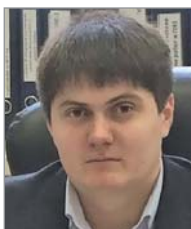


УДК 622.016.25:622.276.7

Комплексный подход к глушению нефтяных и газовых скважин с аномальными параметрами пласта при сохранении фильтрационных свойств продуктивных коллекторов



И.С. Егоров
/ВУИРС ООО
«Газпром подзем-
ремонт,
г. Оренбург»/



О.Д. Ефимов

М.Ф. Валиев
Л.Н. Хасанова
/ООО «Синергия
Технологий»,
г. Казань
sin_tech@mail.ru
Тел. 8 (843) 212-56-21/

Поднята проблема глушения нефтяных и газовых скважин. Представлены новые химические реагенты для глушения скважин, используемые на двух типах скважин: с аномально низким и аномально высоким пластовым давлением. Описаны их свойства, состав, преимущества. Приведены примеры глушения с использованием описанных химреагентов и показаны результаты, полученные при их применении.

Ключевые слова: ремонт нефтяных и газовых скважин, глушение нефтяных и газовых скважин, химические реагенты для глушения, глушение скважин с аномально низким пластовым давлением, блокирующий состав «Унисолт», инвертно-эмульсионный раствор, эмульгатор «Эксимол», глушение скважин с аномально высоким пластовым давлением (АВПД), солевой состав «Титан», гидрофобизатор «Гидросил».

Основной задачей глушения является обеспечение безопасного проведения работ по плановому и капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин. При этом к технологическим жидкостям, применяемым при операциях по глушению, предъявляются жесткие требования: инертность к горным породам и нефтепромысловому оборудованию, совместимость с пластовыми флюидами, стабильность в течение длительного времени, быстрота послеремонтного освоения и минимальное негативное воздействие на проницаемость продуктивных коллекторов. В на-

стоящее время при длительной эксплуатации основного фонда накапливаются осложнения, связанные с износом оборудования скважины, изменением первоначального термобарического режима работы пласта, а также с ухудшением фильтрационных свойств в призабойной зоне за счет многократного применения химреагентов и нагнетаемой воды, в течение длительного времени смещающих фазовую проницаемость горных пород. Кроме того, широкий диапазон геологических свойств продуктивных участков, таких как температура, давление, тип и строение слагающих коллектор

пород на разных месторождениях Российской Федерации не позволяет использовать универсальный состав, а зачастую требует комбинирования различных технологий для успешного проведения операции. Таким образом, проблема глушения по-прежнему остается актуальной, и в последнее время все чаще необходим комплексный индивидуальный подход, учитывающий множество параметров каждой конкретной скважины.

В настоящее время специалистами ООО «Синергия Технологий» накоплен значительный опыт в применении собственных технологи-

ческих составов, позволяющий рационально подойти к выбору технологии в зависимости от горно-геологических условий. При подборе химических реагентов и режимов закачки учитываются показатели пластового давления, температуры, проницаемости, приемистости, мощности интервала перфорации (либо открытого ствола), а также особенности конструкции скважины и тип глубинно-насосного оборудования.

В зависимости от геологических параметров специальные химические реагенты для глушения используются на двух типах скважин: с аномально низким и аномально высоким пластовым давлением.

Для глушения скважин с аномально низким пластовым давлением, как правило, используют блокирующие составы, которые образуют на поверхности ствола скважины непроницаемую корку, препятствующую фильтрации жидкости в пласт, либо системы, за счет своей высокой вязкости изолирующие прискважинную зону пласта и тем самым также препятствующие поглощениям. Чаще всего для реализации подобных технологий применяются составы на основе полимеров с кислоторастворимыми кольматантами и обратно-эмульсионные составы. Однако, как показывает практика, использование полимеров обуславливает трудности в процессе последующего освоения, поскольку при разрушении блокирующей пачки на поверхности породы остаются труднорастворимые сгустки полимеров, сильно снижающие послеремонтную продуктивность скважины. Обратно-эмульсионные составы обладают высокой селективностью и легкостью деблокировки, резко увеличивая вязкость при контакте с водной фазой и разжижаясь при взаимодействии с углеводородами. Вместе с тем зачастую изолирующая способность эмульсионных составов недостаточна и требует совместного использования с другими блокирующими составами.

Для решения обеих задач специалистами ООО «Синергия Технологий» был разработан блокирующий состав «Унисолт», представляющий собой гелеобразную псевдопластичную жидкость на углеводородной основе. Унисолт обладает очень высокой блокирующей способностью, выдерживает перепад давления до 15 МПа, при этом за счет углеводородной основы оказывает щадящее воздействие на фильтрационные свойства пласта. Состав предназначен для временного блокирования продуктивной зоны. Технология подразумевает закачку блокирующего состава в пласт с устранением поглощения (рис. 1-3), при этом ствол скважины заполняется любой технологической жидкостью (инвертной эмульсией, технической водой, солевой жидкостью глушения) и остается доступным для проведения мероприятий по КРС. Свойства состава на базе реагента «Унисолт» сохраняются в течение длительного промежутка времени, его можно использовать для консервации скважин. После выполнения работ скважина легко осваивается кислотной обработкой либо промывкой угле-

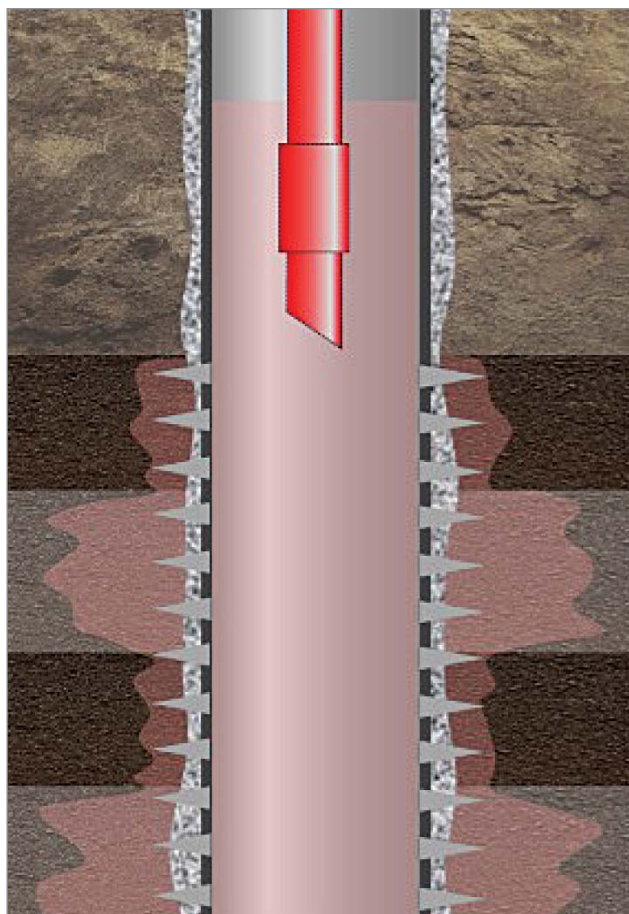


Рис. 1. Закачка готового состава «Унисолт» в скважину

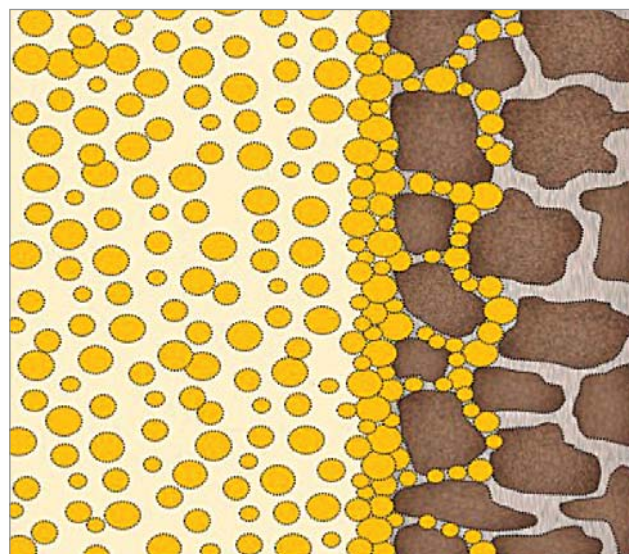


Рис. 2. Принцип блокирования ПЗП

водородной жидкостью с добавлением ПАВ без потери продуктивности. Реализация технологии возможна как с применением кольматантов-утяжелителей, так и без них. Фракционный состав кольматантов и плотность блокирующего состава подбираются индивидуально в зависимости от показателей приемистости и проницае-

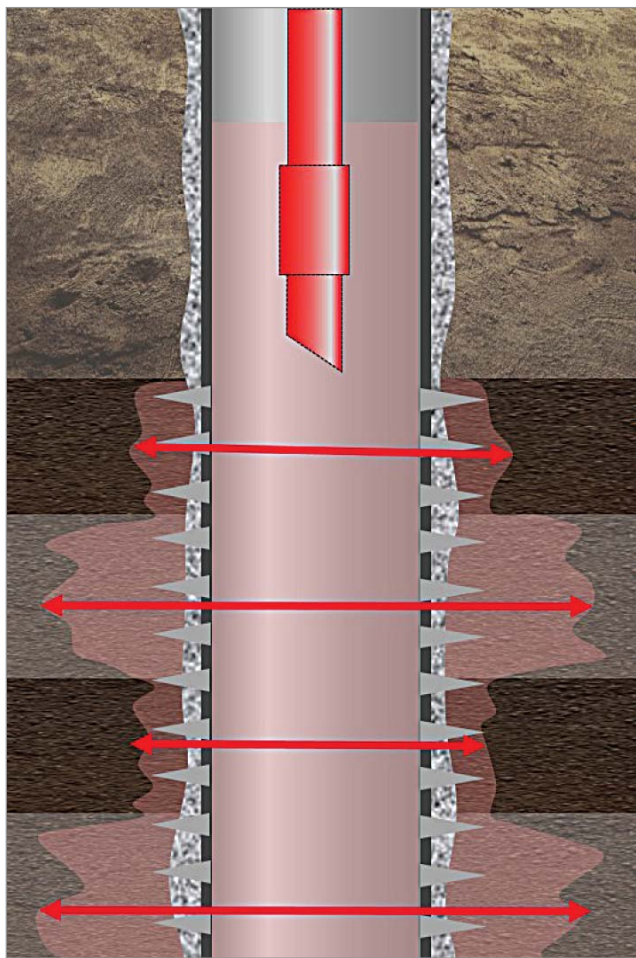


Рис. 3. Образование временного блокирующего экрана в продуктивном пласте

мости, а также горно-геологического строения породы. Блокирующий состав выпускается в виде двух марок: «Унисолт» с возможностью применения на скважинах с температурами до 75 °С и «Высокотемпературный Унисолт», который сохраняет устойчивость неограниченное время даже при температурах 115-120 °С.

Сотрудниками ООО «Синергия Технологий» реализован комплексный подход к глушению с одновременным использованием блокирующего состава «Унисолт» и инвертно-эмульсионного раствора на основе эмульгатора «Эксимол». Эксимол представляет собой неионогенное липофильное поверхностно-активное вещество, которое стабилизирует эмульсию, концентрируясь на границе раздела «вода – углеводородный слой». Обратные эмульсии на основе эмульгатора «Эксимол» характеризуются низкой водоотдачей, щадящим воздействием на пласт и селективностью, поскольку при контакте с нефтью происходит разжижение, а при взаимодействии с пластовой водой – повышение вязкости системы. Использование составов на основе реагента «Эксимол» позволяет получить устойчивые термостабильные обратные эмульсии в широком диапазоне плотности (0,9–1,4 г/см³) и вязкости – от 3–5 сПз вплоть

до нетекучих систем. Комплексный подход к глушению заключается в блокировке продуктивного интервала блокирующим составом «Унисолт», сама скважина при этом заполняется обратной эмульсией на основе эмульгатора «Эксимол». Таким образом, на время проведения работ продуктивный коллектор изолируется от забоя, позволяя проводить весь спектр мероприятий по капитальному ремонту, при этом скважина остается заглушенной, в том числе и при промывках.

Составы для скважин с аномально высоким пластовым давлением

При глушении скважин с АВПД необходимо учитывать много факторов: пластовое давление, глубину скважины и отклонение от вертикали, химическую совместимость жидкости глушения и пластового флюида. При планировании работ во избежание газонефтеводпроявлений необходим учет всех параметров, на основании которых рассчитывается плотность жидкости глушения для компенсации пластового давления. Для выполнения этих задач разработан солевой состав «Титан», который позволяет получить жидкости без твердой фазы с требуемой плотностью. Сбалансированная рецептура состава «Титан» позволяет его использовать как в чистом виде, так и для доутяжеления имеющихся жидкостей глушения. В зависимости от марки возможно приготовление жидкости глушения с плотностью до 1,83 г/см³, при этом отсутствие твердых частиц в рецептуре жидкостей исключает кольматацию призабойной зоны пласта. В целях максимально щадящего глушения с сохранением фильтрационных свойств коллекторов солевой состав «Титан» применяют совместно с гидрофобизатором «Гидросил», который, сорбируясь на поверхности породы, меняет фазовую проницаемость, резко снижая фильтрацию жидкости глушения в пласт. Данный подход можно реализовать и при использовании обратных эмульсий на основе «Эксимол». Технология заключается в предварительной закачке эмульсионного состава в пласт, который создает временный защитный экран, препятствующий проникновению солевого состава в пласт и устраняющий непосредственный контакт жидкости глушения и пластового флюида.

Пример глушения

В 2016 г. на Вуктыльском НГКМ произведено глушение скважины с аномально низким пластовым давлением (см. таблицу).

Данная скважина представлена трещиноватыми карбонатными коллекторами с большим интервалом перфорации (суммарная мощность более 300 м) и аномально низким пластовым давлением. К тому же задача осложнялась тем, что при эксплуатации производились многочисленные солянокислотные обработки (более пятнадцати операций за всю историю разработки объемом более 200 м³). Глушение осуществлялось в два этапа. Первоначально для снижения поглощения была закачана порция блокирующего состава «Унисолт» в

объеме 40 м³ и продавлена обратно-эмульсионным составом на основе эмульгатора «Эксимол». На следующем этапе закачали 75 м³ эмульсионного раствора с докачкой 15 м³ состава «Унисолт», после чего скважина успешно заглушилась и была допущена к капитальному ремонту.

Выводы

На современном уровне разработки месторождений проблема глушения по-прежнему остается актуальной. Ситуация осложняется длительной эксплуатацией основного фонда скважин, изменением горно-геологических показателей

Информация по скважине

R_{пл}, МПа	4,48
Текущий забой, м	3267
Пробуренный забой, м	3402
Эксплуатационная колонна	3400,63 м, D – 168 мм
Интервалы перфорации, м	3070–3085; 3100–3240; 3260–3335; 3252,8–3384
НКТ	D – 73 мм. Спущены до глубины 3151,17 м

пластов, вызванным техногенным воздействием. Зачастую каждый случай требует индивидуального подхода и учета множества параметров: пластового давления, температуры, проницаемости, приемистости, строения коллек-

торов. Специалистами ООО «Синергия Технологий» разработан комплексный подход для подбора комбинаций технологий, который учитывает все особенности каждого случая для максимально щадящего глушения.

Литература

1. **Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин / Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков // Недра. – 2001. – С. 514-516.**
2. **Глущенко В.Н., Орлов Г.А., Силин М.А. Технологические про-**

цессы вскрытия пластов и добычи нефти с использованием обратных эмульсий. – М.: Интерконтакт Наука, 2008. – С. 123-131.

3. **Ахметов А.А. Капитальный ремонт скважин на Уренгойском месторождении.** – Уфа: УГНТУ, 2000.