УДК 622.276

Сабиров Тимур Сапарматович, студент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»
(АГТУ, г. Астрахань)
Ревина Алла Викторовна, доцент, к.т.н.
(АГТУ, г. Астрахань)
Sabirov Timur Saparmatovich, student of the Department of «Development and Operation of Oil and Gas Fields»
(ASTU, Astrakhan)
Revina Alla Viktorovna, Associate Professor, Candidate of Technical Sciences
(ASTU, Astrakhan)

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРИТОКА В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ АСТРАХАНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИДРОФОБНО-ЭМУЛЬСИОННЫХ РАСТВОРОВ

INFLOW STIMULATION IN CARBONATE RESERVOIRS OF THE ASTRAKHAN GAS CONDENSATE FIELDS USING HYDROPHOBIC-EMULSION SOLUTIONS

Аннотация. Рассмотрены технологии интенсификации притока на Астраханском газоконденсатном месторождении. Показана эффективность гидрофобно-эмульсионных растворов для обработки призабойной зоны. Приведены результаты промысловых испытаний, подтвердившие рост дебита и снижение экологических рисков.

Abstract. The technologies of inflow stimulation at the Astrakhan gas condensate field are considered. The effectiveness of hydrophobic-emulsion solutions for bottomhole treatment is shown. The results of field tests confirming an increase in flow rate and reduction in environmental risks are presented.

Введение

Эксплуатация газоконденсатных залежей с карбонатными коллекторами в условиях аномально высоких пластовых давлений и агрессивных флюидов сопровождается трансформацией напряженно-деформационного состояния массива горных пород. Снижение пластового давления при неизменном геостатическом приводит к росту эффективных напряжений, уплотнению пород-коллекторов и ухудшению их фильтрационно-емкостных характеристик [1].

Ранее в работе [2] были рассмотрены общие закономерности изменения физических свойств коллекторов при разработке месторождений нефти и газа. Настоящее исследование продолжает эти положения применительно к технологиям интенсификации притока с использованием гидрофобно-эмульсионных растворов (ГЭР) на Астраханском газоконденсатном месторождении (АГКМ).

Цель работы – анализ эффективности применения ГЭР для обработки призабойной зоны пласта (ПЗП), оценка их влияния на продуктивность скважин и экологическую безопасность промысловых операций.

Физико-химические предпосылки применения ГЭР

Освоение АГКМ сопряженно с необходимостью преодоления комплекса технологических ограничений, обусловленных температурой до 120 °С, содержанием сероводорода до 25 % и углекислого газа до 13 %. Традиционные водные растворы кислот не обеспечивали требуемой эффективности: наблюдалась кольматация порово-трещинного коллектора, необратимое снижение проницаемости и, как результат, падение дебитов скважин.

Первые систематические исследования в этом направлении относятся к концу 1990-х годов. В работах И.Г. Полякова [3] были заложены основы создания гидрофобных эмульсий, устойчивых к сероводородной агрессии. Параллельно в обзорной работе В.И. Токунова, А.З. Саушина, Г.А. Полякова и др. [4] был обобщен опыт применения гидрофобных эмульсий на АГКМ и сформулированы требования к их составу.

Дальнейшее развитие это направление получило в исследованиях А.З. Саушина [5], где был синтезирован эмульгатор-стабилизатор «Эком» на основе кислот шерстного жира и триэтаноламина. Применение этого эмульгатора позволило получить ГЭР с высокой агрегатной стабильностью в условиях воздействия сероводорода: при содержании эмульгатора 1,5 % эмульсия сохраняет устойчивость до 120 °С, растворяя карбонатный керн за один час при пластовой температуре и до 24 часов при 20 °С.

Существенным результатом стала оценка адсорбции ПАВ-эмульгатора на поверхности карбонатной породы: для сохранения эффективности при контакте с коллектором исходную концентрацию эмульгатора необходимо увеличивать на 25 % относительно лабораторных рецептур. Исследование влияния H_2S выявило эффект окисления с образованием коллоидной серы, которая бронирует поверхность раздела фаз, повышая электростабильность эмульсии в два раза и улучшая ее защитные свойства. Поглотительная способность составов по сероводороду достигает 6,5-9,5 кг/м³, что подтверждено испытаниями в скважине № 406 в течение 376 суток.

Результаты лабораторных исследований

Наряду с эмульсионными составами изучались системы на основе полимерных замедлителей реакции (КМЦ-М, АКВА-ПАК) и фосфорорганических комплексов (ОЭДФ, ДПФ). Установлено, что введение 0,45-0,9 % полимера в соляную кислоту снижает скорость реакции с карбонатной породой более чем на порядок. Фосфорорганические соединения, в частности оксиэтилидендифосфоновая кислота, уменьшает интенсивность растворения карбонатов почти в 10 раз по сравнению с соляной кислотой сопоставимой концентрации, а скорость коррозии металла снижается в 12-150 раз. Потеря массы цементного камня не превышает 5 % за 30 суток, тогда как соляная кислота за 7 суток растворяет более 60 % цемента.

Отдельное внимание уделено фильтрации кислотных составов в порово-трещиноватом коллекторе. Аналитическими и экспериментальными исследованиями доказано, что скорость растворения карбонатной породы пропорциональна скорости подвода кислоты. В диапазоне пористости 0,05-0,2 и проницаемости $(0{,}1\text{-}10{,}0)\cdot10^{-15}$ м² снижение концентрации кислоты с 22 % до 1 % происходит на пути фильтрации, не превышающем 0,03 м. Установлено, что давление начала раскрытия микротрещин в кровле продуктивного пласта составляет около 64 МПа, а при превышении забойного давления на 5 МПа раскрытие трещин увеличивается на три порядка, что позволяет кислоте проникать глубоко в пласт в активном состоянии.

Промысловые испытания на АГКМ

На основе выявленных закономерностей разработана технология скоростных солянокислотных обработок (СКО) в режиме раскрытия микротрещин. Она предусматривает закачку кислоты объемной скоростью не менее 0,06 м³/с при забойном давлении выше 65 МПа. Промысловые испытания на скважинах № 52 и № 53 показали прирост дебита на 800 и 400 тыс. м³/сут соответственно. Технология применена на 15 скважино-операциях со средним коэффициентом увеличения продуктивности 1,43.

Значительный объем работ выполнен с применением кислотных гидрофобных эмульсий. За два года доля эмульсионных СКО составила 79 % от всех обработок, что позволило дополнительно получить 1,592 млрд м³ газа при удельных затратах на 58 % ниже, чем при использовании других методов. На скважине № 93, которая после стандартной СКО не вышла на рентабельный режим, применение кислотной эмульсии обеспечило ввод в эксплуатацию с устойчивым дебитом 190 тыс. м³/сут. Аналогичные обработки проведены на скважинах № 99, 209, 250, 431, 547, 708 с использованием технологии длительной выдержки кислоты в пласте (до 220 суток), что способствовало перетоку продуктов реакции из высокопроницаемых пропластков в низкопроницаемые.

Для временной блокировки высокопроницаемых интервалов применялись ГЭР. На скважине № 65 последовательная закачка гидрофобной

эмульсии, соляной кислоты и повторной эмульсии позволила освоить скважину с дебитом 168 тыс. м³/сут и включить ее в действующий фонд. Аналогичные операции выполнены на скважинах № 26, 56, 110. На скважине № 110 после блокировки дебит при тех же устьевых давлениях вырос в 1,7-2,9 раза.

Технология гидроразрыва пласта (ГРП) с применением гидрофобных эмульсий также подтвердила эффективность. На скважине № 89 закачка 251 м³ кислотной эмульсии со скоростью 2,8 м³/мин позволила достичь давления разрыва 85 МПа (градиент 2,57 Мпа/100 м) и увеличить дебит с 248 до 745 тыс. м³/сут, причем продолжительность эффекта превысила три года. По месторождению фактические градиенты гидроразрыва варьируют от 2,01 до 2,68 МПа/100 м, а среднее увеличение дебита после ГРП составило 1,96 раза.

Интенсификация с элементами водоизоляции

Обводнение скважин и кольматации пород продуктивного горизонта техногенного характера обусловили необходимость поиска эффективных технологий очистки ПЗП и водоизоляции высокопроницаемых интервалов. Для этих целей на АГКМ применяется эмульсионно-суспензионная система на основе реагентов «УНФ-10» и «RX-380», позволяющая снизить подвижность воды и заблокировать обводненные пропластки. Системой на основе состава RX-380 проведено 14 скважино-операций, при этом отмечено значительное снижение водогазового фактора, а средняя кратность эффекта составила 1,46.

Работы по интенсификации притока газа на АГКМ ведутся с 1986 года. К настоящему времени выполнено более двух тысяч обработок продуктивного пласта с применением различных технологий. Оценка эффективности по 12 обработанным скважинам показала прирост добычи газа от 30 до 119 тыс. м³/сут при среднем приросте 74 тыс. м³/сут и средней кратности прироста 1,4. Объем дополнительной добычи газа составил 74 млн м³ [6, 7].

Экологический эффект

Повышение экологической безопасности при освоении скважин – отдельное направление работ на АГКМ. Традиционная отработка на факел сопровождается значительными выбросами сероводорода и сернистого газа. Разработан комплекс технологий, включающий применение при заканчивании составов, не снижающих проницаемость ПЗП; малообъемные обработки по технологии «ванна» без немедленной отдувки; освоение скважин через 15-20 суток после обработки для замещения столба жидкости газом; использование горизонтальных факельных устройств с рассеиванием сернистого газа до безопасных концентраций на расстоянии 8 км; отра-

ботку скважин в газосборную сеть или подземные емкости по закрытой схеме.

Внедрение этих методов позволило сократить время нестабильного горения на скважине № 52 с 2 часов 45 минут до 6 минут, а суммарные выбросы при освоении снизились в среднем в 1,6 раза.

Для консервации скважин в условиях высоких концентраций H_2S разработаны составы на основе ГЭР с добавлением поглотителя сероводорода и ингибитора коррозии. Промысловые испытания на скважинах № 83, 27, 222, 406, 466 подтвердили, что составы сохраняют технологические свойства до 4 лет, надежно блокируют коллектор, предотвращают миграцию газа на устье и не снижают продуктивность при последующем освоении. Скважина № 27 после 85 суток консервации была освоена за один час с сохранением дебита 500 тыс. м³/сут.

Заключение

Экономическая эффективность разработанных технологий подтверждена расчетами. За 15 лет применения на АГКМ дополнительно добыто более 4,1 млрд м³ газа с общим экономическим эффектом 22 млн руб. (в ценах соответствующих лет). Внедрение эмульсионных составов при заканчивании скважин (скв. № 67, 80) дало экономию 1,1 млн руб. за счет сокращения расхода химреагентов и времени на освоение [6, 7].

Таким образом, комплексный подход к разработке и внедрению технологий воздействия на карбонатный коллектор АГКМ, базирующийся на физико-химических и фильтрационных исследованиях, позволил повысить продуктивность скважин и обеспечить экологическую безопасность промысловых операций. Полученные результаты могут быть использованы при проектировании разработки других месторождений со схожими горно-геологическими условиями.

Список литературы

1. Сидоров, В. А. Современные движения земной коры осадочных бассейнов / В. А. Сидоров, Ю. О. Кузьмин. – М. : Наука, 1989. – 183 с.

2. Ревина, А. В. Изменение физических свойств коллекторов при разработке месторождений нефти и газа / А. В. Ревина, Т. С. Сабиров // Нефтегазовые технологии и экологическая безопасность. – 2026. – № 3. – С. 62-68. – DOI: 10.24143/1812-9498-2026-3-62-68.

3. Поляков, И. Г. Разработка составов гидрофобных эмульсий и их применение в условиях сероводородной агрессии (на примере Астраханского ГКМ) : автореф. дис. … канд. техн. наук : 05.15.10 / Поляков Игорь Генрихович. – Астрахань, 1999. – 22 с.

4. Использование гидрофобных эмульсий на Астраханском газоконденсатном месторождении : обзор. информ. / В. И. Токунов, А. З. Саушин, Г. А. Поляков [и др.]. – М., 1999. – 79 с.

5. Саушин, А. З. Развитие научных основ и создание новых технологий повышения эффективности эксплуатации крупных месторождений сероводородсодержащих природных газов : автореф. дис. … д-ра техн. наук : 25.00.17 / Саушин Александр Захарович. – М., 2001. – 43 с.

6. Ревина, А. В. Анализ результатов проведенных геолого-технических мероприятий и их влияние на компонентоотдачу / А. В. Ревина, Н. С. Ревина // Вестник АГТУ. – 2022. – № 1 (73). – С. 43-49.

7. Ревина, А. В. Анализ зависимости проницаемости от открытой пористости карбонатных пород коллектора в районах Астраханского газоконденсатного месторождения / А. В. Ревина, Д. А. Коннов, Н. С. Ревина, В. А. Колесникова // Нефтегазовые технологии и экологическая безопасность. – 2023. – № 3. – С. 48-56.