МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ИНСТРУКЦИЯ

ПО ТЕХНОЛОГИИ ОГРАНИЧЕНИЯ ПРИТОКА ВОД И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ МНОГОКОМПОНЕНТНОЙ ПЕНОЙ НА ОСНОВЕ СИЛИКАТА НАТРИЯ И ХЛОРИСТОГО КАЛЬЦИЯ

РД 39-1-1221-84

МОСКВА · 1985

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

УТВЕРЖДАЮ

Первый Заместитель Министра
нефтяной промышленности
_____ В.И. Игревский
"12" 12.84.

ИНСТРУКЦИЯ

по технологии ограничения притока вод и интенсификации добычи нефти многокомпонентной пеной на основе силиката натрия и хлористого кальция

РД 39-I-I22I-84

Настоящий документ разработан:
Всесоюзным нефтегазовым научно-исследовательским институтом (ВНИИ)

Директор _____ Г.Г. Вахитов
" "_____ I984 г.

Ответственный исполнитель
Зав. лабораторией вскрытия пласта _____ В.А. Амиян
"30" _____ I984 г.

СОГЛАСОВАНО:
Начальник Управления по развитию техники, технологии и организации добычи нефти и газа _____ В.В. Гнатченко
" " _____ I984 г.

Начальник Технического управления _____ Ю.Н. Байдиков
" _____ I984 г.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Инструкция по технологии ограничения притока вод и интенсификации добычи нефти многокомпонентной пеной на основе силиката натрия и хлористого кальция

РД 39-I-I22I-84

Вводится впервые

Приказом Министерства нефтяной промышленности
от I4.0I.85г. № 30
Срок введения установлен
с 0I.03.85 г.
Срок действия до 0I.03.90 г.

Настоящая инструкция предназначена для руководства при проведении работ по ограничению притока воды в скважину и интенсификации добычи нефти многокомпонентной пеной на основе силиката натрия и хлористого кальция с добавкой нефти. Инструкция включает сведения о сущности метода, приготовлении рабочих растворов, закачке пены в пласт, характеристиках применяемых реагентов и технических средств. Инструкция составлена на основе результатов научно-исследовательских работ и промысловых испытаний технологии на месторождениях Татарии.

Составители: Амиян А.В., Мухаметзянов А.К., Васильев В.К., Казакевич Л.В., Киселева Г.С., Ромашова М.М.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Настоящая инструкция является руководящим документом при проведении технологического процесса ограничения притока воды в скважину и интенсификации добычи нефти с применением многокомпонентной пены на основе силиката натрия и хлористого кальция с добавкой нефти.

Как показали промышленные испытания и внедрение, пенные системы, ограничивая приток воды в скважину, одновременно способствуют интенсификации добычи нефти на месторождениях, вступивших в позднюю стадию разработки.

Многокомпонентная пена состоит из пенообразователя, стабилизатора, аполярного реагента, силиката натрия, хлористого кальция, пресной воды и газовой фазы (воздуха). Назначение каждого из компонентов и роль их в получении высокоустойчивой пены выражается в следующем.

Коллоидные ПАВ (сульфонол, ОП-10) и высокомолекулярное анионное поверхностно-активное вещество (КМЦ-600, ММЦ) образуют более устойчивую пену, чем при применении только коллоидных ПАВ. Однако, полученная при этом пена недостаточно устойчива для условий ограничения притока воды (30 мин.). Поэтому к указанным компонентам добавляют нефть, силикат натрия, хлористый кальций.

Введение в пенообразующий состав небольшого количества нефти повышает устойчивость пены. Как известно, молекулы углеводородов нефти являются аполярными. Повышение устойчивости пены объясняется тем, что эти аполярные молекулы принимают участие в образовании прочных поверхностных адсорбционных слоев на пузырьках пены, вклиниваясь со стороны воздушной фазы между адсорбирован-

ными на межфазной поверхности молекулами ПАВ. В результате этого полярная часть молекулы ПАВ как бы удлиняется, увеличивается гидратация полярной части и устойчивость адсорбционного слоя.

Установлено, что только при сочетании коллоидного ПАВ (сульфонол, ОП-10) и анионного высокомолекулярного ПАВ (КМЦ, ММЦ) с хлористым кальцием и силикатом натрия достигается высокая устойчивость пены. Реакция хлористого кальция $CaCl_2$ с силикатом натрия Na_2SiO_3 сводится в основном к адсорбции кремнеземом гидроокиси кальция, образовавшейся в результате взаимодействия ионов OH^- и Ca^{2+}. На границе жидкость-газ образуется пленка из коллоидно-дисперсных частиц. Физическим следствием действия поверхностно-активных веществ, силиката натрия, хлористого кальция и нефти на поверхности раздела жидкость-газ является то, что действия эти накладываются одно на другое и в сумме обусловливают высокую устойчивость пены.

Результаты промысловых исследований на нефтяных месторождениях объединения "Татнефть" свидетельствуют о декольматации малопроницаемых продуктивных пластов и прослоев, ранее не принимавших участия в работе скважин. После закачки многокомпонентной пены в пласт, содержащей реагенты, обладающие свойствами диспергирования и пептизации (ПАВ, КМЦ-600, силикат натрия), малопроницаемый пласт очищается от кольматирующих асфальтено-смолистых парафинистых веществ и глинистых частиц и тем самым появляется возможность извлечения нефти из малопроницаемых пластов и прослоев.

2. ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К ВЫБОРУ СКВАЖИН

2.1. Одним из основных требований к технологическому процессу ограничения притока воды в скважину и интенсификации добычи нефти является правильный выбор скважины для проведения в ней процесса с применением многокомпонентной пены.

2.2. Важными являются следующие параметры:

- начальная и текущая нефтенасыщенная мощность пласта;
- неоднородность пласта по проницаемости;
- высокая продуктивность пласта при степени обводненности продукции скважины не ниже 95-99%;
- приемистость скважины должна обеспечить закачку пены в пласт и быть не менее 200 $м^3$/сут. при Р = 9-10 МПа.

2.3. Нецелесообразно проводить работы на тех скважинах, где запасы вырабатываются по всей мощности пласта в результате вытеснения нефти нагнетаемой и пластовыми водами.

По мере накопления опыта по другим аналогичным нефтяным залежам, приведенные условия успешного применения многокомпонентной пены на основе силиката натрия и хлористого кальция должны быть уточнены.

3. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА И МАТЕРИАЛЫ, НЕОБХОДИМЫЕ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

Для осуществления технологического процесса ограничения притока воды и интенсификации добычи нефти с применением многокомпонентной пены необходимо иметь: компрессор, промывочный агрегат, аэратор (эжектор), растворный узел, поверхностно-активное вещество, стабилизатор, аполярный реагент, силикат натрия и хлористый кальций.

3.I. Компрессор

Для получения пены из пенообразующего раствора применяют компрессорные передвижные установки типа КПУ I6/250. В некоторых случаях можно применять передвижные компрессоры типа СД 9/I0I при условии соблюдения технологии закачки пены в пласт.

3.2. Промывочный агрегат

В качестве агрегатов для подачи в аэратор пенообразующего раствора применяют агрегаты Азинмаш-35А, ЦА-320М и др.

3.3. Для получения мелкодисперсной пены применяется специальное устройство - аэратор.

Аэратор представляет собой две концентрически расположенные насосно-компрессорные трубы диаметром 50 мм и I00 мм (труба в трубе). Пенообразующий раствор нагнетается в кольцевое пространство между трубами, а воздух поступает в центральную трубу с заглушкой на конце, имеющую определенное число отверстий [I].

3.4. Растворный узел

Для получения устойчивой пены важное значение имеют условия хранения ПАВ, стабилизатора и химреагентов и тщательное приготовление растворов. Емкости для хранения ПАВ и стабилизатора, приготовления растворов и для перевозки их должны быть чистыми. Емкости, загрязненные углеводородными жидкостями и другими реагентами, являющимися пеногасителями, не могут служить для хранения и приготовления растворов ПАВ и стабилизаторов.

В НГДУ "Чекмагушнефть" разработан и применяется специальный растворный узел для приготовления двухфазной пены [I].

Указанный растворный узел может быть также использован для приготовления пенообразующего раствора при получении многокомпонентной пены на основе силиката натрия и хлористого кальция. Для этого необходимо установить дополнительные емкости.

3.5. Поверхностно-активные вещества и реагенты

Пенообразующий раствор для получения многокомпонентной пены содержит пенообразователь, стабилизатор, аполярный реагент (нефть), хлористый кальций и силикат натрия.

В качестве пенообразователя используют коллоидные поверхностно-активные вещества (ПАВ),например, ОП-10 (ГОСТ 8433-81), сульфонол (ТУ-6-01-862-75).

В качестве стабилизатора можно использовать карбоксиметилцеллюлозу (КМЦ) ОСТ 6-05-386-80 "Натрий-карбоксиметилцеллюлоза техническая и очищенная", а также модифицированную метилцеллюлозу (ММЦ).

В качестве аполярного реагента в промысловых условиях целесообразно применять обезвоженную и дегазированную нефть.

Силикат натрия "Стекло натриевое жидкое" ГОСТ 13078-81.

Хлористый кальций - "Кальций хлористый технический" ГОСТ 450-77 - выпускается трех марок: кальцинированный двух сортов в виде порошка и гранул; плавленный двух сортов - в виде порошка, чешуек и гранул; жидкий - двух сортов. Содержание хлористого кальция в продукте различных марок колеблется от 32 до 96%.

4. ПЕНООБРАЗУЮЩИЙ РАСТВОР ДЛЯ ОБРАЗОВАНИЯ МНОГОКОМПОНЕНТНОЙ ПЕНЫ

Пенообразующий состав на основе сульфонола (содержание компонентов, вес %).

- сульфонол 3
- КМЦ-600 1,5
- нефть 0,05
- силикат натрия. 13

- хлористый кальций 5
- пресная вода. . . . . остальное

Пенообразующий состав на основе ОП-10 (содержание компонентов, вес %):

- ОП-10 3
- КМЦ-600 . . . . . I,5
- нефть 0,05
- силикат натрия 10
- хлористый кальций 2
- пресная вода . . . . . остальное

Компоненты, указанные в рецептурах пенообразующих растворов, приняты из расчета 100%-ного содержания основного вещества.

5. СТЕПЕНЬ АЭРАЦИИ ПЕНЫ

Для образования пены на поверхности с использованием аэратора необходимо в аэратор постоянно подавать воздух от компрессора для получения заданной степени аэрации.

Степень аэрации определяется соотношением:

$$a = \frac{Q_r^o}{Q_ж} \cdot \frac{p_o}{p} \qquad (I)$$

где: a - степень аэрации;

Q_r^o - расход газа в атмосферных условиях, л/с;

$Q_ж$ - расход жидкости, л/с;

p_o - атмосферное давление, МПа;

p - конечное давление компрессора, развиваемое при закачке пены в пласт, МПа.

В табл. I приведены рассчитанные по формуле (I) степени аэрации для различных значений расхода жидкости и давления.

Расход воздуха при этом принят 16 м^3/мин. (компрессор

КПУ I6/250).

Таблица I

Степень аэрации при использовании компрессора типа КПУ I6/250 ($Q_г^0$ = I6 м^3/мин, $P_{макс}$ = 25 МПа)

Расход жидкости, $Q_ж$, л/с	Давление, МПа						
	3	5	8	I0	I2	I5	20
5	I,78	I,07	0,67	0,52	0,44	0,36	0,27
4	2,22	I,33	0,83	0,66	0,56	0,44	0,33
3	2,96	I,78	I,II	0,89	0,74	0,59	0,44
2,5	3,56	2,I3	I,33	I,07	0,89	0,7I	0,53
2	4,44	2,67	I,67	I,33	I,II	0,89	0,67
I,5	5,93	3,56	2,22	I,79	I,48	I,I9	0,89
I	8,89	5.33	3,33	2,67	2,22	I,78	I,33
0,5	I7,78	I0,67	6,67	5,33	4,44	3,56	2,67
0,3	29,63	I7,78	II,II	8,89	7,4I	5,93	4,44

6. ТЕХНОЛОГИЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ ПЕНООБРАЗУЮЩЕГО РАСТВОРА

6.I. Как показали лабораторные испытания, введение реагентов в водный раствор, из которого затем образуют пену, должно проводиться в определенной последовательности.

Нарушение технологии приготовления пенообразующего состава не позволяет обеспечить однородность раствора, что существенно снижает устойчивость пены. Приготовление пенообразующего состава осуществляется в следующей последовательности.

В рассчитанное по рецептуре количество пресной воды при

перемешивании загружают стабилизатор (КМЦ-600 или ММЦ) и оставляют на сутки для набухания. Для улучшения растворения используют подогретую воду (40–45°С).

Через сутки в раствор КМЦ-600 или ММЦ при перемешивании загружают необходимое количество ПАВ, полученный раствор тщательно перемешивают до полного растворения ПАВ. а затем загружают рассчитанное количество нефти и вновь тщательно перемешивают полученный раствор.

В приготовленный раствор вводят жидкое стекло и перемешивают до получения однородного раствора. Затем добавляют водный раствор хлористого кальция и все тщательно перемешивают.

Приготовление пенообразующего раствора многокомпонентного состава осуществляется на растворном узле под контролем квалифицированного химика. При наличии необходимых условий пенообразующий раствор может быть приготовлен у устья скважины.

6.2. Расход реагентов для приготовления I м^3 пенообразующего раствора многокомпонентного состава приведен в табл. 2 и 3.

7. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС ОГРАНИЧЕНИЯ ПРИТОКА ВОДЫ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

7.I. Подготовительные работы и выбор технологической схемы закачки пены в пласт.

I) Перед закачкой пены в пласт необходимо осуществить подготовительные работы. Комплекс подготовительных работ перед закачкой пены в пласт включает в себя:

- проверку состояния эксплуатационной колонны;
- определение приемистости пласта;
- определение необходимости применения пакера, которая

Расход реагентов для приготовления I м^3 пенообразующего раствора при применении в качестве ПАВ сульфонола

Таблица 2

№№ пп	Сульфонол жидкий 45%-ный, кг (л)	КМЦ-600 или ММЦ, кг	Нефть, кг (л)	Силикат натрия, кг (л)	Хлористый кальций (водный раствор), кг(л)			Вода, л
					38%-ный ρ= I444 кг/м^3	36%-ный ρ=I4I3 кг/м^3	32-ный ρ = I35I кг/м^3	
I.	72,4 (6I,4)	I6,3	0,5(0,57)	I4I,4(IOI)	I43,2(99,I)	-	-	7I4,2
2.	72,4 (6I,4)	I6,3	0,5(0,57)	I4I,4(IOI)	-	I5I,I(I06,9)	-	706,3
3.	72,4 (6I,4)	I6,3	0,5(0,57)	I4I,4 (IOI)	-	-	I70(I25,8)	687,4

Плотность раствора ρ = I088 кг/м^3

Расход реагентов для приготовления $1м^3$ пенообразующего раствора при применении в качестве ПАВ ОП-10

Таблица 3

№ пп	ОП-10, кг	КМЦ-600 или ММЦ, кг	Нефть, кг(л)	Силикат натрия, кг(л)	Хлористый кальций (водный раствор), кг (л)			Вода, л
					38%-ный ρ=1444 кг/м³	36%-ный ρ=1413 кг/м³	32%-ный ρ=1351 кг/м³	
1.	31,5	15,7	0,5 (0,57)	105 (75)	55,3(38,3)	-	-	842
2.	31,5	15,7	0,5 (0,57)	105 (75)	-	58,3(41,3)	-	839
3.	31,5	15,7	0,5 (0,57)	105(75)	-	-	65,6(48,6)	831,7

Плотность раствора ρ = 1050 кг/м³

обусловливается величиной давления нагнетания пены в пласт;

– очистку забоя скважины.

2) Закачку пены в пласт можно осуществить по двум технологическим схемам:

– создание пены на поверхности с помощью аэратора (эжектора) и закачка ее в пласт через НКТ;

– создание пены на поверхности с помощью аэратора (эжектора) и закачка ее в пласт через затрубное пространство без подъема подземного оборудования.

7.2. Закачка многокомпонентной пены в пласт по первой схеме.

I) После окончания подготовительных работ насосно-компрессорные трубы (НКТ) устанавливают у нижних перфорационных отверстий, или в середине фильтра.

2) В скважину при открытом затрубном пространстве по НКТ закачивают водный раствор ПАВ с концентрацией 2% (из расчета основного вещества) для промывки внутренней поверхности НКТ.

В качестве ПАВ применяют сульфонол или ОП-I0.

Количество водного раствора ПАВ следует принять не менее трех объемов НКТ.

3) Герметизируя затрубное пространство, путем закачки в НКТ водного раствора ПАВ определяют приемистость. После определения приемистости и снятия давления в скважине при закрытом затрубном пространстве поверх водного раствора ПАВ закачивают воздух до достижения на выкиде компрессора давления II–I2 МПа (при использовании компрессора типа КПУ I6/250).

4) Поверх воздуха закачивают нижнюю буферную жидкость, представляющую пенообразующий раствор, из которого получают многокомпонентную пену. Объем нижней буферной жидкости принимают 2–3 $м^3$.

5) Затем закачивают многокомпонентную пену на основе силиката натрия и хлористого кальция.

Объем многокомпонентной пены, закачиваемой в призабойную зону пласта в один прием, для нефтяных залежей девона типа Ромашкинского месторождения принимают не менее 20 $м^3$ (в расчете на пенообразующий раствор) и не менее 40–60 $м^3$ для нефтяных залежей типа Долинского месторождения (УССР) и Бобриковского горизонта Ромашкинского месторождения.

После снижения устьевого давления, при условии наличия соответствующей приемистости, осуществляют повторную закачку пены в указанных объемах.

6) Степень аэрации принимают не менее 2–3 после достижения конечного давления на выкиде компрессора.

Для создания благоприятных условий закачки в призабойную зону пласта пенообразующего раствора и пены в указанных объемах и степенях аэрации, расход жидкости в зависимости от приемистости пласта не должен превышать 0,3–I,0 л/с.

7) После закачки в скважину заданного объема пены поверх нее закачивают верхнюю буферную жидкость, представляющую собой пенообразующий раствор, из которого получают пену. Количество буферной жидкости равно одному объему НКТ.

8) Затем закачивают воздух до максимально допустимого давления на компрессоре.

Поверх воздуха закачивают водный раствор ПАВ с концентрацией 2% в объеме, обеспечивающем продавку в пласт всего содержимого в НКТ.

9) Закачка пены в пласт осуществляется по схеме, разработанной Азнакаевским УПНП и КРС объед. "Татнефть" (рис. I).

С помощью агрегата I (АА-320 М) пенообразующий раствор

подают в наружную трубу аэратора 3, а от компрессора 2 сжатый воздух поступает во внутреннюю перфорированную трубу аэратора 3. Образующаяся в аэраторе пена по линии высокого давления 8 нагнетается в НКТ 7.

Для снижения расхода жидкости с целью достижения высокой степени аэрации используют делитель 9 с кранами высокого давления I0 и II.

Для предотвращения попадания жидкости в компрессор и воздуха в агрегат в схеме предусмотрены обратные клапаны 4, 5.

В настоящее время вместо делителя в Азнакаевском УПНП и КРС пользуются вентилем высокого давления для регулирования подачи пенообразующего раствора в аэратор в заданных количествах, обеспечивающих получение нужной степени аэрации. Вентиль высокого давления устанавливается после одного из кранов насоса агрегата

7.3. Закачка многокомпонентной пены в пласт по первой схеме при применении пакера 6 (рис. I).

I) После окончания подготовительных работ НКТ устанавливают у нижних перфорационных отверстий.

2) В скважину при открытом затрубном пространстве по НКТ закачивают водный раствор ПАВ с концентрацией 2% в количестве не менее трех объемов НКТ.

3) Герметизируя затрубное пространство, путем закачки в НКТ водного раствора ПАВ определяют приемистость. После определения приемистости и снятия давления в скважине устанавливают пакер. Затем поверх водного раствора ПАВ закачивают воздух до достижения на выкиде компрессора давления II-I2 МПа.

После этого выполняют остальные процессы согласно п. 7.2.

7.4. Закачка многокомпонентной пены в пласт по второй схеме.

I) При открытой устьевой задвижке в затрубное пространство

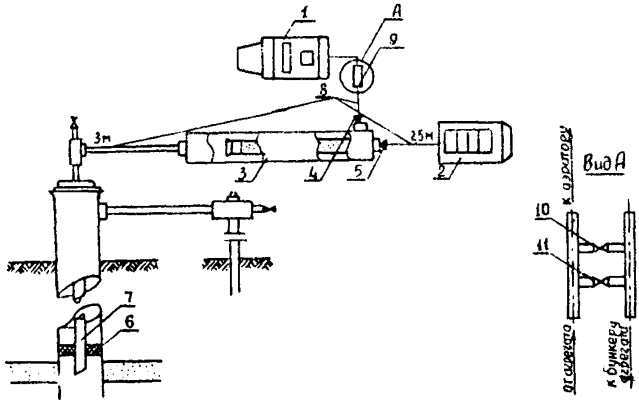


Рис.I Схема обвязки устья скважины для закачки пены в пласт

закачивают водный раствор ПАВ с концентрацией 2% в количестве одного объема скважины.

2) Герметизируя устье скважины, путем закачки водного раствора ПАВ определяют приемистость. После окончания работ по определению приемистости и снятия давления в скважине при закрытом устье поверх водного раствора ПАВ закачивают воздух до достижения на выкиде компрессора половины максимально допустимого давления на эксплуатационную колонну.

3) Поверх воздуха закачивают нижнюю буферную жидкость, представляющую пенообразующий раствор, из которого получают многокомпонентную пену. Объем нижней буферной жидкости принимают 2-3 $м^3$.

4) Затем закачивают многокомпонентную пену на основе силиката натрия и хлористого кальция. Объем пены принимают в соответствии с п.5 (раздел 7.2).

5) Степень аэрации принимают не менее 2-3 после достижения конечного давления на выкиде компрессора.

Для создания благоприятных условий закачки в призабойную зону пласта пенообразующего раствора и пены в указанных объемах и степенях аэрации расход жидкости в зависимости от приемистости пласта не должен превышать 0,3-1,0 л/с.

6) После закачки в скважину заданного объема пены поверх нее закачивают верхнюю буферную жидкость, представляющую собой пенообразующий раствор, из которого получают пену. Количество буферной жидкости принимают 8-10 $м^3$.

7) Затем закачивают воздух до максимально допустимого давления на эксплуатационную колонну.

Поверх воздуха закачивают водный раствор ПАВ с концентрацией 2% в количестве половины объема затрубного пространства и оконча-

тельную продавку в пласт осуществляют пластовой водой.

Закачку пены в пласт по второй схеме осуществляют при условии чистоты забоя скважины, высокой приемистости пласта и возможности повышения давления нагнетания на устье скважины в пределах I3-I5 МПа.

После закачки пены в пласт как по первой схеме, так и по второй схеме скважину выдерживают 6-8 суток, а затем приступают к работам по освоению.

8. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ РАБОТ ПО ЗАКАЧКЕ ПЕНЫ В ПЛАСТ

При составлении плана работ по закачке пены в пласт необходимо руководствоваться "Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности", утвержденными Госгортехнадзором СССР 3I.0I.74 г., "Правилами устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессоров, воздухопроводов и газопроводов", М., "Металлургия", I973 г., "Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением", М., "Металлургия", I974 г. и "Отраслевой инструкцией по безопасному ведению работ при применении пенных систем в добыче нефти и газа" ИБТВ I-I03-84, Баку, I984 г.

9. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

При проведении технологических операций с применением пен необходимо соблюдать следующие мероприятия по охране окружающей среды.

9.I. Не допускать сброса пены в водоемы и источники питьевой воды.

9.2. Жидкость и пену, выходящие из скважины, рекомендуется

подавать:

- в нефтесборный коллектор;

- в специальную емкость для последующего сброса в систему сброса промысловых сточных вод.

ЛИТЕРАТУРА

I. Временная инструкция по ограничению водопритоков в нефтяные скважины с применением пен (утверждена МНП I5.I2.76) М., ОНТИ ВНИИ, I976 г.

С О Д Е Р Ж А Н И Е

Стр.

I. Общие положения 4
2. Требования, предъявляемые к выбору скважин. 6
3. Технические средства и материали, необходимые для осуществления технологического процесса 6
4. Пенообразующий раствор для образования многокомпонентной пены. 8
5. Степень аэрации пенн. 9
6. Технология приготовления пенообразующего раствора . . I0
7. Технологический процесс ограничения притока воды и интенсификации добычи нефти II
8. Техника безопасности при производстве работ по закачке пены в пласт. I9
9. Мероприятия по охране окружающей среды. I9

ОНТИ ВНИИ Зак.60.Тир400 экз. Л-66096
Подписано к печати I3.02.I985 г.

gost.e-ecolog.ru