

ЩАДЯЩЕЕ ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИН КАК ОСНОВА СОХРАНЕНИЯ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТА

С.А.ДЕМАХИН, А.П.МЕРКУЛОВ, Д.Н.КАСЬЯНОВ
ООО «Зиракс»

А.В.МОКРУШИН
АО «Полиэкс»

При эксплуатации нефтегазовых скважин операция их глушения является одним из наиболее распространенных мероприятий. Как правило, каждая скважина подвергается глушению не реже одного раза в год в связи с необходимостью проведения подземных ремонтов, смены насосного оборудования, промывки забоя от загрязнений и т.д.^[1]. При этом каждое глушение скважины оказывает серьезное негативное влияние на состояние призабойной зоны пласта (ПЗП), увеличивает ее водонасыщенность, ухудшает фильтрационные свойства и снижает коллекторские свойства пласта.

Снижение естественной проницаемости призабойной зоны пласта обуславливается поглощением жидкости глушения продуктивным пластом как вследствие сниженного пластового давления и превышения допустимых величин репрессии на пласт, так и в результате капиллярной пропитки в гидрофильные породы. Попадание жидкости глушения в продуктивный пласт может приводить к следующим явлениям, которые неизбежно влекут за собой снижение фильтрационно-емкостных свойств ПЗП:

- ⊙ набухание глинистого материала породы;
- ⊙ кольматация пористой среды коллектора частицами твердой

фазы жидкости глушения и продуктами коррозии;

- ⊙ образование стойких водонепротяных эмульсий в ПЗП;
- ⊙ увеличение водонасыщенности ПЗП, обусловленной капиллярными и поверхностными явлениями, что приводит к возникновению эффекта «водной блокады»;
- ⊙ выпадение нерастворимых солей, при смешении жидкости глушения с пластовыми флюидами, имеющими различный ионно-катионный состав.

Эти процессы серьезно сказываются на режиме эксплуатации скважин — снижается их дебит (в 1,5–2 раза), увеличивается длительность процесса их освоения

(1–5 сут.) и вывода на режим (10–30 сут.), растет обводненность добываемой продукции (на 30–70%)^[2,3]. Необходимость снизить негативные эффекты при глушении скважин обусловило разработку методов щадящего глушения, направленных на снижение влияния негативных факторов при глушении скважин и сохранение коллекторских свойств пласта. Группа компаний Zirax является лидером российского рынка по разработке и производству систем для глушения скважин и совместно с партнерами уделяет особое внимание разработке методов щадящего глушения скважин (рис.1).

Жидкости глушения на основе высокочистых солевых систем исторически были одним из первых продуктов в нефтедобывающей сфере для Zirax. На текущий момент в этой области предлагается широкая линейка жидкостей глушения (табл.1), включающая высокочистые солевые системы различной плотности.

Отличительной особенностью солевых систем от Zirax является использование в качестве базовых только чистых солей, не содержащих твердой фазы, что снижает риск кольматации ПЗП. Для предотвращения образования осадков солей из-за неодинакового ионно-катионного состава пластовых вод и жидкостей глушения предлагаются безкальциевые системы, применение которых особенно актуально при риске образования сульфатных и карбонатных солей.

РИС.1 ОСНОВНЫЕ МЕТОДЫ ЩАДЯЩЕГО ГЛУШЕНИЯ ГРУППЫ КОМПАНИЙ ZIRAX

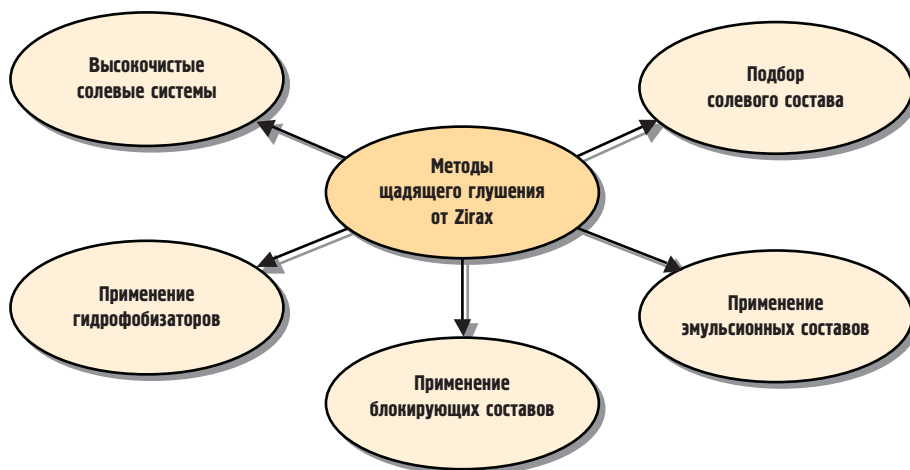
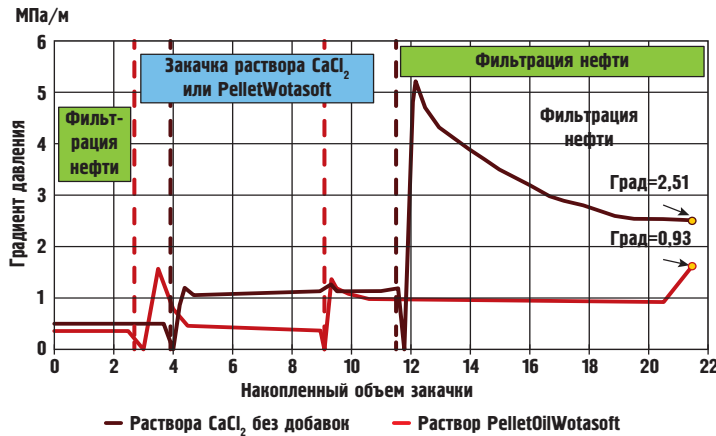


Табл.1 Высококачественные солевые системы Zirax для глушения скважин

Солевые системы	PelletOil	1,18–1,38 г/см ³
	PelletOil WotaSoft	1,18–1,38 г/см ³
	SoMaxoil WotaSoft	безкальциевая система
	MaxOil WotaSoft маркиЕ	1,4–1,62 г/см ³
	ТЖС	1,6–2,15 г/см ³

РИС.2. РЕЗУЛЬТАТЫ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ЭКСПЕРИМЕНТОВ В РН-УФАНИПИНЕФТЬ



Ввод гидрофобизаторов в жидкости глушения, прежде всего, нацелен на изменение смачиваемости поверхности пористой среды в ПЗП, что снижает глубину пропитки коллектора водносолевым раствором, облегчает удаление его из пласта при освоении скважины и запуске ее в эксплуатацию, усложняет повторную гидратацию при последующих циклах глушения. Помимо этого, уменьшение межфазного натяжения на границе жидкость глушения — нефть, предотвращает образование стойких эмульсий и разрушает уже образовавшиеся, существенно снижает набухание глинистой составляющей коллектора.

Гидрофобизатор ГФ-1, разработанный в АО «Полиэкс», уменьшает межфазное натяжение почти в 60 раз (до 0,05–0,06 мН/м) и при добавлении в жидкости глушения снижает динамику их капиллярной пропитки породы^[4]. Скорость впитывания в этом случае значительно ниже по сравнению с образцами породы, обработанными чистой водой и раствором хлористого кальция.

Гидрофобизатор может применяться как отдельно в виде добавки в любой состав для глушения скважин, так и в виде готовой композиции по технологии PelletOil-WotaSoft^[5]. В этом случае гидрофобизатор наносится уже при

производстве жидкости глушения методом напыления в кипящем слое прямо на поверхность гранул минеральной соли. Процесс применения солевой системы не отличается от обычного, при этом реагент WotaSoft растворяется в воде, и в процессе глушения проникая в пласт, оказывает свое благотворное влияние.

Положительное влияние реагента WotaSoft подтверждается сравнительными фильтрационными экспериментами с раствором хлористого кальция с добавкой реагента WotaSoft (PelletOilWotaSoft) (рис.2) и результатами глушения скважин в России и СНГ (рис.3).

С 2014 года компания Zirax совместно с компанией MI-Swaco (Schlumberger) активно внедряет технологию глушения скважин на основе специальных блокирующих составов (блок-пачек), позволяющих контролировать поглощение жидкости в продуктивный пласт^[6]. Данная технология особо актуальна при глушении скважин с аномально низким пластовым давлением (АНПД) и при глушении многопластовых скважин с различным пластовым давлением.

Временно блокирующий состав представляет собой специ-

РИС.4 ПРИНЦИП РАБОТЫ БЛОК-ПАЧКИ ПРИ ГЛУШЕНИИ СКВАЖИНЫ

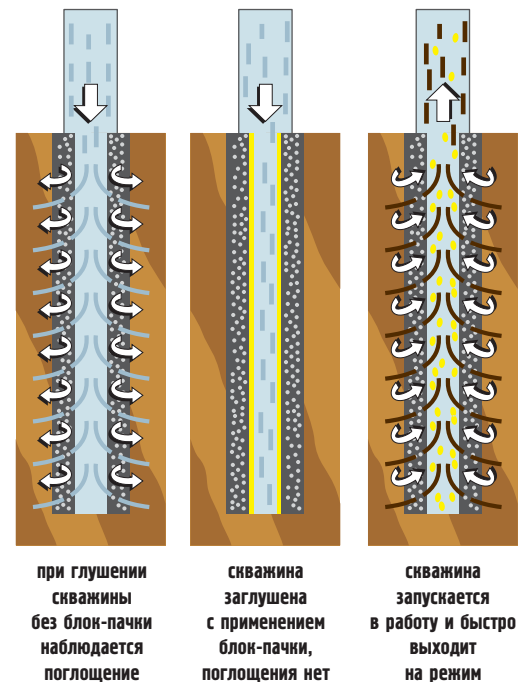


РИС.3. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ С РЕАГЕНТОМ WOTASOFT НА СКВАЖИНАХ ОАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ», 2011 Г.

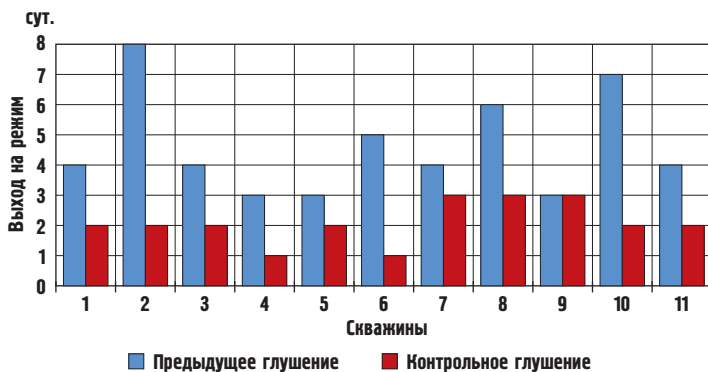
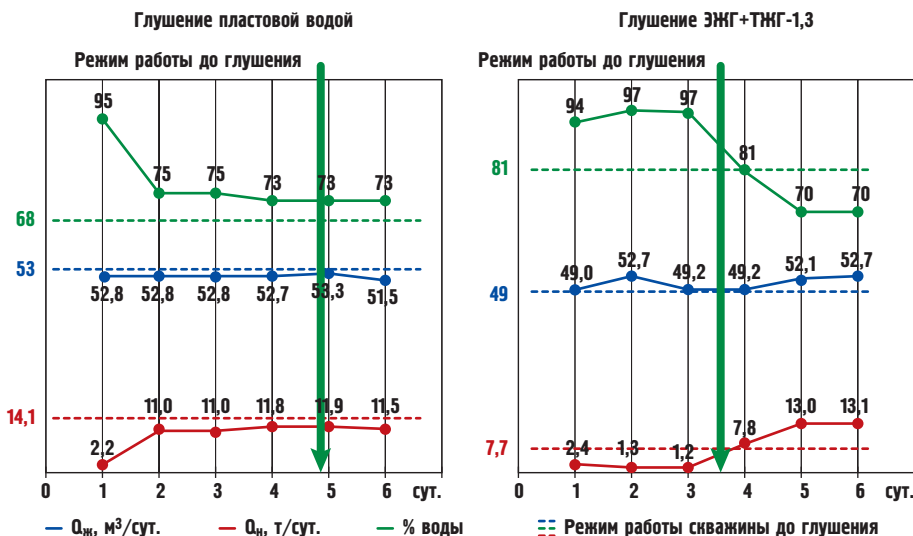


РИС.5 РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ЖИДКОСТИ ГЛУШЕНИЯ НА ОСНОВЕ ЭМУЛЬГАТОРА ЭКС-ЭМ НА СКВАЖИНАХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ В-МАКАТ (КАЗАХСТАН)



ально подобранную систему на основе водно-солевого раствора с добавкой полимеров и фракционированного кольматанта (карбоната кальция). Такое сочетание компонентов позволяет создать плотную кольматирующую фильтрационную корку в зоне перфорации (рис.4). Такая корка, непроницаемая для фильтрации водных растворов предотвращает глубокое проникновение жидкости глушения в пласт. При запуске скважины в эксплуатацию блокирующий состав легко удаляется из скважины при минимальной депрессии на пласт (вызове притока) и выносится пластовым флюидом на поверхность. Для удаления фильтрационной корки не требуется каких-либо разрыхлителей или разрушителей, но при необходимости все составляющие блокирующего состава растворимы в кислотах.

Фильтрационная корка блокирующего состава сохраняет свои свойства не менее 20 дней при

температурах до 150°C, что позволяет производить широкий спектр работ в скважинах с различными геологическими и температурными условиями. Также нужно отметить, что составы полностью совместимы со всеми видами пластовых флюидов и типами пород.

Глушение временно-блокирующими составами позволяет:

- ⊙ снизить или полностью предотвратить проникновение жидкости из ствола скважины в продуктивный пласт во время проведения ремонтных работ в скважине;
- ⊙ максимально сохранить коллекторские свойства пласта;
- ⊙ обеспечить возможность безопасного проведения работ в скважинах, глушение которых ранее было затруднено;
- ⊙ снизить риски по контролю скважин;
- ⊙ существенно сократить время освоения и вывода скважины на режим;

⊙ сократить затраты на проведение капитального ремонта скважин.

Перспективной технологией для снижения поглощения жидкости глушения в пласт, разработанной в ООО «Полиэкс», является применение инвертных эмульсий. Сущность такой технологии состоит в блокировании интервала перфорации вязкой инвертной эмульсией с последующим заполнением скважины водным раствором неорганических солей необходимой плотности. Для получения таких эмульсий с плотностью от 0,9 до 1,3 г/см³ разработаны эмульгаторы ЭКС-ЭМ (температура применения до 60°C) и ЭМИТРИТ (температура применения до 100°C).

Глушение скважин инвертными эмульсиями сохраняет естественную водонасыщенность ПЗП, предотвращает набухание глин и выпадение нерастворимых солей. Использование инвертных эмульсий на основе эмульгаторов ЭКС-ЭМ и ЭМИТРИТ не только не оказывает отрицательного влияния на коллекторские свойства пласта, но и увеличивает продуктивность скважин после освоения, ускоряет выход на режим и снижает обводненность добываемой продукции (рис. 5).

Применение технологий щадящего глушения скважин дает возможность продлить срок эксплуатации скважин, снизить затраты, связанные с освоением и выходом на режим скважин в послеремонтный период, повысить дебит по нефти и коэффициент продуктивности скважин. Щадящее глушение является залогом сохранения коллекторских свойств пласта, что зачастую позволяет обойтись без дорогостоящих операций по интенсификации притока, разглинизации и очистке от солей.

Список литературы

1. Шадымухамедов С.А., Смыков Ю.В., Вахитов, Т.В., Сафуанова Р.М. Анализ современных технико-технологических решений при глушении и промывке скважин // Электронный журнал «Исследовано в России», 2008, С. 724–736. URL: <http://zhurnal.ape.relarn.ru/articles/2008/068.pdf>
2. Апанович В.С. Проблемы эксплуатации и ремонта скважин на месторождениях крайнего севера и пути их решения / В.С. Апанович, А.М. Шарипов, М.В. Титов // Территория нефтегаз. 2008, №3, С. 44–46.
3. Рогачев М.К. Борьба с осложнениями при добыче нефти / М.К. Рогачев, К.В. Стрижнев. М.: Недра, 2006, 295 с.
4. Заглуши ее нежно. Применение модифицированных жидкостей глушения при ремонте скважин позволяет сохранить коллекторские свойства призабойной зоны пласта/ Миков А.И., Казакова Л. В. // Нефтесервис, 2009, №3, С. 52–54
5. Демахин С.А. Технология Watasoff для щадящего глушения скважин/ Сб. докл. 7-й Международной научно-практической конференции «Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития». Геленджик, Краснодарский край, 2012, С. 35–39.
6. Демахин С.А., Меркулов А.П., Касьянов Д.Н., Малайко С.В., Анфиногентов Д.А., Чумаков Е.М. Глушение скважин блок-пачками — эффективное средство сохранения фильтрационных свойств продуктивного пласта/ «Нефть и газ Евразия», 2014, №8–9, С. 56–57.

ЭФФЕКТИВНЫЕ МЕТОДЫ ПНП

Кислотные составы серии ФЛАКСОКОР® на основе синтетической соляной кислоты СУРФОГЕЛЬ® — гелирующий агент на основе ПАВ

- Увеличение дебитов добывающих скважин на 40%
- Очистка трещин ГРП
- Освоение скважин после бурения
- СОКС
- БОПЗ
- Гидроимпульсные, виброволновые воздействия на ПЗП
- Кислотные ГРП

ЩАДЯЩЕЕ ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИН

- Скважины с АНПД и АВПД
- Быстрый выход скважины на режим
- Отсутствие кольматации пласта
- Солевые системы серии WotaSoft™ и ТЖС — для приготовления жидкостей глушения 1,01-2,15 г/см³
- Блокирующие пакки Reablock®
- ГФ-1 — катионный ПАВ

РЕШЕНИЯ ДЛЯ ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТА НЕФТИ

- Нефрас-М — растворитель АСПО
- ПОЛИ-ИНКОР — ингибитор углекислой и сероводородной коррозии
- Полидекс — депрессор
- Нейтинг — ингибитор кислотной коррозии защиты в растворах азотной кислоты и ее солей
- Солинг — ингибитор кислотной коррозии в растворах соляной и фтористоводородной кислот
- Полипав — ПАВ для нагнетательных скважин
- Технологии ограничения водопритока, снижения обводненности добываемой продукции и выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин

СПЕЦПРОЕКТЫ

Солерастворные узлы

—
Регенерация тяжелых жидкостей глушения