МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ВНИИСПТнефть

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ИНСТРУКЦИЯ ПО ОБРАБОТКЕ ОБВОДНЕННЫХ СКВАЖИН ДЕЭМУЛЬГАТОРОМ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕДИНЕНИЯ "Башнефть"

РД 39 - 1 - 1118 - 84

1984

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

ВНИИСПТнефть

УТВЕРЖДЕН

начальником Технического управления

Ю.Н.Байдиковым

II июля 1984 года

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ИНСТРУКЦИЯ

ПО ОБРАБОТКЕ ОБВОДНЕННЫХ СКВАЖИН ДЕЭМУЛЬГАТОРОМ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕДИНЕНИЯ "БАШНЕФТЬ"

РД 39-I-III8-84

1984

Инструкция содержит практические рекомендации по применению метода внутрискважинной деэмульсации на предприятиях производственного объединения "Башнефть".

В окончательной редакции инструкции учтены замечания ряда предприятий и организаций Миннефтепрома, приславших свои отзывы.

Инструкция составлена Юсуповым О.М., Валеевым М.Д., Гариповым Ф.А., Коваленко М.Ф., Зариповым А.Г., Хакимовым Р.С.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Инструкция по обработке обводненных скважин деэмульгатором на предприятиях "Башнефти" РД 39-I-III8-84.

Вводится впервые

Приказом объединения "Башнефть" от "5" сентября 1984г. № 414

Срок введения установлен с 01.10.84

Срок действия до 01.10.89

В инструкции даются рекомендации по технологии проведения внутрискважинной деэмульсации нефти, выбору обводненных скважин и подготовке химреагента для их обработки.

В основу технологии заложен принцип насыщения нефти в межтрубном пространстве раствором реагента с целью постепенного дозирования его в добываемую жидкость. Разработанная технология прошла промышленные испытания на промыслах объединения "Башнефть".

Применение инструкции способствует более рациональному и экономическому использованию маслорастворимых деэмульгаторов.

Принцип подготовки раствора реагента и обработки этим раствором скважины может быть использован также для дозирования ингибиторов коррозии в нефтесборные коллектора.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. В условиях прогрессирующего обводнения продуктивных пластов достаточно эффективным методом профилактики образования эмульсий является внутрискважинная деэмульсация нефти. В отдельных случаях, в частности в зимнее время, этот метод является со-

вершенно необходимым в связи с высокими давлениями нагнетания жидкости в сборные коллектора. Присутствие деэмульгатора в продукции предотвращает формирование стойких эмульсий в скважинах, снижает вязкость добываемой жидкости и давление в системе сбора.

Ввод деэмульгатора на прием насосов позволяет в значительной мере улучшить условия эксплуатации скважин, транспорта и подготовки нефти. Уменьшается обрывность штанговых колонн, растет дебит электроцентробежных установок благодаря снижению вязкости жидкости в стволе насосно-компрессорных труб (НКТ). Все это позволяет считать метод деэмульсации нефти в скважине одним из перспективных направлений в нефтедобыче. Технология деэмульсации тем эффективнее, чем больше давление, необходимое для транспортировки высоковязкой обводненной продукции скважин до конечных пунктов нефтепромысловой системы сбора.

I.2. Применение способа деэмульсации в широких масштабах в настоящее время сдерживается рядом объективных причин. Прежде всего несовершенны техника и технология дозирования реагента в скважину. В зимний период эксплуатации отрицательная температура исключает возможность постоянного дозирования деэмульгатора в скважину вследствие его загущения. Кроме того, дозаторные насосы обладают достаточно низкой эксплуатационной надежностью и требуют практически ежедневного обслуживания техническим персоналом. Все это заставило в подавляющем большинстве случаев отказаться от дозаторных установок. Поэтому в практике добычи обводненной нефти все более широкое применение находит метод периодической заливки реагента в межтрубное пространство. В зимний период частота обработки скважин составляет в среднем 3 раза в неделю. При этом количество заливаемой жидкости (как правило, неразбавленного деэмульгатора) составляет 0,005–0,01 $м^3$. Для практического руководства операцией обработки на сегодняшний день нет никаких расчетов и инструкций.

Это приводит к непроизводительному расходу дорогостоящих реагентов импортного производства. Однако главная причина непроизводительных расходов заключается в следующем. Высокая плотность заливаемого реагента приводит к быстрому попаданию его на прием насоса и откачке в линию. Период между обработками, таким образом, резко сокращается, а трудоемкость процесса увеличивается. В первые сутки после обработки в жидкость вводится чрезмерно большое количество реагента, а в последующее время образуется его резкий дефицит.

I.3. В инструкции для обработки скважин предлагается композиция из неионогенных деэмульгаторов - сепарола 5014, сепарола и растворителей малой плотности - низших спиртов (изопропиловый, метиловый, этиловый), допущенных "Перечнем химреагентов, применение которых согласовано с Миннефтехимпромом СССР" (Письмо "Союзнефтехимпрома" № I8-4520 от 8.09.80 г.).

I.4. С помощью растворителя плотность раствора доводится до плотности нефти и снижается вязкость реагента-деэмульгатора, что облегчает его доставку на межфазную поверхность.

2. ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРОЦЕССУ

2.I. Обработка скважин, дебитом от 3 до 200 $м^3$/сут, спиртовыми растворами неионогенных реагентов-деэмульгаторов типа блоксополимеров должна производиться при добыче обводненных нефтей, вязкостью на выкиде скважины не менее I50 мПа·с. Вязкость нефти I50 мПа·с и выше начинает оказывать заметное влияние на работу насосной установки.

2.2. Полученные растворы должны обеспечить снижение вязкости обводненной нефти и стойкости эмульсии в насосно-компрессорных тру-

бах. Отбираемая на устье скважины продукция, должна в течение 30 мин расслаиваться на нефть и воду с остаточным содержанием воды в нефти не более 10%.

2.3. Обводненность продукции обрабатываемых скважин должна составлять 45-75%. В случае применения ингибиторов коррозии обводненность продукции не ограничивается.

2.4. Скважина может быть оборудована насосным оборудованием типа УШГН или УЭЦН.

2.5. Деэмульсация не должна приводить к увеличению скорости коррозии трубопроводов сборных систем из-за полного или частичного расслоения в трубах водонефтяной смеси.

3. ТЕХНОЛОГИЯ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН

3.1. Технология обработки скважин состоит из следующих операций.

3.1.3. Получение раствора реагента.

3.1.2. Подача раствора в межтрубное пространство скважины.

3.1.3. Контроль за свойствами продукции скважин, работой насосного оборудования и давлением нагнетания в нефтесборном коллекторе.

3.2. Раствор в объеме 0,04-0,06 $м^3$ приготавливается смешением в соотношении 1:1 деэмульгатора с органическим растворителем, выпускаемым отечественной промышленностью.

3.3. Смешение деэмульгатора с растворителем производится в течение 15-20 мин. циркуляционным насосом установки БР-10.

3.4. Полученный раствор доставляется к скважинам в автоцистернах и по схеме на рис. закачивается агрегатом НА-320 в затрубные пространства. Подсоединение к задвижке устьевой арматуры производится с помощью быстросъемных соединений.

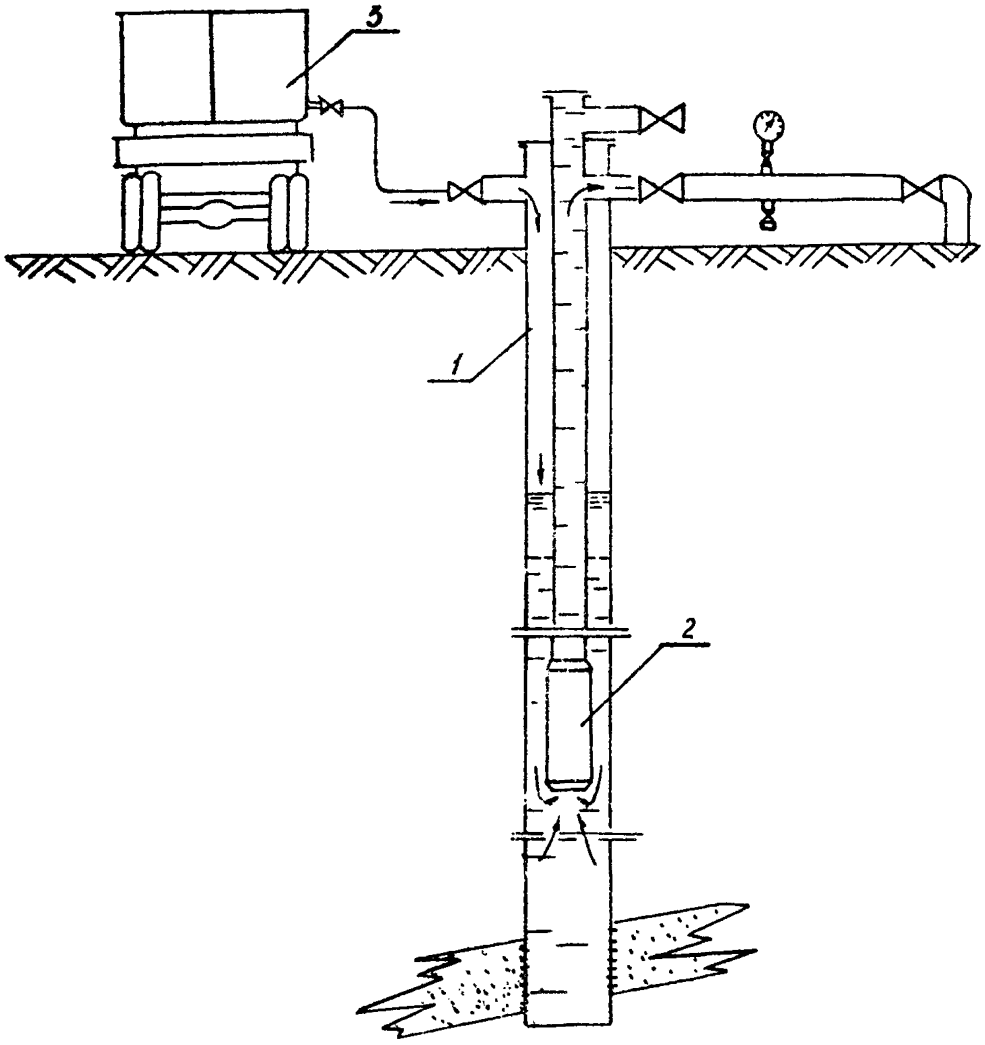

Рис. Схема подачи раствора деэмульгатора в скважину.

I - скважина, 2 - насос, 3 - агрегат ЦА-320.

3.5. Закачанный раствор в силу меньшей плотности располагается вначале в верхних участках столба нефти над насосом. Затем, в связи с массообменом жидкости в межтрубном пространстве, раствор перемешивается с основным объемом нефти и насыщает её. Постепенная смена объема межтрубной нефти конвективными токами жидкости, вызванными температурными градиентами по стволу скважины и радиальному направлению её кольцевого сечения, приводит к дозированию слабоконцентрированного деэмульгатора через насос в добываемую жидкость.

4. ВЫБОР СКВАЖИН ДЛЯ ОБРАБОТКИ

4.I. Для выбора скважин производится анализ вязкости устьевых проб жидкости и их отстой. Вязкость пробы, замеренная полевым вискозиметром СВП-5, в пересчете на динамическую величину должна быть не менее I50 мПа·с. Стойкость отобранной эмульсии согласно общепринятой методике, определенная как отношение свободно выделившейся в течение 30 мин водной фазы к её общему объему в пробе, выраженному в процентах, не должна превышать 5 %.

4.2. Обработка применяется в скважинах с исправным оборудованием.

4.3. Устьевое оборудование не должно осложнять закачку приготовленного раствора в межтрубное пространство.

4.4. Выбор скважины осуществляется инженерно-техническим персоналом промысла совместно с лабораторией ТТНД ЦНИПРа.

5. КОНТРОЛЬ ЗА ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИНЫ ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ ОБРАБОТКИ

5.I. После проведения обработки осуществляется анализ вязкости и отстоя жидкости, отбираемой на устье скважины из пробоотборного крана с частотой раз в две недели. Отбор проб осуществляется оператором, анализ и обработка результатов производятся лабораторией техники и технологии добычи нефти ЦНИПРа НГДУ.

5.2. Для регистрации закачки и результатов анализа свойств продукции скважин в лаборатории ЦНИПРа заводится журнал учета (см. приложение).

5.3. Дозирование реагента-деэмульгатора на прием насоса должно снизить в 5-I0 раз вязкость жидкости и стойкость эмульсии. По мере истощения реагента в затрубном пространстве вязкость и стойкость эмульсии постепенно приближаются к исходным значениям. При достижении вязкости и стойкости эмульсий, отличающихся от исходных в I,05-I,I раза, производится повторная обработка скважины. Ориентировочный срок действия раствора приведен в табл. приложения.

6. ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К ДЕЭМУЛЬГАТОРАМ

6.I. В тех случаях, когда коррозионная активность пластовой воды высока и расслоение потока водонефтяной смеси на составляющие компоненты будет способствовать коррозии и порывам коллекторов, в качестве деэмульгаторов должны использоваться только вещества, обладающие ингибирующим действием. К примеру, такими деэмульгаторами являются реагенты Ное-I877-4, Виско 936,938, защитное действие которых для некоторых типов добываемых жидкостей достигает 80-95%.

7. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ И ВЛИЯНИЕ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

7.I. Приготовление раствора деэмульгатора и обработка скважин должны производиться в соответствии с "Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности", утвержденными Гостехнадзором СССР от I3.0I.74 г., типовыми правилами пожарной безопасности для промышленных предприятий, утвержденными Главным управлением пожарной охраны МВД СССР от 2I.08.1975 г.

7.2. При непосредственном обращении с химическими веществами необходимо руководствоваться "Типовой инструкцией по безопасности работ с применением поверхностно-активных веществ" (РД 39-22-20I--79), "Единой системой работ по созданию безопасных условий труда", утвержденной МНП и президиумом ЦК профсоюза рабочих нефтяной и газовой промышленности за № 559/8 от 2I.I0.1977 г. и "Отраслевой инструкцией по безопасности труда при обработке призабойной зоны скважин углеводородными растворителями (конденсат, сжиженный газ и др.) и закачка их в пласт - ИБТВ-007-77, разработанный ВНИИТБ, 1979 г.

7.3. Инженерно-технический персонал и операторы по добыче нефти должны пройти обучение и инструктаж, а также быть аттестованными согласно требованиям "Единой системы работ по созданию безопасных условий труда" и других существующих положений. Лица моложе I8 лет к работе с деэмульгаторами не допускаются.

7.4. В подразделениях НГДУ должен быть налажен учет поступления и расхода деэмульгаторов и растворителей.

7.5. Хранение деэмульгаторов и растворителей производится на открытом воздухе в закрытой таре, установленной на эстакадах вблизи установок БР-I0.

7.6. Обслуживающий персонал, имеющий контакт с деэмульгатором и растворителем, должен подвергаться периодическому медицинскому обследованию (приказ Минздрава СССР № 400 от 30 мая 1969 г.).

7.7. Работы с реагентами должны производится в спецодежде оператором по добыче нефти.

7.8. При разливе деэмульгатора и растворителя место разлива засыпается песком с последующим его удалением в сборную емкость.

7.9. При загорании - тушить песком, кошмой, огнетушителем.

7.10. Слив раствора в канализацию, ведущую на биологическую очистку, без предварительной физико-химической очистки не допускается.

ЛИТЕРАТУРА

I. Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности.- М.: Недра, I974.

2. Типовые правила пожарной безопасности для промышленных предприятий. - М.: Стройиздат, I975.

3. Типовая инструкция по безопасности работ с применением поверхностно-активных веществ. РД-22-20I-79. - Уфа: ВосНИИТБ, I980.

4. Единая система работ по созданию безопасных условий труда.- М.: Недра, I978.

5. Отраслевая инструкция по безопасности труда при обработке призабойной зоны скважин углеводородными растворителями и закачка их в пласт. ИБТВ-007-77. - М.: МНП, I979.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Журнал учета работы
глубиннонасосного оборудования при внутрискважинной
деэмульсации нефти

№№ пп	№ скв.	Дата закачки реагента	Первоначальная вязкость нефти, мПа·с	Первоначальная стойкость эмульсии %	Свойства жидкости после обработки		
					Дата анализа	Вязкость, мПа·с	Стойкость эмульсии, %

Таблица

Ориентировочный срок действия 50 л.
раствора облегченного реагента, сутки

Обводненность, %	Дебит, $м^3$/сут					
	3-6	6-I0	I0-I5	I5-20	20-25	25 и более
40-45	65	50	45	40	35	30
45-50	55	50	45	40	30	25
50-55	50	45	40	35	30	25
55-60	40	40	35	30	25	20
65-70	45	35	30	25	20	20
70-75	50	45	40	35	30	25

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
I. Общие положения	3
2. Требования, предъявляемые к технологическому процессу	5
3. Технология обработки скважин	6
4. Выбор скважин для обработки	8
5. Контроль за эксплуатацией скважины после проведения обработки	9
6. Требования, предъявляемые к деэмульгаторам	9
7. Требования безопасности и влияние на окружающую среду	I0
Литература	I2
Приложение. Журнал учета работы глубиннонасосного оборудования при внутрискважинной деэмульсации нефти	I3

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ИНСТРУКЦИЯ
ПО ОБРАБОТКЕ ОБВОДНЕННЫХ СКВАЖИН ДЕЭМУЛЬГАТОРОМ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕДИНЕНИЯ "БАШНЕФТЬ"

РД 39-I-III8-84

Издание ВНИИСПТнефть
450055, г.Уфа, пр.Октября, I44/3

Редактор Л.В.Батурина
Технический редактор Л.А.Кучерова

Подписано к печати I6.I0.84 г. П03734
Формат 60x90/I6. Уч.-изд.л. 0,7. Тираж I40 экз.
Заказ 188

Ротапринт ВНИИСПТнефти

gost.e-ecolog.ru