

УДК 622.276(476)

А.А. САМУСЕВ

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРИМЕНЕНИЮ
МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ
НА ПРИМЕРЕ СЕМИЛУКСКО-САРГАЕВСКОГО ГОРИЗОНТА
БОРИСОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

*УО «Гомельский государственный университет имени Франциска Скорины»,
г. Гомель, Республика Беларусь,
artur.samusev98@mail.ru*

В Припятском прогибе большинство месторождений состоит в значительной мере из низкопроницаемых коллекторов, заключающих трудноизвлекаемые запасы нефти [1]. Большая часть залежей на территории Республики Беларусь представлена карбонатными коллекторами, представленными известняками и доломитами. Отличительной особенностью карбонатных коллекторов можно считать резко выраженную неоднородность структуры емкостного пространства, состоящего в общем случае из пор, каверн, трещин и различного рода полостей выщелачивания, находящихся в состоянии сообщаемости в

результате широко развитой сети микротрещин. Семилукско-саргаевский горизонт Борисовского месторождения относится к подсолевому комплексу отложений. Для подсолевой толщи характерны смешанные типы коллекторов – трещинно-кавернозно-поровый, кавернозно-трещинно-поровый и порово-трещинно-кавернозный.

По характеру воздействия на призабойную зону скважин методы повышения притока нефти могут быть условно разбиты на химические, механические, тепловые и физические. Для получения хороших результатов часто эти методы применяют в сочетании друг с другом или последовательно. Выбор метода воздействия на призабойную зону определяется особенностями строения продуктивных пластов, составом пород и другими пластовыми условиями.

Эти методы повышения проницаемости пластов наиболее эффективны и широко распространены. Механические методы обработки (гидравлический разрыв пласта, торпедирование) применяют в пластах, сложенных плотными породами. Тепловые методы воздействия применяют для удаления парафина и смол, осевших на стенках поровых каналов, и интенсификации химических методов обработки призабойных зон. Физические методы в основном используют для удаления из призабойной зоны скважины остаточной воды и твердых мелкодисперсных частиц, в результате чего увеличивается проницаемость пород для нефти. Сюда относятся, как правило, все промывки с применением поверхностно-активных веществ и других добавок.

Целью исследования является анализ эффективности методов повышения нефтеотдачи пластов семилукско-саргаевского горизонта Борисовского месторождения, которые применяются для наиболее полного и быстрого извлечения нефти. Данное исследование может послужить рекомендацией при применении методов повышения нефтеотдачи на залежах со сходными геологическими и гидродинамическими условиями.

Падение пластового давления – это основная проблема при добыче нефти и эксплуатации месторождений. В Республике Беларусь в нагнетательные скважины закачивают воду, которая вытесняет нефть из пор к добывающим скважинам, но со временем и сама поступает к скважине, тем самым обводняя продукцию тем больше, чем дольше ведется закачка. Также обводнение может быть вызвано близким залеганием пластовых вод к нефтенасыщенному горизонту, а также развитием вертикальных трещин по залежи при проведении гидроразрыва пласта с выходом их на водоносные горизонты [2]. Такая ситуация характерна для большинства месторождений. Основная задача стоит в обеспечении поддержания пластового давления с минимальным обводнением продукции и наиболее полного ее извлечения из залежи. Другая задача заключается в рациональном выборе методов интенсификации, которые приведут к долгосрочному повышению дебита нефти и увеличению коэффициента конечного извлечения нефти. При этом данные методы необходимо правильно выбирать для каждой скважины или сети скважин в зависимости от геологических условий залегания нефти и стадии эксплуатации.

Борисовское месторождение нефти открыто в 1975 году. В настоящее время на Борисовском месторождении эксплуатируется залежь нефти семилукско-саргаевского горизонта. Саргаевский горизонт представлен глинами, мергелями, известняками и доломитами, с прослоями ангидритов. Горизонт выделяется как подсолевая карбонатная толща. Мощность отложений до 60 м. Семилукский горизонт представлен известняками глинистыми, доломитизированными [3]. Горизонт выделяется как подсолевая карбонатная толща. Мощность до 20 м. Подземные воды относятся к хлоридно-кальциевому и хлоридно-кальциевому типу с минерализацией до 453 г/л.

Месторождение находится на второй стадии разработки и эксплуатируется с системой поддержания пластового давления. Пласт является низкопроницаемым. Начальное пластовое давление составляло 31,2 МПа, а по состоянию на 01.06.2015 г. снизилось в зоне отбора до 9,19 МПа и увеличилось в зоне нагнетания до 34,79 МПа. Такая разница между

давлением в зоне нагнетания и давлением в зоне отбора объясняется слабой проницаемостью горизонта. В результате проведенного анализа режима эксплуатации и показателей разработки залежей Борисовского месторождения пересмотрен коэффициент нефтеизвлечения. Для залежей нефти семилукско-саргаевского горизонтов, как единого объекта разработки, величина КИН (коэффициент извлечения нефти) равна 0,15. Нефть отбирается на небольшой глубине в интервале 2500 – 2620 м.

На 01.01.2015 г. согласно последнему проектному документу, накопленный отбор нефти должен был составить 71,3 тыс.т, КИН достигнуть значения 0,07. Фактическая накопленная добыча нефти составляет 52,9 тыс.т (отобрано от начальных извлекаемых запасов – 37,5 %), текущий КИН 0,06. Проектные показатели по добыче нефти в течение 2009 – 2014 гг. не выполняются от 30 (2009 г.) до 75 % (2014 г.).

На графике разработки семилукско-саргаевского горизонта Борисовского месторождения показаны данные за 1990 – 2015 гг. (рисунок 1). Здесь представлены данные по фонду скважин, компенсации, дебиту и добыче нефти и жидкости, закачке воды и обводненности.

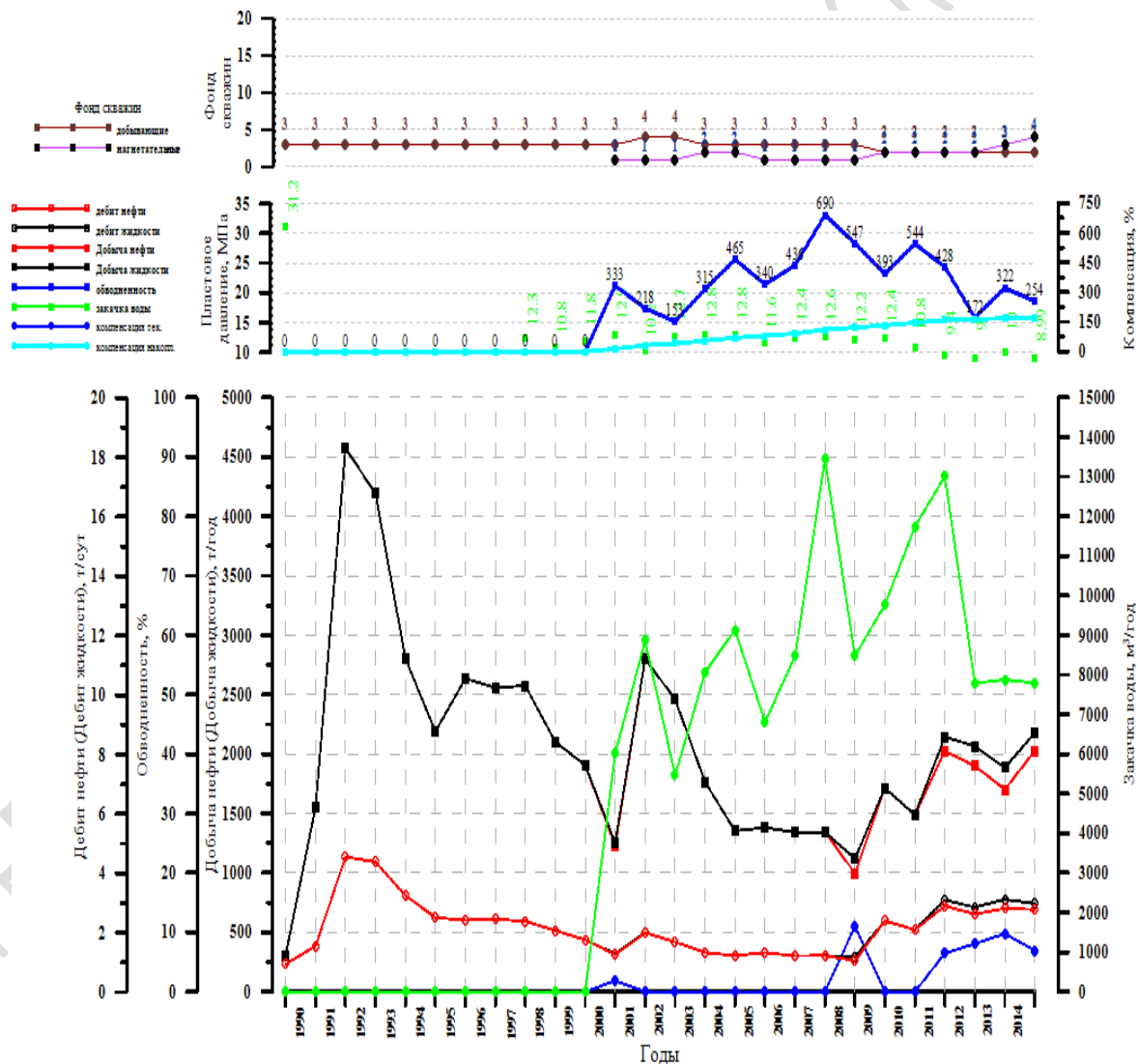


Рисунок 1 – График разработки семилукско-саргаевской залежи Борисовского месторождения [3]

Первая скважина введена в эксплуатацию в 1989 году с начальным дебитом безводной нефти 1 т/сут. После наладки насосного оборудования на некоторое время дебит вырос до 4 т/сут. Увеличение дебита привело к снижению пластового давления и скважину пришлось перевести на периодическую систему работы для его поддержания, однако дебит не увеличился. Для увеличения нефтеотдачи в 2008 г. был произведен радикальное вскрытие пласта, не давшее результата. В 2011 г. было произведено КГРП (кислотный гидроразрыв пласта). При этом вырос с 0,4 до 4 т/сут и месячный объем отбора нефти увеличился с 10 до 100 т. Дополнительная добыча за 2011 г. составила 0,7 тыс. т., но постепенно снизилась и в начале 2013 года месячный отбор составлял 19 т. В августе 2013 г. скважину перевели под нагнетание с применением методов соляно-кислотной ванны и гидроимпульсного воздействия.

Другая скважина введена в эксплуатацию в том же году, что и первая. Начальный дебит составил 0,5 т/сут безводной нефти, а после оптимизации насосного оборудования в 1990 г. увеличился до 4,8 т/сут. До 1998 г. дебит был 4,5 – 5 т/сут. Постепенно давление стало таким же, как и в первой скважине и составило 12 МПа. Это свидетельствует о схожести геологических и гидродинамических условий с первой скважиной и хорошей связью между ними. В 1998 г. был приобщен саргаевский горизонт, но увеличения добычи не произошло. В 1999 г. скважину перевели на периодический режим отбора, но тенденции к восстановлению давления на протяжении последующих лет не наблюдалось. В 2008 г. в целях увеличения интенсификации провели радикальное вскрытие пласта. После проведения данной операции продукция скважины полностью обводнилась и была переведена в контрольный фонд.

Третья скважина введена в эксплуатацию в 1989 году с дебитом 0,5 т/сут. После оптимизации дебит на короткий период вырос до 6 т/сут, но вскоре начал падать из-за увеличившихся темпов отбора. По аналогии с двумя предыдущими, в интервал отбора данной скважины приобщили саргаевский горизонт, но такая операция положительного результата не дала. Дебит снизился почти вдвойне из-за снижения пластового давления. В 2003 году скважину перевели в нагнетательный фонд. Давление выросло с 15 до 37,5 МПа, что означает отсутствие влияния скважины на добывающие, так как изначально их давления были примерно равными.

Четвертая скважина введена в эксплуатацию в 2000 г., с начальным дебитом 3,3 т/сут. После полугодия работы скважину переводят в периодический режим отбора. Продукция оставалась безводной до 2010 г. и постепенно начала обводняться в 2011 г., что может быть связано с промывкой ствола скважины технической водой. Пластовое давление в скважине неуклонно падало до 2013 г., что говорит об отсутствии влияния систем ППД на скважине.

В конце 2013 г. была введена в эксплуатацию пятая скважина с забоем в саргаевском горизонте с начальным дебитом нефти 9,4 т/сут при обводненности 32 %. В начале 2014 г. ее пришлось перевести в периодический режим работы из-за быстрых темпов снижения пластового давления. В течение 2014 г. дебит снизился до 4 т/сут. Обводненность в феврале 2014 г. составляла 3 %, а к маю увеличилась до 20 %, что связано с обработкой ствола скважины технической водой. Начиная с мая 2014 г. проводились операции по снижению обводненности и к июлю того же года обводненность не превышала 2,6 %.

На 11.02.2015 г. пластовое давление в пятой скважине составляет 5,98 МПа, в то время как текущее давление по залежи 9,8 МПа. Это говорит об отсутствии гидродинамической связи с другими участками залежи.

По месторождению растет фонд нагнетательных скважин, не обеспечивающих достаточного поддержания пластового давления и падает фонд добывающих скважин, что

отражено на графике (рисунок 1). По состоянию на начало 2015 г. в добывающем фонде осталось 2 скважины, введенные в эксплуатацию в 2000 и 2013 годах. В целом по залежи отмечается низкий начальный дебит и более удовлетворительный в пятой скважине. Это связано с низкой проницаемостью коллектора. Также большой проблемой является слабая гидродинамическая связь между скважинами, из-за чего не удается в достаточной степени повысить пластовое давление на добывающем фонде скважин.

Радиальные вскрытия пласта, как и приобщение саргаевского горизонта на добывающих скважинах не дали положительный результат. Дальнейшее проведение этих операций на Борисовском месторождении нецелесообразно. Слабое влияние нагнетательных скважин на добывающие вызвано слабой гидродинамической связью. Она вызвана понижением пластового давления ниже критического, когда происходит деформация карбонатов от давления вышележащих горных пород. Для предотвращения деформации закачку воды в пласт необходимо было производить не позже нескольких лет после начала эксплуатации. В таком случае было бы сохранено первоначальное строение коллектора.

В целях повышения пластового давления, которое позволит увеличить дебит нефти на добывающих скважинах и поддерживать его продолжительное время, необходимо провести КГРП по первой и третьей скважине для повышения их приемистости и установления лучшей связи с добывающими скважинами. КГРП необходимо провести с применением геля на водной основе «Химеко-В» с дополнительной закачкой *HCl* уксусной кислотой и поверхностно-активными веществами. Семилукско-саргаевский горизонт является низкопроницаемым, поэтому нецелесообразно применять проппант крупной фракции.

Для повышения пластового давления необходимо применить водогазовое воздействие на пласт с попеременной закачкой воды и природного газа, извлекаемого вместе с добываемой нефтью. Метод водогазового воздействия эффективен в низкопроницаемых пластах с невязкой нефтью. Таким критериям соответствует семилукско-саргаевский горизонт. Проведение данного мероприятия по нагнетательным скважинам позволит оказать лучший вытесняющий эффект, повысить коэффициент конечного извлечения нефти за счет повышения коэффициента охвата пласта.

Для обеспечения лучшей проницаемости на добывающих скважинах целесообразно применять кислотные обработки призабойной зоны. Как показывает опыт разработки залежей в карбонатных коллекторах, необходимость очистки околоствольной зоны пласта с той или иной периодичностью возникает всегда. Поэтому метод солянокислотных ванн останется одним из основных методов интенсификации притока в практике эксплуатации. При обработках неоднородных по разрезу продуктивных горизонтов (семилукский горизонт) целесообразно использование на этих объектах технологии направленного кислотного воздействия. Для обработок скважин, предлагаю использовать солянокислотные композиции, содержащие не менее 3 % поверхностно-активных веществ и уксусной кислоты. Концентрация кислоты должна составлять 18 %. Так как в семилукско-саргаевском преобладают известняки, возможно использование составов из двух кислот соляной и уксусной с содержанием их в растворе по 10 %.

Применение вышеуказанных методов интенсификации позволит повысить гидродинамическую связь на залежи, увеличить коэффициент конечного извлечения нефти, а также повысить дебит нефти на добывающих скважинах, что в целом повысит рентабельность месторождения.

Список литературы

1. Эффективность технологий повышения нефтеотдачи пласта и перспективы их дальнейшего внедрения в условиях эксплуатации залежей нефтяных месторождений Республики Беларусь на поздних стадиях разработки / В.В. Гулевич, И.В. Лымарь, Е.В. Агенко, В.В. Пирожков // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь: Сб. науч. тр. – Вып. 7. – Гомель : БелНИПИнефть, 2010. – С.226–232.
2. Опыт внедрения технологий гидроразрыва пласта на месторождениях РУП «Производственное объединение Белоруснефть» / А.В. Серебренников, С.Б. Жуков, А.В. Драбкин // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь: Сб. науч. тр. – Вып. 7. – Гомель : БелНИПИнефть, 2010. – С.194–201.
3. Анализ разработки месторождений и залежей нефти и газа. Отчет о выполненной работе по договору «Мониторинг разработки месторождений и залежей нефти и газа РУП «ПО Белоруснефть» Дополнение к технологической схеме разработки Борисовского месторождения (временное); Отв. руководитель П.П. Повжик. – Гомель, 2015. – 769 с.