МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ «КРАСНОДАРНЕФТЕГАЗ»

Технологическая инструкция по обработке призабойной зоны скважин тампонажным раствором РД-39-1-160-79

1979 год.

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ «КРАСНОДАРНЕФТЕГАЗ»

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель министра нефтяной промышленности

..... А. В. Валиханов

2 апреля 1979 г.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ИНСТРУКЦИЯ ПО ОБРАБОТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН ТАМПОНАЖНЫМ РАСТВОРОМ

РД-39-1-160-79

1979 г.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Технологическая инструкция по проведению обработки призабойной зоны скважин тампонажным раствором

РД-39-1-160-79

Приказом Министерства нефтяной промышленности № 199 от 6 апреля 1979 г.

Срок введения установлен с 1 июня 1979 года, вводится впервые.

АННОТАЦИЯ

Настоящая инструкция предназначена для методического и практического руководства при проектировании и проведении работ с применением тампонажного раствора в целях крепления призабойной зоны скважин и изоляции притока пластовых вод с температурой забоя 20:110° С.

В инструкции приведены краткие сведения о материалах, применяемых для приготовления тампонажного раствора, основные положения по проектированию и технологии проведения процесса обработки призабойной зоны скважин, описано применяемое оборудование, даны рекомендации по определению технико-экономической эффективности обработки скважин, правила безопасности при проведении работ.

Указанный выше тампонажный раствор защищен авторским свидетельством по заявке № 261 9607|22-08 от 23.05.78 г.

1. ВВЕДЕНИЕ

Проблема повышения качества крепления призабойной зоны и изоляции притока пластовых вод имеет большое значение в системе мероприятий по увеличению темпов и степени извлечения нефти и газа из недр.

В настоящее время в СССР и за рубежом накоплен значительный опыт применения синтетических смол для обработки призабойных зон скважин. Однако в условиях интенсивного выноса породы и значительного обводнения добываемой продукции эффективность таких обработок резко уменьшается.

Это объясняется тем, что применяемые синтетические смолы распределяются в призабойной зоне по мощности неравномерно. Проникновение их происходит, в основном, в высокопроницаемую зону пласта, наиболее дренированную и обводненную его часть.

Вследствие постоянного обрушения породы и выноса ее в скважину в призабойной зоне образуется выработка (каверна).

В таких условиях применение обычных синтетических смол приводит к слабому сцеплению системы порода - полимер, к неполному заполнению каверн.

После обработки в таких скважинах продолжается разрушение рыхлых пород призабойной зоны, сокращается поступление песка в скважину, происходит вынос смолы.

Для крепления рыхлых песков в условиях кавернозной нефтеводонасыщенной призабойной зоны скважин разработан и внедрен новый тампонажный раствор.

При обработке скважин этим тампонажным раствором происходит заполнение каверны призабойной зоны, проникновение его в поры пласта, цементирование рыхлых песчаных пород и сохранение при этом достаточных механических свойств и проницаемости.

Это обеспечивает повышение эффективности крепления рыхлых песчаных пород, ограничение притока пластовых вод и устранение выноса песка.

2. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ ТЕХНОЛОГИИ КРЕПЛЕНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ И ИЗОЛЯЦИИ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ В СКВАЖИНАХ

Проектирование технологии крепления призабойной зоны и изоляции пластовой воды тампонажным раствором должно прежде всего определяться размером зоны пласта и объемом каверны, подлежащей обработке, процентом обводненности скважин и исходить из обеспечения возможности последующего увеличения или стабилизации отбора нефти и газа.

Эффективность обработки скважины тампонажным раствором связана не только с количеством закачанного раствора и других входящих в тампонажный раствор компонентов, а, в основном, с формированием прочного проницаемого песчаного массива и образования полимера, ограничивающего приток воды. Размер обрабатываемой зоны пласта зависит от объема закачанного тампонажного раствора и скорости движения его от стенки скважины вглубь пласта.

Для правильного проектирования технологии крепления призабойной зоны и изоляции пластовой воды важно определить время потери подвижности и отверждения в пластовых условиях. Лабораторными исследованиями установлены зависимости времени увеличения вязкости и потери подвижности раствора от вводимого катализатора и изменений температуры.

Увеличение объема катализатора в растворе приводит к сокращению срока отверждения его, а увеличение температуры — к со-

кращению сроков отверждения раствора без катализатора. Количество тампонажного раствора, наполнителя и добавок на одну обработку зависит от величины обрабатываемого интервала, объема каверны и пластовых условий (давления и температуры).

Объем тампонажного раствора, необходимый для обработки скважины определяется по формуле

$$V_{раств.} = \frac{\pi}{4} K (D^2 - d^2) h m_{эф}, \quad (1)$$

где D — внешний диаметр зоны, подлежащий креплению, м;

d — наружный диаметр обсадной колонны, м;

h — мощность пласта, м;

$m_{эф}$ — эффективная пористость;

K — коэффициент, учитывающий потери раствора.

Величину радиального проникновения раствора в пласт при условии равномерной проницаемости по всему интервалу перфорации, можно определить по формуле

$$R = \sqrt{\frac{Vt}{\pi m_{эф} h} - r_c^2} \quad (2)$$

где V — скорость закачки раствора, м³/мин.;

t — время начала реакции тампонажного раствора, мин.;

r_c — радиус ствола скважины, м.

Объем жидкости для продавки раствора в пласт определяется по формуле

$$W_n = W_3 + W_K, \quad (3)$$

где W_n — объем продавочной жидкости, м³;

W_3 — объем колонны насосно-компрессорных труб, м³;

W_K — объем эксплуатационной колонны в интервале от башмака насосно-компрессорных труб до нижних дыр фильтра, м³;

$$W_3 = l_1 V_1, \quad (4)$$

$$W_K = l_2 V_2, \quad (5)$$

где l_1 — длина насосно-компрессорных труб, м;

V_1 — объем одного погонного метра насосно-компрессорных труб, м³;

l_2 — расстояние от башмака насосно-компрессорных труб до нижних дыр фильтра, м;

V_2 — объем одного погонного метра эксплуатационной колонны, м³

Практикой обработки скважины тампонажным раствором установлено, что расчетный объем (W_n) необходимо увеличивать на 0,1 0,15 м³ для гарантии недопущения прихвата насосно-компрессорной трубы.

При расчете объема продавочной жидкости необходимо учитывать начало реакции в кислой среде тампонажного раствора.

Время начала отверждения раствора определяется из времени, необходимого для его продавки в обрабатываемый интервал, параметров обрабатываемого пласта и принятой технологии обработки скважин.

Время, необходимое для продавки тампонажного раствора в выбранный интервал, состоит из времени закачки раствора в насосно-компрессорные трубы, начала реакции в кислой среде и продавке его в пласт. При определении времени, требующегося для приготовления тампонажного раствора, во всех случаях следует учитывать необходимость проведения вспомогательных работ в максимально короткие сроки.

Баланс времени операции по обработке скважин рассчитывается по формуле

$$T = Tр + Tп + Tпр + To \qquad (6)$$

где Тр — время закачки раствора в насосно-компрессорные трубы, мин.;

Тп — время закачки продавочной жидкости, мин.;

Тпр — время подготовительных работ с начала приготовления раствора, мин.;

То — время на неучтенные и возможные остановки (примерно 10—15), мин.

Для пластов с повышенной проницаемостью начало отверждения раствора устанавливается минимальным.

Для пластов с низкой проницаемостью (примерно 30:50 миллидарси) и с высоким пластовым давлением время отверждения раствора устанавливается с некоторым запасом.

На основании опыта применения тампонажного раствора в скважинах Анастасиевско-Троицкого месторождения с пластовой температурой 63°С время начала отверждения раствора в нормальных условиях принято равным 60—70 минут.

Эти данные определяются в НИЛе.

3. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О МАТЕРИАЛАХ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА, И РЕКОМЕНДУЕМАЯ РЕЦЕПТУРА ДЛЯ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН

Для приготовления тампонажного раствора применяют: смолы фенолформальдегидные (марки СФЖ-3012, ВР-1), карбомидные смолы (крепитель М-1, 2, 3), кислотный отвердитель, наполнитель. В качестве добавок вводят гидрофобную кремнийорганическую жидкость (ГКЖ), уменьшающую проницаемость по воде, смесь диоксановых спиртов и эфиров (Т-66), поглощающих воду, углеводородную жидкость (газолин) для растворения смолистых веществ в призабойной зоне и поверхностно-активное вещество (ПАВ), способствующее лучшему проникновению раствора по пласту. В качестве наполнителя используют кварцевый песок фракции 0,2:0,8 мм, предназначенный для заполнения каверны и кислотного отвердителя, синтетическую техническую соляную кислоту.

Краткая характеристика применяемых веществ для приготовления тампонажного раствора приводится в таблице 1.

На основании проведенных лабораторных исследований для обработки призабойной зоны скважин тампонажным раствором рекомендуется использовать рецептуру при следующем соотношении компонентов в весовых частях:

гидрофобная кремнийорганическая жидкость	0,08—0,45;
смесь диоксановых спиртов и эфиров	8,0—32,16;

углеводородная жидкость	0,73—1,08;
поверхностно-активное вещество	0,08—0,32;
фенолформальдегидная (карбомидная) смола	100;
кислотный отвердитель	0,26—1,05;
наполнитель	8,60—24,2

Полученные при нормальных условиях образцы имеют следующие показатели:

предел прочности при сжатии 134—142 кгс/см², проницаемость по воде 0,02—0,07, по нефти 0,28—0,67 Дарси.

Применение тампонажного раствора позволяет сохранить проницаемость по нефти и значительно уменьшить проницаемость образца для воды.

4. ВЫБОР СКВАЖИН И ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ИХ СОСТОЯНИЮ

При выборе скважин необходимо учитывать геолого-эксплуатационные особенности скважин и экономическую целесообразность проведения обработки.

Таблица 1

Шифр	Наименование	Общая характеристика вещества	Свойства в нормальных условиях: плотность г/см³	Свойства в нормальных условиях: вязкость мПас	Технические условия	Завод-изготовитель	Срок хранения
1	2	3	4	5	6	7	8
Крепитель-М	Карбомидная смола (мочевина формальдегидная)	Жидкость светло серая, хорошо растворяется в воде	1,162-1,169	53-64		Кусковский химзавод (г. Кусково, Московской области)	0,5 год
ВР-1	Резольная смола	Прозрачная жидкость, красновато-коричневая, не растворяется в нефти, а растворяется в воде, горючая	1,15-1,16	Не более 40	МРТУ6-05-1208-69	Завод «Карболит» (г. Орехово-Зуево, Московской области)	3 м-ца
СФЖ-3012	Фенолформальдегидная	Жидкость красновато-коричневая, растворима в воде	1,15-1,16	То же	ГОСТ 20907-75	То же	3 м-ца

1	2	3	4	5	6	7	8
ГКЖ-11	Гидрофобная кремний-органическая жидкость	Бесцветная прозрачная жидкость, с характерным спиртовым запахом. Смешивается с водой и спиртами в любых соотношениях	1,17-1,21		ТУ6-02-696-72	Химзавод г. Усолье, Иркутской области	Один год
Реагент Т-66	Смесь диоксановых, пирановых спиртов и эфиров	Легкоподвижная, однородная жидкость от желтого до коричневого цвета, хорошо растворяется в воде, температура застывания —57°С.	1,02-1,05		ТУ 38-103--243-74	Завод синтетического каучука (г. Волжск, Волгоградской обл.	Один год
ДС-РАС	Алкиларилсульфонат	Однородная прозрачная жидкость, имеет слабый запах нефтепродуктов, полностью растворима в воде			ТУ 38-7--52-69	Нефтехимический комбинат (г. Салават)	Один год

Обработку призабойной зоны тампонажным раствором можно производить в скважинах независимо от способа их эксплуатации, т. е. как при фонтанном, так и при механическом способе добычи нефти.

Обработке подлежат:

4.1 Скважины, вышедшие из бурения, а также вступившие в эксплуатацию после возврата на вышележащий горизонт, освоение которых затрудняется вследствие выноса песка.

4.2 Скважины, числящиеся в бездействующем фонде и не поддающиеся освоению из-за обильного выноса песка и воды.

4.3 Эксплуатационные скважины, выносящие песок и периодически образующие песчаные пробки.

Подлежащим обработке геолого-технические требования к скважинам.

4.4 Эксплуатационная колонна скважины не должна иметь дефектов и посторонних предметов на забое.

4.5 Насосно-компрессорные трубы не должны иметь резьбовых нарушений, трещин, свищей и т. п.

4.6 В скважинах, имеющих притоки посторонних вод из-за нарушения колонны, должны предварительно проводиться работы по изоляции этих вод.

4.7 Обработке в один прием подлежат скважины, длина фильтра которых не превышает 10 м и объем каверны не более 6 куб. м. Скважины с большей длиной фильтра обрабатываются в несколько приемов, а при наличии каверны более 6 куб. м ее необходимо предварительно насыщать крупнозернистым кварцевым песком, последнюю порцию песка 1—2 куб. м доставлять на забой тампонажным раствором (жидкость-пескосмеситель).

5. ОБОРУДОВАНИЕ И ИНВЕНТАРЬ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН

5.1 Оборудование

5.1.1 Агрегат типа А-50 или Азинмаш-43-А	— 1
5.1.2 Цементировочные агрегаты ПА-320-М	— 2

5.1.3 Пескосмеситель 4ПА-1 — 1

5.1.4 Трактор С-80 — 1

5.1.5 Кислотный агрегат Азинмаш-30-А — 1

5.1.6 Промывочный агрегат ПА-8-80 — 1

5.1.7 Передвижная паровая установка ППУ-3М для работы в зимних условиях — 1

5.1.8 Автоцистерны для подвозки реагентов — 2

5.1.9 Тройник для параллельного подключения цементировочных агрегатов к скважине — 1

5.1.10 Манометры технические для установки на буфере и на затрубном пространстве — 2

5.1.11 Емкость для продавочной жидкости объемом 30—40 куб. м — 1

5.2 Инвентарь

5.2.1 Дежурная спецодежда (костюмы суконные, очки, резиновые и брезентовые рукавицы, резиновые сапоги, прорезиненные фартуки) 2—3 комп.

5.2.2 Аптечка —1

5.2.3 Бак для питьевой воды объемом не менее 0,02 м³ — 1

6. ПРОВЕДЕНИЕ ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТ НА СКВАЖИНЕ

После выбора скважины к обработке тампонажным раствором необходимо провести подготовительные работы.

6.1 Замерить глубину забоя, при наличии песчаной пробки произвести очистку ее.

6.2 Проверить статический уровень жидкости, определить объем каверны и обследовать состояние колонны и подвески насосно-компрессорных труб. После подготовительных работ подготавливают скважину к обработке ее тампонажным раствором.

6.3 Провести глушение скважины в случае необходимости подъема насосно-компрессорных труб и других работ. Для глушения сква-

жины обычно применяют минерализованную воду или глинистый раствор соответствующей плотности.

В условиях интенсивного поглощения жидкости за счет высокой пористости породы и при невозможности заглушить скважину однородной фильтрующей жидкостью, следует применять нефильтрующуюся водонефтяную эмульсию.

Рецепт эмульсии в процентах

Указанные выше компоненты смешать и пропускать через 5—8 миллиметровый штуцер при 49,03×10,5 : 58,8×10,5 Па (50—60 кгс|см²) в течение 40—60 минут.

Нефть плотность 8,95×10⁴ : 9,00×10⁴ кг|м³	60
Вода пресная	30
Углещелочный реагент 15 : 2	10

Приготовленная эмульсия должна иметь следующие параметры: вязкость по СПВ-5-10-12 мин. до полной потери текучести.

— водоотдача по ВМ-6-3 : 2 см³ за 30 минут.

Приготовленную эмульсию в объеме 3—5 м³ по насосно-компрессорным трубам или в кольцевое пространство закачать в скважину и продавить ее на забой глинистым раствором. Для определения размера каверны необходимо закачку эмульсии производить до повышения давления на устье скважины 14,7×10,5 : 19,61×10,5 Па на (15 : 20 кгс|см²) по сравнению с давлением, полученном при определении приемистости скважины нефтью. По разности объемов эмульсии на забое и в НКТ определить объем каверны. Эмульсию прямой или обратной промывкой извлечь из скважины и провести работы на скважине согласно плану.

7. ТЕХНОЛОГИЯ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ТАМПОНАЖНЫМ РАСТВОРОМ И ОСВОЕНИЕ СКВАЖИНЫ

Если в интервале вскрытия пласта имеется песчаная пробка, она должна быть удалена до нижних отверстий перфорации или на 1—2 метра ниже. Башмак насосно-компрессорных труб может находиться у верхних отверстий, в середине или у нижних отверстий перфорации. В скважинах с низким пластовым давлением, составляющим менее

80—90 процентов гидростатического напора столба жидкости в скважине, в колонну насосно-компрессорных труб должен быть вмонтирован пакер многократного действия (например, ПШ-5 или ПШ-6). Пакер устанавливается от башмака труб на расстоянии, равном интервалу перфорации плюс 12—15 м.

В скважинах с намывными гравийными фильтрами пакер должен находиться выше хвостовика фильтра.

При отсутствии пакера на насосно-компрессорных трубах нужно:

7.1 Обработать скважины тампонажным раствором.

7.2 Измерить пластовое давление и глубину забоя скважины.

7.3 Обвязать устье скважины с агрегатами и опрессовать линии нагнетания (см. рисунок).

7.4 Определить приемистость скважины.

7.5 В емкости одного цементировочного агрегата приготовить расчетное количество раствора.

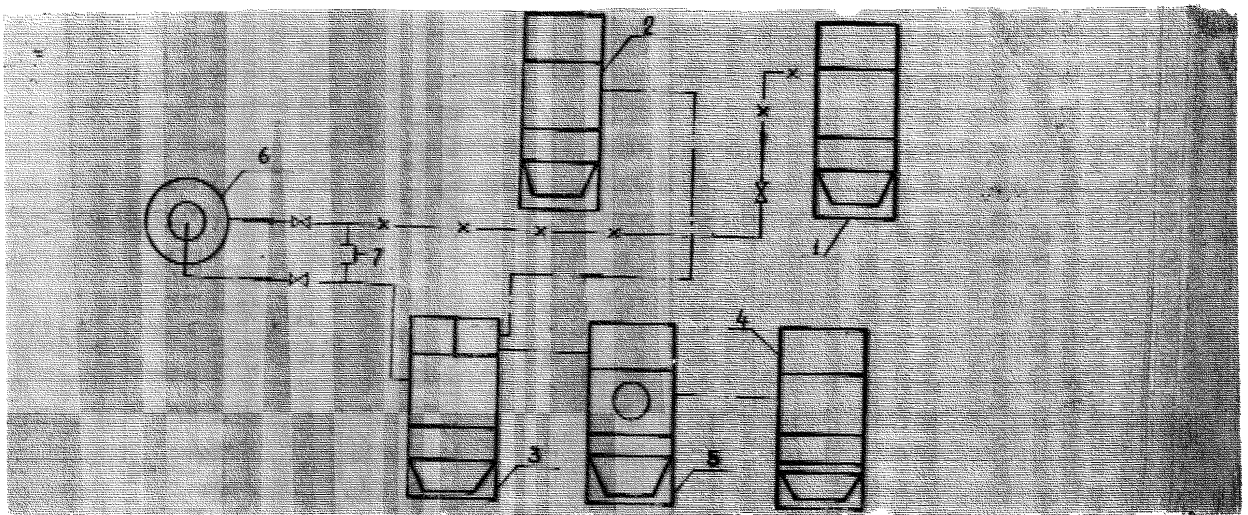
7.6 В емкости другого цементировочного агрегата заготовить нефть для продавки смеси на забой.

7.7 В скважину через насосно-компрессорные трубы последовательно закачать 0,5 м^3 технической соляной кислоты кислотным агрегатом, в качестве буфера — цементировочным агрегатом 0,2 м^3 нефти, тампонажный раствор, 0,2 м^3 нефти, затем 0,5 м^3 технической соляной кислоты и продавить раствор на забой скважины нефтью в объеме НКТ, скважину закрыть на 24 часа для реагирования.

7.8 Демонтировать и тщательно промыть цементировочные агрегаты и соединительные трубопроводы.

7.9 Обработка скважины тампонажным раствором при наличии пакера на насосно-компрессорных трубах.

7.10 Освободить пакер и произвести циркуляцию жидкости в стволе скважины. Закачать в затрубное пространство дегазированную нефть, подняв ее уровень на 30—40 м выше кровли пласта,



кислота нефть Тампонажный раствор Тампонажный раствор с песком

СХЕМА ОБВЯЗКИ АГРЕГАТОВ С УСТЬЕМ СКВАЖИНЫ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ТАМПОНАЖНЫМ РАСТВОРОМ

1 — агрегат с кислотой; 2 — автоцистерна с нефтью; 3 — агрегат для закачки тампонажного раствора; 4 — агрегат с тампонажным раствором; 5 — пескосмеситель; 6 — устье скважины; 7 — резервная нагнетательная линия.

7.11 Распакероваться и проверить герметичность пакеровки опрессовкой затрубного пространства на 40—50 кгс/см².

7.12 Закачать в насосно-компрессорные трубы рассчитанный объем тампонажного раствора и продавить его в пласт нефтью в объеме, равном продавочному. Закачку тампонажного раствора в НКТ и продавку его на забой производить по пункту 7.7.

7.13 Освободить пакер. После реагирования раствора автолебедкой определить забой.

7.14 Освоение скважин при температуре забоя 20—40°С, 40—60°С, выше 60°С, производится соответственно через 72, 48 и 24 часа после обработки скважины тампонажным раствором.

7.15 Освоение скважины включает следующие операции:

а) определение глубины забоя;

б) установление циркуляции жидкости в скважине;

в) вызов притока жидкости или газа из скважины.

Вызов притока производить плавным запуском, при этом отбор жидкости или газа из скважины в первые дни работы должен быть снижен на 20—30 процентов имевшего место среднего отбора до обработки. Через 10—15 суток работы отбор жидкости из скважины увеличить, постепенно доведя его до размеров, которые соответствуют геолого-техническим возможностям. При вызове притока жидкости или газа не следует допускать резких депрессий на пласт.

8. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБРАБОТОК СКВАЖИН

При определении эффективности обработок скважин следует пользоваться «Руководством по определению технологической и экономической эффективности мероприятий по увеличению производительности скважин», утвержденным МНП СССР 29 декабря 1971 года, и методикой определения экономической эффективности использования в народном хозяйстве новой техники, изобретений и рационализаторских предложений (М. «Экономика», 1977) и технологической инструкцией РД-39-1-118 78, утвержденной зам. министра нефтяной промышленности т. Валихановым В. В. 20 декабря 1978 года.

В качестве основных показателей технологической эффективности обработки скважин тампонажным раствором принимается коэф-

фициент эксплуатации, среднесуточный дебит скважин, затраты на подземный и капитальный ремонт, связанные с выносом песка, обводнением и объемом дополнительной нефти, добытой из объекта после проведения мероприятия.

8.1 Оценка технологической эффективности мероприятия по обработке призабойной зоны скважин тампонажным раствором.

8.1.1 Эффективной обработкой считается такая, которая после проведения мероприятия обеспечивает:

— прекращение выноса песка и снижение воды при неизменном технологическом режиме эксплуатации скважин (А);

— восстановление прежнего режима или его улучшение за счет прекращения выноса песка и уменьшения воды (В);

— прекращение падения дебита и его стабилизация на уровне, не допускающем вынос песка и уменьшение процента обводненности (С);

— запуск скважины в эксплуатацию после подземного ремонта скважины и обработки ее тампонажным раствором (Д).

В результате этого имеем дополнительную добычу нефти, сокращение затрат на подземный ремонт скважин, промывки пробки, прокачки, сокращение затрат на перенос фильтра.

Примечание: Указанные факторы состояния работы скважины до и после обработки заносятся в таблицу 2.

8.1.2 Дополнительная добыча нефти по скважине ($\Delta Q_ф$) определяется, как разность между фактической добычей нефти после проведения мероприятия и возможной добычей нефти без проведения мероприятия по формуле:

$$\Delta Q_ф = Q_ф - g_i t c, \qquad (7)$$

где $Q_ф$ — фактическая добыча за весь период эффекта, т;

g_i — средний дебит до обработки скважины (по последним 3—5 достоверным замерам), т|сут.;

t — продолжительность эффекта, сут.;

c — коэффициент падения дебита определяется по фактическим данным для каждой группы скважин А. В. С. Д.

8.2 Расчет экономической эффективности проведения обработки скважин тампонажным раствором.

Определение годового экономического эффекта основывается на сопоставлении приведенных затрат до и после внедрения мероприятия.

8.2.1 Приведенные затраты (З) выражаются формулой:

$$З = С + Ен \times К, \qquad (8)$$

Таблица 2

Примерная форма расчета экономической эффективности

Мероприятия	№№ скважин	Состояние скважины до обработки				Состояние скважины после обработки				Продолжительность эффекта, сут.	Фактическая добыча за период эффек, т	Средний дебит до обработки т/сут.	Коэф. паден. дебита данного вида скваж.	Возможн. добыча без мероприятия, т	Дополнит. добыча, т	Примечание
		А	В	С	Д	А	В	С	Д							
Обработка призабойной зоны скважин тампонажным раствором	138	+				+				180	1500	6,0	0,8	864	636	
	760	+	+				+			90	900	5,0	0,9	405	495	
	603			+				+		100	500	4,0	0,2	100	400	
	859				+				+	360	2360	—	—	—	2360	

где С — себестоимость одной тонны нефти, руб.;

К — удельные капитальные вложения в производственные фонды, руб.;

Ен — нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений (0,15).

Годовой экономический эффект исчисляется по разности приведенных затрат в расчете на годовой объем добычи нефти.

При определении фактического экономического эффекта учитываются данные отчетных калькуляций.

8.2.2 Затраты на проведение мероприятий по борьбе с выносом песка и изоляции воды складываются из затрат на материалы (З м), транспорт (З тр), зарплаты бригаде подземного ремонта (З бр. п. р.) и определяются по формуле:

$$З\ пр = З\ м + З\ тр + З\ бр.\ п.\ р. \qquad (9)$$

Или по смете затрат на проведение мероприятия.

8.2.3 Экономия затрат в результате сокращения количества подземных ремонтов (З пр) определяется по формуле:

$$З\ пр = C_1 / N - N_1 /, \qquad (10)$$

где C_1 — стоимость одного подземного ремонта, руб.

N — количество подземных ремонтов до проведения мемероприятий, руб.;

N_1 — количество подземных ремонтов после проведения мероприятия, руб.

8.2.4 Экономия затрат в результате сокращения промывок, песчаных пробок, прокачек (З пр. пес. пр. прок.) определяется по формуле:

$$З\ пр.\ пес.\ пр.\ прок. = C_2 \left(П - П_1 \right), \qquad (11)$$

где C_2 — стоимость одной промывки песчаной пробки, прокачки рублей;

П — количество промывок, прокачек до проведения мероприятия;

$П_1$ — количество промывок, прокачек после проведения мероприятия.

8.2.5 Затраты на дополнительную добычу нефти (Зд) определяются по формуле:

$$Зд = Зэ + Зстр. + Зтп + Згрр. \qquad (12)$$

где Зэ — затраты на энергию по извлечению нефти, руб.;

Зстр. — затраты на сбор и транспортировку нефти, руб.;

Зтп — затраты на технологическую подготовку нефти, руб.;

Згрр — затраты на геологоразведочные работы, руб.

8.3 Экономический эффект от внедрения тампонажного раствора для обработки скважин рассчитывается по формуле:

$$З = (C_4 - C_3) \cdot Q_1, \qquad (13)$$

где C_3 — себестоимость одной тонны нефти до проведения мероприятия, рублей;

C_4 — себестоимость одной тонны нефти после проведения мероприятия, рублей;

Q_1 — добыча нефти после проведения мероприятия, тонн.

Расчет производится по формуле (13), т. к. вложения при проведении мероприятий не требуется.

8.4 Пример расчета экономической эффективности обработки скважин тампонажным раствором приведен в таблице 3.

Таблица № 3

Пример расчета экономической эффективности обработки скважин тампонажным раствором

Показатели	До внедрения	После внедрения
1	2	3
Добыча нефти, тыс. т	4345,3	4363,2
Дополнительная добыча нефти, тыс т	—	17,9
Эксплуатационные затраты, тыс. руб.	16039,0	15939

1	2	3
Себестоимость добычи нефти, руб.	3,69	3,65
Дополнительные затраты на дополнительно добытую нефть, тыс. руб.		
(0,27 + 0.13 + 0,80) × 17900	—	21,5
Затраты на внедрение, тыс. руб. 1223 × 32	—	39,1
Сокращение затрат на подземных ремонтах тыс. руб.		
4810 × 32	—	153,9
Сокращение затрат на промывках, прокачках, тыс. руб.		
210 × 32	—	6,7
Количество обработок	—	32

Экономический эффект в результате внедрения составит

$$З = (3,69 - 3,65) \times 4363.2 = 174,5 \text{т.руб.}$$

9. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ОБРАБОТКЕ СКВАЖИН ТАМПОНАЖНЫМ РАСТВОРОМ

При осуществлении на практике обработки скважин тампонажным раствором следует выполнять следующие рекомендации по технике безопасности:

9.1 К работе с тампонажным раствором и другими фенолформальдегидными смолами и их компонентами допускаются только лица, прошедшие инструктаж на рабочих местах и проверку знаний по технике безопасности при работе с данными веществами.

9.2 Жидкие фенолформальдегидные смолы, входящие в тампонажный раствор, токсичны и оказывают раздражающее действие на кожу и слизистые оболочки.

При попадании жидкой фенолформальдегидной смолы на кожу пораженный участок необходимо промыть водой.

ствие на слизистые оболочки, вызывают сильные ожоги кожи.

9.3 Кислоты, соляная и другие, оказывают раздражающее действие

При попадании кислоты на кожу пораженный участок нужно обильно промыть водой, наложить повязку с 2—3-процентным раствором соды, риванолеом (1:1000) или фурацилином (1:5000). При ожогах II—III степени наложить повязки со стрептоцидовой или синтомициновой эмульсиями, вызвать врача.

9.4 Все работающие с данными веществами должны допускаться к работе в специальной одежде из плотной ткани, головных уборах и защитных очках. При непосредственном контакте с этими веществами работающие, кроме спецодежды, должны применять индивидуальные средства защиты — резиновые перчатки, фартуки из прорезиненной ткани, резиновые сапоги.

Спецодежда при работе должна быть тщательно застегнута на все пуговицы, рукава застегнуты или завязаны. Работать в рваной или неисправной спецодежде не разрешается. Индивидуальные средства защиты должны соответствовать размерам и быть хорошо подогнанными.

9.5 Налив и дозировка химреагентов допускается только с помощью насоса (для малых количеств рекомендуется применять ручные насосы с металлическими клапанами).

Налив вручную, черпаками и другими средствами запрещается.

При сливе не допускается свободно падающей струи.

9.6 При сливе, наливе и других операциях, а также при наблюдении за ходом процесса обслуживающий персонал должен находиться с наветренной стороны.

9.7 Транспортировка и хранение химреагентов допускается только в исправной таре, герметично закупоренной. Временное хранение соляной ингибированной кислоты и щелочей допускается в стальных емкостях.

9.8 Спецодежда работающих должна храниться на производстве, подвергаться стирке не реже одного раза в декаду.

9.9 Индивидуальные средства защиты ежедневно после окончания работы нужно промывать в горячей воде.

9.10 После окончания работы с указанными веществами все работающие обязаны вымыться под теплым душем.

9.11 Принятие пищи на рабочих местах не разрешается. Пища принимается в специально предназначенных для этой цели помещениях.

9.12 На участке работы должна быть аптечка с необходимыми медикаментами для оказания первой помощи.

9.13 Запрещается нахождение работающих во время закачки тампонажного раствора у заливочной головки или у коммуникаций с реагентами.

9.14 По вопросам безопасности, не получившим отражение в настоящем разделе, следует руководствоваться действующими Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности (М., «Недра», 1974).

Генеральный директор
объединения «Краснодарнефтегаз», д. т. н. **В. А. БРАГИН**

Начальник НГДУ «Приазовнефть» **М. А. РОМАНОВ**

СНС «КраснодарНИПИнефть» к. т. н. **Г. М. ШВЕД**

С О Д Е Р Ж А Н И Е

	стр.
1. Введение	3—4
2. Основные положения по проектированию технологии крепления призабойной зоны и изоляции пластовой воды в скважинах	4—7
3. Основные сведения о материалах, применяемых для приготовления тампонажного раствора, и рекомендуемая рецептура для обработки скважин.	7—8
4. Выбор скважин и геолого-технические требования к их состоянию	8—11
5. Оборудование и инвентарь для проведения обработки скважин	11—12
6. Проведение подготовительных работ на скважине	12—13
7. Технология обработки призабойной зоны тампонажным раствором и освоение скважин	13—16
8. Определение технико-экономической эффективности обработки скважин	16—22
9. Техника безопасности при обработке скважин тампонажным раствором	22—24

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ИНСТРУКЦИЯ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН ТАМПОНАЖНЫМ РАСТВОРОМ

Составлена начальником НГДУ «Приазовнефть» **Романовым М. А.**, старшим научным сотрудником «КраснодарНИПИнефть», к. т. н. **Шведом Г. М.** с участием начальника планово-экономического отдела НГДУ «Приазовнефть» **Пивневой Л. Д.**

Корректор **Н. М. Булатова.**

Нормоконтроль **Н. И. Измалкова.**

gost.e-ecolog.ru