

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Всесоюзный научно-исследовательский институт  
по креплению скважин и буровым растворам  
(ВНИИКРнефть)

ТЕХНОЛОГИЯ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН  
С ПРИМЕНЕНИЕМ САМОГЕНЕРИРУЮЩИХСЯ  
ПЕННЫХ СИСТЕМ (СГПС)

РД 39-0147009-506-85

Краснодар  
1985

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель Министра  
нефтяной промышленности

*С. М. Тоцков*  
С. М. Тоцков

" 23 " *января* 1985 г.

ТЕХНОЛОГИЯ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ  
САМОГЕНЕРИРУЮЩИХСЯ ПЕННЫХ СИСТЕМ (СППС)

РД 39-0147009 - 506 - 85

НАСТОЯЩИЙ ДОКУМЕНТ РАЗРАБОТАН:

Всесоюзным научно-исследовательским институтом по разработке скважин и буровым растворам  
(ВНИИКнефть)

/Директор ВНИИКнефти



А. И. Булатов

Ответственный исполнитель,  
заведующий лабораторией  
обработки призабойной зоны

*Э. М. Тосумов*

Э. М. Тосумов

СОГЛАСОВАНО

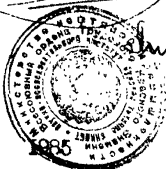
/Начальник Технического  
управления

*Ю. Н. Байдинов*

Ю. Н. Байдинов

Начальник Упрбурнефти

/Директор ВНИИГ



А. В. Перов

Ю. В. Валенки

## А Н Н О Т А Ц И Я

Руководящий документ предназначен для проектирования технологических процессов освоения скважин с применением СППС после окончания их бурением или проведения ремонтных работ в период эксплуатации скважин.

В РД изложены методические указания по приготовлению растворов СППС в промышленных условиях и их применению при реализации различных технологических процессов с использованием СППС.

В приложениях приведены материалы справочного характера.

РД предназначен для нефтедобывающих и буровых предприятий Миннефтепрома.

В составлении РД принимали участие Л.П.Шанович (Миннефтепром), А.В.Кардмалик, Б.И.Краснов (Главтранснефтегаз).

Составители: Э.М.Тосуков, Р.Р.Алишамиян, Б.Э.Горбачев, С.Ю.Съестнов, В.Г.Чирцов.

## РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

## ТЕХНОЛОГИЯ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ СГПС

РД 39-ОГ47009-506-85

Вводится впервые

Срок введения установлен  
01.01.86

Срок действия до 31.12. 88 .

## I. Общие положения

I.1. Настоящий РД является методическим руководством при проектировании технологического процесса освоения скважин с использованием самогенерирующихся пенных систем (СГПС), включающего вскрытие пластов перфорацией, обработку призабойной зоны (с целью ее очистки) и вызов притока из пластов в скважинах, выходящих из бурения или после проведения ремонтных работ в период их эксплуатации.

I.2. Технологический процесс освоения скважин с применением СГПС направлен на сохранение и восстановление коллекторских свойств продуктивных пластов с целью повышения продуктивности добывающих скважин и приемистости нагнетательных скважин, сокращение затрат на их освоение и обеспечение безопасности работ, выполняемых при этом.

I.3. Технологический процесс основан на газировании жидкости азотом, образующимся в результате химических реакций, и образовании пенных систем в скважине или призабойной зоне пласта.

I.3.1. Степень газонасыщения раствором может изменяться при нормальных условиях от 10 до 120.

I.3.2. Побочным продуктом процесса образования азота является водный раствор хлористого натрия.

1.4. Планы на проведение работ с СПГС составляют в соответствии с проектом освоения скважин, геолого-физическими характеристиками месторождения и согласовывают с геологической и технологической службами и утверждаются руководством УБР, НГДУ или УИПН и КРС.

## 2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРОЦЕССУ

2.1. Технологический процесс с использованием СПГС предназначен для проведения работ в следующих условиях.

2.1.1. Максимальная глубина скважины, м - 3000

2.1.2. Тип коллектора - поровый или порово-трещинный проницаемость,  $\text{мкм}^2$  - от 0,03 до 0,40

2.1.3. Пластовое давление, МПа:

2.1.3.1. При перфорации при депрессии на пласт, ОПЗ и вызове притока - от 0,8 до 1,2.

2.1.3.2. При перфорации при репрессии на пласт, от 0,8 до 1,1.

2.1.4. Пластовая температура, °С:

2.1.4.1. При перфорации при депрессии на пласт, ОПЗ и вызове притока - от 20 до 120;

2.1.4.2. При перфорации при репрессии на пласт - 45-70.

## 3. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА И МАТЕРИАЛЫ

3.1. Для приготовления исходных растворов СПГС и закачивания их в скважину используют:

3.1.1. Цементировочный агрегат типа ЦА-320М (ТУ 26-02-30-75).

3.1.2. Автоцистерну типа АЦН.

3.1.3. Емкость для приготовления раствора индикатора, объемом до 200 л.

3.2. Материалы для приготовления раствора ОПГО:

3.2.1. Нитрит натрия технический в растворе, ТУ 38-10274-79, допускается использование нитрита натрия кристаллического ГОСТ 19906-76.

3.2.2. Аммоний хлористый технический, ГОСТ 2210-73.

3.2.3. Косульфат 3-10н, ТУ 38-407281-84, допускается использование сульфанола НН-3, ТУ-84-509-74 или превощела (продукт ГДР).

3.2.4. Бензолсульфокислота, ТУ 6-14-25-79, допускается использование амидосульфоновой (сульфамминовой) кислоты, ТУ 6-03-381-80, соляной кислоты ингибированной, ГОСТ-857-78, или абгазовой соляной кислоты, ТУ-6-01-714-77.

3.3. Для замера и регистрации давления и температуры на забое и устье скважины используют:

3.3.1. Манометр глубинный типа МГН-2, ТУ 25-0203-1985-78 (или другие типы).

3.3.2. Манометр образцовый, ГОСТ 2405-72, пределы измерения, МПа, ... 25,0; 40,0.

3.3.3. Манометр технический, ГОСТ 8625-77, пределы измерения, МПа, ... 25,0; 40,0.

3.3.4. Термометр глубинный, типа ТЭГ-36, пределы измерения, °С ..... от 10 до 150, ТУ 39-01-244-76 (или другие типы).

3.3.5. Термометр глубинный типа СТЛ-28, °С, пределы измерения от 5 до 120, ТУ 39-01-09-564-80.

#### 4. СВЕДЕНИЯ О КОМПОНЕНТАХ СОСТАВА.

Исходные растворы ОПГО готовят на водной основе, используя следующие химпродукты:

4.1. Аммоний хлористый технический (нашатырь), газообразователь, представляет собой порошок или гранулы белого цвета, растворимость в воде - 29,4%, плотность 1,527 г/см<sup>3</sup>.

Поставляется в четырехслойных бумажных битумированных мешках (ГОСТ 2226-75), в полиэтиленовых мешках (ГОСТ 17811-72) или ламинированных мешках массой не более 50 кг.

При перевозке мелкими отправлениями в сборных вагонах или автомашинами мешки с хлористым аммонием должны быть дополнительно упакованы в фанерные барабаны; (ГОСТ 9338-80) или в деревянные сухотарные бочки (ГОСТ 8777-80). При этом должны быть предусмотрены меры предохранения продукта от попадания влаги.

Гарантийный срок хранения - 6 месяцев со дня изготовления. По истечении гарантийного срока хранения перед использованием продукта необходимо проверить его на соответствие требованиям ГОСТ 2210-73.

Контроль качества - по ГОСТ 2210-73.

4.2. Нитрит натрия в растворе, газообразователь - бесцветная, светложелтая или светложелтая с зеленоватым оттенком прозрачная жидкость.

Упаковка, маркировка, хранение и транспортирование производится по ГОСТ 1510-84.

Каждая партия должна сопровождаться паспортом, удостоверяющим соответствие качества продукта требованиям ТУ 38-10274-79.

Не взрывоопасное и не пожароопасное вещество.

Контроль качества - по ТУ 38-10279-79. Перед приготовлением раствора СППС контролируют содержание основного вещества по плотности раствора (приложение I).

4.3. При необходимости получения растворов с повышенной степенью газонасыщения - от 80 до 120 (в нормальных условиях) - вместо нитрита натрия в растворе используют кристаллический нитрит натрия (ГОСТ 19906-74), который представляет собой кристаллы, бесцветные или желтоватого цвета, плотность  $2,17 \text{ г/см}^3$ , растворимость в воде при  $20^\circ\text{C}$  - 88 г/100г воды.

Поставляется в бумажных непропитанных мешках, вложенные в бумажные битумированные мешки или бумажные мешки ламинированные полиэтиленом. Масса нетто - не более 50 кг.

Нитрит натрия кристаллический транспортируют в закрытых железнодорожных вагонах или другими видами закрытого транспорта.

Продукт хранят в неотапливаемых помещениях в упаковке изготовителя. Взрывобезопасен. Способствует самовозгоранию горючих материалов.

4.4. Косульфат-3 - ИОН, пенообразователь - представляет собой смесь натриевых солей алкилсульфата и сульфата моноэтаноламида. Пастообразная масса от белого до светлорыжевого цвета. Затаривают в герметически закрываемые железные бочки емкостью 100-200 дм<sup>3</sup> или полиэтиленовые банки емкостью до 10 дм<sup>3</sup>.

Каждое тарное место сопровождается биркой или этикеткой, на которой несмываемой краской должно быть указано наименование продукта, предприятие-изготовитель, масса нетто, номер партии, дата изготовления. Продукт трудногорючий, не взрывоопасный, температура самовоспламенения 445°С.

4.5. Сульфенол ПП-3, пенообразователь, выпускается в виде вязкой пасты, хорошо растворяется в воде.

Гарантийный срок хранения - 3 месяца. Контроль качества осуществляют по ТУ 84-509-74.

4.6. Превоцел - пенообразователь - импортный продукт (ГДР) представляет собой смесь жирного спирта и окиси этилена с блоксополимером окиси этилена (окиси пропилена), растворимость в воде хорошая, плотность при 20°С - 1,20 г/см<sup>3</sup>. Поставляется в металлических бочках или цистернах.

4.7. В качестве инициатора реакции газообразования при температурах от 20 до 70°С используют бензолсульфокислоту, допускается приме-



неные сульфаминовой кислоты или соляной кислоты.

4.7.1. Бензолсульфокислота представляет собой кристаллическую массу темного цвета, растворимость в воде при  $t = -50^{\circ}\text{C}$  - 80%.

Температура самовоспламенения  $195^{\circ}\text{C}$ .

Поставляется в стальных барабанах. Упаковка производится в соответствии с ГОСТ 6732-76.

Хранится в упаковке изготовителя в закрытых складских помещениях. Гарантийный срок хранения 6 месяцев. По истечении гарантийного срока перед использованием бензолсульфокислоту проверяют на соответствие его требованиям ТУ 6-03-381-80.

Транспортируют любым видом транспорта в соответствии с правилами перевозки грузов на данном виде транспорта.

4.7.2. Амидосульфоновая (сульфаминовая) кислота представляет собой негигроскопические кристаллы без запаха, плотность -  $2,126 \text{ г/см}^3$ , растворимость в воде при  $t = -20^{\circ}\text{C}$  - 21,3 г на 100 г воды.

Амидосульфоновая кислота в обращении менее опасна, чем жидкие минеральные кислоты, малотоксична, при попадании внутрь организма человека не вызывает ожогов, как серная или азотная кислоты. Устойчива при хранении. Поставляется в полиэтиленовых мешках, обернутых крафт-бумагой.

Кальциевые и магниевые соли, образующиеся в продуктах реакции сульфаминовой кислоты, хорошо растворимы в воде.

Контроль качества осуществляют в соответствии с ТУ 6-03-384-75.

4.7.3. Соляная кислота, ингибированная техническая прозрачная, бесцветная жидкость.

Поставляется в цистернах и контейнерах. Туман соляной кислоты раздражает верхнележащие пути и слизистые оболочки глаз. При попадании на кожу вызывает ожог.

## 5. ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ

5.1. Вскрытие продуктивного пласта перфорацией с использованием СППС в качестве перфорационной среды осуществляют при депрессии или при репрессии на пласт.

5.1.1. При вскрытии пластов перфорацией при депрессии на пласт используют перфораторы, спускаемые на насосно-компрессорных трубах (ПНКТ-73, ПНКТ-89) или через НКТ (ПР-43, ПР-54, ПР-89, КИРУ-65) в соответствии с действующей инструкцией [1].

5.1.1.1. Устье скважины герметизируют фонтанной арматурой, а при вскрытии пласта перфоратором типа ПР - дополнительно оборудуют лубрикатором.

5.1.1.2. Количество раствора СППС выбирают из расчета заполнения скважины в интервале от искусственного забоя до глубины на 15 + 20 м выше верхней части интервала перфорации.

5.1.1.3. Количество водного раствора ПАВ (содержание ПАВ - 1,0-1,5% разделительный (буферный) раствор выбирают из расчета заполнения в скважине (затрубном пространстве) интервала длиной 40+50м, между раствором СППС и жидкостью, заполняющей скважину.

5.1.1.4. Приготавливают раствор СППС на растворном узле или на скважине (кусте скважин) с помощью насосного агрегата (например, ЦА-320). При этом исходный раствор нитрита натрия разбавляют водой до заданной концентрации (приложение I, табл. I.2), а затем вводят в него хлористый аммоний и пенообразователь в соответствии с приложением I, табл. I.3. После ввода каждого реагента раствор перемешивают в течение 15-20 минут (насос работает "на себя") до полного растворения реагентов. При всех операциях приготовленный раствор СППС перевозят и хранят в закрытых емкостях.

5.1.1.5. Приготавливают раствор ПАВ на скважине, используя емкости насосных агрегатов. После ввода пенообразователя раствор перемешивают в течение 10-15 минут.

5.1.1.6. Нагнетают последовательно в НКТ раствор ПАВ (1-я порция - для размещения в затрубном пространстве), раствор СГПС, раствор ПАВ (2-я порция) и продавочную жидкость в соответствии с условиями по п.п. 5.1.1.2 и 5.1.1.3.

5.1.1.7. Проводят перфорационные работы в соответствии с инструкцией [1].

5.1.1.8. При проведении дальнейших работ по освоению скважины (ОПЗ и вызов притока) с использованием СГПС проектируют их в соответствии с рекомендациями по п. 5.2 настоящего РД.

5.1.2. При вскрытии продуктивного пласта перфорацией при репрессии на пласт используют все типы корпусных и бескорпусных кумулятивных перфораторов (спускаемых на кабеле) в соответствии с действующей инструкцией [1].

5.1.2.1. Количество и составы раствора СГПС, раствора ПАВ и продавочной жидкости выбирают из условия по п.п. 5.1.1.2 - 5.1.1.3.

5.1.2.2. Приготавливают растворы и закачивают их в скважину в соответствии с работами по п.п. 5.1.1.4 - 5.1.1.6.

5.1.2.3. Обязательным условием проведения работ по данному способу (при репрессии на пласт) является обеспечение необходимой репрессии на пласт в соответствии с "Едиными техническими правилами ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях" [2]

5.1.2.4. Контролируют наличие СГПС в заданном интервале в скважине с помощью резистивметра.

5.1.2.5. Проводят перфорационные работы в соответствии с инструкцией [1].

5.1.2.6. При проведении дальнейших работ по освоению скважины (ОПЗ и вызов притока) с использованием СГПС проектируют их в соответствии с рекомендациями по п. 5.2.

## II

5.2.Обработку призабойной зоны с целью восстановления коллекторских свойств пласта и вызов притока производят при пластовых температурах от 70 до 120°C и от 20 до 70°C.

5.2.1.При обработке скважин с температурами от 70 до 120°C.

5.2.1.1.Определяют количество раствора СГПС из расчета заполнения скважины в интервале от забоя до глубины на 10 + 15м выше верхней части интервала перфорации, заполнения НКТ до глубины не более 1000м от устья скважины (величина давления жидкости, заполняющей НКТ над раствором СГПС, не должна превышать 10,0 МПа, а величина температуры в верхней части СГПС - выше 70°C) и нагнетания в пласт раствора в количестве 0,1 + 0,2 м<sup>3</sup> на 1м вскрытой (перфорацией) толщиной пласта.

5.2.1.2.Количество раствора ПАВ (содержание ПАВ - 0,5-1,0%) выбирают из расчета заполнения в НКТ и затрубном пространстве интервалов длиной 40 + 50 м между раствором СГПС и жидкостью, заполняющей скважину.

5.2.1.3.Приготавливают раствор СГПС и раствор ПАВ в соответствии с работами по пп. 5.1.1.4 и 5.1.1.5.

5.2.1.4.Нагнетают последовательно в НКТ: раствор ПАВ (1-я порция), раствор СГПС, раствор ПАВ и продавочную жидкость в соответствии с условием по п. 5.2.1.1, с учетом задавливания в пласт части раствора СГПС ( 0,1 + 0,2 м<sup>3</sup> на 1 п.м.) при закрытом затрубном пространстве.

5.2.1.5.Выдерживают скважину (при закрытом затрубном пространстве) 30+ 40 минут для осуществления процессов генерации азота и образования пены. Контролируются эти процессы по росту давления на устье скважины - в НКТ и затрубном пространстве, а завершаются работы после стабилизации давления.

5.2.1.6. При проведении работ по п. п. 5.2.1.4 и 5.2.1.5 давление в затрубном пространстве не должно превышать величину допустимого давления на эксплуатационную колонну.

5.2.1.7. Пускают скважину на самоизлив для очистки призабойной зоны пласта.

5.2.1.8. Если планируется эксплуатация фонтанным способом и при самоизливе обеспечивается создание необходимой депрессии на пласт (в соответствии с приложением 3), то после проведения ОПЗ исследуют скважину на приток и вводят ее в эксплуатацию.

5.2.1.9. При выполнении работ по п. п. 5.2.1.1 - 5.2.1.8 с целью создания повышенных депрессий на пласт допускаются использование дополнительного количества раствора ОПЗ и повышение количества газо- и пенообразователей в соответствии с рекомендациями по приложению 3. При этом дополнительное количество раствора ОПЗ размещают в затрубном пространстве скважины.

5.2.1.10. При проведении работ по п. 5.2.1.9 допускается (по согласованию с геологотехническими службами по п. 1.5), осуществление самоизлива (после ОПЗ) одновременно по НКТ и затрубному пространству скважин.

5.2.1.11. Если планируется эксплуатация скважины механизированным способом (например, с использованием ЭЦН), то после ОПЗ осуществляют промывку скважины до забоя рабочим раствором (например, водным раствором ПАВ), не загрязняющим коллектор, прокачав 1,5 + 2,0 объема НКТ до поступления чистой жидкости; в случае необходимости заполняют скважину задавочной жидкостью, (например, соевым раствором), поднимают НКТ, опускают глубинный насос и вводят скважину в эксплуатацию с исследованием на приток.

5.2.1.12. После ОПЗ нагнетательных скважин пускают скважину на самоизлив для очистки призабойной зоны пласта или осуществляют

промывку скважины раствором ПАВ до забоя до поступления чистой жидкости и вводят скважину под нагнетание.

5.2.2. При обработке призабойной зоны скважин с температурами от 20 до 70°С проводят работы аналогично работам по п.5.2.1, дополнительно используя инициатор реакции газообразования.

5.2.2.1. Количество инициатора выбирают по приложению I табл. I.3.

5.2.2.2. Приготавливают раствор инициатора в виде 3% раствора на водной основе в емкости по п. 3.1.3.

5.2.2.3. Вводят инициатор в раствор СПС в процессе нагнетания его в скважину.

5.3. Для контроля качества проводимых работ рекомендуется использовать глубинные регистрирующие манометры и термометры в соответствии с п. п. 3.3.1 - 3.3.5, которые устанавливают в процессе ОПЗ и вызова притока в НКТ на глубине на 10 + 15 м выше башмака НКТ.

## 6. ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ ПРОВЕДЕННЫХ РАБОТ

6.1. Для оценки результатов работ по сохранению и восстановлению коллекторских свойств пластов проводят комплекс гидродинамических исследований (в соответствии с действующей инструкцией [3]).

6.1.1. Исследование методом установившихся отборов (не менее чем на 3 режимах) с получением индикаторных диаграмм и коэффициентов продуктивности.

6.1.2. Исследование методом восстановления давления с определением состояния призабойной зоны и качества (степени совершенства) сообщения скважины с пластом-коллектором.

6.1.3. Исследование профиля притока флюида к скважине - для дифференцированной оценки качества работ.

## 7. УКАЗАНИЯ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ И ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

7.1. При освоении скважин с применением СПС должны соблюдаться требования следующих документов: правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности; отраслевой инструкции по безопасности

труда при освоении нефтяных и газовых скважин; отраслевой инструкции по безопасному ведению работ при применении пенных систем в добыче нефти и газа; ИБТВ I-103-89, отраслевой инструкции по безопасности труда при бурении с использованием газообразных агентов - ИБТВ I-062-79.

7.2. Материалы, используемые для освоения скважин с СППС, являются серийно выпускаемыми отечественной промышленностью. При применении материалов должны соблюдаться меры безопасности, изложенные в стандартах и технических условиях на эти материалы.

7.3. Предельно допустимые концентрации вредных веществ, содержащихся в составе СППС, и их характеристики приведены в таблице.

Таблица

Предельно допустимые концентрации компонентов состава

Вещество	Предельно допустимая концентрация, мг/м <sup>3</sup>	Токсикологическая характеристика
Нитрит натрия	5	По степени воздействия на организм относится к 3-му классу опасности, недопустимо попадание внутрь организма
Хлористый аммоний	-	Не токсичен
Косульфат - 3-Юн	-	Продукт не выделяет паров, поэтому не характеризуется ПДК.
Сульфенол НП-3	-	Не токсичен
Превоцел	-	Не токсичен
Бензолсульфокислота	-	По степени токсичности относится к 3 классу опасности
Амидосульфоновая (сульфаминовая) кислота	-	По степени токсичности относится к 4-му классу опасности
Соляная кислота	5	По степени токсичности относится к 3 классу опасности

7.4. Процесс приготовления и применения состава СППО механизи-  
рован, осуществляется на открытом воздухе, носит кратковременный ха-  
рактер. Тем не менее должны быть предусмотрены следующие меры  
безопасности.

7.4.1. Проведение с обслуживающим персоналом перед началом ра-  
бот дополнительного инструктажа по технике безопасности и промсанни-  
тарии.

7.4.2. Обеспечение обслуживающего персонала спецодеждой: резино-  
выми сапогами (ГОСТ 12265-78), резиновыми перчатками (ГОСТ 20010-74),  
защитными очками (ГОСТ 12.4.013-75).

7.4.3. Для оказания первой помощи пострадавшим необходимо иметь  
аптечку с двууглекислой содой, вазелином или персиковым маслом.

7.4.4. При попадании состава СППО или его компонентов на кожу  
обслуживающего персонала пораженное место обмывает струей холодной  
воды.

7.4.5. Прием пищи разрешается только в специально отведенном месте.  
При этом предварительно снимают спецодежду и моют руки и лицо холо-  
дной водой с мылом.

7.4.6. По окончании работ спецодежду обмывают водой, а руки и  
лицо - водой с мылом.

7.4.7. Оборудование промывают водой, загрязненную воду сливают в  
шламовый амбар или в специальную емкость.

7.4.8. Для предотвращения попадания СППО или его компонентов в  
окружающую среду перед началом проведения работ нагнетательные  
линии необходимо опрессовать при давлении 20,0 МПа.

7.4.9. В зимнее время замерзшие компоненты состава СППО разреша-  
ется разогревать паром при температурах до 40°C. Применять для этой  
цели огонь запрещается.



7.5. Перевозить жидкие компоненты состава СПС разрешается в бочках или автоцистернах. Автоцистерна должна быть оборудована исправной запорной и предохранительной арматурой и насосом, обеспечивающим откачивание реагентов.

7.6. Сухие компоненты СПС следует хранить в закрытых складских помещениях и должны соблюдаться условия хранения, указанные в НТД на эти материалы.

7.7. Хранение хлористого аммония должно осуществляться в сухих неотапливаемых помещениях. В помещениях, где хранятся хлористый аммоний и бензолсульфокислота, запрещается курить, применять открытый огонь, эксплуатировать неисправные осветительные и другие электроприборы.

## И Т Е Р А Т У Р А

1. Техническая инструкция по прострелочно-взрывным работам в скважинах. М., Недра, 1978, с.64.
2. Единые технические правила ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях. М., 1983.
3. Инструкция по гидродинамическим методам исследований пластов и скважин . РД 39-593-81.

## Приложение I

Плотность раствора нитрита натрия при различных  
концентрациях реагента

Таблица I.I

Плотность раствора, г/см <sup>3</sup>	Концентрация нитрита натрия, г/л
1,215	364
1,193	332
1,176	309
1,170	299
1,157	280
1,146	264
1,137	249
1,123	236
1,113	224
1,100	204
1,095	195
1,090	187
1,086	180
1,082	173



Компонентный состав для приготовления  $1\text{м}^3$  СПГС различного назначения  
Таблица I.3

№ п/п	Назначение	Количество реагента, кг/м <sup>3</sup>			Индикатор Бензолсульфо- кислота (суль- фаминовая кис- лота, соляная кислота)	Величина за- бойного дав- ления, в ква- дратные метры 2500-3000 МПа	Примечание
		аммоний хлоридный	нитрит натрия	Пенообразо- ватель Косульфат (сульфонил III-3, пре- водил)			
I. Перфоранционная среда для вто- ричного вскрытия пласта							
I.1.	При депрессии на пласт при температурах от 70 до 120°C	280±20	280±20	30±3 (30±3)	-	0,2	12
I.2.	При репрессии на пласт при 45±70°C	280±15	280±15	25±2 (25±2)	-	0,1	
2. Раствор для ОПЗ и выгоя притока из пласта		280±15	280±15	20±2 (20±2)	-	5,0...6,0	
2.1.	Для температур от 70 до 120°C	280±20	280±20	25±2 (25±2)	-	7,5...8,0	
2.2.	Для температур от 20 до 70°C	280±20	280±20	25±2 (25±2)	(2,0...1,5)±0,2	7,5...8,0	Индикатор исполь- зует в виде 3% раствора на водной основе (100-150л на $1\text{м}^3$ раствора СПГС)

## О г л а в л е н и е

<b>1. Общие положения</b>	
<b>2. Технические требования к технологическому процессу</b>	4
<b>3. Технические средства и материалы</b>	4
<b>4. Сведения о компонентах состава</b>	5
<b>5. Технология проведения работ</b>	9
<b>5.1. Вскрытие продуктивного пласта перфорацией</b>	9
<b>5.2. Обработка призабойной зоны пласта и вызов притока</b>	11
<b>6. Оценка результатов проведенных работ</b>	13
<b>7. Указания мер безопасности и охрана окружающей среды</b>	13
<b>8. Литература</b>	17
Приложение	18

Формат 60x84 1/16  
Заказ 538

Печ. л. 0,9  
Тираж 200

---

Ротапринт ВНИИКРнефти, г. Краснодар, ул. Мира, 34