

Казанский Федеральный Университет
Кафедра высоковязких нефтей и природных битумов

Kazan Federal University,

Department of high-viscosity oils and natural bitumen

Кемалов Алим Фейзрахманович, Kemalov Alim Feizrahmanovich,

Насибуллин Динар Камилевич, Nasibullin Dinar Kamilevich,

Кемалов Руслан Алимович, Kemalov Ruslan Alimovich

kemalov@mail.ru

**Ретроспективный обзор по эксплуатации скважин в условиях
снижения забойного давления**

**A retrospective review of well operation in conditions of downhole pressure
reduction**

Abstract: investigation of the effectiveness of increasing fluid extraction from wells by reducing the bottom-hole pressure below the saturation pressure in the conditions of the Siliyarkoye field

Key words: asphalt-resin-paraffin deposits, downhole pressure, oil fields

Аннотация: исследование эффективности увеличения отбора жидкости из скважин за счет снижения забойного давления ниже давления насыщения в условиях Силиярского месторождения

Ключевые слова: забойное давление, асфальтеносмолопарафиновые отложения, нефтяные месторождения

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время большинство месторождений на заключительном этапе разработки, соответственно, структура их запасов ухудшена, вследствие чего наблюдается рост фонда малодебитных и высокообводненных скважин.

На месторождениях, разрабатываемых ПАО «Роснефть» месторождениях реализуются инновационные технологии оптимизации фонда скважин и совершенствования системы разработки месторождений позволяющие повысить эффективность выработки запасов. Внедрение технологии увеличения притока жидкости в скважину за счет снижения забойного давления ниже давления насыщения нефти газом является одной из них. Эффект, полученный в результате применения данной технологии, позволил компании на сегодняшний день позволил стабилизировать и даже преувеличить добычу.

При снижении забойного давления ниже давления насыщения содержащийся в нефти газ начинает выделяться в стволе скважины, тем самым формируя газожидкостную смесь (ГЖС). ГЖС является сжимаемой средой и с ростом забойного давления после остановки скважины сжимается, вследствие этого возможно увеличение притока нефти из пласта в скважину.

Следует отметить, что при увеличении депрессии путем снижения забойного давления ниже величины давления насыщения может произойти снижение коэффициента нефтеизвлечения, а также увеличивается вероятность выпадения асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО), прорыва конуса воды на залежах, подстилаемых подошвенными водами. В настоящее время проблема подбора величины забойного давления, при котором обеспечивалась бы максимальная добыча, является актуальной.

ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

На сегодняшний день разработка крупных и средних нефтяных месторождений в большинстве стран мира находится на стадии падающей добычи, поэтому акцент делается на мелкие месторождения, которые в перспективе будут одним из резервов добычи нефти. Разрабатывать мелкие месторождения рентабельно на режимах истощения вследствие небольшого

количества запасов и геологической неоднородности. Но при режиме истощения забойное давление выше давления насыщения только на начальной стадии разработки, что в дальнейшем приводит к падению дебита нефти [1].

На базе анализа результатов гидродинамических исследований, проведенных на различных месторождениях, В.Д. Лысенко [2 - 11] приведены доказательства того, что уменьшение давления на забой скважины ниже давления насыщения нефти газом приводит к значительному падению коэффициента продуктивности, резкому обводнению пластов, увеличению вязкости нефти.

В.Д. Лысенко в многочисленных работах [2, 7, 8] приведена классификация типов месторождений в зависимости от величины давления насыщения:

- месторождения с высоким показателем минимального забойного давления фонтанирования добывающих скважин. На залежах данного типа его снижение может быть предусмотрено;
- месторождения с минимальным забойным давлением фонтанирования добывающих скважин ниже давления насыщения. На залежах данного типа без проведения гидродинамических исследований снижение забойного давления ниже давления насыщения может привести к падению дебита нефти в результате падения коэффициента продуктивности.

На месторождениях с высоким содержанием газа и большим давлением насыщения нефти газом со временем режим добычи нефти при забойном давлении ниже давления насыщения может привести к разгазированию флюида, выпадению асфальтенов и парафинов, накоплению механических примесей в прискважинной зоне пласта. Все это приводит к снижению поступления нефти в скважину и увеличению обводненности продукции скважин [3, 9, 10].

На месторождениях с минимальным забойным давлением фонтанирования добывающих скважин ниже давления насыщения нефти

газом фонтанный способ добычи может осуществляться до достижения обводненности продукцией 80%. Он требует регулярного контроля показателей работы каждой скважины и проведения на них гидродинамических исследований [4, 5,6].

В работе [11] В.Д. Лысенко предложил построение математической гидродинамической модели разработки месторождения как один из вариантов решения проблемы падения коэффициента продуктивности, на основе которой можно рассчитать коэффициент продуктивности скважин, подобрать оптимальное забойное давление для каждой скважины и выбрать оптимальный режим разработки месторождения.

При разработке месторождений с забойным давлением ниже давления насыщения нефти газом дебит рассчитывается по формуле, выведенной Вогелем в 1968г, которая учитывала искривление индикаторной диаграммы при работе скважины с забойным давлением ниже давления насыщения нефти газом [12].

При увеличении отбора жидкости при помощи увеличения депрессии на пласт посредством понижения давления на забой ниже значения давления насыщения, добыча жидкости при помощи центробежных насосов с закрытыми рабочими колесами может привести к засорению проточных каналов механическими примесями или их закупорки скоплениями пузырьков газа. По мнению А.А. Ялалова [13] решением данной проблемы может стать применение центробежных насосов с открытыми рабочими колесами благодаря тому, что при прохождении осевых зазоров открытых рабочих колес измельчаются не только пузырьки газа, но и присутствующие в жидкости механические примеси, тем самым гомогенизируется скважинная жидкость. А также уменьшается вероятность «заклинивания» твердых частиц и пузырьков газа между стенками проточных каналов, поскольку в осевом направлении в открытых рабочих колесах этих стенок нет.

Снижение забойного давления в добывающих скважинах может

привести к ухудшению ФЕС пласта из-за роста напряженности коллектора, а при снижении ниже давления насыщения газом – вследствие разгазирования пластового флюида. При этом наиболее интенсивное уменьшение проницаемости коллектора характерно для трещинно-поровых пластов.

При эксплуатации пластов с подошвенной водой снижение забойного давления может привести к подтягиванию конусов воды. Интенсивность и возникновение этого процесса зависят от наличия малопроницаемых прослоев и вертикальной проницаемости пласта.

Конкретные оптимальные значения забойных давлений должны приниматься для каждой скважины индивидуально на основании комплекса параметров: обводненности, прогноза динамики обводнения скважины, близости к ВНК, наличия выше- и нижележащих водонасыщенных пластов, гидродинамической связи с другими скважинами и других параметров. При этом не допускается снижение забойного давления на добывающих скважинах ниже предельно допустимого забойного давления [14].

В работе [15] авторами выполнены исследования работы добывающих скважин Ромашкинского месторождения, на которых давление на забой было ниже давления насыщения, эксплуатирующих Пашийский горизонт, которые были проведены с целью оценки влияния понижения давления забой ниже величины давления насыщения на показатели разработки Азнакаевской площади, за эксплуатацию которой отвечает нефтегазодобывающее управление «Азнакаевскнефть». В ходе анализа было выявлено то, что с ростом обводненности растёт процент успешности ГТМ по уменьшению величины давления на забой ниже значений давления насыщения. Положительный эффект в большинстве случаев был получен при обводненности свыше 90%. При значениях обводненности в интервале значений от 80 до 90% дебит нефти снизился в 50% случаях. В диапазоне обводненности от 85 до 100% количество скважин, на которых в результате снижения забойного давления ниже давления насыщения снизился дебит

нефти и составил 31% (при обводненности от 90 до 100% - таких скважин 30%).

Современное представление о многофазной фильтрации в пористых средах показывает, что растворенная и выделившаяся в свободную газовая фаза - многокомпонентная, и ее состав и свойства постоянно меняются. Давление насыщения нефти газом зависит от составов пластовой нефти, растворенного в ней газа, температуры и других факторов. При моделировании разработки месторождений на режиме растворенного газа необходимо учитывать компонентный состав нефтяной и газовой фаз, так как переход различных углеводородов из одной фазы в другую приводят к изменению характеристик пластовых флюидов. При растворении либо выделении из нефти азота и диоксида углерода ее вязкость изменяется. Увеличение снижения забойного давления ниже давления насыщения от 30 до 45 % приводит к росту вязкости нефти на 1,8%, а от 30 до 60% увеличивает вязкость нефти на 6,3%, что приводит к уменьшению скорости фильтрации нефти и, соответственно, уменьшению дебитов скважин [16].

Величина рационального забойного давления прямо связана с конкретной величиной α (коэффициентом снижения продуктивности) [17, 18].

По девонскому горизонту Ромашкинского месторождения показатель снижения коэффициента продуктивности равен $0,007\text{ат}^{-1}$; по Узеньскому месторождению в Казахстане - $0,035\text{ат}^{-1}$; по Талинскому месторождению в Западной Сибири - $0,03\text{ат}^{-1}$.

За счет снижения давления на забое ниже давления насыщения нефти газом, то есть создания большой депрессии на продуктивный пласт, возможна его деформация, что в свою очередь может привести к уменьшению фильтрационно-емкостных свойств пласта-коллектора, соответственно может произойти падение коэффициента продуктивности скважин. Больше всего от этого явления страдают высокопроницаемые пласты из-за невысокой уплотненности пород слагающих пласт-коллектор [19].

После проведения анализа эффекта от выбранного режима эксплуатации

скважины на численной модели пласта (пакет Tempest-More, Roxar) Д₅ Ольховского месторождения было получено заключение о том, что эффективность отбора нефти зависит, непосредственно, от величины снижения забойного давления, то есть от степени разгазирования нефти в пласте. Это вызвано расширением области дренирования скважины за счет более высокой подвижности газовой фазы. В условиях пласта Д₅ Ольховского месторождения наибольший эффект был получен при уменьшении величины забойного давления ниже давления насыщения на 10%. Также выяснилось, что при наибольших темпах отбора, потери коэффициента извлечения нефти минимальны при снижении давления на забое добывающих скважин ниже давления насыщения нефти газом на 30% [20].

Давление на забое добывающих скважинах является главным регулятором эффективности их работы и одним из основных технологических показателей разработки месторождения. Снижая величину давления забой ниже давления насыщения необходимо учитывать [21]:

- вероятность снижения дебита нефти из-за опережающего прорыва газа;
- снижение фазовой проницаемости по нефти из-за остаточного газа;
- увеличение вязкости нефти по причине ее дегазации, как следствие, ухудшается соотношение подвижностей нефть/вода, следствием чего является опережающее обводнение скважин;
- на дебит скважины влияют процессы, сопровождающие дегазацию, такие, как эффект Жамена и образование АСПО в зоне разгазирования.

Авторы работы [22] провели исследования работ по оптимизации эксплуатационных возможностей скважин, и пришли к следующему выводу: понижение давления забой скважины ниже значения давления, при котором газ растворяется в нефти, дает положительный эффект только в течение определенного промежутка времени, продолжительность и влияние на конечную нефтеотдачу которого рассчитываются индивидуально для каждой скважины.

На малопродуктивных пластах без систем поддержания пластового

давления проведение мероприятий по интенсификации притока нефти к добывающим скважинам имеет кратковременный эффект. Одним из видов ГТМ по увеличению текущей добычи по мнению многих является форсированный отбор жидкости, однако он требует постоянного контроля показателей работы каждой скважины. При слабо контролируемом форсированном отборе жидкости из скважины со снижением величины давления на забой добывающих скважин намного ниже давления насыщения нефти газом происходит разгазирование нефти в призабойной зоне, выпадают асфальтосмолопарафиновые частицы, вследствие чего происходит резкое падение нефтеотдачи и увеличение текущей обводненности флюида [23].

Землянский В.В. и М.Л. Суркова [24] произвели расчет минимального забойного давления фонтанирования для скважин Средне-Назымского месторождения, который показал, что при снижении забойного давления ниже давления насыщения уменьшает давление в околоскважинной зоне, вследствие чего происходит разгазирование нефти и увеличивается ее вязкость, выпадают асфальтены и парафины, которые откладываются в призабойной зоне. Все это приводит к снижению подвижности нефти, но не снижает подвижность воды, то есть появляется риск прорыва конуса воды и отсекаания оставшихся запасов нефти в пласте.

После рассмотрения исследований скважин нефтяных месторождений Пермского края одним из основных выводов авторов источника [25] был следующий - непродолжительные исследования скважин, в которых не учитывается постепенное установление коэффициента продуктивности не позволяют в полной мере выявить отрицательное влияние снижения забойного давления ниже давления насыщения.

При неустановившемся (периодическом) режиме работы скважины главным характеризующим работу скважины показателем является коэффициент притока $K_{пр}$, который аналогично коэффициенту продуктивности показывает количество жидкости поступившей из пласта в

скважину. Для его анализа авторы работы [26] выбрали скважину 336, эксплуатирующую бобриковский горизонт Сибирского нефтяного месторождения. Вывод, полученный на базе анализа данных по исследованиям следующий: при периодической откачке жидкости в условиях высокой газонасыщенности пластовой нефти и уменьшении забойного давления в 4,2 раза ниже давления насыщения нефти газом (16 МПа) дебит жидкости кратно уменьшается вместе с ее притоком в скважину (снизился до значений близких к нулю).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам анализа ГДИС на Талинской площади Красноленинского месторождения авторы статьи [27] выявили:

- главная причина снижения дебита нефти добывающих скважин – разгазирование нефти в призабойной зоне пласта при эксплуатации скважин с забойным давлением ниже давления насыщения;
- выделение газа даже в незначительном количестве (5-8% нефтенасыщенного объема пласта в призабойной зоне) привело к почти трехкратному падению фазовой проницаемости для нефти.

При проведении на 3D гидродинамической модели одного из нефтяных месторождений Западной Сибири, содержащего маловязкую нефть, оценки влияния снижения забойного давления ниже давления насыщения авторами работы [28] получены следующие результаты:

- снижение забойного давления ниже давления насыщения привело к образованию в пласте зон трехфазной фильтрации;
- по степени выработки запасов метод увеличения притока за счет снижения забойного давления ниже давления насыщения является неэффективным на данном месторождении.

Более 85 % фонда добывающих скважин месторождений севера Пермского края, на которых основными объектами разработки являются

нефтенасыщенные продуктивные пласты бобриковского горизонта, эксплуатируется с забойными давлениями ниже давления насыщения нефти газом [29]. При этом из нефти выделяется газ, вследствие чего происходит снижение фазовой проницаемости коллектора по жидкости, увеличивается вязкость нефти, проявляются деформационные процессы. В результате у добывающих скважин при сниженных забойных давлениях, коэффициенты продуктивности и дебиты уменьшаются на 40–60 %.

Из построенных графических зависимостей [30] следует, что на значение величины гидростатического давления на забой скважины, необходимого для фонтанирования скважины оказывает влияние объем газа содержащегося в нефти, при его изменении от 30 до 100м³/т, минимальное давление, которого необходимо достичь на забое скважины, для фонтанирования уменьшится на 3МПа. Чем больше газа выделилось из нефти, тем легче газонефтяная смесь, соответственно создается меньшее давление на забой. Но нужно учитывать, что при большей глубине скважины, например, не 1300м а 1900м наименьшее значение забойного давления фонтанирования вырастет на 5МПа. Поэтому при эксплуатации глубоких скважин фонтанным способом необходимо обратить внимание на то, что наименьшее значение забойного давления фонтанирования должно быть значительно больше, чем для скважины со схожими параметрами и небольшой глубиной.

ВЫВОДЫ

Подводя итог можно отметить, что при снижении значения давления на забой скважины ниже давления насыщения, необходим постоянный контроль за разработкой месторождения (ежегодное проведение ГДИС), на котором производится данное мероприятие, а также регулярно мониторить коэффициент продуктивности скважин.

Относительно Сиреневского месторождения проблема снижения

давления на забой скважины весьма актуальна в настоящее время, которая требует проведения исследований и расчетов для выявления характера изменения динамики технологических показателей работы скважин в условиях данного месторождения.

ССЫЛКИ

1. Агзамов, А.Х. Оценка потери продуктивности скважин по нефти от снижения забойного давления ниже давления насыщения нефти газом в различных геолого-физических условиях [Текст] / А.Х. Агзамов, Э.К. Ирматов, А.А. Агзамов // Нефтепромысловое дело – 2010. - №6 – С. 17-18.
2. Лысенко, В.Д. Проблемы эффективности разработки нефтяных месторождений [Текст] / В.Д. Лысенко // Нефтепромысловое дело – 2007. - №1 – С. 5-9.
3. Лысенко, В.Д. Способ увеличения нефтеотдачи пластов [Текст] / В.Д. Лысенко // Нефтепромысловое дело – 2011. - №1 – С. 17-18.
4. Лысенко, В.Д. Проблемы разработки нефтяной залежи с высоким газосодержанием нефти и большой газовой шапкой [Текст] / Лысенко В.Д. // Нефтепромысловое дело – 2007. - №3 – С. 4-10.
5. Лысенко, В.Д. Вопросы разработки нефтяных месторождений [Текст] / Лысенко В.Д. // Нефтепромысловое дело – 2009. - №3 – С. 4-10.
6. Лысенко, В.Д. Новые эффективные методы увеличения добычи нефти [Текст] / Лысенко В.Д. // Нефтепромысловое дело – 2012. - №4 – С. 18-22.
7. Лысенко, В.Д. О закономерности снижения коэффициента продуктивности скважин по нефти [Текст] / Лысенко В.Д. // Нефтепромысловое дело – 2009. - №5 – С. 8-10.
8. Лысенко, В.Д. Проектирование эффективных методов увеличения добычи нефти [Текст] / Лысенко В.Д. // Нефтепромысловое дело – 2010. - №6 – С. 4-8.
9. Лысенко, В.Д. Специальный анализ разработки экспериментального

- участка Талинского месторождения [Текст] / Лысенко В.Д. // Нефтепромышленное дело – 2008. - №7 – С. 4-9.
10. Лысенко, В.Д. Анализ разработки нефтяных месторождений как база для принятия решений по совершенствованию их дальнейшей разработки [Текст] / Лысенко В.Д. // Нефтепромышленное дело – 2009. - №9 – С. 4-9.
 11. Лысенко, В.Д. Экспертиза разработки нефтяного месторождения [Текст] / Лысенко В.Д. // Нефтепромышленное дело – 2008. - №12 – С. 4-6.
 12. Салимов, В.Г. Прогноз технологического эффекта [Текст] / В.Г. Салимов, А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов // Проектирование гидравлического разрыва пласта в системе Майера - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – С. 144 – 145.
 13. Ялалов, А.А. УЭЦН с открытыми рабочими колесами [Текст] / А.А. Ялалов // Наука и современность - сборник материалов Международной научно-практической конференции. – 2017. - № LI . – С. 145 – 152.
 14. Мусин, К.М. Обоснование предельно допустимых и оптимальных забойных давлений для карбонатных пластов (на примере турнейского яруса Красногорского месторождения) [Текст] / К.М. Мусин, В.М. Хусаинов, Р.Р. Галлямов, Н.Х. Мусабирова, А.А. Гибадуллин, К.Ф. Шипилова // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. – 2015. - М.: ТатНИПИнефть ПАО «ТАТНЕФТЬ» – С. 106 – 113.
 15. Семанов, А.С. Анализ эксплуатации скважин с забойным давлением ниже давления насыщения на пашийском горизонте Ромашкинского месторождения [Текст] / А.С. Семанов, А.И. Бадретдинова, Т.К. Резепов // Международная молодежная научная конференция: сборник статей – Альметьевск, 2017. – С. 320 - 324.
 16. Нечаева, Е.В. Использование композиционной модели для решения задач разработки при эксплуатации скважин при забойных давлениях ниже давления насыщения [Текст] / Нечаева Е.В. // Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2009. - №3. – С. 48 - 56.

17. Лысенко, В.Д. О возможных резервах увеличения добычи нефти [Текст] / В.Д. Лысенко, С.А. Филиппов // Недропользование XXI век. – 2008. - №4. – С. 78 - 82.
18. Лысенко, В.Д. Определение показателя снижения коэффициента продуктивности скважины по нефти [Текст] / Лысенко В.Д. // Нефтепромысловое дело – 2011. - №9 – С. 6-8.
19. Агзамов, А.А. Оценка степени снижения продуктивности скважин вследствие деформации коллектора [Текст] / А.А. Агзамов // Нефтепромысловое дело – 2011. - №4 – С. 13-17.
20. Пшеничников, В.В. Оптимизация режимов работы скважин по давлению насыщения [Текст] / В.В. Пшеничников // Нефтепромысловое дело. – 2011. - №11. – С. 8 -13.
21. Соболева, Е.В. Влияние забойного давления на отложения АСПВ, рекомендации по изменению режимов работы скважин с целью предотвращения АСПО на примере Бобриковской залежи Ульвинского месторождения [Текст] / Е.В. Соболева // Нефтепромысловое дело. – 2013. - №8. – С. 47 -51.
22. Мищенко, И.Т. Установление режима эксплуатации добывающей скважины при забойном давлении ниже давления насыщения [Текст] / И.Т. Мищенко, И.Ф. Сагдиев // Нефтяное хозяйство. – 2003. - №4. – С. 104 – 106.
23. Лысенко, В.Д. Установление режима эксплуатации добывающей скважины при забойном давлении ниже давления насыщения [Текст] / В.Д. Лысенко // Нефтяное хозяйство. – 2003. - №4. – С. 88 – 91.
24. Землянский, В.В. Оценка продуктивности нефтяной скважины при снижении забойного давления ниже давления насыщения [Текст] / В.В. Землянский, М.Л. Суркова // Нефтяное хозяйство. – 2007. - №2. – С. 51 – 53.
25. Кашников, О.Ю. Обоснование оптимального забойного давления в добывающих скважинах промысловыми и аналитическими методами [Текст] / О.Ю. Кашников, О.Ю. Савельев // Нефтяное хозяйство. – 2012.

- №2. – С. 76 – 79.

26. Мордвинов, В.А. Приток в скважину, находящуюся в периодическом режиме эксплуатации, при высокой газонасыщенности пластовой нефти [Текст] / В.А. Мордвинов, В.В. Поплыгин, И.А. Черных // Нефтяное хозяйство. – 2012. - №5. – С. 66 – 68.
27. Лазеев, А.Н. Изучение факторов, влияющих на разработку залежей нефти Талинской площади Красноленинского месторождения [Текст] / А.Н. Лазеев, М.Н. Николаев, Д.А. Самоловов, Ю.А. Плиткина, Л.С. Бриллиант // Нефтяное хозяйство. – 2012. - №9. – С. 64 – 67.
28. Назарова, Л.Н. Влияние технологических режимов эксплуатации скважин на степень выработки запасов [Текст] / Л.Н. Назарова, Е.В. Нечаева // Нефтяное хозяйство. – 2013. - №8. – С. 96 – 97.
29. Поплыгина, И.С. Оценка рациональных забойных давлений для месторождений севера Пермского края [Текст] / И.С. Поплыгина // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2014. - №1. – С. 286 – 289.
30. Павельева, О.Н. Блок-схема определения минимального забойного давления фонтанирования [Текст] / О.Н. Павельева, Ю.Н. Павельева // Фундаментальные научные исследования: теоретические и практические аспекты: сборник материалов Международной научно-практической конференции – Кемерово, 2016. – С. 342 - 345.