

Высокоплотные растворы, загущенные вязкоупругими поверхностно-активными веществами производства АО «Полиэкс», для применения при глушении скважин в осложненных условиях



А.С. Кобяков

В.А. Третьяков
Ю.А. Третьякова
А.С. Кобяков
Н.В. Бабкина, к.х.н.
Н.В. Кузина
Н.Н. Скрипка
/АО «Полиэкс», г. Пермь,
tva@polyex.perm.ru/

В статье рассмотрены решения для повышения эффективности глушения скважин с аномально высоким пластовым давлением (АВПД), сопряженным с наличием высокого газового фактора и/или поглощением жидкостей. Взамен традиционно применяемых солевых растворов с полимерным загустителем предложены рецептуры чистых бесполимерных водно-солевых растворов с загустителем на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ (ВУ ПАВ) отечественного производства. Показано, что жидкости глушения с повышенной плотностью и вязкостью на основе ВУ ПАВ стабильны, совместимы с добываемыми флюидами и не требуют дополнительного применения деструкторов для их разрушения. Рецептуры таких жидкостей адаптируются и оптимизируются индивидуально для условий каждого объекта с учетом необходимости соблюдения требований нормативных документов заказчиков.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: глушение скважин, аномально высокое пластовое давление, поглощения жидкостей глушения, модифицированные растворы глушения на водной основе, высокоплотные растворы без твердой фазы,

ENG

High-density Solutions Thickened With Viscoelastic Surfactants Produced by POLYEX JSC for Use in Well-Killing in Complicated Conditions

V.A. Tretiakov, I.A. Tretiakova,
A.S. Kobaykov, N.V. Babkina DSc,
N.V. Kuzina, N.N. Skripka
/POLYEX JSC, Perm/

The article considers solutions aimed at improving the efficiency of killing of wells with abnormally high reservoir pressure associated with high gas/oil ratio and/or fluid loss. Instead of traditionally used brines with polymer thickener, it is proposed to use clear polymer-free water-based fluids with thickener based on viscoelastic surfactants (VES) of domestic production. The article shows that high density and high viscosity killing fluids with viscoelastic surfactants are stable, compatible with produced oil and water and do not require additional application of destructors for their decomposition. The fluid composition can be adjusted and optimized individually for the conditions of each facility, to meet customer regulatory requirements.

Лзагеленные растворы глушения, вязкоупругие поверхностно-активные вещества, гелирующий агент СУРФОГЕЛЬ®, загуститель солевых растворов БРАЙНИГЕЛЬ, тяжелая жидкость глушения (ТЖС)

KEY WORDS: well killing, abnormally high reservoir pressure, fluid loss, water-based modified killing fluids, solid free high-density brines, viscosified brines, viscoelastic surfactants, VES, BRINIGEL, SURFOGEL, heavy killing fluid TZhS

Основные параметры, которые стремятся сохранить при глушении скважин, – продуктивность скважины и фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пласта, а также ресурс работы скважинного оборудования. Исходя из этого формулируют основные требования к жидкостям для глушения:

- значение плотности, обеспечивающее достаточное противодавление на пласт;
- совместимость с пластовыми флюидами и технологическими жидкостями минералов пласта;
- агрегативная устойчивость и термостабильность;
- низкая коррозионная активность;
- технологичность в приготовлении и применении.

Особые сложности возникают при подборе растворов глушения для условий аномально высоких пластовых давлений (АВПД), сопряженных с наличием высокого газового фактора и поглощением жидкостей. При поглощении жидкости глушения происходит ухудшение ФЕС призабойной зоны пласта и увеличение времени выхода скважины на режим. При этом также растут затраты на ремонт за счет потери дорогостоящего солевого раствора. Риск возникновения газонефтеводопроявления (ГНВП) на таких объектах выше при применении традиционных водно-солевых растворов. Распространенные подходы с использованием блокирующих пачек при этом не всегда демонстрируют эффективность. Одним из путей обеспечения безопасного и щадящего глушения может быть применение утяжеленных растворов с повышенной вязкостью – загеленных жидкостей глушения. Основой таких жидкостей является водно-солевой раствор заданной плотности, в который добавляют специальный гелеобразователь.

На сегодняшний день известно о большом количестве реагентов-загустителей (гелеобразователей), используемых в водных средах.

Традиционно для загущения растворов на водной основе используют полимерные вещества природного и синтетического происхождения – производные крахмала, целлюлозы, ксантана, гуаровой камеди, полиакриламиды. Несмотря на широкую доступность полимеров, применение их часто сопряжено с известными недостатками и ограничениями:

■ Многие полимеры не способны образовывать однородные стабильные растворы высокой плотности из-за своей низкой солестойкости, что не позволяет приготовить технологические жидкости для применения в условиях АВПД.

■ Недостаточная термостойкость ограничивает применение ряда полимерных загеливателей в условиях высоких пластовых температур.

■ Загеленные полимерные системы обычно подвержены синерезису («старению» геля). Недостаточная агрегативная устойчивость таких гелей сокращает область их применения при капитальном ремонте скважин, когда требуется глушение вскрытого пласта на продолжительное время (до 1–4 месяцев).

■ Загеленные полимерные составы могут подвергаться биодеструкции, что повышает риски при их применении в условиях высокой зараженности микроорганизмами пластовых флюидов и воды, используемой для их приготовления.

■ Образование малопроницаемой фильтрационной корки после воздействия полимерных жидкостей может приводить к существенному снижению ФЕС пласта. А для восстановления исходной проницаемости могут потребоваться дополнительные технологические операции (кислотные обработки), что приведет к росту затрат.

В плане устранения перечисленных выше недостатков полимерных загеливателей представляет интерес использование вязкоупругих поверхностно-активных веществ (ВУ ПАВ) для повышения вязкости солевых растворов. ВУ ПАВ уже нашли применение в процессах интенсификации добычи нефти и известны как «чистые» жидкости, использование которых не приводит к снижению ФЕС. При добавлении в водные растворы молекулы ВУ ПАВ самоорганизуются в червеобразные мицеллы, которые, подобно полимерам, увеличивают вязкость жидкости. Мицеллы принимают удлиненную структуру, подобную полимерным нитям. Когда эти удлиненные мицеллы запутываются, проявляется вязкоупругое поведение и, в зависимости от приложенного напряжения, движение жидкости затрудняется: при приложении высоких сдвиговых нагрузок структура загеленной жидкости разрушается, вязкость раствора снижается, а при снижении нагрузок мицеллы снова восстанавливают структуру, повышая вязкость геля. Таким образом, за счет высокой вязкости уменьшается течение жидкости в кавернах, трещинах, снижается риск прорыва газа, но при этом, из-за отсутствия полимеров в структуре, кольтматации пласта не происходит. Применение деструкторов для разрушения загеленной жидкости не требуется – разрушение происходит при вызове притока при контакте с пластовым флюидом.

При этом известно, что ряд ВУ ПАВ обладает чувствительностью к pH и наличию в воде других химических веществ: солевой состав раствора, присутствие в нем специальных облагораживающих добавок (ингибиторов коррозии, ингибиторов солеотложений, гидрофобизаторов, нейтрализаторов сероводорода и др.) может отрицательно повлиять на реологические свойства и стабильность системы в целом. Таким образом, подбор рецептуры загеленного раствора глушения – это поиск комплексного оптимального решения для конкретного объекта: рецептура жидкости должна обеспечивать совместимость ее компонентов, а также заданные физико-химические и технологические свойства. Кроме того, немаловажным вопросом является стоимость и доступность компонентов раствора.

АО «Полиэкс» имеет многолетний опыт разработки решений для глушения, линейку реагентов собственного производства, которые успешно применяются в РФ и за рубежом. К настоящему времени АО «Полиэкс» разработаны рецептуры загеленных растворов с плотностью от 1,30 до 1,84 г/см³ для применения при температурах 20–90 °С. Загеленная жидкость состоит из:

- утяжеленного водно-солевого раствора заданной плотности. Готовится из жидкости глушения тяжелой (ТУ 2458-036-53501222-2012). Представляет собой твердую основу для приготовления технологических жидкостей;

- загеливателя на основе ВУ ПАВ – загустителя солевых растворов БРАЙНИГЕЛЬ/BRINIGEL (ТУ 20.41.20-177-53501222-2023) или гелирующего агента СУРФОГЕЛЬ® / SURFOGEL® марки АТ (ТУ 2482-080-53501222-2010). Представляет собой водно-спиртовой раствор ПАВ. Применяется совместно с пеногасителем для буровых растворов НОФОМАКС / NOFOAMAX (ТУ 20.16.57-168-53501222-2022).

Все компоненты загеленной жидкости являются продуктами отечественного производства, для их использования имеются необходимые разрешительные документы. На данный момент загеленная жидкость находится на стадии промышленного внедрения.

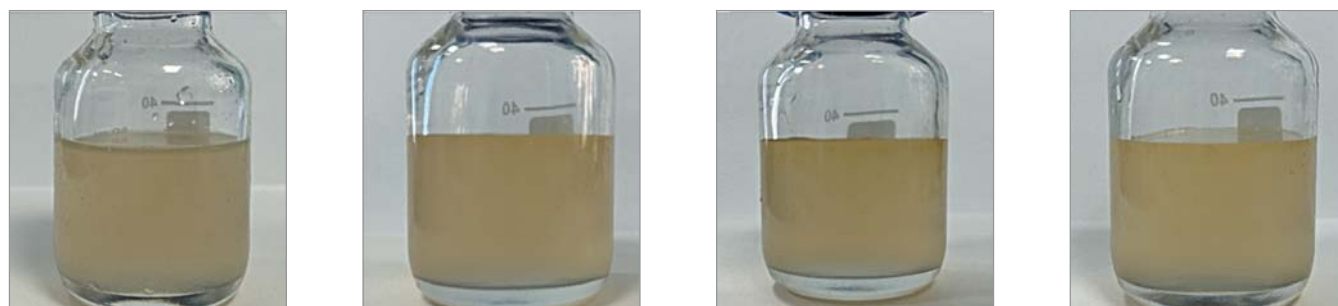
Приготовление геля осуществляется путем добавления жидкого загеливателя в горячий водный раствор соли (разогретый за счет выделения тепла от растворения соли в воде примерно до 50–70 °С) с дальнейшим перемешиванием до однородного состояния. Готовый высокоплотный гель представляет собой вязкую однородную жидкость, стабильную при хранении (**рис. 1**).

Вязкость загеленных растворов регулируется дозировкой загеливателя. Дозировка загеливателя составляет в зависимости от условий применения около 1–5 % (по массе). Основные свойства и результаты тестирования загеленной жидкости (разработанной применительно к условиям Восточно-Мессояхского месторождения) представлены в **таблице** и на **рис. 2–4**.

Одна из сложностей при подборе рецептуры загеленной жидкости – выбор целевого значения вязкости, которое будет обеспечивать достаточное сопротивление поглощению жидкости глушения и при этом не будет препятствовать ее закачке. При выборе такого значения специалисты опираются преимущественно на эмпирические данные и предыдущий опыт. С учетом недостаточного опыта применения систем для глушения на ВУ ПАВ и специфики их свойств, актуальной задачей является разработка подхода к выбору целевого значения вязкости загеленных высокоплотных растворов. На сегодняшний день в АО «Полиэкс» разработана специальная расчетная методика, проводится ее апробация.



Рис. 1
Загеленная жидкость на основе БРАЙНИГЕЛЬ и солевой системы ТЖС



После приготовления

через 24 часа при 85 °С

через 72 часа при 85 °С

через 10 суток при 85 °С

Рис. 2 Результаты тестирования на термостабильность загеленной жидкости (плотность 1,84 г/см³), T = 85 °С



Рис. 3. Результаты тестирования на совместимость загеленной жидкости (плотность 1,84 г/см³) с нефтью, T = 85 °C

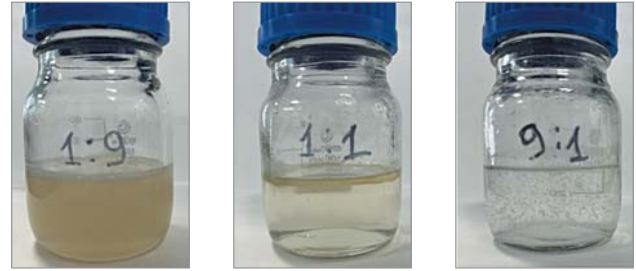


Рис. 4. Результаты тестирования на совместимость загеленной жидкости (плотность 1,84 г/см³) с пластовой водой, T = 85 °C

Свойства загеленной жидкости глушения с плотностью 1,84 г/см³ для применения в условиях Восточно-Мессояхского месторождения

Наименование показателя	Значение показателя
Внешний вид	Однородная жидкость без твердой фазы светло-желтого цвета
Плотность при 20 °C	1,84
Термостабильность	Не менее 30 суток при 20 °C, не менее 10 суток при 85 °C
Скорость коррозии Ст3, мм/год	0,11 мм/год при 85 °C
Динамическая вязкость, сП, при 50 с ⁻¹	225 сП при 85 °C
Угол поворота при 600 об/мин	142
Угол поворота при 300 об/мин	84
Пластическая вязкость, сПз	58
ДНС, фунт/100 фут ²	26
СНС 10с/10 мин, фунт/100 фут ²	6/10
Совместимость с нефтью	Совместима. Не образует эмульсий и осадков при смешении с нефтью
Совместимость с пластовой водой	Совместима. Не образует эмульсий и осадков при смешении с пластовой водой
Разрушаемость	Разрушаема при контакте с пластовой водой или нефтью
Массовая доля хлорорганических соединений	Отсутствуют

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В АО «Полиэкс» разработаны композиции водно-солевых растворов высокой плотности с повышенной вязкостью. Данные композиции адаптированы для применения при глушении скважин с АВПД в осложненных условиях. Свойства загеленных водно-солевых растворов соответствуют требованиям, предъявля-

емым к технологическим жидкостям, применяемым при глушении: за счет оптимального солевого состава, внесения специальных синергетических добавок и применения бесполимерного загеливателя обеспечивается минимизация рисков снижения ФЕС коллектора и коррозионных повреждений скважинного оборудования.