

Заглуши ее нежно

ПРИМЕНЕНИЕ МОДИФИЦИРОВАННЫХ ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ ПРИ РЕМОНТЕ СКВАЖИН ПОЗВОЛЯЕТ СОХРАНИТЬ КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

ПРОВЕСТИ КАЧЕСТВЕННЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИНЫ БЕЗ ЕЕ ГЛУШЕНИЯ НЕВОЗМОЖНО. ОДНАКО ПРИ МНОГОКРАТНОМ ГЛУШЕНИИ СКВАЖИН ЖИДКОСТЯМИ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ УХУДШАЮТСЯ КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА. ДЛЯ ИХ СОХРАНЕНИЯ В ВОДНЫЕ РАСТВОРЫ СОЛЕЙ ВВОДЯТ МОДИФИЦИРУЮЩИЕ ДОБАВКИ: ПОВЕРХНОСТНО АКТИВНЫЕ ВЕЩЕСТВА (ПАВ) ДЛЯ СНИЖЕНИЯ МЕЖФАЗНОГО НАТЯЖЕНИЯ НА ГРАНИЦЕ С НЕФТЬЮ И ГИДРОФОБИЗИРУЮЩИЕ РЕАГЕНТЫ, НЕОБХОДИМЫЕ ДЛЯ ИЗМЕНЕНИЯ ХАРАКТЕРА СМАЧИВАЕМОСТИ ПОРОДЫ, ЧТОБЫ СНИЗИТЬ ОСТАТОЧНУЮ ВОДОНАСЫЩЕННОСТЬ И УВЕЛИЧИТЬ ФАЗОВУЮ ПРОНИЦАЕМОСТЬ ПО НЕФТИ. ОДНАКО, КАК ПОКАЗЫВАЕТ ОПЫТ, НЕ ВСЕ ПРЕДЛАГАЕМЫЕ НА РЫНКЕ РЕАГЕНТЫ СОВМЕСТИМЫ С КОНЦЕНТРИРОВАННЫМИ РАСТВОРАМИ СОЛЕЙ, ИМЕЮТ НИЗКОЕ МЕЖФАЗНОЕ НАТЯЖЕНИЕ НА ГРАНИЦЕ С НЕФТЬЮ И ОБЛАДАЮТ ДОСТАТОЧНЫМИ ГИДРОФОБНЫМИ СВОЙСТВАМИ.

Согласно требованиям по охране труда и безопасности, перед ремонтом скважина должна быть заглушена — нужно временно прекратить приток в нее пластовой жидкости. Предупредить

нефтегазопрооявления перед началом и во время текущего и капитального ремонта скважин (нефтяных, газовых и газоконденсатных) можно, создав противодействие на продуктивный пласт жидкостью с определенной плотностью —

так называемой «жидкостью глушения».

Применение при глушении скважин пластовой воды или растворов солей, приготовленных на водной основе, предопределяет снижение естественной проницаемости породы коллекторов за счет возможного набухания глинистой составляющей, выпадения солей при несовместимости пластовых вод и жидкостей глушения, а также образования вязких стойких водонефтяных эмульсий. Ухудшение коллекторских свойств призабойной зоны пласта (ПЗП) сопровождается длительным периодом освоения и вывода скважин на режим и, соответственно, значительными потерями нефти.

Освоение без задержек

Глушение каждой скважины, даже в пределах одной площади, требует индивидуального подхода — в частности, выбора таких жидкостей, которые способствовали бы сохранению коллекторских свойств ПЗП (см. «Жидкость глушения»). Для устранения негативного влияния на ПЗП солевых растворов разработан хиреагент концентрат ГФ-1, небольшие добавки которого в пластовые воды и солевые растворы позволяют снизить межфазное натяжение на границе с нефтями и предотвратить образование эмульсий.

РЕЗУЛЬТАТЫ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН МЖГ ПРИ РЕМОНТНЫХ РАБОТАХ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НГДУ «ВОТКИНСК» АО «УДМУРТНЕФТЬ» В 2008 Г.

№ скважины	Жидкость глушения				
	Пластовая вода	Жидкость глушения, модифицированная реагентом ГФ-1			
	Время освоения, суток	Время освоения, суток	Доп. добыча нефти, тонн	Срок окупаемости, месяцев	Экономический эффект, тыс. рублей
225р	3	2	24	0,3	29
458	2	1	14	0,4	17
204а	2	1	11	0,4	13
1596	5	3	4,4	0,7	5
1449	3	1	2	1	2
388	2	1	4,4	0,6	5
1596	5	3	4,4	0,7	5
1449	3	1	2	1	2
388	2	1	4,4	0,6	5
4322	2	2	0	0,8	0
514	2	1	4,9	0,6	6
1314	3	1	11	0,5	13
1351	2	1	3	0,8	4
743	2	1	0	0,6	0
1989	2	1	2	1	2
2080	3	1	8	0,4	10
среднее	2,7	1,3	6,2	0,65	7,4

Исследования показали, что после каждого цикла воздействия раствора NaCl на ПЗП наблюдалось планомерное снижение проницаемости образцов керна по нефти: после четырех циклов глушения проницаемость уменьшилась на 44,5%.

А при использовании раствора NaCl с добавлением ГФ-1 проницаемость по нефти стабилизировалась после первого цикла и оставалась неизменной в течение последующих циклов глушения (см. «Стабилизация»).

При фильтрации модифицированных жидкостей глушения (МЖГ) в пласт происходит изменение смачиваемости пористой фазы, снижается поверхностное натяжение МЖГ — порода, уменьшается величина капиллярных сил с одновременным снижением глубины пропитки породы водой, что приводит к сохранению или увеличению проницаемости ПЗП при фильтрации нефти.

Промысловые испытания по глушению скважин при ремонтных работах показали высокую эффективность применения ГФ-1 в составе МЖГ по сравнению с пластовой водой. Из 242 ремонтов, проведенных с глушением пластовой водой, на 84 скважинах (34%) наблюдалось снижение продуктивности (общие потери нефти составили 8150 тонн, или в среднем 34 тонны на 1 ремонт). Потери нефти после ремонтов были связаны с применением пластовой воды высокой плотности ($\rho=1,18 \text{ г/см}^3$), что создало допол-

ЖИДКОСТЬ ГЛУШЕНИЯ

- химически инертная к горным породам, составляющим коллектор; совместимая с пластовыми флюидами; исключая необратимую коагуляцию пор пласта твердыми частицами;
- ее фильтрат должен обладать ингибирующим действием на глинистые частицы при любом значении pH пластовой воды;
- должна обладать низким коррозионным воздействием на скважинное оборудование — скорость коррозии стали не должна превышать 0,1 мм/год;
- термостабильная при высоких температурах; не кристаллизуется на поверхности в зимних условиях;
- негорючая, взрывопожаробезопасная, нетоксичная;
- технологичная в приготовлении и использовании;
- содержит мехпримеси не более 100 мг/л при размере частиц не более 0,02 мм.

нительную репрессию на пласт (5-20 атм) и привело к поглощению ЖГ пластом с изменением состояния ПЗП и, как следствие, к увеличению периода выхода скважины на режим после ремонта. Использование МЖГ ($\rho=1,18 \text{ г/см}^3$) позволило провести ремонт скважин практически без потерь нефти, несмотря на то что величины репрессии на пласт были в тех же пределах (см. «Без потерь»).

О благоприятном влиянии на ПЗП говорят и промысловые данные по ремонтным работам, проведенным с глушением МЖГ на ряде скважин месторождений НГДУ «Воткинск» (ОАО «Удмуртнефть») (см. «Вдвое быстрее»). За счет снижения в 2 раза периода выхода скважин на режим добыча дополнительной нефти в среднем составляла 6 тонн на 1 ремонт, что

позволило получить дополнительный доход в 118 тыс. рублей.

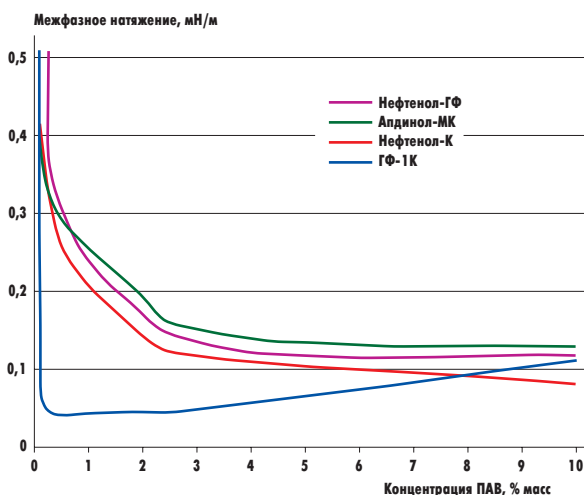
В промышленных масштабах

Химреагент ГФ-1, входящий в состав МЖГ, допущен к применению в нефтяной промышленности, является продуктом крупнотоннажного производства ЗАО «Полиэкс» (Пермь). В настоящее время разработаны несколько товарных марок химреагента ГФ-1, отличающихся содержанием основного вещества и сезонностью применения.

ГФ-1М — универсальная марка, может применяться круглогодично при температурах до -20°C (расход — 10 кг на 1 м^3 жидкости глушения), концентрат марки ГФ-1К применяется в весенне-летний период (расход 2 кг на 1 м^3 жидкости глушения), марка ГФ-13 — это зим-

НЕВООРУЖЕННЫМ ГЛАЗОМ

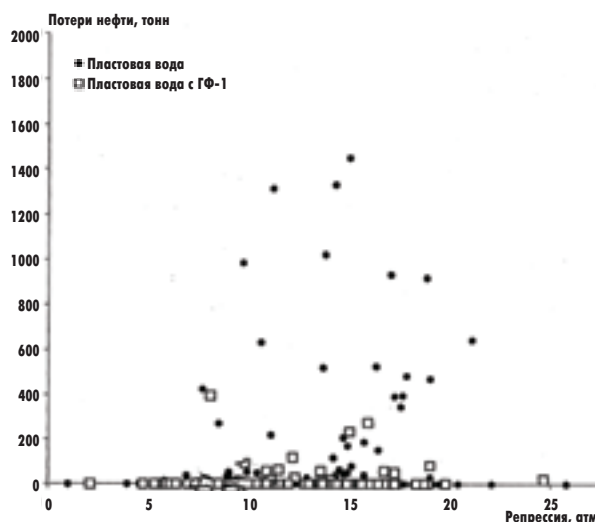
Зависимость межфазного натяжения на границе водный раствор «ГФ-1-нефть» от концентрации реагента в растворах $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$ плотностью $1,48 \text{ г/см}^3$



Источник: ВНИИнефть

БЕЗ ПОТЕРЬ

Зависимость потерь нефти от репрессии на пласт при глушении скважин



Источник: Полиэкс

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ

Институт ВНИИнефть провел исследования рецептур жидкостей глушения на основе различных солевых растворов применительно к пластовым условиям, характерным для месторождений Западной Сибири (пластовая температура 80-85°C). В качестве основы жидкости глушения использовались подтоварная вода ($\rho=1,01 \text{ г/см}^3$), растворы хлористого натрия ($\rho=1,18 \text{ г/см}^3$), хлористого кальция ($\rho=1,32 \text{ г/см}^3$) и нитрата кальция ($\rho=1,48 \text{ г/см}^3$). В солевые растворы вводили модифицирующие добавки ПАВ различных классов: катионоактивные (ИВВ-1, Нефтенол-ГФ, Алдинол-40, РХП-10, ГФ-1К) и комбинированные (РДН-У, Нефтенол-К, Нефтенол МЛ, Алдинол-МК, РХП-30). Исследованиями установлено, что с концентрированным раствором NaCl совместим только реагент ГФ-1К, с раствором CaCl_2 — ГФ-1К и Алдинол-МК, а с раствором $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$ — реагенты ГФ-1К, Алдинол-МК, Нефтенол-ГФ и Нефтенол-К. Дальнейшие исследования с указанными реагентами позволили специалистам ВНИИнефть определить наиболее эффективные из них по параметру снижения межфазного натяжения на границе солевой раствор — нефть и их оптимальные концентрации в жидкости глушения. Концентрированные растворы NaCl плотностью $1,18 \text{ г/см}^3$, содержащие реагент ГФ-1К (0,1-

0,5% масс), обладают сверхнизким межфазным натяжением на границе с нефтью — $0,004\text{-}0,005 \text{ мН/м}$ (см. «Гидрофобный эффект»). Такие же тенденции сохраняются для растворов CaCl_2 плотностью $1,32 \text{ г/см}^3$, содержащих данный реагент, но межфазное натяжение на порядок выше — $0,05\text{-}0,06 \text{ мН/м}$. Примерно таким же межфазным натяжением на границе с нефтью ($0,04 \text{ мН/м}$) характеризуются растворы нитрата кальция плотностью $1,48 \text{ г/см}^3$, содержащие реагент ГФ-1К в концентрации $0,25\text{-}0,5\%$ масс. Для других реагентов, совместимых с концентрированным раствором нитрата кальция, межфазное натяжение при той же концентрации — $0,25\text{-}0,5\%$ масс — на порядок выше, чем для ПАВ ГФ-1К (см. «Невооруженным глазом»). Исследование гидрофобизирующей способности изучаемых реагентов показало высокую эффективность реагентов ГФ-1К и Алдинол-МК при их введении как в подтоварную воду, так и в концентрированные солевые растворы. Именно поэтому ВНИИнефть рекомендовала в качестве модифицирующих добавок к составам жидкостей глушения реагенты ГФ-1К (концентрация $0,1\text{-}0,25\%$ масс) и Алдинол-МК ($0,25\text{-}0,5\%$ масс). То есть эффективная концентрация ГФ-1К в два с половиной раза ниже.

няя форма (расход 3 кг на 1 м^3 жидкости глушения), а под маркой ГФ-1С — выпускается сухой порошок, он применяется круглогодично (расход 5 кг на 1 м^3 жидкости глушения).

Поскольку в составе химреагента ГФ-1 нет хлорорганических соединений, это не осложняет процессы транспорта и переработки нефти, он совместим с кислотными составами и со всеми водами, независимо от их минерализации.

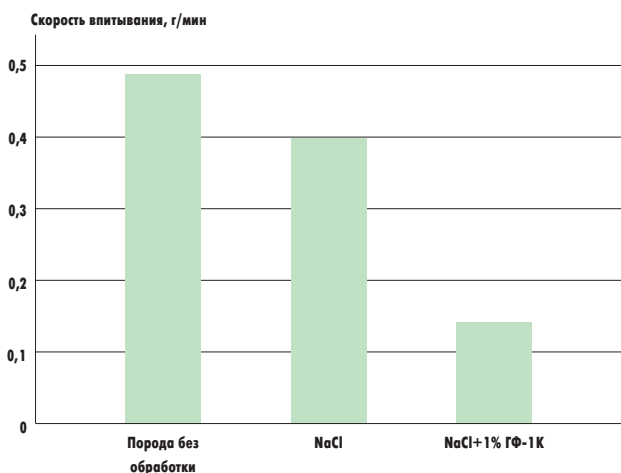
Добавление ГФ-1 в модифицированную жидкость глушения позволяет решить многие задачи. Сохранить коллекторские характеристики пласта; снизить затраты, связанные с освоением и выходом на режим скважин в послеремонтный период; повысить дебит по нефти и коэффициент продуктивности скважин за счет разрушения водонефтяных эмульсий и улучшения фильтрационных характеристик ПЗП; свести к минимуму

коррозионное разрушение нефтепромыслового оборудования за счет ингибирующих свойств ГФ-1.

В настоящее время ГФ-1 успешно применяется в составе промывочных и продавочных вод при кислотных обработках, в жидкостях глушения скважин при ремонтных работах на месторождениях «ЛУКОЙЛа», ТНК-ВР, «Роснефти» и других компаний во многих регионах России.

ГИДРОФОБНЫЙ ЭФФЕКТ

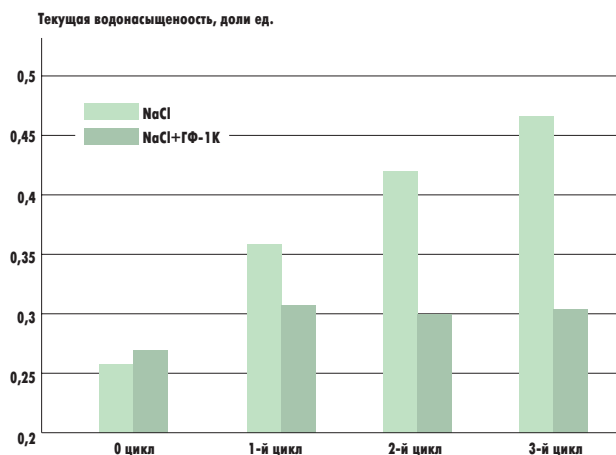
Динамика впитывания воды в образцы породы, обработанные жидкостями глушения на основе NaCl плотностью $1,18 \text{ г/см}^3$



Источник: ВНИИнефть

СТАБИЛИЗАЦИЯ

Изменения текущей водонасыщенности образцов керна Западно-Ноябрьского месторождения при моделировании процесса многократного глушения скважин



Источник: Полиэкс