНГ", обязаны включить в условия договора пункт о неукоснительном выполнении подрядчиком настоящего Регламента.

2 Необходимость использования регламента

Настоящий Регламент устанавливает последовательность технологических операций по глушению скважин, регламентирует требования к жидкости глушения с целью повышения безопасности проведения работ при глушении и ремонте эксплуатационных скважин.

Основной задачей операции глушения скважин является обеспечение безопасных условий работы ремонтных бригад в стволе скважины путем создания противодавления на продуктивный пласт жидкостью глушения, сохраняющей коллекторские характеристики призабойной зоны скважин, с целью предотвращения выброса продукции скважин из пласта.

3 Сфера применения Регламента

Область применения Регламента:

- технологические процессы приготовления технологических жидкостей глушения скважин;

- технологические процессы глушения скважин технологическими жидкостями.

Настоящий документ обязаны знать и использовать в работе все работники, участвующие в процессах приготовления технологических жидкостей глушения скважин и глушения скважин технологическими жидкостями.

Настоящий Регламент распространяется на все ремонтные работы в стволе скважины (независимо от места их проведения) с применением технологических жидкостей глушения скважин, выполняемые ОАО «СН-МНГ» и его подрядчиками. Требования Регламента в равной степени распространяются на любую деятельность как внутри, так и за пределами Российской Федерации. Основным принцип применения настоящего Регламента заключается в том, что все технологические процессы глушения скважин с применением технологических жидкостей глушения, осуществляемые на объектах ОАО «СН-МНГ», должны соответствовать требованиям настоящего Стандарта. Данный принцип распространяется также для подрядчиков, а именно, полное соблюдение требований Регламента подрядчиками, работающими на объектах ОАО «СН-МНГ» или поставляющими технологические жидкости глушения скважин на объекты ОАО «СН-МНГ».

4 Взаимосвязь с нормативными документами

Регламент разработан в соответствии с требованиями:

1. "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 № 101);

2. «Правила противопожарного режима в Российской Федерации» (постановление Правительство Российской Федерации от 25.04.2012 № 390);

3. Нормы пожарной безопасности. Пожарная опасность технологических сред. Номенклатура показателей НПБ 23-2001;

4. "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств" (Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору, приказ № 96 от 11.03.2013);

5. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения ГОСТ 12.1.044-89;

6. Правила ведения ремонтных работ в скважинах РД 153-39-023-97;

7. Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности РД 08-254-98;

8. Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности ППБО-85.

Ниже перечислены другие законодательные акты, российские стандарты, ведомственные постановления и международные соглашения, которые могут касаться вопросов обращения с химическими веществами:

ГОСТ 19433-88. «Грузы опасные. Классификация и маркировка»,

ГОСТ 12.1.004-91. «Пожарная безопасность. Общие требования».

Федеральное законодательство

1. Федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

2. Федеральный закон от 21.12.1994 г. № 69-ФЗ «О пожарной безопасности».

Ведомственные постановления и акты

1. Список товаров, для которых требуется подтверждение проведения обязательной сертификации при выпуске на таможенную территорию Российской Федерации, утвержден Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии 14 декабря 2004 г.

2. Приказ Министерства транспорта РФ от 08.08.1995 г. № 73 «Об утверждении правил перевозки опасных грузов автомобильным транспортом».

3. Правила безопасности при перевозке опасных грузов железнодорожным транспортом (утв. Постановлением Федерального горного и промышленного надзора России от 16.08.94 г. № 50).

4. «Правила противопожарного режима в Российской Федерации» (постановление Правительство Российской Федерации от 25.04.2012 № 390).

5 Основные определения и сокращения, используемые в Регламенте

Общество – ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» («СН-МНГ»);

Дочернее общество (ДО) – дочерние общества ОАО «СН-МНГ»;

ДДНГ – департамент добычи нефти и газа;

НИПИ – научно-исследовательский и проектный институт;

НТС – научно-технический совет;

ГОСТ – государственный стандарт;

ГОСТ Р – государственный стандарт Российской Федерации;

ГЦСС – государственный центр по сертификации и стандартизации;

ОСТ – отраслевой стандарт.

ПДК – предельно допустимая концентрация;

ПНДФ – природоохранный нормативный документ федерации;

ППД – поддержание пластового давления;

РД – руководящий документ;

ТУ – технические условия;

АВПД – аномально высокое пластовое давление;

АНПД – аномально низкое пластовое давление;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

ГНО – глубинное насосное оборудование;

ГЭС – гидрофобный эмульсионный состав;

ЖГС – жидкость глушения скважин;

КВЧ – количество взвешенных частиц;

КРС – капитальный ремонт скважин;

ПРС – подземный ремонт скважин;

ТКРС – текущий и капитальный ремонт скважин;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ОПЗ – обработка призабойной зоны;

ПАВ - поверхностно-активное вещество;

ПЗП - призабойная зона пласта;

pH - показатель кислотности раствора;

РУС- растворный узел солевой;

СКО - солянокислотная обработка;

Супервайзинг - служба технологического надзора;

ЦППД - цех по поддержанию пластового давления;

ХАЛ- химико-аналитическая лаборатория;

ЭК - эксплуатационная колонна;

ЭЦН -электрический центробежный насос;

ШГН - штанговый глубинный насос;

Химический реагент (ХР) – вещество или смесь веществ, используемые в процессах, связанных с добычей, сбором, подготовкой и транспортом углеводородного сырья и воды;

Базовый химический реагент – химический реагент с известными свойствами и стоимостью, используемый на объектах ОАО «СН-МНГ» и применяемый для сравнения с испытываемыми химическими реагентами;

Партия химического реагента – любое количество химического реагента, сопровождаемое одним документом (паспортом) и соответствующее по показателям качества указанным в нём параметрам;

Товарная форма химического реагента – вид, в котором химический реагент поставляется потребителю;

Удельный расход – количество химического реагента, необходимое для достижения заданного уровня технологических показателей, отнесённое к единице обрабатываемой среды.

6 Требования, предъявляемые к жидкости для глушения скважин (промывочной жидкости)

- Жидкость глушения должна быть химически инертна к горным породам, составляющим коллектор, совместима с пластовыми флюидами и должна исключать необратимую коагуляцию пор пласта твердыми частицами;
- Фильтрат жидкости глушения должен обладать ингибирующим действием на глинистые частицы, предотвращая их набухание при любом значении pH пластовой воды;
- Жидкость глушения не должна образовывать водных барьеров и должна способствовать гидрофобизации поверхности коллектора и снижению капиллярных давлений в порах пласта за счет уменьшения межфазного натяжения на границе раздела фаз "жидкость глушения - пластовый флюид";
- Жидкость глушения не должна содержать механических примесей более 40 мг/л и диаметром частиц более 2 мкм;
- Жидкость глушения не должна образовывать стойких прямых и обратных водонефтяных эмульсий;
- Вязкостные структурно - механические свойства жидкости глушения должны регулироваться с целью предотвращения поглощения ее продуктивным пластом;
- Жидкость глушения должна обладать низкой коррозионной активностью по отношению к скважинному оборудованию. Скорость коррозии стали не должна превышать - 0,10-0,12 мм/год;
- Жидкость глушения должна быть термостабильной при высоких температурах и быть морозоустойчивой в зимних условиях;
- Жидкость глушения должна быть негорючей, взрыво- и пожаробезопасной, нетоксичной;

- Жидкость глушения должна быть технологична в приготовлении и использовании;
- Технологические свойства жидкости глушения должны регулироваться;
- Температура самовоспламеняющихся паров углеводородной жидкости глушения должна на 50°C превышать максимально ожидаемую температуру раствора на устье скважины;
- Жидкость глушения должна быть инертной по отношению к другим технологическим жидкостям, применяемым при ТКРС (кислотным, тампонажным и другим растворам).

7. Требования к расчету плотности и объема жидкости глушения

Выбор плотности жидкости глушения производится из условия создания забойного давления, предотвращающего поступление пластового флюида в ствол скважины. Гидростатическое давление в скважине должно превышать пластовое (поровое) давление в соответствии с "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 № 101) на величину:

- 10 % для скважин глубиной до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м), но не более 15 кгс/см² (1,5 МПа);
- 5 % для интервалов от 1200 м до проектной глубины, но не более 25-30 кгс/см² (2,5-3,0 МПа).

7.1 Расчет плотности жидкости глушения

При полной замене скважинной жидкости жидкостью глушения плотность жидкости глушения рассчитывается по формуле:

$$\rho_{ж} = P_{пл} * (1 + \Pi) / H * 9,8 * 10^{-6} \quad 1)$$

где:

$\rho_{ж}$ - плотность жидкости глушения, кг/м³;

$P_{пл}$ - пластовое давление, МПа;

П - коэффициент безопасности работ, зависящий от глубины скважины, коэффициента продуктивности и газосодержания, принятый для ОАО «СН-МНГ» равным 0,05 (5%). Коэффициент безопасности может быть определен из таблицы (приложение 1).

Н - расстояние от устья скважины до верхних отверстий перфорации по вертикали, м;

Прогнозное значение пластового давления для расчета плотности раствора глушения берется из карт пластовых давлений (изобар).

7.2 Расчет объема жидкости глушения

Требуемый объем ЖГ определяется как разность между внутренним объемом скважины и объемом НКТ по телу трубы.

$$V_{\text{жг}} = (V_{\text{эк}} - V_{\text{нкт}} - V_{\text{шт}}) * 1,1 \quad 2)$$

где:

$V_{\text{эк}} = (\pi D^2 / 4) * H$ - объем эксплуатационной колонны, м³;

$\pi = 3,14$;

H - глубина скважины, м;

D - внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;

1,1 - коэффициент запаса;

$V_{\text{нкт}}$ - объем жидкости, вытесняемый металлом НКТ, м³;

$$V_{\text{нкт}} = (\pi * (d^2 - d_1^2) / 4) * H_{\text{сп}} \quad 3)$$

d и d_1 - соответственно внешний и внутренний диаметры НКТ, м;

$H_{\text{сп}}$ - глубина спуска насоса, м;

$V_{\text{шт}}$ - объем, вытесняемый металлом штанг, м³ (в случае если таковые имеются).

7.3 Расчет времени оседания жидкости глушения на забой

Время оседания 1-й пачки ЖГС, на забой скважины определяется по формуле:

$$t = H / v \quad 4)$$

где:

t - время оседания, час;

H - расстояние от приема насоса до забоя скважины, м;

v - скорость гравитационного замещения, м/час

(от 40 до 150 м/час, зависящая от разности плотностей ЖГС и их кинематической вязкости, для расчета принимать $v = 40$ м/час для ЖГС плотностью 1020 кг/м^3 и $v = 150$ м/час для ЖГС плотностью 1180 кг/м^3).

8. Виды жидкостей глушения

8.1 Солевые растворы

8.1.1 Растворы на основе хлористого натрия (NaCl)

Одна из наиболее дешевых солей. Обладает хорошей растворимостью в воде, позволяет получать растворы плотностью до 1180 кг/м^3 . При взаимодействии с глинистым цементом продуктивных пород может вызывать колюматацию ПЗП из-за их набухания. После неоднократной прокачки хлористого натрия через заглинизированный керн проницаемость по нефти снижается до 46%. Для снижения отрицательного эффекта обязательно необходима добавка ингибиторов солеотложения и коррозии. При использовании на заглинизированных коллекторах необходимо использовать с ингибирующими добавками. Температура замерзания солевого раствора плотностью 1180 кг/м^3 составляет минус 23°C .

8.1.2 Растворы на основе хлористого калия (KCl).

Растворы на основе хлористого калия не вызывают набухания глинистого цемента продуктивных пород. Максимальная плотность водного раствора 1140 кг/м^3 . Температура замерзания солевого раствора плотностью 1140 кг/м^3 составляет минус 20°C .

8.1.3 Растворы на основе сильвинитовой руды и искусственных KCl-NaCl смесей

Сильвинитовая руда представляет собой природный минерал, состоящий из NaCl 74-76% и KCl 20-24%. Хорошо растворим в воде. Максимальная (стабильная) плотность водного раствора 1220 кг/м^3 . Наличие в составе хлористого калия позволяет использовать данный состав при работе на заглинизированных коллекторах. После неоднократной прокачки раствора сильвинита через заглинизированный керн проницаемость по нефти снижается незначительно и стабилизируется на уровне 86-87% от первоначальной проницаемости. Температура замерзания солевого раствора плотностью 1220 кг/м^3 составляет минус 26°C .

8.1.4 Растворы на основе хлористого кальция (CaCl_2)

Наиболее доступный, широко производимый промышленностью тяжелый раствор глушения. В основном, в качестве ЖГС применяется произведенный в заводских условиях раствор хлористого кальция плотностью 1300 кг/м^3 , но при использовании сухого хлористого кальция можно увеличить плотность приготовленной на растворном узле ЖГС до 1350 кг/м^3 . Применение растворов высокой плотности не исключает процесса фильтрации в пласт, где при контакте с пластовыми водами возможно выпадение солей. Восстановление проницаемости по нефти при фильтрации хлористого кальция через керны Мегионского региона в среднем не превышает 30-35%. Для устранения недостатков в растворы на основе хлористого кальция необходимо обязательно добавлять ингибирующие добавки. Температура замерзания солевого раствора плотностью 1300 кг/м^3 составляет минус 50°C .

8.1.5 Растворы на основе поташа (карбоната калия - K_2CO_3)

Тяжелая жидкость глушения, плотность водных растворов поташа достигает 1500 кг/м^3 . Раствор на основе поташа обладает эффектом повышения естественной проницаемости продуктивных пород до 125%. Широкую распространенность не получил из-за высокой стоимости и высокой коррозионной активности. Растворы на основе поташа требуют обязательной добавки ингибирующих добавок.

8.2 Блокирующие составы (БС)

Блокирующие составы предназначены для предотвращения поглощения жидкости глушения в пласт, а также для проведения глушения в осложненных условиях (многопластовая залежь, высокий газовый фактор, скважины после ГРП и т.п.), которые, преимущественно, представляют собой обратные эмульсии типа «вода в нефти» и состоят из трех компонентов нефть, вода (солевой раствор) и эмульгатор. Плотность обратных эмульсий может варьировать от 900 до 1180 кг/м^3 . С учетом введения наполнителей (мел, барит) плотность может достигать 1500 кг/м^3 . В зависимости от компонентного состава могут применяться обратные эмульсии типа ГЭР, ИЭР, ИНЭР (ГЭС) и т.д. Для высокотемпературных объектов рекомендуется использование блокирующих пачек на основе «Дисин» и УТЖ VIP сохраняющих стабильность при пластовой температуре до $100 - 120^\circ\text{C}$.

Плотность БС должен быть не более, чем на 5% тяжелее расчетной жидкости глушения (для зимних условий возможны отклонения в большую сторону). Объем БС соответствует объему эксплуатационной колонны от забоя до точки на 100 м выше верхнего отверстия перфорации. При проницаемости пластов выше 300 мД объем БС увеличивается в 1,5 раза.

8.3 Буферные составы при щадящем глушении

Технология щадящего глушения скважины заключается в создании в призабойной зоне блок-экрана из веществ, не ухудшающих проницаемость пористой среды и не создающей дополнительных гидравлических сопротивлений притоку жидкости из пласта и в стволе скважины.

Буферные составы на основе полимеров многочисленны, они отличаются типом полимера и применяемой концентрацией. В качестве полимеров могут использоваться полиакриламид (ПАА) (составы «Шанс», ВУС, ГОС и др.), на основе полисахаридов – ПСЖГ, на основе биополимеров - БС. Составы на основе полисахаридов и биополимеров можно разрушить по истечению определенного времени за счет введения в них деструктора, использование данных составов позволяет полностью восстановить коэффициент проницаемости по нефти после глушения. Плотность составов зависит от плотности используемой водной среды.

Требования к буферным составам:

- Обеспечение близкой к нулю фильтрации в продуктивный пласт;
- Термостабильность - не менее 60 °С;
- Коррозионное воздействие на скважинное оборудование - не более 0,1 мм/год;
- Средняя вязкость - от 100 до 200 сПз;
- Органофильность – не иметь резкого запаха;
- Препятствовать к образованию эмульсий и нерастворимых осадков;
- Удерживать взвешенные частицы.

8.4 Жидкости глушения на нефтяной основе

Для глушения скважин плотностью менее 860 кг/м³ используется в качестве ЖГС дегазированная нефть (товарная). Глушение скважин может быть:

одноцикличным - при нахождении приёма насоса (либо воронки, либо другого спущенного на подвеске НКТ инструмента) в зоне интервала перфорации и ниже его;

многоцикличным - при нахождении приёма насоса (либо воронки, либо другого спущенного на подвеске НКТ инструмента) выше интервала перфорации.

8.5 Ингибирующие добавки

8.5.1 Ингибиторы набухания глин и гидрофобизаторы

Введение гидрофобизаторов позволяет сохранить добычный потенциал скважин после глушения за счет сохранения фазовой проницаемости по нефти путем предотвращения процессов набухания и диспергирования пелитовой части горной породы, а также инверсии смачиваемости пористой среды (гидрофобизация). Для приготовления жидкостей глушения скважин рекомендуются такие гидрофобизаторы, как «Синол-Кам», «ИВВ-1», «Нефтенол ГФ», «Danox CI -180», «Аксис» и др. в количестве 2 кг на 1 м³ ЖГС. В случае использования в качестве ЖГС растворов на основе КСІ с содержанием более 5% гидрофобизаторы не требуются.

Для объектов разработки приуроченных к Ачимовским и Юрским горизонтам, отличающихся низкой проницаемостью и значительным содержанием глинистых материалов, в качестве ЖГС необходимо использовать растворы на основе хлористого калия или сильвинита («Лиман-800»), содержащего КСІ более 5%.

8.5.2 Ингибиторы солеотложений

Во избежание интенсивного осадкообразования в процессе глушения и вывода скважины на режим в раствор глушения необходимо добавлять ингибитор солеотложения. Рекомендуется при глушении скважин использовать такие ингибиторы солеотложения, как «Сонсол 2002», «Акватек 511», «Азол 3010», «СНПХ 5313» и др. в количестве 30 г на 1 м³ ЖГС.

8.5.3 Ингибиторы коррозии

Коррозионная защита оборудования особенно актуальна при использовании для глушения высокоминерализованных растворов. Для предотвращения коррозии необходимо добавлять в жидкость глушения такие ингибиторы коррозии, как «Азол 5010», «СНПХ 1004», «КорМастер 1035», «Додикор V4712» и др. в количестве 50 г на 1 м³ ЖГС.

Выбор ингибирующих добавок осуществляется на основании их лабораторного тестирования для конкретного месторождения с учетом природы, свойств пластовых систем и флюидов.

9. Требования к выбору жидкости и технологии глушения

Для принятия решений по выбору технологии глушения скважин все объекты, разрабатываемые ОАО «СН-МНГ», необходимо условно поделить на три группы в зависимости от литологии, проницаемости, склонности глинистого цемента к набуханию (Приложение 2).

К I группе относятся большинство объектов разработки, приуроченных к отложениям нижнего мела, глушение которых не связано с осложнениями при его проведении.

Ко II группе - низкопроницаемые объекты, отличающиеся малой набухаемостью породы.

В III группу включены объекты разработки, приуроченные к отложениям юры, Ачимовской толщи, ряда залежей нижнего мела, отличающихся низкой проницаемостью и значительным содержанием глинистых материалов, а также чувствительностью к минеральному составу вод.

Для обоснования выбора ЖГС и технологии глушения скважин в зависимости от горно-геологических условий необходимо вначале сформулировать требования к результату технологического процесса.

1. Учитывая, что основным фактором, влияющим как на коэффициент восстановления проницаемости призабойной зоны по нефти, так и на время вывода скважин на режим, является поглощение водных технологических жидкостей - главное требование - предотвращение поглощения жидкости в пласт. Поэтому для всех случаев, когда текущее пластовое давление меньше гидростатического, необходима постановка блокирующей пачки. Ее реологические свойства должны обеспечить минимальную фильтрацию в пласт и полное блокирование поровой матрицы.

2. ЖГС не должны вызывать набухание глинистого цемента и снижения фазовой проницаемости по нефти, поэтому в чувствительных к минеральному составу пластах в

ЖГС добавляются гидрофобизаторы. В качестве солевой основы ЖГС должны в обязательном порядке содержать соли калия.

Предложенный ниже выбор способов глушения скважин составлен с учетом указанных требований в соответствии с особенностями геологии и разработки месторождений ОАО «СН-МНГ».

9.1 Глушение объектов I группы

1. Скважины с низким текущим пластовым давлением и расчетной плотностью ЖГС меньше 1000 кг/м^3 .

Глушение производится с использованием блокирующих составов (БС), в качестве БС могут быть использованы обратные эмульсии (типа ГЭР, ИНЭР, ГЭС, ИЭР), составы «Шанс», «Дисин», ВУС, полисахаридная жидкость глушения (ПСЖГ), биополимерный состав (БС). В качестве основной жидкости глушения используются подтоварная вода с добавлением ингибирующих добавок.

2. Скважины с расчетной плотностью ЖГС $1000 \text{ кг/м}^3 < \rho_{\text{расч}} < 1180 \text{ кг/м}^3$.

Глушение производится подтоварной водой или соевым раствором на основе хлорида натрия с добавлением ингибирующих добавок.

3. Скважины с расчетной плотностью ЖГС выше 1180 кг/м^3 .

Глушение производится соевыми растворами на основе хлористого кальция. До плотности 1300 кг/м^3 используется готовый раствор (товарная форма), а для приготовления раствора плотностью от 1300 до 1350 кг/м^3 на РУС используется сухой хлористый кальций. Все ЖГС на основе хлористого кальция должны быть обязательно ингибированы добавками в дозировках указанных в п.8.5.

9.2 Глушение объектов II группы

1. Скважины с низким текущим пластовым давлением и расчетной плотностью жидкости глушения (ЖГС) меньше 1000 кг/м^3 .

Глушение производится с использованием блокирующих составов (БС). В качестве БС могут быть использованы обратные эмульсии (типа ГЭР, ИНЭР, ГЭС, ИЭР), составы «Шанс», «Дисин», ВУС, полисахаридная жидкость глушения (ПСЖГ), биополимерный

состав (БС). В качестве основной жидкости глушения используются подтоварная вода с добавлением ингибирующих добавок.

2. Скважины с расчетной плотностью ЖГС $1000 \text{ кг/м}^3 < \rho_{\text{расч}} < 1180 \text{ кг/м}^3$.

Глушение производится с использованием полимерных буферных составов типа «Шанс», ВУС, ПСЖГ или БС. Глушение производится подтоварной водой или соевым раствором на основе хлорида натрия с добавлением ингибирующих добавок.

3. Скважины с расчетной плотностью ЖГС выше 1180 кг/м^3 .

Глушение производится соевыми растворами на основе хлористого кальция. До плотности выше 1300 кг/м^3 используется готовый раствор (товарная форма), а для приготовления раствора плотностью от 1300 до 1350 кг/м^3 на РУС, используется сухой хлористый кальций. Все ЖГС на основе хлористого кальция должны быть обязательно ингибированы добавками в дозировках указанных в п.8.5.

9.3 Глушение объектов III группы

1. Скважины с низким текущим пластовым давлением и расчетной плотностью жидкости глушения (ЖГС) меньше 1000 кг/м^3 .

Глушение производится с использованием блокирующих составов (БС). В качестве БС могут быть использованы обратные эмульсии (типа ГЭР, ИНЭР, ГЭС, ИЭР), составы «Шанс», «Дисин», полисахаридная жидкость глушения (ПСЖГ), биополимерный состав (БС). В качестве основной жидкости глушения используется подтоварная вода с обязательной добавкой гидрофобизатора и ингибитора солеотложений.

2. Скважины с расчетной плотностью ЖГС $1000 \text{ кг/м}^3 < \rho_{\text{расч}} < 1220 \text{ кг/м}^3$.

Глушение производится на соевых растворах хлоридов калия или сильвинита молотого «Лиман-800» с обязательным добавлением ингибитора солеотложений.

3. Скважины с расчетной плотностью ЖГС выше 1220 кг/м^3 .

Щадящее глушение производится соевыми растворами на основе хлористого кальция с использованием буферного состава типа «Шанс», ПСЖГ или БС. До плотности 1300 кг/м^3 используется готовый раствор (товарная форма), а для увеличения его плотности до 1300 кг/м^3 используется сухой хлористый кальций. Все ЖГС на основе хлористого

кальция должны быть обязательно ингибированы добавками в дозировках указанных в п.8.5.

10. Контроль качества жидкости глушения

Контроль качества жидкости глушения включает в себя контроль всех элементов цепочки по приготовлению, транспортировке и закачке ЖГС.

10.1 Контроль качества жидкости глушения на РУС

Предприятие, эксплуатирующее РУС, обязано контролировать содержание КВЧ приготовленного раствора не менее 2 раз в неделю, но не менее одной проверки на каждую партию приготовленного раствора. Заказчик вправе произвести отбор пробы технологической жидкости для определения КВЧ в любое время.

Отбор пробы жидкости глушения с РУС должен производиться через специально оборудованный пробоотборный вентиль, установленный на линии выдачи (заправки) автоцистерн. Проба на КВЧ, отобранная не с линии выдачи может характеризовать только определенный технологический процесс приготовления раствора.

10.2 Контроль качества жидкости глушения в бригадах ТКРС

Подрядчик обязан использовать в технологической операции при ремонте скважины емкостной парк (блок долива, желобная емкость, АЦН) прошедшие очистку от мехпримесей. В бригаде необходимо иметь утвержденный график зачистки и факт исполнения, акт о проведении очистки, подписанный ответственными лицами, последнее заключение аккредитованной ХАЛ о содержании КВЧ (блок долива, желобная емкость).

С целью контроля жидкости на содержание КВЧ подрядчик ТКРС обязан отобрать пробы и сдать их в аккредитованную ХАЛ в соответствии с графиком. График утверждается техническим руководителем Подрядчика. Отбор проб технологической жидкости глушения на содержание КВЧ из автоцистерн при завозе ЖГС, блока долива, желобной емкости бригад производится Подрядчиком (не менее одного раза в месяц) в соответствии с графиком, уведомив при этом службу супервайзинга и согласовав время. Сдача проб в аккредитованную ХАЛ производится Подрядчиком в опломбированной посуде.

Заказчик вправе произвести отбор пробы технологической жидкости для определения КВЧ в любое время. При отборе проб супервайзер оформляет акт отбора.

Каждая бригада должна быть обеспечена соответствующей тарой и пломбами постоянно. Сдача проб в лабораторию производится Заказчиком в опломбированной посуде. Отбор проб на КВЧ производится с составлением двустороннего акта. Акт должен содержать следующие сведения: дату отбора пробы (время, число, месяц, год), место отбора, должность и подпись лиц производивших отбор проб. Проба на КВЧ, отобранная из автоцистерны или блока долива бригады ТКРС характеризуют качество раствора в указанных выше емкостях. Внеочередная зачистка производится по результатам определения КВЧ.

Аккредитованная ХАЛ обязана провести анализы предоставленных проб в кратчайшие сроки и своевременно предоставить результаты анализа. Результаты анализа должны иметь подпись лица, проводящего анализ и заверены подписью зав. лабораторией. Бумажные фильтры, на которых производилось фильтрование проб, должны храниться в ХАЛ не менее одного месяца со дня проведения анализа с обязательным указанием на них даты проведения анализа (число, месяц, год), место отбора, фамилии и подписи лица производившего анализ.

10.3 Зоны ответственности

В целом за качество применяемых материалов и выполнение требований плана-заказа в части глушения скважин перед ОАО «СН-МНГ» отвечает Подрядчик ТКРС. За качество работы своих субподрядных организаций Подрядчик ТКРС отвечает перед ОАО «СН-МНГ» как за свои собственные действия.

Ответственность за применение технологий глушения и промывки скважин, обеспечивающих достижение необходимых результатов по производительности скважин после ремонта, несут технические службы НГДУ.

Контроль за соответствием технологии глушения и промывки скважин при ТКРС плану работ несет служба супервайзинга ОАО «СН-МНГ».

11. Порядок организации процесса глушения скважины при проведении ремонтных и внутрискважинных работ

Геологическая служба НГП выдает пластовое давление по всем скважинам, планируемым для текущего и капитального ремонта.

Основываясь на информации от геологической службы и положениях настоящего регламента технологическая служба НГП определяет, к какой группе относится скважина и

оформляет заказ-наряд на глушение скважины. В заказ-наряде указываются все необходимые сведения по количеству циклов глушения, плотности, объему, рецептуре ЖГ в соответствии с требованиями данного Регламента. Заказ-наряд отправляется по электронной почте или факсимильной связи в службы супервайзинга ОАО «СН-МНГ» и прикладывается к плану-заказу на ремонт скважины как неотъемлемая его часть.

В соответствии с утвержденным заказ-нарядом подрядчик оформляет заявки и организует получение раствора глушения на РУС.

Служба супервайзинга ОАО «СН-МНГ» осуществляют контроль соответствия технологии глушения скважин, качества применяемой ЖГ на скважине требованиям листа глушения и плана работ.

11.1 Подготовительные работы

Остановить скважину, произвести ее разрядку, проверить исправность запорной арматуры на устьевом оборудовании.

Завезти на скважину объем жидкости соответствующей плотности с учетом аварийного запаса, принимаемого равным 10%. Оператору по глушению проверить плотность и объем доставленной жидкости.

Оборудовать нагнетательную линию обратным клапаном.

На затрубном пространстве (а в случае закачки через затрубное пространство - на трубном) установить манометр.

Расставить агрегаты и автоцистерны, произвести обвязку оборудования и нагнетательной линии, при этом использовать не менее 3-х угольников - 1-й на фонтанной арматуре, 2-й на агрегате, 3-й в линии для обеспечения угла поворота трубок в 90 градусов. Создание прямого угла необходимо для смягчения возможного при работе гидравлического удара. Фланец с БРС должен быть прикреплен к задвижке на фонтанной арматуре скважины не менее чем на 8 шпилек. Фланец не должен иметь сварных соединений - только резьбовые.

Провести опрессовку нагнетательной линии на давление, превышающее давление опрессовки эксплуатационной колонны в 1.5 раза.

Произвести опрессовку лифта НКТ перед глушением на предмет определения герметичности лифта (при спущенном ГНО). Давление опрессовки не поднимать выше 50 атм для исключения возможности обрыва подвески ГНО. В процессе глушения давление закачки не должно превышать давление опрессовки НКТ.

11.2 Направление глушения - прямой и обратный способы

По-умолчанию, процесс закачки жидкости глушения должен производиться в трубное пространство скважины (прямой способ). Данный вариант глушения обладает рядом преимуществ:

- меньше затраты времени на глушение;
- меньше развиваемое агрегатом давление в ходе глушения;
- нет противодвижения закачиваемой жидкости глушения и всплывающей скважинной жидкости.

В случаях, когда сбить клапан насоса не удастся, глушение производят через затрубное пространство (обратный способ). Так же поступают и в случаях, когда наличие отложений АСПО в трубном пространстве может привести к закупорке НКТ в случае подачи жидкости в трубки. Глушение в затрубное пространство представляет собой более проблемный способ глушения. Если поддерживать одинаковую производительность агрегата, скорость движения жидкости по затрубному пространству будет ниже, чем в случае закачки ее в трубки. Шапка нефти будет стремиться к всплытию в медленно движущейся вниз жидкости глушения. При этом способе глушения необходимо существенное увеличение расхода жидкости глушения на компенсацию подвсплытия шапки нефти.

11.3. Технологии глушения скважины

Количество циклов глушения определяется глубиной спуска оборудования. В 1 цикл глушатся скважины при следующих условиях:

1. При НКТ, спущенных до интервала перфорации, или находящихся не выше 100 м от него, глушение производится в один цикл (фонтанная скважина или скважина, оборудованная ШГН с хвостовиком до забоя).

2. Скважины, эксплуатируемые в интенсивном режиме, с ЭЦН, установленным не выше 100 м от интервала перфорации при условии высокой приемистости скважины и возможности продавки нижерасположенной жидкости в пласт.

11.3.1 Глушение через НКТ при нахождении приема насоса (либо воронки, либо другого спущенного на подвеске НКТ инструмента) в зоне интервала перфорации и ниже его.

При нахождении приема насоса в зоне интервала перфорации и ниже его (при наличии ЗУМПФа не более 10 м) глушение через НКТ осуществляется одноцикличной заменой жидкости скважины на жидкость глушения. Расчет объема жидкости глушения производится по формуле:

$$V_{\text{глуш}} = V_{\text{НКТвнут}} + (V_{\text{э/к внут}} - V_{\text{НКТнаруж}}), \text{ м}^3 \quad 4)$$

где:

$V_{\text{НКТвнут}}$ - внутренний объем НКТ, рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{НКТвнут}} = \pi \Gamma_{\text{нкт}}^2 * H_{\text{нас}}, \text{ м}^3,$$

где: $\pi = 3,14$;

$\Gamma_{\text{нкт}}$ - внутренний радиус НКТ;

$H_{\text{нас}}$ - глубина спуска насоса, м;

$V_{\text{э/к внут}}$ - внутренний объем эксплуатационной колонны:

$$V_{\text{э/к внут}} = \pi \Gamma_{\text{э/к}}^2 * H_{\text{э/к}}, \text{ м}^3,$$

где: $\Gamma_{\text{э/к}}$ - внутренний радиус эксплуатационной колонны;

$H_{\text{э/к}}$ - глубина по стволу в э/к до забоя, м;

$V_{\text{НКТнаруж}}$ - наружный объем НКТ, рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{НКТнаруж}} = \pi \Gamma_{\text{нкт}}^2 * H_{\text{нас}}, \text{ м}^3,$$

где: $\Gamma_{\text{нкт}}$ - наружный радиус НКТ, м;

$H_{\text{нас}}$ - глубина спуска насоса, м;

$(V_{\text{э/к внут}} - V_{\text{НКТнаруж}})$ - объем жидкости в затрубном пространстве до верхних дыр интервала перфорации.

При таком глушении - полное замещение скважинной жидкости за один цикл, после стравливания давления из НКТ и затрубного пространства можно приступать к ремонту скважины.

11.3.2 Глушение через затрубное пространство при нахождении приема насоса (либо воронки, либо другого спущенного на подвеске НКТ инструмента) в зоне интервала перфорации и ниже его.

При нахождении приема насоса в зоне интервала перфорации и ниже его (при наличии ЗУМПФа не более 10 м) глушение через затрубное пространство осуществляется аналогично глушению через НКТ одноцикличной заменой жидкости скважины на жидкость глушения. Расчет объема жидкости глушения производится по той же формуле:

$$V_{\text{глуш}} = V_{\text{НКТвнут}} + (V_{\text{э/к внут}} - V_{\text{НКТнаруж}}), \text{ м}^3 \quad 5)$$

При таком способе глушения также после стравливания давления из НКТ и затрубного пространства можно приступать к ремонту скважины.

11.3.3 Глушение через НКТ при нахождении приема насоса (либо воронки, либо другого спущенного на подвеске НКТ инструмента) выше зоны интервала перфорации.

При нахождении приема насоса выше зоны интервала перфорации (либо при нахождении приема насоса в зоне интервала перфорации, но при наличии большого ЗУМПФа - более 10 м) глушение через НКТ осуществляется многоцикличной заменой жидкости скважины на жидкость глушения. Многоцикличность глушения здесь является необходимой и связана с тем, что при данной глубине спуска насоса невозможно всю скважинную жидкость заменить жидкостью глушения за 1 цикл.

Объемом первого цикла глушения обычно является объем замещаемой жидкости от текущего забоя скважины до приема насоса. В некоторых случаях, когда, например, в скважине находится перо-воронка на глубине 500 м, объемом первого цикла будет являться объем жидкости за 1 цикл, т.е. в данном случае объем НКТ 500 м плюс объем затрубного пространства 500 м. Необходимое количество циклов глушения находится из расчета замены всего объема скважинной жидкости на жидкость глушения.

Таким образом, объем первого цикла глушения через НКТ рассчитывается по формуле:

$$V_{1ц} = \pi * r^2 * H_3 \quad 6)$$

Где $V_{1ц}$ - объем первого цикла, $м^3$;

r - внутренний радиус э/к, м;

H_3 - расстояние от приема насоса до забоя скважины, м.

Либо, в случае, когда $V_{э/к}$ текущего забоя до воронки больше, чем $V_{э/к}$ от воронки до устья

$$V_{1ц} = \pi * r^2 * H_в \quad 7)$$

Где $V_{1ц}$ - объем первого цикла, $м^3$;

r - внутренний радиус э/к, м;

$H_в$ - глубина спуска воронки, м.

Время замещения жидкостей между циклами рассчитывается по формуле:

$$T = H / v, \text{ сек} \quad 8)$$

где H - расстояние от приема насоса до забоя скважины (м);

v - скорость замещения (м/с)

(от 80 до 150 м/час, зависящая от разности плотностей раствора глушения и пластового флюида. По РД 153-39-023-97 – ориентировочно 0,04 м/с или 144 м/час).

Объемом второго цикла глушения через НКТ (при замене первым циклом объема скважинной жидкости от забоя до приема насоса) является объем замещаемой жидкости от насоса до устья скважины. Объем второго цикла глушения через НКТ рассчитывается по формуле:

$$V_{2ц} = V_{НКТ\text{внут}} + (V_{э/к\text{внут}} - V_{НКТ\text{наруж}}), \text{ м}^3 \quad 9)$$

Где $V_{э/к\text{внут}}$ - внутренний объем НКТ, м;

$V_{э/к\text{внут}}$ - внутренний объем эксплуатационной колонны до приема насоса, рассчитывается по формуле:

$$V_{э/к\text{внут}} = \pi r_{э/к}^2 * H_{э/к}, \text{ м}^3,$$

где: $r_{э/к}$ - внутренний радиус эксплуатационной колонны;

$H_{э/к}$ - глубина по стволу в э/к до приема насоса, м;

$V_{\text{НКТнаруж}}$ - наружный объем НКТ, м.

В ситуации, когда для замещения нужно 3 и более циклов для полной замены скважинной жидкости на ЖГ, расчет 3-го и 4-го циклов и время отстоя между ними рассчитывается аналогично расчету 1-го и 2-го циклов.

11.3.4 Глушение через затрубное пространство при нахождении приема насоса (либо воронки, либо другого спущенного на подвеске НКТ инструмента) выше зоны интервала перфорации.

При нахождении приема насоса выше зоны интервала перфорации (либо при нахождении насоса в зоне интервала перфорации, но при наличии большого ЗУМПФа - более 10 м) глушение через затрубное пространство осуществляется многоцикличной заменой жидкости скважины на жидкость глушения. Данный способ глушения аналогичен предыдущему. Единственной разницей по сравнению с глушением через НКТ при нахождении насоса выше зоны интервала перфорации является большее время отстоя между циклами (т.к. ЖГ будет оседать от некоторого расстояния от устья скважины, а не от приема насоса). Расчет глубины, с которой будет оседать ЖГ первого цикла, производится по формуле:

$$H_{\text{нач1ц}} = V_{1ц} / (S_{\text{э/к вн.}} - S_{\text{НКТ наруж}}), \quad 10)$$

Где $V_{1ц}$ - объем первого цикла глушения;

$S_{\text{э/к вн.}}$ - площадь поперечного сечения э/к по внутреннему диаметру

($S_{\text{э/к вн.}} = \pi \Gamma_{\text{э/к}}^2$ где: $\Gamma_{\text{э/к}}$ - внутренний радиус эксплуатационной колонны);

$S_{\text{НКТнаруж}}$ - площадь поперечного сечения НКТ по наружному диаметру

($S_{\text{НКТнаруж}} = \pi \Gamma_{\text{НКТнаруж}}^2$ где: $\Gamma_{\text{НКТнаруж}}$ - наружный радиус НКТ).

Время замещения рассчитывается аналогично времени замещения по формуле 8, единственное в этой формуле H поменяется на $H_3 - H_{\text{нач1ц}}$. Формула примет следующий вид:

$$T = (H_3 - H_{\text{нач1ц}}) / v, \text{ час} \quad 11)$$

где H_3 - глубина скважины до искусственного забоя по стволу, м;

$H_{\text{нач1ц}}$ - глубина в затрубном пространстве, с которой начнет оседать ЖГ, м;

v - скорость всплывания нефти в воде - 70 м/час. Все остальное рассчитывается аналогично пункту 11.3.3.

11.3.5 Глушение через НКТ с использованием полимерных буферных составов при нахождении приема насоса (либо воронки, либо другого спущенного на подвеске НКТ инструмента) выше зоны интервала перфорации.

Способ глушения с использованием полимерных буферных составов типа «Шанс», ВУС, ПСЖГ или БС через НКТ отличается от способа глушения через НКТ без них следующим. В первую очередь в скважину закачивается объем полимерного буферного состава, достаточный для перекрытия перфорационных отверстий на 50-70 метров выше интервала перфорации. Затем рассчитанный объем полимерного буферного состава продавливается объемом ЖГС, равным внутреннему объему НКТ - до выхода пачки состава из приема насоса (продавку ЖГ осуществлять при открытой затрубной задвижке!). После этого скважина закрывается на отстой на время, рассчитанное исходя из скорости оседания состава и расстояния от приема насоса до интервала перфорации. После отстоя осуществляется второй цикл глушения - для замещения объема скважинной жидкости в затрубном пространстве и НКТ выше приема насоса.

11.3.6 Глушение через затрубное пространство с использованием полимерных буферных составов при нахождении приема насоса (либо воронки, либо другого спущенного на подвеске НКТ инструмента) выше зоны интервала перфорации.

Данный способ глушения осуществляется аналогично предыдущему. Разница с предыдущим способом глушения состоит в том, что пачка состава продавливается до приема насоса объемом ЖГ, соответствующим объему затрубного пространства от устья до приема насоса (обязательно при открытой буферной задвижке - чтобы ЖГ не продавилась в продуктивный пласт!). Остальная процедура осуществляется аналогично пункту 11.3.5

11.3.7 Глушение через НКТ с использованием с использованием блокирующих составов при нахождении приема насоса (либо воронки, либо другого спущенного на подвеске НКТ инструмента) выше зоны интервала перфорации.

Способ глушения с использованием блокирующих составов типа ПСЖГ или биополимерных составов БС через НКТ отличается от способа без НКТ. В первую очередь в скважину закачивается расчетный объем блокирующего состава с учетом перекрытия перфорационных отверстий на 50-70 метров выше интервала перфорации. Затем блокирующий состав продавливается объемом ЖГС по НКТ на циркуляцию до выхода пачки блокирующего состава из приема насоса (продавку ЖГ осуществлять при открытой затрубной задвижке). Далее закрывается затрубная задвижка и продолжается продавка на

пласт по НКТ при минимальной скорости закачки и давлении, не превышающем давления опрессовки кабельного ввода, в расчетный интервал установки блокирующего состава. По окончании продавки закрывается скважина и оставляется на технологический отстой, а именно, на время, необходимое для оседания состава и создания гелеобразующей смеси, исходя из геолого-технических характеристик скважины (примерно на 4 часа). По окончании технологического отстоя открывается трубная и затрубная задвижки и ведется наблюдение за скважиной в течении 1 часа. При отсутствии признаков НГВП скважина считается заглушенной и дальнейшие работы производятся по основному плану ТКРС.

11.3.8 Глушение через затрубное пространство с использованием блокирующих составов, при нахождении приема насоса (либо воронки, либо другого спущенного на подвеске НКТ инструмента) выше зоны интервала перфорации.

Данный способ глушения осуществляется аналогично предыдущему. Разница с предыдущим способом глушения состоит в том, что пачка состава продавливается до приема насоса объемом ЖГС, соответствующим объему затрубного пространства от устья до приема насоса, на циркуляцию (при открытой буферной задвижке). Далее закрывается буферная задвижка и продолжается продавка на пласт по затрубному пространству ЖГС при минимальной скорости закачки и давлении, не превышающем давления опрессовки кабельного ввода. При наличии давления закачать на циркуляцию по затрубному пространству при минимальной скорости закачки и давлении, не превышающем давления опрессовки кабельного ввода, раствор ЖГС. По окончании продавки закрывается скважина и оставляется на технологический отстой, а именно, на время, необходимое для оседания состава и создания гелеобразующей смеси, исходя из геолого-технических характеристик скважины (примерно на 4 часа). По окончании технологического отстоя открывается трубная и затрубная задвижки и ведется наблюдение за скважиной в течении 1 часа. При отсутствии признаков НГВП скважина считается заглушенной и дальнейшие работы производятся по основному плану ТКРС.

11.3.9 Технология глушения горизонтальных скважин после многостадийного ГРП (МГРП)

Как показывает практика, в горизонтальных скважинах после многостадийного ГРП (МГРП) нередко наблюдается повышенное и аномально высокое пластовое давление, глушение которых не удается растворами на основе CaCl_2 .

Аномально высоким пластовое давление называется в случае превышения им на 10 и более процентов давления гидростатического. Условия глушения в данном случае будут соблюдены при создании противодействия на пласт жидкостью с гораздо большей плотностью, чем в случае с нормальным пластовым давлением.

11.3.9.1 Жидкости глушения, применяемые при повышенном и аномально высоком пластовом давлении

В данной области глушения наиболее массовой и дешевой солью является CaCl_2 , которая используется для создания раствора плотностью 1180 - 1400 кг/м^3 . Возможно применение и других, более редких солей, но для этого необходимо владеть информацией о максимально возможной плотности раствора.

Диапазон возможных значений плотности, создаваемых при использовании различных солей, представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Плотность растворов солей

	Диапазон плотности ЖГ в кг/м^3
KCL	1000 – 1160
NaCl	1000 – 1180
NaCl/ CaCl_2	1200 – 1300
CaCl_2	1300 – 1400
$\text{CaCl}_2/\text{CaBr}_2$	1400 – 1800
$\text{CaBr}_2/\text{ZnBr}_2$	1800 – 2300

Количество реагента (NaCl , KCl , CaCl_2), требующегося для приготовления необходимого объема жидкости глушения определенной плотности, рассчитывается по формуле:

$$M_p = \frac{Y_p \times (Y_{\text{ЖГ}} - Y_{\text{В}}) \times V_p \times 10}{Y_p - Y_{\text{В}}}$$

где: M_p – количество реагента, кг;

γ_p – удельный вес реагента, г/см³;

$\gamma_{жг}$ – удельный вес жидкости глушения, г/см³;

γ_v – удельный вес воды, используемой для приготовления жидкости глушения, г/см³;

Y – требуемый объем жидкости глушения, м³.

Недостатками растворов высокой плотности являются относительно более высокая стоимость используемых солей, коррозионная активность в силу высокой минерализации. Применение растворов высокой плотности не исключает процесса их фильтрации в пласт, где при контакте с пластовыми водами возможно выпадение солей. Чем больше плотность раствора, тем интенсивнее он фильтруется в пласт, что вызывает существенное снижение проницаемости ПЗП по нефти.

Описанные недостатки устраняются применением ингибиторов солеотложения для снижения вероятности выпадения солей, ингибитора коррозии для снижения коррозионной агрессивности высокоминерализованного рассола. Катионактивный ПАВ, выполняющий обычно роль ингибитора набухания глин, в данном случае сохранит поверхность пор от гидрофилизации и предотвратит снижение проницаемости ПЗП по нефти. Правила использования ингибиторов, дозировки описаны ниже.

Однако использование ингибиторов не предотвратит проникновение растворов высокой плотности в пласт, а только снизит отрицательное влияние её на породу. Минимизация проникновения ЖГ в пласт достигается подачей в скважину перед жидкостью глушения пачки **блокирующей жидкости**, имеющей высокую вязкость и низкую фильтруемость в пласт.

В условиях повышенных и аномально высоких пластовых давлений, наиболее целесообразно использовать тяжелые растворы в сочетании с буферными оторочками **инвертно-эмульсионных растворов (ИЭР)**, имеющих повышенную вязкость и особые реологические свойства, предотвращающие как проникновение в пласт, так и вытеснение их с забоя тяжелыми растворами основной ЖГ.

11.3.9.2 Краткая характеристика ИЭР

Эмульсии представляют собой неустойчивые дисперсные системы, образованные двумя (или более) взаимно - нерастворимыми друг в друге жидкостями. При этом жидкость, являющаяся непрерывной в эмульсии, в составе которой диспергированна другая жидкость

в виде мелких глобул, называется дисперсионной (внешней) средой, а диспергированная жидкость - дисперсной (внутренней) фазой.

Если дисперсионная среда в эмульсии представлена полярной жидкостью, то такая эмульсия называется прямой или эмульсией I (первого) рода - "масло в воде". Если же дисперсионная среда представлена неполярной жидкостью, называемой, как правило, маслом, то эмульсия называется обратной или эмульсией II (второго) рода - "вода в масле".

Встречающиеся в литературе термины: "инвертная", "гидрофобная", "водонефтяная" эмульсии являются синонимами обратной эмульсии. Наряду с этими терминами употребляются и такие как: инвертно-эмульсионный буровой раствор (ИЭБР), высококонцентрированный инвертно-эмульсионный раствор (ВИЭР), инвертно-эмульсионный раствор (ИЭР), гидрофобно-эмульсионный раствор (ГЭР) и другие, которые также относятся к обратным эмульсиям.

Эмульсии, наряду с такими коллоидными системами как пены, туманы, суспензии, являются неравновесными, т.е. термодинамическими неустойчивыми системами. Процессы, происходящие в них самопроизвольно, направлены на слияние диспергированных частиц между собой, что в конечном итоге может привести к полному расслоению системы на две фазы. Кроме того, эмульсии обладают способностью в определенных условиях изменить свой тип, т.е. прямая эмульсия может превращаться в обратную и наоборот.

К основным признакам стабильной обратной эмульсии относятся: неограниченная растворимость в углеводородах и нерастворимость в воде, способность смачивать гидрофобную поверхность, повышение вязкости по мере дополнительного диспергирования в ней водной фазы.

Для образования и стабилизации эмульсии требуются эмульгаторы - поверхностно-активные вещества (ПАВ) Нефтенол-НЗ, добавление которых эффективно снижает межфазное натяжение за счет положительной адсорбции на границе раздела фаз и создавали на ней упорядоченный адсорбционный слой, препятствующий коалесценции капель.

Для снижения взрывобезопасности инвертно-эмульсионных растворов применяется реагент ОП-10. Добавление от 2,5 до 4,5 % товарного вещества препятствует образованию пенных системы, тем самым, уменьшая вероятность взрыва смеси.

Эмульгаторы - это маслорастворимые мыла органических кислот; маслорастворимые оксаноэтилированные производные органических кислот, сложных эфиров, амидов, амидозолинов; высокомолекулярные амиды; сложные эфиры жирных кислот; мыла сульфокислот и другие ПАВ.

11.3.9.3 Приготовление инвертно-эмульсионного раствора в промышленных условиях

Обязательным элементом узлов и установок для приготовления ИЭР служит диспергатор, облегчающий получение эмульсий за счет механического диспергирования водной фазы и ее активного перемешивания с углеводородной средой, в которой предварительно растворен эмульгатор. ИЭР в производственных условиях могут быть приготовлены при использовании временных технологических узлов, передвижных и стационарных установок с применением эмульгатора Нефтенол-НЗ. Так же в качестве диспергатора может быть использовано эжекторное устройство. Приготовление инвертно-эмульсионного раствора происходит по следующей схеме:

ИЭР необходимой плотности приготавливается порциями по 5 м³. Расчетное количество нефти для 5 м³ ИЭР набирается в мерник агрегата из емкости. Из мерника агрегата нефть подается на мерник агрегата («сам на себя») через эжектор, где происходит растворение эмульгатора в нефти. Далее из мерника агрегата полученный раствор подается на мерник агрегата («сам на себя») через эжектор, где вводится водная фаза (растворы CaCl₂, MgCl₂). После добавления солевого раствора эмульсия перемешивается насосом агрегата «сам на себя» до готовности, т.е. до достижения у эмульсии необходимых параметров: электростабильности, условной вязкости, статического напряжения сдвига (СНС) и др., это занимает примерно 15-30 минут. Затем в готовую эмульсию через эжектор вводится утяжелитель (барит, сидерит, мраморная крошка, мел и др.) и перемешивается насосом примерно 15-30 минут. Готовый утяжеленный раствор из мерника агрегата перекачивается в емкость для инвертно-эмульсионного раствора ИЭР. В процессе приготовления ИЭР замеряется электростабильность прибором ИГЭР-1, а плотность ареометром АГ-2, либо их аналогами.

11.3.9.4 Необходимые и определяемые параметры ИЭР

Применяемые для глушения скважин при конкретных геолого-технических условиях ИЭР должны иметь вполне определенные свойства и измеряемые параметры, к которым относятся электростабильность, плотность, вязкость, фильтрация, предельное статическое напряжение сдвига, суточный отстой, термостабильность.

Наиболее важным свойством ИЭР является электростабильность - параметр, косвенно характеризующий агрегативную стабильность эмульсии к коалесценции глобул

дисперсной фазы. Он основан на измерении напряжения, соответствующего моменту разрушения эмульсии, заключенной между электродами измерительной ячейки, погруженной в эмульсию. В настоящее время для этих целей используют серийно выпускаемый Бугульминским заводом "Нефтеавтоматика" прибор ИГЭР-1 (ТУ 39-156-76) с диапазоном измерения электростабильности от 0 до 600 В.

Контроль электростабильности приобретает основное значение в процессе приготовления ИЭР, как экспресс-метод для определения их "готовности" и агрегативной стабильности. Для глушения скважин эмульсии должны иметь электростабильность не менее 150 В.

Плотность ИЭР заранее рассчитывается исходя из текущего пластового давления скважины и необходимости превышения гидростатического давления над пластовым.

В лабораторных условиях плотность ИЭР контролируют пикнометрически и определяют по формуле:

$$\gamma_{\text{ИЭР}} = \frac{m_{\text{ИЭ}} - m_{\text{п}}}{V_{\text{п}}}$$

где: $\gamma_{\text{ИЭР}}$ - плотность эмульсии, г/см³;

$m_{\text{ИЭ}}$, $m_{\text{п}}$ - масса пикнометра соответственно с эмульсией и пустого, г;

$V_{\text{п}}$ - объем пикнометра, см³.

В промысловых условиях плотность ИЭР определяют ареометрами АГ-2 или АГ-ЗПП после кратковременного отстоя и перемешивания эмульсии вручную.

Плотность ИЭР при известном расходе компонентов и знании их плотностей может быть определена математическим путем по формуле:

$$\gamma_{\text{ИЭР}} = \frac{V_{\text{с}} \times \gamma_{\text{с}} + V_{\text{в}} \times \gamma_{\text{в}}}{V_{\text{ИЭР}}}$$

где: $\gamma_{\text{ИЭР}}$ - плотность эмульсии, кг/м³;

$V_{\text{с}}$ - объем углеводородной среды с растворенным в ней эмульгатором, м³;

$\gamma_{\text{с}}$ - плотность углеводородной среды с растворенным в ней эмульгатором, кг/м³;

$V_{\text{в}}$ и $\gamma_{\text{в}}$ - объем и плотность водной фазы, м³ и кг/м³;

$V_{\text{ИЭР}}$ - объем ИЭР, м³.

Условная вязкость T (в сек) характеризует гидравлическое сопротивление эмульсии прокачиванию. Различают условную вязкость, измеренную на малой воронке по времени истечения 100 см³ эмульсии из залитых в воронку 200 см³ и условную вязкость, измеренную на большой воронке (вискозиметр полевой ВП-5) по времени истечения 500

см³ эмульсии из залитых в воронку 700 см³. В лабораторных условиях пользуются, как правило, малой, а в промысловых условиях - большой воронкой. Перед измерениями эмульсию нужно термостатировать до 20°C. Время истечения регистрируют секундомером.

Суточный отстой (седиментационная стабильность) - отделение углеводородной среды оценивают по количеству отделившейся в статических условиях дисперсной среды из объема эмульсии за 24 часа при заданной температуре. Его определяют в мерных герметично закрытых цилиндрах при 20°C с визуальной регистрацией результатов. Значения суточного отстоя (в %) являются частными от деления объема отделившейся дисперсионной среды к объему эмульсии, умноженными на 100. Влияние температуры выше 20°C на этот параметр исследуют при выдержке эмульсий в стальном лабораторном автоклаве при заданной температуре с последующим отбором отделившейся дисперсной среды в мерную посуду и регистрацией результата.

Фильтрация ИЭР «Ф» (в см³) характеризуется объемом жидкости отфильтровавшейся через бумажный или керамический фильтр за 30 мин.

В обычных условиях статическую фильтрацию замеряют на приборе ВМ-6 при перепаде давления 0,1 МПа через два бумажных фильтра, предварительно смоченных дизельным топливом и отжатых от его остатков. Перед определением обратная эмульсия должна быть подвергнута естественному разгазированию на воздухе. После замера фильтрации отдельно исследуют состав фильтрата на содержание в ней углеводородной фазы и свободной водной фазы.

Статическое напряжение сдвига (СНС) θ (в кПа) характеризует прочность тиксотропной структуры эмульсий в состоянии покоя. Наличие определенных значений СНС в эмульсиях придает им способность снижать глубину проникновения в коллектор при нахождении эмульсии в интервале перфорации. Расчет СНС проводят, как правило, через 1 мин (θ_1) и 10 мин (θ_{10}) выдержки эмульсии в состоянии покоя на ротационном вискозиметре СНС-2 с частотой вращения внешнего цилиндра 0,2 мин⁻¹ при 20°C.

С целью определения предельного для данной системы СНС ее выдерживают в покое более длительное время и по выполаживанию кривых в координатах "СНС - время" судят о достижении максимальных значений СНС. ИЭР со структурно-механическими свойствами коагуляционной природы обладают быстроформирующейся предельной структурой (в пределах десятков минут).

Термостабильность - устойчивость ИЭР к воздействию повышенных температур может быть оценена путем их выдержки в течение 5-6 часов при заданной температуре с

последующим качественным и количественным анализом основных описанных выше параметров.

До приготовления и применения ИЭР в промысловых условиях необходимо в обязательном порядке исследовать в лабораторных условиях его технологические свойства в соответствии с рецептурой согласно п. 11.3.9.5.

Состав и технологические свойства ИЭР, утяжеленных баритом, приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав и технологические свойства ИЭР, утяжеленных баритом

Состав 1 м ³ ИЭР				Свойства ИЭР				
Нефть, м ³	Эмульгатор, м ³	Подтовар- ная вода, м ³	Барит, м ³ /кг	Плот- ность, кг/м ³	Услов- ная вязкость T ₅₀₀ , с	Электро- стабиль- ность, в	СНС θ ₁ , дПа	СНС θ ₁₀ , дПа
0,592	0,008	0,35	0,2/830	1140	110-130	180-250	8-12	10-15
0,590	0,010	0,325	0,3/1245	1200	110-140	280-320	10-14	12-18
0,588	0,012	0,3	0,4/1660	1270	160-180	300-350	14-18	16-20
0,560	0,015	0,3	0,5/2075	1350	300-400	320-380	16-20	18-25
0,532	0,018	0,3	0,6/2490	1430	400-450	350-400	18-25	20-28
0,505	0,020	0,3	0,7/2905	1510	420-450	380-420	20-30	25-35
0,477	0,023	0,3	0,8/3320	1590	420-450	360-400	25-30	28-35
0,450	0,025	0,3	0,9/3735	1660	420-450	350-400	28-32	30-35
0,425	0,025	0,3	1,0/4150	1740	400-450	350-400	30-34	32-36

Примечание: 1. Плотность сухого барита – 4150 кг/м³;

2. Фильтрация ИЭР составляет 0-2 см³ / 30 мин

11.3.9.5 Лабораторные исследования ИЭР

В лабораторных условиях ИЭР получают на пропеллерной мешалке, например, "Воронеж-2" или "Воронеж-3" путем механического диспергирования входящих в их состав компонентов. При этом в алюминиевые стаканы заливают требуемый объем углеводородной среды и растворяют в ней расчетное количество эмульгатора. Затем стакан закрепляют в ячейке смесительной установки и включают тумблер перемешивания. На

протяжении фиксируемого времени, как правило 1 мин., вливают заданное количество дисперсной фазы и перемешивание продолжают требуемое время. Число оборотов мешалки регулируют через ЛАТР. Время перемешивания и объем эмульсии при сравнительных испытаниях ряда ИЭР должно быть одинаковыми. Оптимальное время диспергирования конкретной эмульсии или установление его зависимости от переменных параметров (температура, водосодержание, концентрация эмульгатора и др.) может быть определено эмпирическим путем по выполнению кривых ее электростабильности и эффективной вязкости. После окончания диспергирования эмульсии, как правило, выдерживают в течение 24 часов для их естественного разгазирования и стабилизации агрегативных процессов, а затем подвергают испытаниям.

11.3.9.6 Технология глушения скважин ИЭР

Технология глушения скважин сводится к замене скважинной жидкости на жидкость с более высокой или низкой плотностью. Скважинную жидкость заменяют на жидкость глушения “обратной” промывкой скважины. Закачку ЖГ ведут в межтрубное пространство до появления её на устье скважины. Теоретически объем закачанной ЖГ равняется объёму НКТ и объёму межтрубного пространства в интервале от насоса до устья скважины. Практически такое явление наблюдается только в случае отсутствия приемистости продуктивного пласта. При таком положении заменить скважинную жидкость на ЖГ во всём объёме ствола скважин за один цикл промывки невозможно. Поэтому вопрос надёжного глушения скважины решают двумя путями.

Первый вариант - глушение проводят жидкостью, плотность которой превышает расчётную. Плотность ЖГ в этом случае такова, что столб жидкости высотой, равной глубине подвески насоса, обеспечивает необходимое противодавление на пласт.

При втором варианте глушение осуществляют жидкостью нормальной плотности, но в два цикла. Первый цикл - производится замена скважинной жидкости на глубину подвески насоса. После чего закачку прекращают на время оседания ЖГ на забой скважины. Второй цикл - проводят повторную операцию замены скважинной жидкости на глубину подвески насоса.

Время оседания ЖГ на забой скважины определяют по формуле:

$$\tau = \frac{H}{V}$$

где: τ - время оседания ЖГ;

H - расстояние от приёма насоса до забоя скважин, м;

V - скорость оседания ЖГ, м/с (обычно 0,1 - 0,15 м/с).

Правила ведения ремонтных работ в скважинах (РД 153-39-023-97), утвержденные Минтопэнерго Российской Федерации указывают скорость оседания 0,04 м/сек.

Приблизительно время оседания ЖГ на глубину 1000 м составляет 2 - 2,5 часа.

Если продуктивный пласт обладает приёмистостью, то при закачке ЖГ в межтрубное пространство скважинная жидкость вытесняется одновременно в НКТ и в продуктивный пласт. По количеству закачанной жидкости в момент появления её на устье скважины, можно определить в какой части ствола произошло замещение скважинной жидкости. Если при появлении ЖГ на устье скважины объём закачанной жидкости окажется равным объёму ствола скважины, можно утверждать, что замена скважинной жидкости произошла в полном объёме скважины.

При использовании ИЭР можно успешно применять два варианта глушения:

- с полной заменой скважинной жидкости на ИЭР;
- с заменой скважинной жидкости на ИЭР в интервале “забой скважины - подвеска насоса” и с заменой скважинной жидкости на водные системы в интервале “подвеска насоса - устье скважины”.

При полной замене скважинной жидкости на ИЭР технология глушения аналогична технологии с использованием водных систем и отличается только тем, что не возникает ситуации, обусловленной поглощением ЖГ продуктивным пластом. Поэтому расход эмульсии не превышает объёма ствола скважины.

При комбинированной замене скважинной жидкости расход ИЭР в 3 - 4 раза меньше, чем при полной замене. Технология глушения зависит от приёмистости продуктивного пласта.

Если пласт принимает, то порцию ИЭР 8 - 10 м³ (объём части ствола скважины от насоса до забоя) закачивают в межтрубье, а следом закачивают воду или водный раствор солей в объёме, необходимом для замены скважинной жидкости в интервале от устья до подвески насоса. Закачку ведут при закрытой задвижке на НКТ. При входе ИЭР в зону продуктивного пласта резко возрастает давление закачки. Открывают задвижку НКТ и закачку продолжают до появления воды или водного раствора солей на устье скважины. Необходимое условие данной технологии - **плотность ИЭР должна быть выше плотности водного раствора соли.**

Когда продуктивный пласт “не принимает”, технология комбинированного глушения сводится к закачке порции ИЭР в межтрубное пространство, ожидания оседания её на забой и закачке водного раствора солей до появления последнего на устье скважины.

В этом случае плотность ИЭР должна быть выше плотности поднасосной жидкости. При добыче обводнённой продукции насосная часть скважины, как правило, заполнена закачиваемой водой.

Исходя из вышеизложенного, основными элементами технологии глушения скважин ИЭР являются:

- глушение скважин с использованием ИЭР в каждом конкретном случае производится по индивидуальному плану с учётом приемистости продуктивного пласта;
- в фонтанных и газлифтных скважинах закачка ИЭР для глушения производится в межтрубное пространство при открытой выкидной задвижке, обвязка устья скважины производится по общепринятой схеме;
- в скважинах, эксплуатируемых ЭЦН, штанговыми насосами и обладающих достаточной приемистостью, глушение производится с доведением ИЭР до продуктивного пласта с задавкой поднасосной жидкости в пласт;
- в скважинах оборудованных насосом, где приемистость пласта недостаточна или вообще отсутствует, глушение производится с использованием ИЭР повышенной плотности для обеспечения необходимого противодавления на пласт с заменой скважинной жидкости на глубину подвески насоса. При этом происходит естественное осаждение ИЭР с повышенной плотностью до искусственного забоя скважины.

12. Контроль и анализ достижения целей снижения негативного влияния глушения на производительность скважин. Принятие корректирующих мероприятий.

Технологическая служба ежедневно ведет анализ получаемых параметров работы скважин с целью своевременного выявления отклонений по режимам работы скважин. При выявлении и подтверждении отклонений параметров работы своевременно выявляет причины данных изменений.

Служба супервайзинга немедленно информирует технологическую службу НГП и ДДНГ о всех фактах нарушения и осложнениях при глушении скважин и, по согласованию с НГП, принимают меры по устранению недостатков и внесению необходимых изменений в технологию работ. Технологическая служба НГП ведет постоянный контроль над выводными параметрами скважины после проведения ТКРС, анализирует и выясняет возможные причины отклонения параметров. Информация о выданной на скважины ЖГС должна предоставляться технологическим службам НГП еженедельно согласно приложению 3.

Функции контроля и анализа выполняются в соответствии с порядком, приведенным в таблице:

Функция	Ответственный за исполнение, срок	Методы
Контроль производства работ Подрядчиком в соответствии с требованиями заказ-наряда на глушение и плана работ.	Служба супервайзинга. Выборочно, не менее 15% работ.	Проверяется удельный вес, сопроводительные документы, состояние технических средств и соответствие технологии работ. Дополнительно могут отбираться пробы для проведения лабораторного анализа состава ЖГС. Супервайзер не может вносить изменения в технологию глушения без согласования с геологической и технологической службой НГП. Супервайзер имеет право останавливать работы по глушению скважины в случае нарушения подрядчиком требований настоящего регламента.
Расследование причин снижения производительности скважин после ремонта. Результаты расследования с предложениями направляются в ДДНГ.	Технологическая служба НГДУ. Ежедневно, в процессе вывода скважин на режим.	В случае осложнений при выводе на режим и снижения производительности скважины технологическая служба НГП производит расследование причин снижения.
Проведение анализа сохранения производительности скважин при ремонтах скважин. Принятие мер по повышению качества работ по глушению скважин	Технологические службы НГДУ. Ежедневно	Проводится анализ работы скважин после ремонта. Разрабатываются мероприятия, направленные на улучшение работы скважин после ремонтов.
Общий контроль работы скважин после ремонта с целью недопущения снижения производительности после ТКРС.	ДДНГ Ежемесячно, до 10 числа месяца, следующего за отчетным.	Контролируются показатели работы скважин со снижением производительности после ремонта. Даются указания подразделениям ОАО «СН-МНГ» о необходимости принятия мер по повышению качества работ.

13. Техника безопасности

13.1. Общие требования

При проведении работ по данной технологии необходимо руководствоваться "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 № 101).

К работе по глушению с использованием химических реагентов допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие противопоказаний по здоровью, прошедшие вводный инструктаж и первичный инструктаж на рабочем месте. К самостоятельной работе оператор допускается после обучения по специальности в специализированном учебном заведении, имеющем разрешение (лицензию) территориальных органов Госгортехнадзора России, стажировки на рабочем месте, проверки знаний и при наличии удостоверения, дающего право на производство работ по химической обработке скважин.

До проведения закачки должен быть разработан план на производство работ по конкретной скважине.

Ответственный за проведение работ обязан обеспечить выполнение общих требований техники безопасности:

- не допускать установку агрегатов, автоцистерн и другого оборудования под действующими линиями электропередач;
- произвести проверку применяемого оборудования и инструмента на исправность;
- ознакомить исполнителей с характером работы, возможными опасными моментами и мерами предосторожности, расположением агрегатов, технологическим режимом приготовления и закачки, схемой обвязки наземного оборудования;
- иметь подробный план производства работ по приготовлению и закачке составов.

Технические средства, используемые для приготовления и закачки рабочих агентов, должны быть исправными. Не допускается использование неисправных технических средств.

Перед началом работ оператор должен проверить наличие и состояние средств пожаротушения, средств индивидуальной защиты, медицинской аптечки, необходимого запаса чистой пресной воды, нейтрализующих компонентов (мел, известь, хлорамин, 3% раствор соды).

Приступая к работе по закачке растворов, оператор должен надеть спецодежду, спецобувь и применять соответствующие дополнительные средства индивидуальной защиты (защитная каска, защитные очки, резиновые перчатки, респиратор, прорезиненный фартук).

Нагнетательная система после сборки до начала закачки должна быть опрессована на полуторократное ожидаемое рабочее давление.

При гидравлических испытаниях нагнетательной системы обслуживающий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны, устанавливаемой планом работ. Ликвидация пропусков под давлением запрещается.

Расстановка оборудования осуществляется согласно фактической схемы расстановки оборудования. Передвижные насосные установки должны располагаться на расстоянии не менее 10 м от устья скважины, расстояние между ними должно быть не менее 1 м. Другие установки для выполнения работ (компрессор, парогенераторная установка и др.) должны размещаться на расстоянии не менее 2.5 м от устья скважины. Агрегаты устанавливаются кабинами от устья скважины.

В ходе проведения работ по глушению производить контроль за давлением, для чего использовать манометр на затрубном (или трубном пространстве) скважины.

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

13.2 Меры безопасности при глушении скважин жидкостями на углеводородной основе

При закачке или замесе жидкостей на углеводородной основе всё оборудование, включая ёмкости АЦН, насосы ЦА-320, должно быть заземлено. Это относится к любым объемам закачиваемых жидкостей.

Установку по приготовлению ИЭР следует считать пожароопасным объектом. Для обеспечения пожарной безопасности, помимо соблюдения установленных противопожарных норм разрывов, территория установки должна иметь сточную канализацию, обваловку и молниезащиту. Освещение территории в темное время суток должны осуществлять светильники установленные за пределами обваловки.

Дисперсионная среда инвертно-эмульсионных растворов представлена нефтью и ее продуктами. Поэтому охранные мероприятия при работе с ИЭР в основном не отличается от мероприятий при работе с нефтью. При приготовлении и применении ИЭР необходимо строго руководствоваться требованиями «Правил пожарной безопасности в нефтяной промышленности».

Емкости установки, в которых хранятся нефть и готовый ИЭР, а так же емкость – смеситель, должны быть герметичными и иметь дыхательный клапан. Емкости должны оборудоваться металлическими лестницами, площадками. Лестницы, переходы и площадки ограждают перилами согласно требований ПБ НГП.

Для приготовления ИЭР в зимний период емкости установки снабжаются паронагревателями. Температура ИЭР на стадии приготовления и в готовом виде должна быть на уровне 15 – 200 С.

На границе территории установки и подъездных путях к ней вывешивают плакаты: «Огнеопасно», «Не курить». На установке должна быть инструкция о мерах пожарной безопасности, правила поведения обслуживающего персонала в случае возникновения пожара.

Автоцистерны для перевозки ИЭР оборудуют аналогично автоцистернам для перевозки нефти. Автоцистерны и насосные агрегаты устанавливают на расстоянии не менее 25 м от устья скважины.

При ведении закачки ИЭР в скважину не допускается нахождение людей возле устья скважины и у нагнетательных трубопроводов. Запрещается закачка ИЭР при наличии пропусков в соединениях трубопроводов и соединениях запорной арматуры скважины.

Инвертно-эмульсионные растворы, как и чистая нефть и ее продукты, при несоблюдении правил гигиены труда могут оказать вредное влияние на организм человека. Непосредственный контакт эмульсий с кожей может вызвать ее сухость, иногда слабое покраснение и шелушение, т. е. все те же последствия, которые вызываются при контакте с нефтью и ее продуктами. Поэтому и принимаемые профилактические меры по защите организма так же аналогичны: спецодежда для нефтяников, фартуки нефтезащитные, рукавицы, покрытые нитрильным каучуком, специальные кирзовые сапоги. Для мытья рук

применяют специальное мыло ДНС – АК. На скважине необходимо иметь аптечку для оказания первой медицинской помощи, запас не менее 20 литров пресной воды и 5 литров 3% - го раствора пищевой соды (бикарбоната натрия).

Прежде чем поднимать подземное оборудование из скважины, заполненной ИЭР, необходимо принять меры по обеспечению слива эмульсии из НКТ. Для предотвращения загрязнения работников ИЭР с поверхности НКТ, необходимо применять устройства по очистке поверхности труб – обтиратеры.

Разливы ИЭР, как и нефти по поверхности земли и на рабочем месте недопустимы. При случайных образованиях разливов, их засыпают сухим песком и удаляют в специально отведенное место с последующим вывозом.

Запрещается применять и хранить ИЭР с использованием земляных амбаров. Все остатки неиспользованного инвертно-эмульсионного раствора отправляются обратно на установку по приготовлению ИЭР.

13.3 Требования безопасности при работе с реагентами

- Все реагенты, применяемые при глушении (Нефтенол НЗ6, ИВВ-1, полиакриламид) разрешены для применения в нефтяной промышленности, относятся к веществам IV класса опасности (малоопасным).

- Работа с полиакриламидом при глушении не требует особых мер предосторожности. Реагент не токсичен, не обладает раздражающим действием на кожу, не является канцерогенным веществом. Необходимо помнить:

- ✓ просыпанный продукт при контакте с водой и влажной средой становится чрезвычайно скользким и может явиться причиной падения;

- ✓ попадание в глаза полиакриламида может вызвать раздражение. При попадании полиакриламида в глаза – промыть проточной водой;

- ✓ при контакте кожных покровов с полиакриламидом промойте кожу водой с мылом;

- ✓ при попадании полиакриламида в органы пищеварения пострадавшему необходимо обеспечить обильное питье. Ни в коем случае не вызывать рвоту. При необходимости обратиться к врачу.

14. Охрана недр и окружающей среды

Все работы по закачке химреагентов в скважины должны осуществляться в соответствии с нормативными документами, актами, положениями и правилами по охране окружающей среды, действующими на территории РФ:

- Федеральный закон от 10 января 2002 г. N 7-ФЗ "Об охране окружающей среды";
- Указ Президента РФ «О государственной стратегии РФ по охране окружающей среды и обеспечению устойчивого развития» от 4.02.1994 г. № 236;
- Федеральный закон «Об экологической экспертизе» от 23.11.1995 г. № 174-ФЗ.

При обработках скважин в пойменных зонах естественных водоемов администрацией предприятия совместно с организациями санитарно-эпидемиологического надзора и бассейновой инспекцией должны быть разработаны дополнительные мероприятия, обеспечивающие предотвращение загрязнения грунтовых паводковых вод вредными веществами и производственными отходами.

Необходимо обеспечить герметичность системы по закачке химических композиций. При аварийных разливах химреагенты следует немедленно собрать в приямке и на месте нейтрализовать.

Отложения и остатки химреагентов, извлекаемые при очистке емкостей, аппаратов и коммуникаций должны быть захоронены в местах, отведенных по согласованию с местными органами пожарного и санитарного надзора.

По окончании обработки скважины необходимо очистить загрязненные нефтью и химреагентами участки вокруг скважины.

При выбросах компонентов композиций из емкостей, разлива реагентов на грунт, необходимо загрязненные участки земли засыпать песком с последующим удалением в шламонакопитель для захоронения в соответствии с методическими указаниями:

- СанПиН 2.1.7.1322-03 «Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления»;

- СНиП 2.01.28-85 «Полигоны по обезвреживанию и захоронению токсичных промышленных отходов. Основные положения по проектированию».

15. Возможные аварийные ситуации при выполнении работ

Аварийная ситуация	Метод ликвидации аварии
Не удается сбить клапан	Провести глушение в затрубное пространство.
Скважина интенсивно поглощает жидкость глушения, нет возможности создать циркуляцию. В то же время идет поступление нефти и газа в скважину.	Использовать в первом цикле блокирующий состав.
Плотность жидкости глушения рассчитана неверно из-за неверно указанного пластового давления. Скважина продолжает работать даже после полной замены столба жидкости. Манометр фиксирует давление на буфере.	Выполнить перерасчет плотности по фактическому пластовому давлению. В расчете использовать давление столба жидкости глушения, находящейся в скважине, плотность которой известна и зафиксированное буферное давление. После перерасчета повторить операцию глушения.

16. Технологический процесс приготовления жидкости глушения скважин

16.1 Технологический процесс приготовления ЖГС, характерный для канадских растворных узлов закрытого типа

Шаги	Действие
Прием и подготовка материала	На площадку складирования осуществляется завоз сухого материала, упакованного в полиэтиленовые мешки типа МКР; (средний вес одного МКР с солью составляет около 1тн.) Соль в мешках МКР разгрузить рядами, в упорядоченном виде. Примечание: Не более 2-х мешков в высоту.
	При помощи кран-балки или автопогрузчика (типа JCB-520), оснащенного ковшем, осуществляется транспортировка сухой соли с площадки складирования к бункерам загрузки соли, находящимся в здании РУС.
Заполнение емкости смешивания водой	В емкость смешивания осуществить набор пресной воды от источника водоснабжения на 80% от объема. Примечание: Для повышения растворимости соли в воде, в теплообменнике происходит ее подогрев до 25 ⁰ С.
Включение шламового насоса	Включить насос в ручном режиме или путем выбора режима работы при помощи многопозиционного переключателя (автоматический режим). Примечание: Для проведения циркуляции жидкости в емкости смешивания. Оборудование: Насос.
Засыпка соли	Включить конвейер подачи соли.
	Один оператор при помощи кран - балки, управляемой с пола, осуществляет захват мешка с солью, его поднятие, и перемещение к бункерам загрузки соли для подачи на транспортную ленту
	Второй оператор, находясь на площадке загрузочного бункера, вспарывает мешки, в случае использования слежавшейся соли, мешок предварительно разбивается кувалдой.
	Соль, засыпанная во внутреннюю полость бункера загрузки, далее попадает на конвейер, выполненный в виде транспортной ленты.
	Передвигаясь по транспортной ленте, соль подается в емкость смешивания.
	После разгрузки соли в бункер, пустые мешки МКР собрать в специально отведенные места для складирования бытового мусора.
	Для доведения плотности жидкости глушения до максимальной необходимо периодически добавлять расчетное количество соли в отсек смешивания.
Замерять периодически плотность ЖГС	Произвести отбор пробы ЖГС. Прибор - ареометр.

Шаги	Действие
Первичный отстой жидкости глушения	<p>После доведения жидкости глушения до заданной плотности, произвести отключение шламового насоса при помощи кнопки «Стоп».</p> <p>Примечание: Первичный отстой производить в течение 2 часов.</p>
Перекачка жидкости глушения из емкости смешивания в емкость хранения	<p>Приготовленный солевой раствор при помощи перекачивающего насоса из емкости смешивания, проходит через систему фильтрации (гидроциклон и песчаный фильтр), и попадает в емкость хранения солевого раствора.</p> <p>Примечание: В емкости хранения происходит вторичный отстой солевого раствора в течение 10 часов.</p>
Отпуск жидкости глушения	<p>При прибытии автоцистерны заказчика для загрузки жидкости глушения, представитель организации-заказчика предъявляет оператору «Талон» на получение жидкости глушения.</p> <p>Примечание: В талоне должны быть указаны куст, скважина, плотность и объем, необходимые химреагенты. АЦН должна быть тарифована (иметь акт тарифовки), пропарена (иметь акт пропарки).</p> <p>В журнал выдачи раствора сделать запись об отпускемной плотности и объеме, о дозируемых химреагентах.</p>
Заправка автоцистерн (АЦН)	<p>Оператор растворного узла показывает заправочный рукав, к которому необходимо подъехать для заправки.</p> <p>Для отпуска солевого раствора с заданными параметрами (плотность и объем) оператору растворного солевого узла необходимо произвести переключение задвижек, и снимая показания измерительных приборов (плотномера и расходомера), регулировать процесс смешивания потока солевого раствора максимальной плотности с потоком пресной воды.</p> <p>Примечание: Таким образом, с линии выдачи выходит поток солевого раствора с параметрами, указанными в «Талоне».</p> <p>Представитель Организации-Заказчика подъезжает к указанному рукаву заправки.</p>

Шаги	Действие
Добавка химреагентов	Представитель Организации-Заказчика открывает крышку люка и направляет заправочный рукав в горловину АЦН.
	Представитель Организации-Заказчика подает знак оператору растворного узла. Оператор растворного солевого узла, находясь в помещении операторной, и наблюдая за показаниями контрольно – измерительных приборов (расходомеров, плотномеров), включает насос, подающий солевой раствор в линию выдачи. Примечание: Начинается налив солевого раствора в автоцистерну, одновременно включается насос дозирования химреагентов
	По окончании заполнения автоцистерны солевым раствором необходимого объема, наблюдая за показаниями контрольно-измерительных приборов, оператор растворного солевого узла, нажатием кнопки на пульте управления, осуществляет отключение насоса на выходе емкости выдачи. Примечание: Налив солевого раствора в автоцистерны прекращается.
	Представитель Организации - Заказчика по окончании заполнения автоцистерны подает сигнал.
Работа блок- бокса дозирования химреагентов (ББРХ)	После заправки, представитель Организации - Заказчика убирает наливной рукав из люка автоцистерны и заполненная соевым раствором АЦН уезжает с территории растворного солевого узла.
	На стадии отпуска готового солевого раствора химреагенты автоматически подаются в линию выдачи из блока-бокса дозирования химреагентов.
	Перед входом в ББРХ - включи вентилятор или проветри 20 минут. Примечание: В комплект оборудования входит дозировочный насос, три емкости для хранения хим.реагентов. Линия нагнетания химреагентов соединена с линией выдачи и при включении насоса для заправки АЦН, в линию выдачи автоматически подается необходимое количество химреагентов.
	Очистка емкостей приготовления и хранения производится согласно утвержденного графика очистки емкостей по наряду-допуску.
Очистка емкости хранения и смешивания жидкости глушения	Дренировать оставшуюся жидкость глушения через дренажный клапан в дренажную емкость.
	При помощи резинового скребка удалить осадок через дренажный клапан в дренажную емкость. Очищенную емкость промыть чистой водой. Оборудование: Лопата совковая, резиновый скребок.
Очистка дренажной емкости	Сдренировать промывочную воду.
	Очистка дренажной емкости производится по наряду-допуску. Примечание: Дренажные емкости находятся зарытыми под землей, имеют два люка для очистки.
	Отстоявшуюся жидкость использовать для повторной переработки путем перекачки в емкости смешивания.

	Оставшийся осадок при помощи ведер поднять наверх и утилизировать в специально отведенное место.
--	--

	Примечание: Очистку дренажной емкости закрытого типа-через люк.
--	---

16.2 Технологический процесс приготовления ЖГС, характерный для отечественных растворных узлов

Шаги	Действие
Проверка СИЗ	Одеть спецодежду и спецобувь по размерам. Спецодежду застегнуть на все пуговицы или молнию, шарф убрать под куртку, завязать шнурки на обуви. Длинные волосы убрать под головной убор, одеть каску. <u>Примечание:</u> Спецодежда должна быть выполнена из специальных тканей с пропиткой, не допускать свисания со спецодежды веревок, тесемок. Запрещается эксплуатация и использование неисправной спецодежды, спец.обуви.
Приём-сдача вахты	Ознакомиться с записями в вахтовом журнале, совместно с оператором предыдущей смены произвести прием - передачу вахты. <u>Примечание:</u> Прием-передача вахты заключается в проверке чистоты рабочего места, производственных помещений, территории, осмотре оборудования и КИП, контрольный замер плотности жидкостей глушения, наличие солей и химреагентов, наличие и исправность дежурных средств индивидуальной защиты, наличие и исправность первичных средств пожаротушения, аптечки, состояние рабочих мест, наличие инструментов и приспособлений), о всех замечаниях сделать в вахтовом журнале необходимые записи.
Проверка рабочего инструмента	Приготовить и проверить инструмент для проведения работ. <u>Примечание:</u> Проверка исправности инструмента проводится: - визуально; пробным применением (запрещается пользоваться неисправными приспособлениями и инструментом).
Осмотр манометров	Осмотреть манометры на технологических трубопроводах . <u>Примечание:</u> На шкале манометра должна быть красная черта предельного рабочего давления (вместо черты может быть установлена пластина, закрепленная на корпусе манометра с язычком красного цвета отогнутая на стекло манометра напротив показания шкалы, соответствующей предельному рабочему давлению). Манометр должен быть поверен, срок поверки не должен быть просрочен (дата поверки устанавливается на пломбе манометра или на оттиске клейма госповерителя - поверка 1 раз в год). Манометр не должен иметь повреждений на корпусе, стекле или иметь повреждения влияющие на правильность показаний. <u>Оборудование:</u> Манометр, технологический трубопровод.
Растаривание (освобождение от мешков МКР) соли.	Растарка соли производить на площадку приготовления с твердым покрытием При получении, снять автокраном мешки с кузова автомобиля и вскрыть их в нижней части. <u>Пустые мешки собрать в специально отведенное место.</u>
Подача воды на намывочную площадку	Открыть задвижку поступления воды (подтоварной) от источника водоснабжения на площадку приготовления. Управлять гидроманипулятором, направить струю воды на складированную соль.

Приготовление жидкости глушения заданной плотности	<p>Открыть задвижки на приеме и выкиде технологических насосов типа 6Ш8.</p> <p>Запустить насосы в работу, производить циркуляцию солевого раствора.</p> <p><u>Примечание:</u> При попадании струи воды на соль происходит постепенное ее растворение, полученная таким образом жидкость глушения скапливается в емкости накопления, находящейся внизу площадки приготовления.</p>
Замерять периодически плотность жидкости глушения	<p>Произвести отбор пробы жидкости глушения.</p> <p><u>Прибор - ареометр</u></p>
Первичный отстой жидкости глушения	<p>После доведения жидкости глушения до максимальной плотности <u>произвести отключение источника водоснабжения.</u></p> <p>Произвести отключение шламового насоса при помощи кнопки «Стоп».</p> <p>Закрыть задвижку, обеспечивающую поступление воды.</p> <p><u>Примечание:</u> Отстой производить в течение 24 часов.</p>
Перекачка жидкости глушения в емкость хранения и выдачи раствора.	<p>Приготовленный солевой раствор перекачать при помощи шламового насоса типа 6Ш8. из емкости смешивания в емкость хранения солевого раствора.</p>
Отпуск жидкости глушения.	<p>При прибытии автоцистерны заказчика для загрузки жидкости глушения, представитель организации-заказчика предъявляет оператору «Талон» на получение жидкости глушения.</p> <p><u>Примечание:</u> В талоне указаны куст, скважина, плотность и объем, необходимые химреагенты. АЦН должна быть тарифована (иметь акт тарифовки (тарифовка 1 раз в год), пропарена (иметь акт пропарки (пропарка один раз в месяц).</p> <p>Оператор растворного узла показывает заправочный рукав, к которому необходимо подъехать для заправки.</p>
Заправка автоцистерн (АЦН)	<p>Представитель Организации-Заказчика подъезжает к указанному рукаву заправки.</p> <p>Представитель Организации-Заказчика направляет заправочный рукав в горловину АЦН, подает знак оператору растворного узла.</p>

Шаги	Действие
Подача жидкости глушения в заправочный рукав при максимальной плотности	Оператору открыть задвижку на выходе из емкости хранения.
	Оператору включить перекачивающий насос. Примечание: Жидкость глушения по технологической трубе через расходомер поступает в заправочный рукав и АЦН.
Подача жидкости глушения в заправочный рукав при отклонении плотности жидкости глушения от максимальной	По таблице разбавления (для подтоварной воды) оператору определить количество воды и раствора максимальной плотности, необходимое для получения плотности, указанной в талоне Заказчика.
	Открыть задвижку на выходе из емкости хранения.
	Включить перекачивающий насос.
	Смотреть на показания расходомера, находящегося на линии выдачи. Примечание: Расходомер показывает объем подаваемой жидкости глушения максимальной плотности.
	При достижении необходимого объема, отключить насос и закрыть задвижку.
	Открыть задвижку на водоводе и смотреть на показания счетчика.
Добавка химреагентов	При достижении необходимого объема воды, закрывает задвижку.
	Перед входом в БРХ, БДР - включи вентилятор или проветри 20 минут. Примечание: БДР и БРХ оборудованы емкостями хранения хим.реагентов и дозировочным насосом, на котором установлена мерная емкость, выкидные линии обвязаны в линию выдачи готового раствора, при помощи шлангов необходимое количество реагента подается в мерную емкость, затем насосом НД подается в заправочную линию-линию выдачи и через заправочный рукав в АЦН.
	Оператор растворного узла подает сигнал об окончании заправки представителю Заказчика.
	Представитель Заказчика закрывает заправочный люк АЦН и выезжает с территории. Примечание: Если отсутствуют блок по добавке химреагентов, то добавка реагентов производится вручную, наливом из тары в мерную посуду.

17. Список использованных источников

1. Единые технические правила ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях», М., ВНИИБТ, 1983 (III издание).
2. ГОСТ 13819-68//РД 39-3-455-80 «Методы защиты от коррозии при кислотных обработках скважин и нефтепромыслового оборудования», Грозный, Сев.КавНИПИнефть, 1981.
3. Теория и практика заканчивания скважин: В 5т./ А.И. Булатов, П.П.Макаренко, В.Ф. Будников, Ю.М.Басарыгин; Под ред. А.И.Булатова.- М.: - ОАО «Издательство «Недра», 1998. т.5. С. 181 - 242.
4. Правила ведения ремонтных работ в скважинах. РД 153-39-023-97. «НПО «Бурение» 1997 г.
5. Инструкция по технологии глушения скважин гидрофобно-эмульсионными растворами. - Бугульма: ТатНИПИнефть, 1976. - 20 с.
6. Инструкция по приготовлению и регулированию параметров жидкости глушения на основе обратной эмульсии стабилизированными полиакриламидами. - Бугульма: ТатНИПИнефть, 1980, 15 с.
7. Инструкция по технологии глушения скважин с одновременной обработкой призабойной зоны продуктивного пласта. РД 39-1-924-83. - Бугульма: ТатНИПИнефть, 1983.
8. Инструкция по технологии освоения скважин на месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами. РД 39-0147009-718-88. - М.: Миннефтепром., 1988, 90 с.
9. Руководство по глушению нефтяных и газовых скважин с применением вязко-упругих составов. РД 39-1-928-83 - М.: Миннефтепром, 1983, 25 с.
10. Инструкция по технологии приготовления и применения жидкости плотностью до 1600 кг/м³ для глушения скважин в условиях Западной Сибири. РД 39-0147009-6.030-86.- Краснодар: ВНИИКРнефть, 1986, 32 с.

11. Технология приготовления, применения, очистки и регенерации тяжелых рассолов при заканчивании скважин, обеспечивающих сохранение коллекторских свойств пласта. РД 39-0147009-713-88 - Краснодар: ВНИИКРнефть, 1988, 37 с.
12. Инструкция по технологии приготовления и применения обратных эмульсий на основе тяжелых жидкостей при глушении и перфорации скважин. РД 39Р-0148463-0029-89 - Краснодар: ВНИИКРнефть, 1990, 36 с.
13. Инструкция по технологии приготовления и применения жидкостей без твердой фазы с регулируемыми свойствами, сохраняющих коллекторские свойства пластов, для сложных условий глушения, в том числе на основе тяжелых жидкостей. РД 39-14/02-005-90 - Краснодар: ВНИИКРнефть, 1990, 57 с.
14. Инструкция по технологии призабойной зоны пласта в процессе подземного ремонта скважин. РД 39-0148576-016-ВНИИ-86 - Бугульма: ТатНИПИнефть, 1986, 16 с.
15. Инструкция по технологии приготовления и применения обратных эмульсий на основе тяжелых жидкостей для глушения и перфорации скважин. - Тюмень: ГлавТюменьнефтегаз, 1989 г.

Расчет коэффициента безопасности удельного веса ЖГ

Градиент пластового давления, (атм/10м)	Коэффициент продуктив- ности, м ³ /((сут*атм)	Газосодержание продукции, м ³ /м ³	Коэффициент безопасности в зависимости от глубины скважины		
			до 1200 м	1200-2400 м	>2400 м
До 0,9	До 0,5	До 100	0,08	0,05	0,05
		100-400	0,08	0,05	0,05
		>400	0,08	0,05	0,05
	0,5-2.0	До 100	0,08	0,05	0,05
		100-400	0,08	0,05	0,05
		>400	0,08	0,05	0,05
	>2.0	До 100	0,08	0,05	0,05
		100-400	0,08	0,05	0,05
		>400	0,08	0,05	0,05
0.9-1.2	До 0,5	До 100	0,08	0,05	0,05
		100-400	0,08	0,08	0,05
		>400	0,08	0,8	0,05
	0.5-2.0	До 100	0.08	0.05	0.05
		100-400	0.08	0.08	0.05
		>400	0.08	0.08	0.05
	>2.0	До 100	0.08	0.05	0.05
		100-400	0.1	0.08	0.05
		>400	0.1	0.10	0.08
>1.2	До 0.5	До 100	0,10	0,08	0,05
		100-400	0,10	0,08	0,05
		>400	0,10	0,10	0,08

Приложение 2

Геолого-физические характеристики продуктивных пластов месторождений
ОАО «СН-МНГ»

Объекты месторождений I группы	Пласт	Пористость, %	Проницаемость, мкм2	Начальная пластовая температура, °C

Объекты месторождений II группы	Пласт	Пористость, %	Проницаемость, мкм2	Начальная пластовая температура, °C

Объекты месторождений III группы	Пласт	Пористость, %	Проницаемость, мкм2	Начальная пластовая температура, °C

Приложение 3

Отчет об использованной жидкости глушения и технологических жидкостей для промывки при ремонте и освоении на скважинах за _____ 201_ года

Место-рождение	Куст	Скв	Дата отпуска раство-ра	Подрядчик по глушению	Подрядчик по ТКРС	Рецептура раствора или буферной жидкости	Плотность раствора, г/см ³	Объем раствора, м ³	КВЧ, мехпри-меси, г/л	Примечание
						СОЛЕВОЙ (NaCl+ингиби-тор*ПАВ)	1,18	40		
						ЛИМАН	1,05	35		
						CaCl ₂	1,30	15		
						и т д				