

УДК 622.276.8

**СНИЖЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПРИСКВАЖИННОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА
ПРИ ВЗАИМОДЕЙСТВИИ ЗАКАЧИВАЕМЫХ И ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ**
REDUCING RESERVOIR PERMEABILITY IN WELLBORE ZONE
IN INTERACTION OF INJECTED AND RESERVOIR FLUIDS

Н. Г. Мусакаев, Р. Р. Ахметзянов

N. G. Musakaev, R. R. Akhmetzyanov

*Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики
им. С. А. Христиановича СО РАН, г. Тюмень
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Ключевые слова: реагент; деструктор; гель; гидравлический разрыв пласта; блокирующий слой
Key words: reagent; destructor; gel; hydraulic fracturing; blocking layer

Интенсификация добычи нефти за счет гидравлического разрыва пласта (ГРП) на сегодняшний день является эффективным способом поддержания уровня добычи нефти на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, и нередко единственно возможным способом введения в разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами [1, 2]. При этом нередки случаи, когда после проведения ГРП фактически полученный дебит по скважине ниже потенциально достижимого (планового).

Подобные случаи имели место при освоении нефтенасыщенных пластов юрских отложений Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения. Залежи данного месторождения характеризуются как сложнопостроенные залежи с трудноизвлекаемыми запасами, преимущественно линзовидного строения, литологически экранированные. Параметры основного объекта разработки — пластов

ЮК 2-9: пористость порядка 15 %, проницаемость в среднем 1–5 мД. Нефть легкая, высокого качества. Заметному увеличению добычи нефти на наиболее сложных участках месторождения, таких как, например, Поттымско-Ингинский лицензионный участок, способствовало внедрение ГРП с массой проппанта порядка 100–200 т. Скважины после проведения ГРП эксплуатируются в основном механизированным способом — установками электроцентробежных насосов с низкими динамическими уровнями (на высокой депрессии). В процессе освоения и эксплуатации скважин после проведения ГРП выявлены факторы, снижающие начальный дебит и осложняющие добычу и подготовку нефти.

Основным осложняющим фактором является засорение призабойной зоны пласта, а в некоторых случаях и удаленной зоны, продуктом физико-химического взаимодействия носителя проппанта (геля), пластовых флюидов (пластовой воды и углеводородов) и механических примесей при данных термобарических условиях. По существующим представлениям описываемая высоковязкая жидкость находится в продуктивном пласте в виде блокирующего слоя как на поверхности породы, так и в пустотном пространстве трещины ГРП, значительно снижая ее проницаемость (рис. 1). В процессе эксплуатации скважины за счет депрессии происходит постепенный вынос высоковязкой загрязняющей жидкости посредством ее частичного дозирования в составе добываемой скважинной жидкости (рис. 2). Состав и свойства исходного геля способствуют распределению хлопьевидной субстанции по объему добываемых флюидов, препятствуя отделению воды от нефти и осложняя в последующем процесс подготовки нефти.

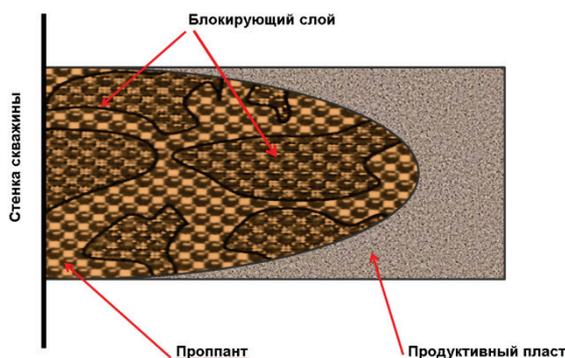


Рис. 1. Блокирующий слой в трещине ГРП

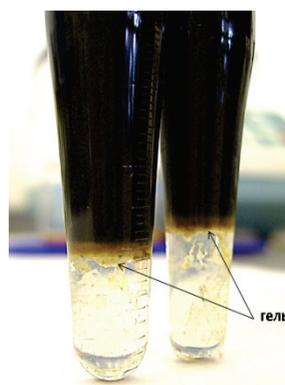


Рис. 2. Гель в пробе после проведения ГРП

Пути решения проблемы блокирующего слоя в скважинах, где было проведено ГРП, являются:

- 1) совершенствование жидкостей разрыва по составу и свойствам с целью обеспечения максимальной степени и минимального срока разрушения геля, выполнившего свою задачу, после проведения ГРП;
- 2) индивидуальный подбор жидкостей разрыва к каждой залежи углеводородов;
- 3) обработка прискважинной зоны пласта, характеризующейся высокой степенью загрязнения, блокирующим слоем, растворами специальных составов (реагентов).

Работа по совершенствованию жидкостей разрыва по составу и свойствам ведется разработчиками и производителями химических реагентов, предназначенных для ГРП, постоянно [3]. В качестве реагентов, разрушающих структуру геля, в состав жидкости разрыва включены деструкторы. Деструкторами могут быть пероксиды, кислоты, окислители и ферменты. Однако наличие проблемы образования блокирующего слоя свидетельствует о недостаточной эффективности применяемых деструкторов [4].

Недостатком первого пути решения проблемы является то, что создать универсальные материалы, например деструктор, подходящий одновременно и для постоянно совершенствуемых жидкостей разрыва и для изменяющихся, с введением в разработку новых месторождений, геолого-физических условий, не представляется возможным. Исследования по разработке оптимальных деструкторов для жидкостей разрыва проводятся производителями в лабораторных условиях, с использованием в основе гелей дистиллированной воды либо пластовой воды определенного базового месторождения. При этом не учитывается достаточно большое количество факторов, реализуемых в реальных условиях. Это является значимым, так как уже на стадии тестирования потенциальными потребителями — пользователями разработанных продуктов (например, энзимных брейкеров) — моделируются реальные пластовые условия конкретных месторождений. Полученные результаты экспериментов свидетельствуют о неполноценном процессе деструкции геля [5].

Индивидуальный подбор самих жидкостей разрыва к определенным условиям залежи — еще более сложная задача, не всегда экономически эффективная и целесообразная с точки зрения массового применения ГРП.

Обработка прискважинной зоны пласта растворами специальных составов (реагентов) для скважин с высокой степенью загрязнения представляется наиболее простым и оперативным путем решения проблемы устранения негативного влияния блокирующего слоя на продуктивность скважины. При разработке растворов специальных составов (реагентов) необходимо стремиться обеспечить выполнение следующих требований: 1) деструкцию общих для всевозможных полимерных составов межмолекулярных связей в блокирующем слое; 2) отсутствие негативного растворяющего воздействия на проппант, закрепляющий трещины ГРП; 3) отсутствие негативных последствий в процессе транспортировки и подготовки товарной продукции.

В связи с тем что разрушение гелей на водной основе в наибольшей степени достигается в кислой среде, на практике среди недропользователей распространенными являются технологии восстановления проводимости трещин с применением кислотных обработок. При этом негативным эффектом кислотных обработок с использованием классических соляной и плавиковой кислот являются уменьшение в объеме вплоть до растворения зерен проппанта и наличие в объеме добываемых углеводородов продуктов реакции кислотной обработки. Продукты реакции визуально отмечаются в пробах добываемой жидкости и представлены как «промышленный слой» (рис. 3).



Рис. 3. «Промышленный слой» в пробе добываемой жидкости

Наряду с классическими кислотными составами ведутся разработки специальных составов. Известна разработка кислотного состава, представляющего собой ингибированный раствор концентрированной соляной кислоты со специальной композицией ПАВ и диспергирующих добавок, позволяющего мгновенно разрушать гель и снижать вязкость до значения вязкости воды [6]. При этом время пребывания кислотного состава в трещине ГРП ограничивается 4 часами по причине растворяющего воздействия на проппант и матрицу пласта.

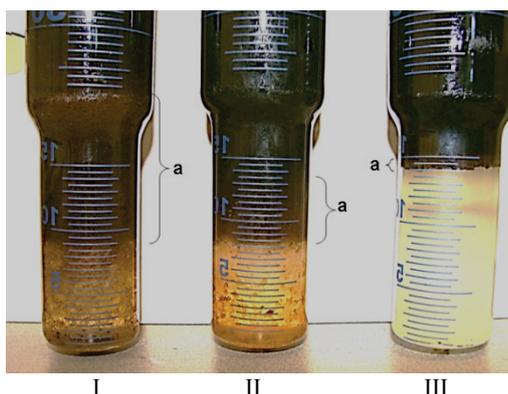
Ранее на Красноленинском нефтегазоконденсатном месторождении с целью восстановления проницаемости прискважинной зоны пласта, загрязненной блокирующим слоем, испытывался реагент ХПП-007(ДП)1. В скважинах, пробурен-

ных на пластах ЮК 2-9, после проведения объемного ГРП была выявлена высокая степень загрязнения блокирующим слоем.

Перед проведением испытаний был выполнен комплекс лабораторных исследований по подбору реагента-деструктора. Оценивались степень и время разрушения: 1) геля ГРП до закачки в скважину; 2) высоковязкой загрязняющей жидкости, визуальнo представленной в виде геля и «промышленного слоя» в составе проб добываемой скважинной жидкости, отобранных непосредственно на скважинах после проведения ГРП, а также после проведения кислотных обработок по воздействию на блокирующий слой; 3) проппанта. Исследовалось качество подготовки товарной продукции из скважинной жидкости в лабораторных условиях по пробам, отобранным перед входом в установку подготовки нефти. По результатам проведенных лабораторных исследований выявлены разрушение геля и «промышленного слоя» в пробах жидкости (рис. 4), отсутствие влияния реагента на проппант, улучшение качества подготовки товарной продукции.

Следующим шагом было проведение промысловых испытаний реагента-деструктора на добывающих скважинах. Обработки были выполнены как с извлечением глубинно-насосного оборудования в процессе ремонта скважин, так и без извлечения в процессе эксплуатации; как в скважинах непосредственно после ГРП, так и в скважинах после проведения кислотных обработок по воздействию на блокирующий слой. Признаками действия реагента явились интенсивный вынос продуктов распада геля (подтверждено пробами) и увеличение дебита. Причем вынос продуктов распада геля был выявлен даже в скважине, введенной после ГРП несколькими месяцами ранее, и продукцией скважины была нефть с низким содержанием воды. В результате было достигнуто увеличение дебита по скважинам в среднем на 25–30 %.

Рис. 4. Добываемая жидкость после обработки ХПП-007(ДП)1: а — видимый «промышленный слой»; I — проба до обработки; II — проба, обработанная ХПП-007(ДП)1 — 5 %; III — проба, обработанная ХПП-007(ДП)1 — 10 %



Для обеспечения эффективности обработок скважин специальными составами с целью повышения продуктивности можно предложить методический подход, заключающийся в следующей последовательности действий:

- при наличии проблемы блокирующего слоя выполнение тестовых лабораторных исследований по оценке эффективности того или иного реагента-деструктора для выбранного месторождения;
- определение расчетным путем порогового коэффициента занижения дебита после ГРП по отношению к плановому для данного месторождения и расчет экономической целесообразности обработки скважины специальными составами (реагентами);
- для выбранных скважин проведение на стадии освоения после ГРП промысловых и гидродинамических исследований с целью подтверждения наличия блокирующего слоя;

- проведение опытно-промысловых работ — обработки скважин специальными составами (реагентами) и оценка фактической эффективности.

Данный методический подход рекомендуется использовать перед масштабным применением технологии обработки скважин специальными составами с целью повышения продуктивности.

Таким образом, для реализации третьего пути решения (обработка прискважинной зоны пласта растворами специальных составов) проблемы блокирующего слоя и обеспечения эффективности метода ГРП за счет восстановления искусственно созданной проницаемости прискважинной зоны пласта в отрасли на сегодняшний день имеются готовые методические и технологические решения. Готовые решения можно адаптировать для условий различных месторождений в короткий срок и с минимальными затратами.

Список литературы

1. Экономидес М., Олини Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике. – М. – Ижевск: Институт компьютерных технологий, 2007. – 237 с.
2. Губайдуллин М. Г., Костин Н. Г., Глушков Д. В. Моделирование гидравлического разрыва пласта с применением симулятора GOFER // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 2. – С. 55–60.
3. Новые реагенты для гидравлического разрыва пласта / Л. А. Магадова [и др.] // Территория нефтегаз. – 2011. – № 11 – С. 48–51.
4. Рябоконт С. А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин. – Краснодар, 2016. – 337 с.
5. Игнатъев А., Мамбетов С. Жидкость ГРП с энзимным брейкером. Сравнение традиционного и альтернативного деструктора // Oil & Gas Journal Russia. – 2016. – № 9 – С. 52–55.
6. Эффективная очистка проппантной упаковки и стенок скважины после гидроразрыва пласта в процессе ее освоения / Л. В. Казакова [и др.] // Бурение и нефть. – 2014. – № 3 – С. 42–44.

Сведения об авторах

Мусакаев Наиль Габсалямович, д. ф.-м. н., доцент, главный научный сотрудник, Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)682745, e-mail: timms@ttn.ru

Ахметзянов Ратмир Рифович, аспирант, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)283027, e-mail: akhmetzyanovrr@mail.ru

Information about the authors

Musakaev N. G., Doctor of Physics and Mathematics, Chief Researcher, Tyumen Branch of Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics SB RAS, Professor at the Department of Development and Exploration of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, phone 8(3452)682745, e-mail: timms@ttn.ru

Akhmetzyanov R. R., Postgraduate, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283027, e-mail: akhmetzyanovrr@mail.ru

УДК 622.245.42

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ СОСТОЯНИЯ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ ЗА ОБСАДНОЙ КОЛОННОЙ НА ТЕМПЕРАТУРУ ПРОДУКЦИИ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ

ASSESSMENT OF INFLUENCE OF CEMENT CASING CONDITION
ON THE TEMPERATURE OF PRODUCTS OF EXTRACTION WELL

В. Ю. Никулин, Ю. В. Зейгман

V. Yu. Nikulin, Yu. V. Zeigman

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Ключевые слова: температура; добывающая скважина; потери тепла; цементный камень
Key words: temperature; extraction well; loss of heat; cement stone

Температурный режим нефтяных скважин зависит от многих факторов и никогда не является постоянным во времени. Температура как один из основных параметров, наряду с давлением, физико-химическими свойствами флюидов и др., определяет термодинамическое состояние газожидкостной системы в скважине и пласте. Охлаждение потока зависит в основном от двух факторов: разгазирования