

РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА В ДОБЫВАЮЩИЕ СКВАЖИНЫ

Г.С. Дубинский, В.Е. Андреев¹,
Х.И. Акчурин², Ю.А. Котенев³

1 – Институт нефтегазовых технологий и новых материалов АН Республики Башкортостан, 2 – ОАО «Азимут», 3 – Уфимский государственный нефтяной технический университет

Ежегодно отмечается рост затрат на ремонт скважин. При этом на работы, связанные с ограничением водопритока (ОВП), и на водоизоляционные работы (ВИР) с ремонтом крепи приходится более 50% всех затрат. Эффективность ВИР и ремонтно-изоляционных работ (РИР) в среднем не достигает 60% [1].

Обводнение скважин, обусловленное не выработанностью запасов нефти и газа, а иными причинами, уменьшает конечную компонентоотдачу, вызывает рост эксплуатационных расходов в связи с увеличением затрат на добычу попутной воды и подготовку товарной нефти. На газовых и газоконденсатных месторождениях обводнившиеся скважины нередко переходят в гидратный режим работы и останавливаются. Для скважин газовых и нефтяных месторождений севера Тюменской области проблема повышения эффективности тампонажных составов и технологий водоизоляции стоит весьма остро. Актуальность проблемы растет по мере старения фонда скважин. Увеличение фонда действующих скважин, длительное время находящихся в эксплуатации, приводит к обострению проблемы их ремонта.

Решение проблемы ОВП в добывающие скважины требует все больше усилий, времени и средств. Использование для ВИР различных модификаций цементного раствора или иных тампонирующих составов часто не эффективно по причине несоответствия их физико-химических свойств требованиям, предъявляемым к водоизолирующим системам в целом, или некорректного подбора реагента для конкретного объекта воздействия. Эффективное уменьшение поступления воды в скважину и получение дополнительной добычи нефти и газа могут быть достигнуты при использовании реагентов, специально предназначенных для данного вида работ, и при обоснованном выборе технологии ОВП.

Интеграция методических подходов и технологий позволяет получить картину состояния призабойной зоны пласта и выработки запасов объектов, дифференцированно по отдельным продуктивным пластам наметить первоочередные и перспективные мероприятия с целью ограничения водопритока. Метотехнология физико-химического

воздействия на продуктивные пласты с целью ограничения водопритока и интенсификации извлечения углеводородов сочетает в себе методологию (стратегию), технологию, технику и информационное обеспечение (информативность) [2].

Для условий месторождений России разработан ряд тампонажных материалов и водоизолирующих реагентов, представленный в работах [3, 4]. Тампонажные материалы и технологии ВИР и РИР в скважинах, широко применяемые в условиях месторождений углеводородов России, различаются спецификой механизма образования изоляционного материала, приготовления и закачивания в скважину. Недостаточно высокая технологическая и, как следствие, экономическая эффективность ВИР (РИР) обусловлена недостатками в методических подходах выбора технологий ВИР (РИР) и эффективных тампонажных составов для конкретных условий.

Известно, что во время ремонтно-изоляционных работ нередко происходит некорректная закачка изолирующего состава (изолирующий состав попадает в продуктивную часть пласта, не подлежащую обработке), и тогда продуктивный пласт необратимо кольматируется. Для предотвращения данного явления требуется выполнение эффективных ремонтно-изоляционных работ по устранению заколонных перетоков и водопритока различного характера. При этом следует обеспечивать предохранение продуктивного пласта от попадания в него изолирующих материалов. Такого результата можно достигнуть созданием экрана из специальной блокирующей жидкости, предохраняющей продуктивный пласт от проникновения в него кольматирующих и тампонирующих агентов на время выполнения РИР. После «бережного» ремонта освоение скважины будет облегченным и непродолжительным.

Отметим следующие причины попадания посторонних вод в продукцию скважин [1, 3]: изменение относительной фазовой проницаемости продуктивного пласта для флюидов (в зоне интервала перфорации); изменение термогазодинамических параметров призабойной зоны в процессе разработки залежи; деформация каналов горной породы за счет уменьшения пластового давления при постоянстве горного. Большинство скважин обводняется вследствие некачественного цементирования эксплуатационных колонн [1, 3] и, часто, из-за разрушения цементного кольца [5].

При метотехнологическом подходе к ВИР выделяются три основные группы источников водопритока:

1. Источники, связанные с особенностями геологического строения залежей. Здесь требуется индивидуальный подход к проектированию и проведению водоизоляционных работ на разных месторождениях и залежах.
2. Источники, связанные с процессом разработки. К ним относятся подъем подошвенных вод (ГВК, ВНК, образование конуса воды), движение контурных вод. Очень велико отрицательное воздействие на технологию крепления геолого-промысловых факторов, наибольшее влияние из которых имеют: нестационарность термодинамического состояния эксплуатируемых пластов, которая приводит к перераспределению текущих пластовых давлений по площади и разрезу залежей и к изменению градиента давления между водонасыщенными, газонасыщенными и нефтегазонасыщенными пластами; заколонные и межпластовые перетоки.
3. Техническими источниками обводнения являются: негерметичное цементное кольцо, нарушения в теле и резьбовых соединениях труб колонн (происходит поступление чужой воды – верхней, нижней и собственной подошвенной, заколонные перетоки и др.).

Наиболее типичными дефектами в цементном камне [3] являются: вертикальные трещины, высокая проницаемость камня, отсутствие сплошного контакта цемента с колонной и со стенками скважины. Некоторые исследователи [6] считают, что причинами перетоков и высокого обводнения продукции скважин являются создание большой депрессии на пласт, превышение предельной величины безводного дебита и подтягивание конуса воды в изотропном продуктивном пласте.

Анализ применения различных гелеобразующих составов и композиций [7] осветил перспективы разработки новых технологий ВИР и РИР на их основе. Одно из направлений поиска – это алюмосиликаты. Обзор свойств алюмосиликатов и результаты лабораторных исследований гелеобразующих композиций на основе группы реагентов «Азимут-Z» позволили обосновать эффективность их применения. Номинально в составе реагентов серии «Азимут-Z» присутствуют: Al_2O_3 – 5÷8,6%; SiO_2 – 24÷38,93%; MgO – 2,6÷12%; CaO – 50÷56%; Na_2O – 0÷0,30%; K_2O – 0÷0,30%. Новые гелеобразующие композиции, содержащие в своем составе окислы кремния, алюминия и соляную кислоту, применимы для кратного уменьшения проницаемости пористой среды и снижения обводненности добываемой продукции [7, 8].

Были проведены исследования фильтрации воды через пористую среду, содержащую испытываемые гели (на основе разработанных гелеобразующих составов).

Хорошую изолирующую способность показали все составы. Так, с начальной проницаемости $0,596 \text{ мкм}^2$ после обработки ГОК «Азимут-Z» проницаемость уменьшилась до $0,011 \text{ мкм}^2$, т.е. в 53,21 раза. Величина проницаемости кернов $0,132 \div 0,596 \text{ мкм}^2$ после обработки ГОК на основе «Азимут-Z» уменьшалась до $0,0037 \div 0,011 \text{ мкм}^2$, или в 31,7÷71,9 раза.

Хранение шести образцов геля в течение 4,5 лет при температуре $+20 \text{ }^\circ\text{C}$ в герметично закрытой стеклянной посуде показало, что гель длительно не разрушается.

Лабораторными и промышленными испытаниями было установлено: растворение всех реагентов группы «Азимут-Z» происходит в течение часа. Экспериментально доказано, что понижение температуры до отрицательных значений заметно не влияет на процесс растворения и свойства получаемых композиций. На скважинах приготовление гелеобразующих композиций при низких температурах происходит без затруднений.

Установлено, что новые гелеобразующие составы, разработанные на основе реагентов «Азимут-Z» и соляной кислоты, при концентрации реагентов 3–8% и соляной кислоты 6–12% представляют собой маловязкие легкофильтрующиеся в коллекторе жидкости, имеющие исходную кинетическую вязкость $1,5\text{--}2,4 \text{ мм}^2/\text{с}$ в течение 10 ч и дольше (до начала времени гелеобразования). С течением времени, в зависимости от концентрации исходных компонентов и температуры, вследствие ускорения процесса гелеобразования вязкость гелеобразующей композиции начинает быстро нарастать, и жидкость переходит в гель. Отметим, что даже разбавление гелеобразующей композиции на 20% не приводит к сильному ухудшению свойств геля.

Изменяя концентрации исходных компонентов, можно получать достаточно плотные гели с оптимальным временем гелеобразования. Изменение концентрации соляной кислоты оказывает влияние на скорость гелеобразования при постоянной концентрации алюмосиликатов (реагенты «Азимут-Z»). При постоянной концентрации кислоты рост содержания реагентов существенно уменьшает время гелеобразования. С увеличением температуры скорость гелеобразования возрастает в 2–14 раз.

Была построена математическая модель гелеобразования в призабойной зоне газовой или газоконденсатной скважины. На основе моделей, предложенных в [9], была выполнена адаптация модели к условиям газовых пластов Уренгойского и Ямбургского ГКМ. При моделировании выявлено, что устойчивые барьеры при закачке гелеобразующей композиции образуются при значениях предельного напряжения сдвига τ

более 200 Па, при меньших его значениях происходит частичный вынос геля в скважину вплоть до его полного разрушения при $\tau = 28$ Па. Выявлено, что резкое снижение дебита воды достигается при предельных значениях τ (более 150 Па). Это относится к конкретным случаям рассматриваемых обработок.

Для оптимизации процесса рассчитываются параметры закачки ГОК, результатом которой будет ликвидация водопритока в скважину или снижение обводненности продукции до такой величины, при которой газовая или газоконденсатная скважина будет работать без гидратообразования с параметрами, позволяющими подключать ее в единую систему сбора газа на промысле.

Особое внимание и практиков, и ученых обращено на проблему ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов во время ремонтных работ. Для ее решения ставится задача создания технологических жидкостей, используемых при выполнении РИР и временном блокировании продуктивного пласта в целях предотвращения попадания изоляционного состава в пласт и его полного повреждения или частичного ухудшения коллекторских свойств. Перспектива разработки эффективных технологий временного блокирования продуктивного пласта связана с созданием рецептур жидкостей на основе инвертных эмульсий с применением волокнистых наполнителей. Предохранение продуктивного пласта от кольматации при ремонтных работах призваны обеспечить разработанные и испытанные рецептуры и технология применения блокирующей жидкости для временной изоляции продуктивного пласта [10].

Получены следующие результаты РИР по ликвидации водопритока с применением гелеобразующей композиции «Азимут-Z»:

- 3 газовых скважины ЯГКМ и УГКМ, не работавшие из-за поступления воды, выведены на рабочий режим, поступление воды полностью прекратилось;
- 3 газовых скважины ЯГКМ и УГКМ, работавшие в гидратном режиме из-за поступления воды, выведены на рабочий режим с увеличением дебита в 6÷50 раз, по двум скважинам поступления воды нет, по одной отмечается некоторый вынос воды;
- 2 нефтяных скважины Северо-Губкинского нефтяного месторождения, обводненные на 78,7% и 88%, перешли на безводный режим;
- 1 газовая скважина Медвежьего месторождения, имевшая межколонное давление на устье, была отремонтирована до нормального состояния.

В упомянутых скважинах были ликвидированы водопритоки, обусловленные близостью газо-водяного контакта, негерметичностью эксплуатационной колонны, заколонным перетоком, движением воды по продуктивному пласту.

Исследования показали, что разработанные составы блокирующей жидкости (дизельное топливо или конденсат + водный раствор NaCl + эмульгатор + структурообразователь + твердые наполнители) позволяют сохранить коллекторские свойства пористой среды; коэффициент восстановления проницаемости во всех более чем 20 проведенных лабораторных экспериментах составил 1,0. Ни в одном из экспериментов не получено фильтрации эмульсии при репрессии на пласт 8,0 МПа и суточной выдержки при данном перепаде давления вне зависимости от проницаемости образцов. Эмульсия проникает вглубь пласта не более чем на 2–3 см. При создании депрессии процесс фильтрации начинается практически мгновенно. При длительном воздействии (15–20 суток) с помощью таких жидкостей, как керосин, возможно полное восстановление проницаемости независимо от ее значения. Применение блокирующей жидкости при глушении 12 скважин на УГКМ и ЯГКМ облегчило и ускорило пуск скважин после капитального ремонта на 1–3 суток, по сравнению со случаями глушения другими растворами. Блокирующая жидкость, используемая для временного блокирования продуктивного пласта при глушении скважин, сохраняет коллекторские свойства продуктивного пласта на время ремонта (в том числе как составная часть технологии РИР), облегчает и ускоряет запуск скважины после окончания ремонта.

Опытно-промышленные работы подтвердили, что комплексная технология ограничения водопритока, основанная на метотехнологическом подходе с использованием алюмосиликатов для создания гелевых экранов, методов сохранения свойств продуктивного пласта, позволяет достигать полной ликвидации водопритока при корректном моделировании и определении всех параметров процесса. Важнейшим фактором является соблюдение технологии, принятой для конкретной ситуации. При несоблюдении (уменьшении) размеров гелевого экрана результат существенно ухудшается.

Заключение

В результате проведенных исследований на основе доступных реагентов были разработаны и испытаны новые гелеобразующие композиции, содержащие в своем

составе алюмосиликаты и соляную кислоту, применимые для кратного уменьшения проницаемости пористой среды и снижения обводненности добываемой продукции.

Были разработаны и испытаны способ блокирования пласта и рецептуры блокирующей жидкости для временной изоляции продуктивного пласта при проведении ремонтно-изоляционных работ. Обоснована и испытана технология водоизоляционных работ с применением гелеобразующих композиций и с временной изоляцией продуктивного пласта блокирующей жидкостью.

Проведенные исследования и опытно-промышленные работы по ОВП позволяют сделать вывод о том, что технологии, основанные на применении гелеобразующих составов для геолого-физических и физико-химических условий месторождений севера Тюменской области, имеют эффективность выше средней. Подтверждено, что при корректном моделировании процессов в пласте и использовании метотехнологического подхода водоизоляционные работы с применением гелеобразующих композиций и блокирующей жидкости могут иметь высокий уровень успешности при условии ликвидации водопритоков в нефте- и газодобывающие скважины. По газовым скважинам, выведенным из бездействия, после ВИР с применением гелеобразующей композиции получен средний дебит газа 347 тыс. м³/сут, по остальным скважинам средний прирост дебита газа составил 239,5 тыс. м³/сут.

Следовательно, развитие технологий ОВП должно осуществляться в направлении развития метотехнологического подхода к определению методов воздействия и применения технологий, основанных на использовании геле- и осадкообразующих композиций (составов).

ЛИТЕРАТУРА

1. Будников В.Ф., Макаренко П.П., Юрьев В.А. Диагностика и капитальный ремонт обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах. М.: Недра, 1997. 226 с.
2. Андреев В.Е., Дубинский Г.С., Пташко О.А. Котенев Ю.А. Интегрированная метотехнология ограничения водопритока в добывающие скважины // Государственная политика в области охраны окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов: Материалы науч.-практ. конф., 12–14 октября 2010 г. Уфа, 2010. С. 98–99.
3. Ахметов А.А. Капитальный ремонт скважин на Уренгойском месторождении. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2000. 219 с.

4. *Стрижнев В.А., Корнилов А.В., Никишов В.И., Уметбаев В.Г.* Анализ мирового опыта применения тампонажных материалов при ремонтно-изоляционных работах // Нефтепромысловое дело. 2008. № 4. С. 28–34.
5. *Дубинский Г.С., Султанов В.Г., Шамаев Г.А.* О зависимости обводнения продукции скважин от типа перфоратора и жидкости перфорации, использованных при вскрытии продуктивного пласта // Проблемы освоения нефтяных месторождений Башкортостана: тез. докл. науч.-практ. конф. Уфа, 1999. С. 79–80.
6. *Скородиевская Л.А., Строганов А.М., Рябоконт С.А.* Повышение эффективности водоизоляционных работ путем использования материала АКОР // Нефт. хоз-во. 1999. № 2. С. 16–20.
7. *Каримов Н.Х., Дубинский Г.С., Кононова Т.Г.* Фильтрационные исследования технологии ограничения водопритока в скважину // Методы увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов. Проблемы и решения. Уфа, 2003. Вып. 4. С. 124–127.
8. *Каримов Н.Х., Агзамов Ф.А., Дубинский Г.С., Сукманский О.Б., Кононова Т.Г.* Опыт водоизоляции в газовых скважинах // III Конгресс нефтегазопромышленников России. Секция Н: «Проблемы нефти и газа», Уфа, 23–25 мая 2001 г.: науч. тр. Уфа, 2001. С. 90–91.
9. *Федоров К.М., Ярославов А.О., Андреев В.Е., Дубинский Г.С.* Математическое моделирование процессов изоляции водопритока в газовые скважины гелеобразующими композициями «Азимут-Z» // Электрон. журн. «Исследовано в России»: <http://zhurnal.apec.relarn.ru/articles/2004/242.pdf>
10. *Акчурин Х.И., Сукманский О.Б., Дубинский Г.С., Чезлов А.А.* Патент № 2217464. С09 К7/06, E21 В43/12. Способ блокирования продуктивного пласта. Опубл. 27.11.2003 // Открытия и изобретения. 2003. № 33.