МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
Производственное объединение "Мангышлакнефть"
КАЗАХСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

РУКОВОДСТВО ПО ПРИМЕНЕНИЮ ТАМПОНИРУЮЩЕГО СОСТАВА НА ОСНОВЕ ПОЛИУРЕТАНОВОГО ПОЛИМЕРА ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКОВ В НЕФТЕДОБЫВАЮЩИЕ СКВАЖИНЫ

РД 39-I- I225 -84

Шевченко 1984

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
Производственное объединение "Мангышлакнефть"
КАЗАХСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

РУКОВОДСТВО ПО ПРИМЕНЕНИЮ ТАМПОНИРУЮЩЕГО СОСТАВА НА ОСНОВЕ ПОЛИУРЕТАНОВОГО ПОЛИМЕРА ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКОВ В НЕФТЕДОБЫВАЮЩИЕ СКВАЖИНЫ

РД 39-I- I225 -84

Шевченко 1984

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель министра нефтяной промышленности

_____ В.И.Игревский

28.12.84.

РУКОВОДСТВО ПО ПРИМЕНЕНИЮ ТАМПОНИРУЮЩЕГО СОСТАВА НА ОСНОВЕ ПОЛИУРЕТАНОВОГО ПОЛИМЕРА ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКОВ В НЕФТЕДОБЫВАЮЩИЕ СКВАЖИНЫ

РД 39-I- 1225 -84

НАСТОЯЩИЙ ДОКУМЕНТ РАЗРАБОТАН:

Казахским государственным научно-исследовательским и проектным институтом нефтяной промышленности /КазНИПИнефть/

Директор института В.Д.Лысенко

Ответственные исполнители:

Заведующий лабораторией А.У.Бальдеков

Заведующий сектором В.М.Богородский

Старший научный сотрудник Е.П.Калтапов

СОГЛАСОВАНО

Начальник Технического Управления Ю.И.Байдиков

Начальник Управления нефтегазодобычи В.В.Гнатченко

Директор ВНИИнефть Г.Г.Вахитов

Заместитель директора ВНИИКРнефть С.А.Рябоконь

АННОТАЦИЯ

Настоящий документ предназначен для практического руководства при проведении работ по изоляции водопритоков в добывающие скважины тампонирующим составом на основе полиуретанового полимера.

В руководстве изложены основные физико-химические свойства состава, технология его приготовления и применения. Устанавливаются основные принципы выбора технологических схем закачки состава, материалов и реагентов, необходимых для выполнения работ.

Руководство составлено на основе обобщения результатов научно-исследовательских работ по изысканию и разработке тампонирующего состава на основе полиуретанов, выполненных в институте "КазНИПИнефть".

При разработке руководства обобщены результаты промысловых испытаний по отработке технологических операций приготовления и применения полиуретановой композиции для изоляции водопритоков, выполненных в условиях месторождений ПО "Мангышлакнефть" и "Татнефть". В руководстве учтены замечания и предложения специалистов производственных и научно-исследовательских организаций отрасли.

Исполнители: Бальдеков А.У., Богородский В.М., Каштанов Е.П.

В разработке руководства принимали участие: Дердуга В.С., Айтмухамбетов А.А., Шамсутдинова А.Ф. (ПО "Мангышлакнефть"), Симонов В.А. (НПО "Союзтермнефть") и Иконникова Н.Я. (КазНИПИнефть).

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ
РУКОВОДСТВО ПО ПРИМЕНЕНИЮ ТАМПОНИРУЮЩЕГО СОСТАВА НА ОСНОВЕ ПОЛИУРЕТАНОВОГО ПОЛИМЕРА ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКОВ В НЕФТЕДОБЫВАЮЩИЕ СКВАЖИНЫ

Вводится впервые

Приказом Министерства нефтяной промышленности

от 14.01.85 № 30 Срок введения установлен с 1.03.85

Срок действия до 1.03.90

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Настоящее руководство устанавливает общие требования по использованию тампонирующего состава на основе полиуретанового полимера и углеводородного растворителя для изоляции водопритоков в добывающие скважины.

I.2. Документ регламентирует физико-химические основы и область применения состава, технологию приготовления и порядок проведения работ по изоляции обводненных пластов с применением рекомендуемого состава.

I.3. Соблюдение требований руководства является обязательным при выполнении изоляционных работ с использованием тампонирующего состава на основе полиуретанового полимера, и они должны учитываться при планировании ремонтно-изоляционных работ (РИР).

I.4. Данное руководство должно корректироваться и дополняться с учетом разработок новых рецептур тампонирующего состава на основе полиуретанов, анализа и обобщения результатов

накопленного опыта применения состава в различных геолого-промысловых условиях.

2. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРИМЕНЕНИЯ СОСТАВА

2.I. Применение тампонирующего состава на основе полиуретанового полимера для изоляции водопритоков основано на его свойстве отверждаться при контакте (или смешивании) с водой с увеличением объема, превращаясь в пористую упруго-эластичную (в поверхностных условиях) и плотную резиноподобную массу (в скважинных условиях).

2.2 Изоляция водопритоков в добывающие скважины тампонирующим составом осуществляется за счет создания непроницаемого экрана в призабойной зоне обводненного пласта.

2.3. Состав отверждается в водонасыщенных интервалах пласта независимо от минерализации пластовых вод при их содержании в количестве I-2 %-ного порового объема и более. При этом для полимеризации состава не обязательно перемешивание с водой, а достаточно наличие контактной зоны. При смешивании с безводной нефтью состав не отверждается.

2.4. Скорость отверждения состава зависит от температуры среды и увеличивается с повышением температуры. Показатели сроков отверждения состава в зависимости от температуры приведены в приложении I.

2.5. Регулирование сроков отверждения, вязкости состава возможно путем изменения соотношения основных компонентов - полимер : растворитель. Оптимальными являются соотношения

компонентов от I:I до I:2, при этом вязкость состава значительно снижается (приложение I). С увеличением количества растворителя скорость отверждения замедляется, а степень закупорки пор снижается.

2.6. Проницаемость порового пространства после фильтрации через него тампонирующего состава можно уменьшить практически до нуля.

2.7. Отвержденный продукт не теряет своих тампонирующих свойств при температуре до I40 °С.

2.8. Продукт полимеризации состава разрушается растворением в концентрированной (не менее 90 %) серной кислоте.

3. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СОСТАВА И ВЫБОР ОБЪЕКТОВ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКОВ

3.I. Основными свойствами состава, определяющими область его применения являются:

возможность регулирования вязкости и фильтруемости в пористую среду в широких пределах за счет изменения соотношения основных компонентов состава;

стабильность и устойчивость состава во времени;

способность состава отверждаться с увеличением объема при контакте с водой любой минерализации;

умеренная зависимость скорости отверждения от соотношения компонентов, температуры;

возможность регулирования основных параметров состава (срок отверждения, вязкость и др.) в зависимости от конкретных условий применения.

широкий температурный диапазон применения (до + 80 °С);

отсутствие особых требований к точности дозировки компонентов и технологии приготовления состава;

устойчивость продукта полимеризации по отношению к пластовым флюидам;

прочность и хорошая адгезия продукта полимеризации с поверхностью породы и металла.

3.2. Исходя из перечисленных свойств рекомендуется применение состава при планировании следующих видов РИР:

отключение высокообводненных пластов (пропластков) многопластовых залежей, вскрытых единым фильтром в разрезе скважины;

ликвидация межпластовых, заколонных перетоков воды через нарушения герметичности цементного кольца;

ликвидация перетока воды из непродуктивных горизонтов через нарушения эксплуатационной колонны;

отключение нижних обводненных пластов путем установки непроницаемой перемычки.

3.3. Применение состава наиболее эффективно при обводнении скважин за счет опережающего прорыва закачиваемой воды по высокопроницаемым пластам (пропласткам), а также заколонного перетока воды через нарушения герметичности цементного кольца.

3.4. Критерием выбора скважин для проведения изоляционных работ является обводнение пластов (пропластков) закачиваемой водой или наличие вод из других источников по данным промыслово-геофизических исследований.

3.5. Изоляционные работы на конкретно выбранных скважинах осуществляются по плану работ, в котором должны отражаться следующие данные: интервал перфорации, искусственный забой,

диаметр эксплуатационной колонны, глубина спуска и характеристика подземного оборудования, пластовое и забойное давления, дебит и обводненность продукции, данные гидродинамических и промыслово-геофизических исследований с указанием характера обводнения, краткая история эксплуатации скважины, расчетные объема закачки тампонирующего состава, буферной и продавочной жидкостей.

3.6. Температура на изолируемом интервале не должна превышать + 80 °С. При более высоких температурах продавка расчетного объема тампонирующего состава в зону изоляции затруднена из-за резкого сокращения сроков отверждения.

3.7. Соотношение основных компонентов тампонирующего состава подбирается исходя из температурных условий и проницаемости изолируемого объекта.

4. ВЫБОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ, МАТЕРИАЛОВ, РЕАГЕНТОВ И ОБОРУДОВАНИЯ

4.1. Ремонтно-изоляционные работы могут быть осуществлены двумя технологическими схемами:

без проведения спуско-подъемных операций (в фонтанных и газлифтных скважинах);

с проведением спуско-подъемных операций (в скважинах, оборудованных глубинными насосами).

4.2. Изоляционные работы без проведения спуско-подъемных операций рекомендуется проводить в скважинах с насосно-компрессорными трубами (НКТ), спущенными до верхних отверстий фильтра (или на 5-10 м выше).

4.3. Осуществлению изоляционных работ должны предшествовать подготовительные работы на скважине в соответствии с действующими правилами (РД- 39-I-843-82).

4.4. Необходимое количество исходных компонентов для приготовления расчетного объема тампонирующего состава определяется из соотношения полимер:растворитель (I:I и I:2).

4.5. Расчетный объем тампонирующего состава определяется исходя из толщины изолирующего пласта и из расчетного создания водоизолирующего экрана в радиусе 0,2 - 0,3 м призабойной зоны пласта по следующей формуле:

$$V = \frac{\pi}{4} H m \left(D^2 - d^2 \right) ,$$

где V - расчетный объем тампонирующего состава, $м^3$;

H - толщина изолируемого пласта, м;

m - пористость, доли единицы;

D - внешний диаметр водоизолирующего экрана, м (= 0,6 - 0,8 м);

d - наружный диаметр эксплуатационной колонны, м

4.6. Исходными реагентами для приготовления тампонирующего состава являются:

полиуретановый клей марки КИП-Д (ТУ 6-0I-I0I0-75);

ароматические углеводородные растворители.

4.7. Основной компонент состава - клей марки КИП-Д представляет собой жидкость желтоватого цвета, плотностью I290 $кг/м^3$, вязкостью I,27 Па.с. Клей трудновоспламеняемый, взрывобезопасный, водо-,масло-,бензостоек, не вызывает коррозии металла, может применяться в сухих и влажных климатических условиях. Изготовляется на заводе химикатов г.Киев.

4.8. Для приготовления состава могут применяться углеводородные растворители ароматического характера:

зеленое масло (ОСТ 38-01140-77);

толуол нефтяной (ГОСТ 5789-78);

легкая пиролизная смола (ТУ 38-102-88-77);

бентол (ТУ 38-103-305-80);

этилбензол (ГОСТ 9385-77).

Все перечисленные растворители и аналогичные им продукты могут взаимозаменяться без существенного изменения свойств тампонирующего состава.

4.9. В качестве буферной (разделительной) жидкости рекомендуется применять только безводные углеводородные продукты (растворители, дизтопливо, газоконденсат, нефть и др.). Минимально необходимое количество буферной жидкости 2 $м^3$ (по I $м^3$ до и после тампонирующего состава).

4.10. В качестве продавочной жидкости практически можно использовать любую жидкость, исключающую загрязнение продуктивного пласта. Расчет необходимого объема продавочной жидкости производится исходя из условий обеспечения полной продавки объема тампонирующего состава в зону изоляции, без оставления его в стволе скважины.

4.11. Приготовление и закачка состава в скважину базируется на использовании серийного оборудования, применяемого в отрасли (насосные агрегаты ЦА-320, ЦА-400, автоцистерны 4 ЦР, АЦН-11 и др.).

5. ТЕХНОЛОГИЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ СОСТАВА

5.I. В зависимости от выбранной рецептуры, соотношения компонентов на скважину доставляются реагенты в количествах, обеспечивающих приготовление состава в расчетном объеме.

5.2. К месту приготовления полиуретановый полимер доставляется в заводской таре, бочки (ГОСТ 6247-79) емкостью I00, 200 л.

5.3. Приготовление тампонирующего состава производится непосредственно перед закачкой в любой технологической или промежуточной емкости в следующей последовательности.

5.3.I. Промыть безводным растворителем нагнетательную линию и емкость для приготовления тампонирующего состава.

5.3.2. Набрать в емкость необходимое количество растворителя и добавить при перемешивании расчетный объем полиуретанового полимера.

5.3.3. Тщательно перемешать смесь до получения однородного состава (I0-I5 мин.).

6. ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

6.I. При выполнении технологической схемы изоляционных работ без спуско-подъемных операций необходимо провести следующие подготовительные работы.

6.I.I. Подсоединить насосный агрегат и технологические емкости к скважине и опрессовать нагнетательную линию, устьевую арматуру.

6.I.2. Промыть скважину растворителем или раствором ПАВ для очистки НКТ от отложений парафина, смол.

6.I.3. Определить приемистость изолируемого объекта при установившемся режиме подачи насоса, прокачав в НКТ промывочную жидкость в количестве, не менее объема НКТ.

6.I.4. Доставить на скважину расчетные количества исходных компонентов тампонирующего состава, буферной и продавочной жидкостей.

6.I.5. Приготовить расчетный объем тампонирующего состава согласно пп. 5.3.I - 5.3.3.

6.2. При выполнении технологической схемы изоляционных работ со спуско-подъемными операциями необходимо провести следующие подготовительные работы.

6.2.I. Смонтировать подъемник и оборудование для выполнения спуско-подъемных операций.

6.2.2. Заглушить скважину. Поднять подземное оборудование.

6.2.3. Спустить НКТ до верхних отверстий фильтра (или на 5-I0 м выше).

6.2.4. Выполнить работы в соответствии с пп.6.I.I.-6.I.5.

7. ТЕХНОЛОГИЯ ЗАКАЧКИ СОСТАВА

7.I. Закачка тампонирующего состава в пласт осуществляется в следующей последовательности.

7.I.I. Закачать в НКТ расчетные объемы буферной жидкости и тампонирующего состава при открытой затрубной задвижке.

7.I.2. Закачать последовательно расчетные объемы буферной и продавочной жидкостей.

Закачку продавочной жидкости производить в количестве, достаточном для доведения объема тампонирующего состава до башмака НКТ.

7.I.3. Продавить тампонирующий состав в пласт расчетным объемом продавочной жидкости при закрытой затрубной задвижке или одновременной закачкой продавочной жидкости по НКТ и затрубному пространству с одинаковым расходом.

7.2. Давление продавки тампонирующего состава не должно превышать величину давления гидроразрыва пласта и опрессовки эксплуатационной колонны (при работе без пакера).

7.3. По окончании процесса продавки скважину оставить под давлением на время полимеризации состава (I6-24 ч).

7.4. Отбить забой, освоить скважину и пустить в эксплуатацию.

7.5. При выполнении изоляционных работ с проведением спуско-подъемных операций отбивку забоя производить перед спуском подземного оборудования и освоением скважины.

8. ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ И МЕТОДЫ ИХ УСТРАНЕНИЯ

8.I. Отклонения от технологического процесса продавки объема тампонирующего состава в пласт могут привести к осложнениям, методы устранения которых приводятся ниже.

Характер осложнения	Вероятные причины	Методы устранения
I. При отбивке забоя отсутствует проход через НКТ	Часть объема тампонирующего состава полимеризовалась в НКТ из-за прерывания процесса продавки состава в пласт	Произвести подъем НКТ и заменить забитые трубы
2. При отбивке забоя отсутствует проход в эксплуатационной колонне	Часть объема тампонирующего состава полимеризовалась в стволе скважины из-за прерывания процесса продавки состава в пласт	Проработать ствол скважины до искусственного забоя. Скорость разбуривания продукта полимеризации составляет I0-I5 м/ч.
3. Отсутствует циркуляция жидкости через затрубное пространство	Часть состава полимеризовалась в затрубном пространстве из-за перепуска части его объема	Извлечь колонну НКТ. Проработать ствол скважины до искусственного забоя

9. КОНТРОЛЬ ЗА ЭФФЕКТИВНОСТЬЮ ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ

9.I. Контроль за эффективностью изоляционных работ осуществляется проведением следующих мероприятий:

систематический замер суточного дебита скважин;

периодический отбор и анализ устьевых проб для определения обводненности продукции скважин;

выполнение комплекса гидродинамических и промыслово-геофизических исследований.

I0. УКАЗАНИЯ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ

I0.I. Ремонтно-изоляционные работы с использованием полиуретанового полимера и углеводородного растворителя должны проводиться в полном соответствии с требованиями следующих основных документов:

"Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности", утвержденные Госгортехнадзором СССР 3I.0I.74 г. (М.,Недра,I974);

"Отраслевая инструкция по безопасности труда при обработке призабойной зоны скважин углеводородными растворителями" ИБТВ I-007-77, утвержденная первым зам.министра В.И.Кремневым 29.I2.77г (М.,МНП, I979).

I0.2. К проведению работ допускаются лица, достигшие I8-летнего возраста, прошедшие медицинское освидетельствование и обучение по технике безопасности и охране труда со сдачей экзаменов.

I0.3. Агрегаты для приготовления и закачки тампонирующего состава в пласт должны быть установлены на расстоянии не менее I0 м от устья.

I0.4. Агрегат должен соединяться с устьевой арматурой трубами высокого давления. На выкидной линии агрегата и на устьевой арматуре обязательно должны быть показывающие манометры.

I0.5. После обвязки устья скважины нагнетательные трубопроводы и устьевое оборудование необходимо опрессовать на полуторакратное ожидаемое рабочее давление закачки тампонирующего состава.

I0.6. Во время закачки и продавки тампонирующего состава нахождение людей возле устья скважины запрещается.

I0.7. Во время работы агрегата запрещается ремонтировать или крепить обвязку устья скважины и трубопроводов. Перед отсоединением трубопроводов от устьевой арматуры следует закрыть краны на ней и снизить давление в трубопроводах до атмосферного.

I0.8. На месте работы должен быть необходимый запас воды.

I0.9. Запрещается производит закачку тампонирующего состава в темное время суток на рабочей площадке, не оборудованной специально для работы в ночное время.

I0.I0. Автоцистерны для перевозки растворителя и других технологических жидкостей должны быть снабжены уровнемером.

I0.II. После окончания работ по закачке тампонирующего состава в скважину оборудование и коммуникации следует тщательно промыть растворителем и водой.

I0.I2. Полиуретановый полимер (клей марки КИП-Д) является взрывобезопасным, трудновоспламеняемым, малотоксичным материалом. К месту приготовления доставляется в заводской таре. Транспортировка должна осуществляться в соответствии с правилами погрузочно-разгрузочных работ, перемещения тяжестей и транспортирования грузов.

I0.I3. Все работы, связанные с приготовлением тампонирующего состава, следует производить в спецодежде: комбинезоны мужские (ГОСТ I2.4.II-82), фартуки рабочие прорезиненные (ГОСТ I2.4.029-76), перчатки резиновые (ГОСТ 20I0-74), очки защитные.

I0.I4. При попадании полиуретанового полимера на кожу, снять его мягкой бумажной салфеткой, кожу промыть теплой

водой с мылом.

I0.I5. Ароматические углеводороды, применяемые в качестве растворителей полиуретанового полимера, по степени воздействия на организм человека относятся ко второму и третьему классу - особо к умеренно опасных веществ.

Опасные концентрации паров углеводородов могут создаваться при работе в закрытых помещениях. При работе на открытой местности необходимыми и достаточными мерами предосторожности являются исключение проливов на землю больших количеств растворителей и нахождение людей с наветренной стороны источников испарения углеводородных жидкостей.

I0.I6. Транспортирование углеводородных растворителей осуществляется в стальных нефутерованных цистернах. Налив и слив растворителей должен производиться в светлое время суток, не менее, чем двумя лицами (ответственный за отпуск и водитель). При открывании люков, закреплении рукавов необходимо становиться с наветренной стороны.

I0.I7. При попадании растворителя на открытые участки кожи или в глаза, следует промыть чистой водой с мылом.

ПРИЛОЖЕНИЕ I

Физико-химическая характеристика тампонирующего состава

Состав композиции, % объема		Вязкость при температуре °С МПа.с				Время начала полимеризации при температуре °С, мин			
Клей КИП-Д	Бентол	20°	40°	60°	80°	20°	40°	60°	80°
I00	0	I2489,I4	3343,3	857,28	342,9I	II5	4I	I0	5
80	20	683,24	225,32	87,22	5I,08	I60	44	I2	7
70	30	234,84	90,0I	39,0I	23,86	I80	50	I5	8
60	40	78,44	36,20	20,50	I2,96	2I0	60	2I	I5
50	50	35,22	I7,55	9,95	6,42	300	79	32	I5
40	60	I3,8I	8,03	5,07	3,55	486	I20	45	22
30	70	6,44	3,9I	2,66	2,00	606	I88	66	54
20	80	3,02	2,04	I,48	I,2I	780	265	I09	72

Примечание. В качестве отвердителя применялась пресная вода в количестве 5 % объема.

КМУ НГДУ "Комсомольскнефть"
Заказ 380 тираж 80

gost.e-ecolog.ru