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

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель Министра
нефтяной промышленности

_____ С.М.Тодцев

"23" января 1985г.

ТЕХНОЛОГИЯ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ САМОГЕНЕРИРУЮЩИХСЯ ПЕННЫХ СИСТЕМ (СГПС)

РД 39-01470009 - 506 - 85

НАСТОЯЩИЙ ДОКУМЕНТ РАЗРАБОТАН:

Всесоюзным научно-исследовательским институтом по креплению скважин и буровым растворам (ВНИИКРнефть)

Директор ВНИИКРнефти А.И.Булатов

Ответственный исполнитель,
заведующий лабораторией
обработки призабойной зоны Э.М.Тосунов

СОГЛАСОВАНО:

Начальник Технического
управления Ю.Н.Байдиков

Начальник Упрбурнефти А.В.Перов

Директор ВНИИ Ю.В.Вадецкий

А Н Н О Т А Ц И Я

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

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

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.Кардиалик, Б.И.Краснов (Главтюменнефтегаз).

Составители: Э.М.Тосунов, Р.Р.Алишанян, Б.В.Горбачев, С.Ю.Съестнов, В.Г.Чирцов.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ТЕХНОЛОГИЯ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ СПС

РД 39-0147009-506-85

Вводится впервые

Срок введения установлен
01.01.86

Срок действия до 31.12. 88 .

I. Общие положения

I.I.Настоящий РД является методическим руководством при проектировании технологического процесса освоения скважин с использованием самогенерирующихся пенных систем (СПС), 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 СПС 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.I. Степень газонасыщения раствором может изменяться при нормальных условиях от I0 до I20.

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

I.4.Планы на проведение работ с СТПС составляют в соответствии с проектом освоения скважин, геолого-физическими характеристиками месторождения и согласовывают с геологической и технологической службами и утверждаются руководством УБР, НГДУ или УПНП и КРС.

2.ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРОЦЕССУ

2.I.Технологический процесс с использованием СТПС предназначен для проведения работ в следующих условиях.

2.I.I.Максимальная глубина скважины, м - 3000

2.I.2.Тип коллектора - поровый или порово-трещинный проницаемостью, мкм^2 - от 0,03 до 0,40

2.I.3.Пластовое давление, МПа:

2.I.3.I.При перфорации при депрессии на пласт , ОПЗ и вызове притока - от 0,8 до I,2.

2.I.3.2.При перфорации ,при репрессии на пласт - от 0,8 до I,I.

2.I.4.Пластовая температура, ^{o}C:

2.I.4.I.При перфорации,при депрессии на пласт, ОПЗ и вызове притока - от 20 до I20;

2.I.4.2.При перфорации,при репрессии на пласт - 45-70.

3.ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА И МАТЕРИАЛЫ

3.I.Для приготовления исходных растворов СТПС и закачивания их в скважину используют:

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

3.I.2.Автоцистерну типа АЦН.

3.I.3.Емкость для приготовления раствора инициатора, объемом до 200л.

3.2.Материалы для приготовления раствора СПИС:

3.2.I.Нитрит натрия технический в растворе, ТУ 38-I0274-79, допускается использование нитрита натрия кристаллического ГОСТ I9906-76.

3.2.2.Аммоний хлористый технический, ГОСТ 22I0-73.

3.2.3.Косульфат 3-I0н, ТУ 38-407281-84, допускается использование сульфонола НП-3, ТУ-84-509-74 или превоцела(продукт ГДР).

3.2.4.Бензолсульфокислота, ТУ 6-I4-25-79,допускается использование амидосульфоновой (сульфаминовой) кислоты, ТУ 6-03-381-80,соляной кислоты ингибированной,ГОСТ-857-78, или абгазовой соляной кислоты, ТУ-6-0I-7I4-77.

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

3.3.I.Манометр глубинный типа МГН-2, ТУ 25-0203-I985-78 (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 ТЗГ-36, пределы измерения,^{o}С ..... от I0 до I50, ТУ 39-0I-244-76 (или другие типы).

3.3.5.Термометр глубинный типа СТЛ-28, ^{o}С, пределы измерения от 5 до I20, ТУ 39-0I-09-564-80.

4.СВЕДЕНИЯ О КОМПОНЕНТАХ СОСТАВА.

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

4.I.Аммоний хлористый технический (нашатырь),газообразователь, представляет собой порошок или гранулы белого цвета, растворимость в воде – 29,4%, плотность I,527 г/см^{3}.

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 отправками 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 СПС контролируют содержание основного вещества по плотности раствора (приложение 1).

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 2,17г/см^3, растворимость в воде при 20°С - 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 - 10н, пенообразователь - представляет собой смесь натриевых солей алкилсульфата и сульфата моноэтаноламида. Пастообразная масса от белого до светлокоричневого цвета. Затаривают в герметически закрываемые железные бочки емкостью 100-200дм^3 или полиэтиленовые банки емкостью до 10дм^3.

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.Сульфонол НП-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^3 . Поставляется в металлических бочках или цистернах.

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

нение сульфаминовой кислоты или соляной кислоты.

4.7.I.Бензолсульфокислота представляет собой кристаллическую массу темно-серого цвета, растворимость в воде при t =50°С -80%.

Температура самовоспламенения I95°С.

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,I26 г/см^3, растворимость в воде при t =20°С - 2I,3 г на I00 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 верхнедыхательные пути и слизистые оболочки глаз. При попадании на кожу вызывает ожог.

5. ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ

5.I.Вскрытие продуктивного пласта перфорацией с использованием СГПС в качестве перфорационной среды осуществляют при депрессии или при репрессии на пласт.

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

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

5.I.I.2.Количество раствора СГПС выбирают из расчета заполнения скважины в интервале от искусственного забоя до глубины на I5 + 20 м выше верхней части интервала перфорации.

5.I.I.3.Количество водного раствора ПАВ (содержание ПАВ - I,0-I,5% разделительный (буферный) раствор выбирают из расчета заполнения в скважине (затрубном пространстве) интервала длиною 40÷50м, между раствором СГПС и жидкостью, заполняющей скважину.

5.I.I.4.Приготавливают раствор СГПС 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 I5-20 минут (насос работает "на себя") до полного растворения реагентов. При всех операциях приготовленный раствор СГПС перевозят и хранят в закрытых емкостях.

5.I.I.5.Приготавливают раствор ПАВ на скважине, используя емкости насосных агрегатов. После ввода пенообразователя раствор перемешивают в течение I0-I5 минут.

5.I.I.6.Нагнетают последовательно в НКТ раствор ПАВ (I-я порция - для размещения в затрубном пространстве), раствор СТПС,раствор ПАВ (2-я порция) и продавочную жидкость в соответствии с условиями по п п.5.I.I.2 и 5.I.I.3.

5.I.I.7.Проводят перфорационные работы в соответствии с инструкцией [I].

5.I.I.8.При проведении дальнейших работ по освоению скважины (ОПЗ и вызов притока) с использованием СТПС проектируют их в соответствии с рекомендациями по п.5.2 настоящего РД.

5.I.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 [I].

5.I.2.I.Количество и составы раствора СТПС, раствора ПАВ и продавочной жидкости выбирают из условия по п п5.I.I.2 - 5.I.I.3.

5.I.2.2.Приготавливают растворы и закачивают их в скважину в соответствии с работами по п п. 5.I.I.4 - 5.I.I.6.

5.I.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.I.2.4.Контролируют наличие СТПС в заданном интервале в скважине с помощью резистивиметра.

5.I.2.5.Проводят перфорационные работы в соответствии с инструкцией [I].

5.I.2.6.При проведении дальнейших работ по освоению скважины (ОПЗ и вызов притока) с использованием СТПС проектируют их в соответствии с рекомендациями по п. 5.2.

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

5.2.I.При обработке скважин с температурами от 70 до 120°С.

5.2.I.I.Определяют количество раствора СПС из расчета заполнения скважины в интервале от забоя до глубины на I0 + I5м выше верхней части интервала перфорации, заполнения НКТ до глубины не более I000м от устья скважины (величина давления жидкости ,заполняющей НКТ над раствором СПС,не должна превышать I0,0 МПа, а величина температуры в верхней части СПС - свыше 70°С) и нагнетания в пласт раствора в количестве 0,I + 0,2 м^3 на 1м вскрытой (перфорацией) толщины пласта.

5.2.I.2.Количество раствора ПАВ (содержание ПАВ - 0,5-I,0%) выбирают из расчета заполнения в НКТ и затрубном пространстве интервалов длиною 40 + 50 м между раствором СПС и жидкостью,заполняющей скважину.

5.2.I.3.Приготавливают раствор СПС и раствор ПАВ в соответствии с работами по п.5.I.I.4 и 5.I.I.5.

5.2.I.4.Нагнетают последовательно в НКТ: раствор ПАВ (I-я порция), раствор СПС, раствор ПАВ и продавочную жидкость в соответствии с условием по п. 5.2.I.I , с учетом задавливания в пласт части раствора СПС (0,I + 0,2 м^3 на I п.м.) при закрытом затрубном пространстве.

5.2.I.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.I.6.При проведении работ по п п. 5.2.I.4 и 5.2.I.5 давление в затрубном пространстве не должно превышать величину допустимого давления на эксплуатационную колонну.

5.2.I.7.Пускают скважину на самоизлив для очистки призабойной зоны пласта.

5.2.I.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.I.9.При выполнении работ по п.п. 5.2.I.I - 5.2.I.8 с целью создания повышенных депрессий на пласт допускаются использование дополнительного количества раствора СГПС и повышение количества газо- и пенообразователей в соответствии с рекомендациями по приложению 3. При этом дополнительное количество раствора СГПС размещают в затрубном пространстве скважины.

5.2.I.I0.При проведении работ по п. 5.2.I.9 допускается -(по согласованию с геологотехническими службами по п. I.5), осуществление самоизлива (после ОПЗ) одновременно по НКТ и затрубному пространству скважин.

5.2.I.II.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 I,5 ÷ 2,0 объема НКТ до поступления чистой жидкости; в случае необходимости заполняют скважину задавочной жидкостью, (например, солевым раствором), поднимают НКТ, опускают глубинный насос и вводят скважину в эксплуатацию с исследованием на приток.

5.2.I.I2.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.I, дополнительно используя инициатор реакции газообразования.

5.2.2.I.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.I.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.I - 3.3.5, которые устанавливают в процессе ОПЗ и вызова притока в НКТ на глубине на I0 ÷ I5 м выше башмака НКТ.

6. ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ ПРОВЕДЕННЫХ РАБОТ

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

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

6.I.2.Исследование методом восстановления давления с определением состояния призабойной зоны и качества (степени совершенства) сообщения скважины с пластом-коллектором.

6.I.3.Исследование профиля притока флюида к скважине - для дифференцированной оценки качества работ.

7.УКАЗАНИЯ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ И ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

7.I.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-I03-89, отраслевой инструкции по безопасности труда при бурении с использованием газообразных агентов - ИБТВ I-062-79.

7.2.Материалы, используемые для освоения скважин с СПС, 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 СПС, и их характеристики приведены в таблице.

Таблица

Предельно допустимые концентрации компонентов состава

Вещество	Предельно допустимая концентрация, мг/м^3	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-IOн	-	Продукт не выделяет паров,поэтому не характеризуется ПДК.
Сульфонол 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 СПС механизирован, осуществляется на открытом воздухе, носит кратковременный характер. Тем не менее должны быть предусмотрены следующие меры безопасности.

7.4.I. Проведение с обслуживающим персоналом перед началом работ дополнительного инструктажа по технике безопасности и промсанитарии.

7.4.2.Обеспечение обслуживающего персонала спецодеждой: резиновыми сапогами(ГОСТ I2265-78), резиновыми перчатками (ГОСТ 20010-74), защитными очками (ГОСТ I2.4.0I3-75).

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

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

7.4.5.Прием пищи разрешается только в специально отведенном месте. При этом предварительно снимают спецодежду и моют руки и лицо холодной 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 СПС 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 СПС разрешается разогревать паром при температурах до 40°С. 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.

Л 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^3	Концентрация нитрита натрия, г/л
I,ёI5	364
I,I93	332
I,I76	309
I,I70	299
I,I57	280
I,I46	264
I,I37	249
I,I23	236
I,II3	224
I,I00	204
I,095	I95
I,090	I87
I,086	I80
I,082	I73

Приложение I

Количество воды для разбавления I м³ раствора нитрита натрия до заданной концентрации

Таблица I.2

Исходная концентрация реагента кг/м³	Количество воды в л на I м³ раствора																
	Заданная концентрация реагента, кг/м³																
	347	331	316	303	291	280	270	260	251	243	235	227	221	214	208	202	197
364	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500	550	600	650	700	750	800	850
347	–	48	95	143	190	238	286	333	381	429	476	524	571	619	667	714	762
331	–	–	45	91	136	182	227	273	318	363	409	454	500	545	591	636	682
316	–	–	–	43	87	130	174	217	261	304	348	391	435	478	522	565	609
303	–	–	–	–	42	83	125	167	208	250	292	333	375	417	458	500	542
291	–	–	–	–	–	40	80	120	160	200	240	280	320	360	400	440	480
280	–	–	–	–	–	–	38	77	115	154	192	231	269	308	346	385	423
270	–	–	–	–	–	–	–	37	74	111	148	185	222	259	296	333	370
260	–	–	–	–	–	–	–	–	36	71	107	143	178	214	250	286	321
251	–	–	–	–	–	–	–	–	–	34	69	103	138	172	207	241	276
243	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	33	67	100	133	167	200	233
235	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	32	64	97	129	161	193
227	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	31	62	94	125	156
221	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	30	61	91	121
214	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	29	59	88
208	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	29	57
202	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	28

Приложение

Компонентный состав для приготовления $1м^3$ СГПС различного назначения

Таблица I.3

№№ пп	Назначение	Количество реагента, кг/$м^3$				Величина снижения забойного давления, в скважине глуб. 2500-3000м МПа	Примечание
		Газообразователи		Пенообразователь Косульфат (сульфонол НП-3, превоцел)	Инициатор Бензолсульфокислота (сульфаминовая кислота, соляная кислота)		
		аммоний хлористый	натрит натрия				
I.	Перфорационная среда для вторичного вскрытия пласта						
I.I.	При депрессии на пласт при температурах от 70 до I20°С	280±20	280±20	30±3(30±3)	-	0,2	
I.2.	При репрессии на пласт при 45±70°С	200±I5	200±I5	25±2 (25±2)	-	0,I	
	2. Раствор для ОПЗ и вызова притока из пласта	200±I5	200±I5	20±2(20±2)	-	5,0...6,0	
2.I.	Для температур от 70 до I20°С	280±20	280±20	25±2(25±2)	-	7,5...8,0	
2.2.	Для температур от 2° до 70°С	280±20	280±20	25±2(25±2)	(2,0...I,5)±0,2	7,5...8,0	Инициатор используют в виде 3% раствора на водной основе (I00-I50л на $1м^3$ раствора СГПС)

Оглавление

1.Общие положения

2.Технические требования к технологическому процессу 4

3.Технические средства и материалы 4

4.Сведения о компонентах состава 5

5.Технология проведения работ 9

5.1.Вскрытие продуктивного пласта перфорацией 9

5.2.Обработка призабойной зоны пласта и вызов притока.....11

6. Оценка результатов проведенных работ 13

7.Указания мер безопасности и охрана окружающей среды.....13

8.Литература 17

Приложение 18

Формат 60x84 1/16 Печ.л.0,9

Заказ 538 Тираж 200

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

gost.e-ecolog.ru