

ВОЗМОЖНОСТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ НА ТЕРРИТОРИИ ПЕРМСКОГО КРАЯ

И.С. Поплыгина

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПнефть» в г. Перми,
Пермь, Россия

Одно из направлений наращивания ресурсной базы углеводородов – освоение трудноизвлекаемых запасов, таких как высоковязкие нефти. Бассейны с высоковязкой нефтью распространены в основном на европейской территории России. В Пермском крае доля трудноизвлекаемых запасов с высоковязкой нефтью достигает 30 %. В работе проведен анализ разработки типового объекта, эксплуатирующего турнейскую залежь с высоковязкой нефтью Пермского края. Турнейский объект состоит из трех прослоев – T_0 , T_{1-1} , T_{1-2} . В основной части скважин перфорацией вскрыт только пропласток T_{1-1} , что создает условия для неравномерной выработки запасов, аналогичная ситуация и по нагнетательным скважинам. Отмечено, что высокая вязкость нефти определяет низкие значения гидропроводности продуктивного пласта, что является причиной низких дебитов добывающих скважин и, как следствие, низких годовых темпов отбора запасов; выработка запасов нефти по площади и разрезу залежи происходит неравномерно низкими темпами; наблюдается высокая обводненность добываемой продукции при небольшой выработке. Для улучшения процессов дренирования залежи нефти необходимо применение различных методов воздействия на пласт. С целью изоляции обводняющихся пропластков необходимо проведение детального комплекса геофизических исследований скважин по определению причин и источника обводнения, по результатам – проведение водо- и ремонтноизоляционных работ. Рассмотрены возможности применения полимерного заводнения, закачки мицеллярных растворов и теплоносителя. Сделан вывод о том, что потокоотклоняющие технологии и полимерное заводнение наиболее эффективны для залежей с высоковязкой нефтью при условии их значительной неоднородности, высокой обводненности продукции скважин и при низких значениях выработки НИЗ.

Ключевые слова: залежь нефти, скважина, коэффициент продуктивности, высоковязкая нефть, коэффициент извлечения, обводненность, полимеры, мицеллярные растворы, закачка теплоносителя.

OPPORTUNITIES OF IMPROVED DEVELOPMENT OF HIGH-VISCOSITY OIL POOL IN PERM KRAY

I.S. Poplygina

Branch of LLC "LUKOIL-Engineering" "PermNIPneft" in Perm,
Perm, Russian Federation

One of the ways to develop hydrocarbon resource potential is to get access to unconventional deposits like high-viscosity oil. Reservoirs with high-viscosity oil are common mostly in the European part of Russia. In Perm kray the share of unconventional oil reserves reaches 30 %. The paper analyses the development of a typical site exploiting the Tournaisian deposit with high-viscosity oil in Perm kray. The Tournaisian deposit consists of three interlayers: T_0 , T_{1-1} , T_{1-2} . In the main part of the wells only sublayer T_{1-1} has been opened by perforation, which conditions uneven recovery, pressure wells being in the same state. It is found that high-viscosity oil predetermines low hydraulic permeability of productive formation, which causes low well output and, naturally, low annual deposit development rate. Recovery of reserves is carried out slowly and unevenly in terms of area and section. High water cut of the oil extracted with low production is observed. To improve draining procedure of oil deposits several techniques of reservoir stimulation are required. To isolate the watered sublayers it is essential to perform an in-depth geophysical study of wells to find out the causes and source of water intrusion, followed by repairing and isolating. Possibility of polymer flooding is estimated, as well as injection of micellar solutions and heating agent.

Keywords: oil reserves, well, productivity factor, high-viscosity oil, recovery ratio, water cut, polymers, micellar solutions, heating agent injection.

Введение

Одно из направлений наращивания ресурсной базы углеводородов – освоение трудноизвлекаемых запасов, таких как высоковязкие нефти (ВВН). Бассейны с высоковязкой нефтью распространены в основном на европейской территории России (Волго-Уральский, Днепровско-Припятский, Прикаспийский и Тимано-Печорский бассейны). При анализе распределения высоковязких нефтей по административным регионам России выявлено, что в Пермском крае трудноизвлекаемые запасы составляют 31,2 %. Разработка месторождений Пермского края с ВВН идет довольно низкими темпами, что обусловлено невысокой рентабельностью их освоения [1].

Анализ разработки залежи с высоковязкой нефтью

Одним из представительных объектов с высоковязкой нефтью является рассматриваемая в работе залежь нефти пласта Т. Турнейский объект исследуемого месторождения Пермского края приурочен к пластам T_{1-2} , T_{1-1} и T_0 . В скважинах пласты вскрыты совместно и эксплуатируются одним фильтром. В большей части скважин (79,5 % от действующего фонда скважин) работает пласт T_{1-1} . Залежь пласта Т приурочена к трещинно-поровым карбонатным коллекторам, насыщенным высоковязкой нефтью (87,1 мПа·с) и характеризующимся высокой макронеоднородностью ($K_{\text{песч}} = 0,48$, $K_{\text{расч}} = 7,25$) и сложным геологическим строением.

Эксплуатация залежи нефти началась в сентябре 1978 г. скв. № 409. Начальный дебит скважины составил 3,0 т/сут безводной фонтанной нефти. В течение того же года были введены в работу скв. № 407, 408. Начальные дебиты скважин составили 3,0 т/сут безводной фонтанной нефти. Интенсивное разбуривание и ввод новых скважин происходило в 1979–1982 гг. и было завершено в 1988 г. На-

чальный дебит новых скважин составлял 0,7–6,0 т/сут безводной нефти. Фонтанная добыча продолжалась по отдельным скважинам до шести лет с начала разработки. Добыча в настоящее время осуществляется механизированным способом.

В период 1997–2001 гг. на пласт были переведены три скважины с вышележащих пластов. Их начальный дебит нефти составлял 3,3–7,0 т/сут при обводненности 6,8–30,0 %.

Первоначальный период разработки пласта характеризуется низкими дебитами по скважинам, так как они эксплуатировались фонтанным способом. С переводом на механизированный способ добычи и снижением забойных давлений коэффициенты продуктивности [2–8] претерпели изменения, дебиты скважин возросли.

Закачка воды начата на шестом году разработки (в марте 1983 г.) пуском законтурных нагнетательных скв. № 436, 448 с приемистостью 100,0 м³/сут. В эти скважины закачано 534,7 тыс. м³ воды, такая закачка признана неэффективной. Внутриконтурное заводнение было организовано с вводом нагнетательных скважин в 1987–1989 гг. а также в 1991, 1999 и 2004 г. Приемистость их составляла 6,0–88,0 м³/сут (в среднем меньше 50,0 м³/сут), что значительно меньше приемистости законтурных нагнетательных скважин. Применение внутриконтурного заводнения положительно отразилось на динамике добычи нефти (рис. 1), в период с 1988 по 1992 г. наблюдается увеличение уровней в среднем на 2,7 % в целом по залежи.

Большинство нагнетательных скважин находились в отработке на нефть.

Залежь разрабатывается средними темпами, темп отбора от НИЗ составляет 1,6 %. На графике разработки выделяются два максимальных уровня добычи. Первый связан с разбуриванием залежи (1983 г.) добыча нефти при этом составила 67,4 тыс. т, темп отбора от НИЗ – 2,0 %. Второй был достигнут в 2007 г. в результате проведения геолого-техни-

ческих мероприятий на скважинах, добыча нефти при этом равна 64,8 тыс. т, темп отбора от НИЗ составил 1,9 % (рис. 2). В 2008 г. наблюдается снижение годовой добычи нефти, что связано с выбытием скважин. В последние шесть лет эксплуатации объекта добыча нефти остается стабильной и изменяется в пределах от 57,2 до 50,6 тыс. т.

Высокая вязкость нефти определяет низкие значения гидропроводности продуктивного пласта, что является причи-

ной низких дебитов добывающих скважин и, как следствие, низких годовых темпов отбора запасов.

По результатам ГДИ, проведенных в скважинах турнейского пласта, за период с 2004 по 2013 г. снижения пластового давления не наблюдается (см. рис. 2). На графике представлено изменение пластового давления по скважинам в районе нагнетательной № 450, которая расположена на юго-востоке залежи. В начальный период работы скважин давление снижалось

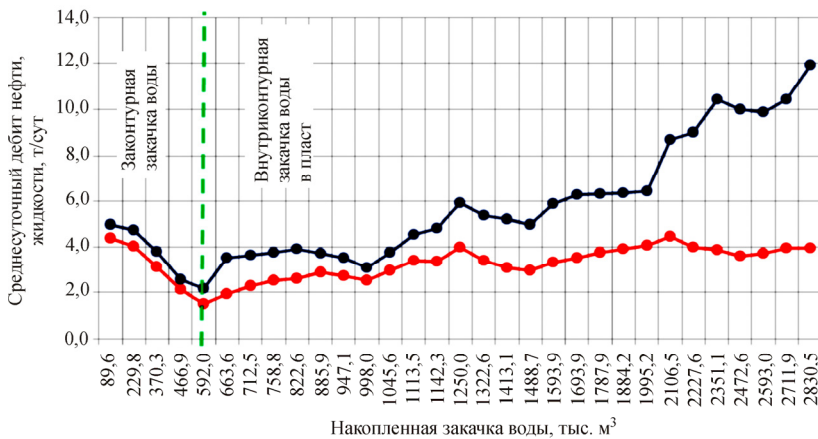


Рис. 1. Зависимость дебитов от накопленной закачки воды

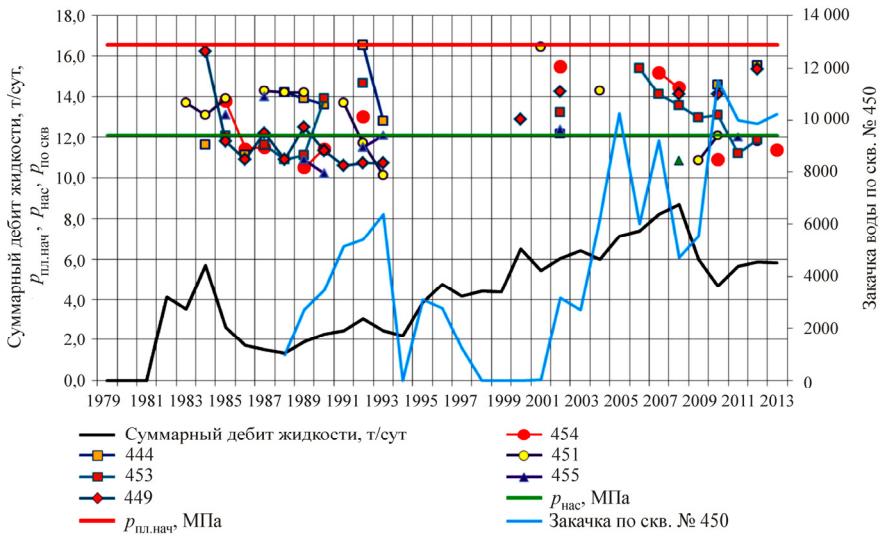


Рис. 2. Параметры работы скважин турнейского объекта

ниже давления насыщения. Через два года после ввода нагнетательной скважины в работу давление по скважинам увеличивается. В период с 1994 по 2002 г. проследить за изменением пластового давления сложно ввиду отсутствия замеров по скважинам. За последние шесть лет пластовые давления по некоторым скважинам снизились до давления насыщения в результате уменьшения закачки в нагнетательную скважину. В целом влияние закачки данного элемента разработки очевидно.

Турнейский объект состоит из трех прослоев – T_0 , T_{1-1} , T_{1-2} . В основной части скважин перфорацией вскрыт только пропласток T_{1-1} , что создает условия для неравномерной выработки запасов, аналогичная ситуация и по нагнетательным скважинам.

На 01.01.2014 фонд скважин пласта Т представлен элементами обращенной семиточечной системы, распределенными по площади залежи. Не охвачены разработкой водонефтяные зоны и пережимы между куполами.

Дебиты скважин по нефти меняются от 0,2 (скв. № 431) до 15,5 т/сут. (скв. № 484). Скважины работают при депрессиях от 1,4 (скв. № 431) до 12,9 МПа (скв. № 1014) и коэффициентах продуктивности по жидкости от 0,09 (скв. № 455) до 17,5 м³/сут · МПа (скв. № 409). Скважины эксплуатируются при забойных давлениях ниже давления насыщения (30,2 % от всего действующего фонда), что влечет за собой закупорку призабойной зоны пласта твердофазными компонентами нефти, осложняя добычу. Весь действующий фонд скважин работает с водой, из них 74,4 % – с обводненностью продукции свыше 50 %, в том числе 9,3 % (4 скважины) – с обводненностью свыше 90 %.

Обводнение скважин происходит как закачиваемой ($\gamma = 1,005 \dots 1,11$ г/см³), так и пластовой ($\gamma = 1,165 \dots 1,175$ г/см³) водой. Большая часть скважин (35 ед.) обводняются пластовой водой, остальные скважины – закачиваемой водой (№ 1027,

1004, 1017, 1019, 1028, 457, 434, 431). Обводненность продукции этих скважин изменяется от 28,5 (скв. № 1017) до 97,3 % (скв. № 431).

На рис. 3 представлено распределение накопленной добычи нефти по скважинам. Наиболее продуктивными оказались скв. № 404 (3 % от общей накопленной добычи нефти по месторождению), 419 (3,2 %), 435 (3,3 %), 493 (3,1 %). Согласно гидродинамическим исследованиям в скв. № 493 пластовое давление находится на уровне начального, что и позволило отобрать 49,6 тыс. т нефти.

Накопленная добыча нефти по скв. № 435 равна 52,1 тыс. т, причиной такой работы является проведение кислотного гидроразрыва пласта [9, 10] в этой скважине в 2007 г., а также положительная динамика пластового давления. Сква. № 419 расположена в зонах с большими толщинами, вскрыто 12,2 м эффективной нефтенасыщенной толщины. Помимо этого пластовое давление держится на уровне начального. Добыча нефти на 01.01.2014 по скважине составляет 50,7 тыс. т. Накопленная добыча нефти в скв. № 454 составляет 50,3 тыс. т, что объясняется положительной динамикой пластового давления по причине возобновления закачки в нагнетательную скважину, расположенную вблизи (№ 450), а также проведением радиального бурения в 2011 г. В среднем на одну скважину, бывшую в эксплуатации, приходится 19,5 тыс. т нефти.

Приемистость нагнетательных скважин изменяется от 17,0 до 29,0 м³/сут, скважины работают с давлением на устье 3–9,0 МПа.

Добыча в 2013 г. составляет 55,0 тыс. т нефти, 166,1 тыс. т жидкости. Обводненность продукции составляет величину 66,9 %. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов равен 1,6 %, остаточных запасов – 3,1 %. Среднесуточный дебит по нефти – 4,0 т/сут, по жидкости – 12,1 т/сут. В течение 2013 г. в объект закачано 118,6 тыс. м³ воды. Средняя приемистость нагнетательной скважины рав-

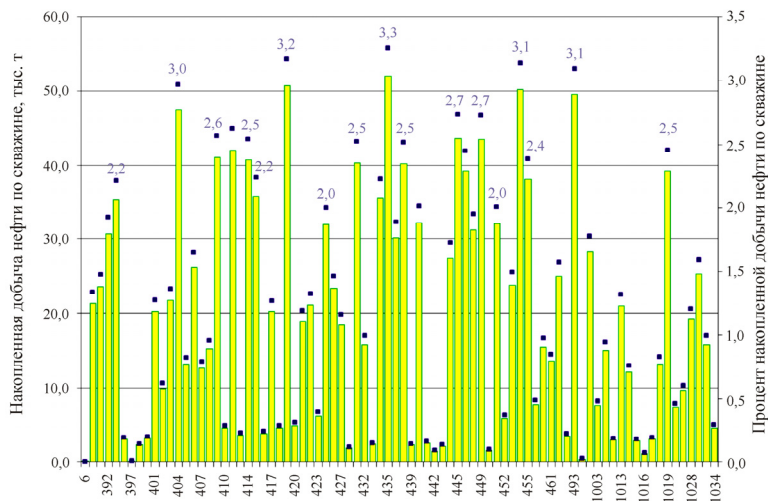


Рис. 3. Распределение накопленной добычи нефти по скважинам

на 21,7 м³/сут. Текущая компенсация отбора жидкости закачкой – 71,4 %.

По состоянию на 01.01.2014 добыто 1600,0 тыс. т нефти, 2729,7 тыс. т жидкости. Степень выработки начальных извлекаемых запасов составляет 47,1 %. Всего с начала разработки в пласт закачано 2830,5 тыс. м³ воды. Накопленная компенсация отборов закачкой составляет 97,6 %. Текущий коэффициент извлечения нефти равен 0,160.

В результате проведенного анализа эффективности сформировавшейся системы разработки турнейского объекта были выявлены следующие проблемы:

1. Выработка запасов нефти по площади и разрезу залежи происходит неравномерно низкими темпами.

2. Наблюдается высокая обводненность добываемой продукции (у 28 скважин действующего фонда показатель превышает 50 %).

Для решения данных проблем разработки предлагаются следующие мероприятия:

1. С целью выработки не вовлеченных в разработку запасов нефти необходимы мероприятия по увеличению области дренирования скважин.

2. С целью изоляции обводняющихся пропластков необходимо проведение де-

тального комплекса ГИС по определению причин и источника обводнения, по результатам – проведение ВИР и РИР.

Мероприятия по совершенствованию разработки

В настоящее время для решения перечисленных проблем на залежах высоковязкой нефти применяется широкий спектр различных мероприятий. Одним из основных направлений увеличения нефтеотдачи таких объектов является применение различных физико-химических методов. Ученые Пермского края исследовали эффективность применения различных полимерных составов для увеличения нефтеотдачи. Например, для повышения нефтеизвлечения на поздней стадии разработки истощенного месторождения с обводненностью продукции до 98 % предложена закачка водо- и нефтерастворимых реагентов (биополимеров) [11], которые взаиморастворимы как с водой, так и нефтью. Биополимеры применяются в нефтяной отрасли как реагенты для выравнивания фронта заводнения, в качестве буровых растворов, промывочных и тампонажных жидкостей.

К преимуществам биополимеров по сравнению с другими реагентами можно отнести их безопасность как для челове-

ка, так и для окружающей среды. Одним из представителей биополимеров является «Продукт БП-92». Данный полисахарид – результат процесса жизнедеятельности микроорганизмов *Azotobacter vinelandii* (Lipman) ВКПМ В-5933, которые продуцируют при 28–30 °С, pH 6,8–7,2 в условиях аэрации и перемешивания в течение 2–2,5 сут.

Отличительной особенностью «Продукта БП-92» является то, что в макромолекуле биополимера содержатся карбоксильные, карбонильные и гидроксильные группы, способные образовывать комплексные соединения. Макромолекулы БП-92 имеют жесткую структуру. К основной цепи присоединено 5–20 % (от общего числа функциональных групп) кислых гидрофильных групп, позволяющих полимеру растворяться в воде и придающих ему химическую активность, и гидрофобные остатки жирных кислот C₁₂, C₁₆ и C₁₈.

Наличие данных функциональных групп позволило предложить «Продукт БП-92» в качестве основы сшитой полимерной системы, где в функции сшивателя выступали хромкалиевые квасцы.

При закачке водорастворимых реагентов из пористой среды вытесняется вода. Вытеснение поршневое, поскольку на границе реагент – вода вследствие образования мицеллярных растворов создаются повышенные фильтрационные сопротивления, которые и предотвращают прорывы. Кроме того, закачиваемый реагент способствует деблокированию нефтяных участков и зон. За водорастворимым реагентом закачивают нефтерастворимый, который полностью смешивается с ранее закачанным водорастворимым реагентом и вытесняет остаточную нефть. За нефтерастворимым реагентом снова закачивается водорастворимый реагент. Закачанные оторочки вытесняются водой.

Лабораторные исследования по применению биополимера БП-92 проведены в филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» на образцах породы

турнейской залежи Аптугайского месторождения. Исследования проводились по двум схемам. По первой осуществлялось вытеснение нефти пресной водой до полного обводнения жидкости, после производилась закачка биополимера, объем которого составлял 0,25 объема пор. Следующим шагом была закачка пресной воды. Вторая схема заключалась в следующем: сначала закачивалась оторочка биополимера, после чего велась закачка пресной воды до полного обводнения вытесняемой жидкости [12]. Опыты проводились на образцах породы с проницаемостью 0,036 и 0,179 мкм². Исследования показали положительные результаты закачки биополимера на низкопроницаемой модели.

Условия применения полимерного заводнения [13]:

Параметр	Критерии применимости
Глубина залегания пласта, м	600–2500
Глинистость, %	<5
Толщина пласта, м	2–20
Пористость, %	16–35
Проницаемость, мкм ²	0,18–1
Нефтенасыщенность, %	>60
Пластовая температура, °С	<90
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	30–125

Результаты реализованных проектов полимерного заводнения оцениваются чаще как успешные. Технологическая эффективность проектов оценивалась по суммарной дополнительной добыче нефти на 1 т закачанного чистого реагента (от 660 до 12,8 тыс. т/т) и по приращению в текущей нефтеотдаче (от 1,2 до 30 %).

Другим методом повышения нефтеотдачи коллекторов высоковязкой нефтью является закачка в пласт мицеллярных растворов. Мицеллярные растворы представляют собой эмульсии, состоящие из воды, углеводородной жидкости и стабилизированной смеси мицеллообразований поверхностно-активных веществ (ПАВ). Они обладают бесконечно малым поверхностным натяжением на границе раздела. Раствор закачивается в пласт в виде ото-

рочки, дальнейшее продвижение по пласту осуществляется полимерами, после чего закачивают воду. Нагнетаемый в пласт мицеллярный раствор улучшает смачиваемость нефтесодержащей породы водой, что в результате приводит к увеличению нефтеизвлечения. Закачиваемый раствор состоит из мицелл или сгустков водо- и нефтерастворимых ПАВ, способных поглощать большие количества воды (до 80 % от объема раствора). При этом внешней фазой (дисперсной средой) остается нефть, следовательно, мицеллярный раствор способен смешиваться в пористой среде с нефтью, несмотря на содержание в нем большого количества воды. С увеличением в растворе внутренней фазы мицеллы увеличиваются, что приводит к обращению фаз: мицеллярный раствор с внешней нефтяной фазой переходит в раствор с внешней водной фазой, который хорошо смешивается с водой. В раствор входит ПАВ, содержание которого может достигать 10 %, что приводит к удорожанию такого метода воздействия на пласт. Для продвижения по пласту используют растворы полимеров, высокая вязкость которых позволяет применять оторочки мицеллярными растворами меньших объемов. Хорошая смесимость мицеллярных растворов с водой и нефтью, а также достаточно низкое поверхностное натяжение на границе раздела создают благоприятные условия для вытеснения нефти [14, 15].

В открытых источниках широко освещено применение термических методов для увеличения нефтеотдачи. Применение тепловых методов основано на способности нефтяного пласта накапливать и передавать тепловую энергию. Основное снижение вязкости нефти происходит при температуре до 80 °С. При этом увеличивается ее подвижность, она под воздействием пара или горячей воды разжижается, становится более текучей и в таком виде свободно извлекается на поверхность [16].

Одним из наиболее эффективных методов теплового воздействия на призабойную зону пласта является прогрев ее

паром. Перегретый водяной пар закачивают под давлением 8–15 МПа при следующих благоприятных условиях:

- глубина продуктивного пласта не более 1200 м;

- толщина пласта, сложенного песчаниками и глинами, не менее 15 м;

- вязкость нефти в пластовых условиях выше 50 мПа · с;

- остаточная нефтенасыщенность пласта не менее 50 %;

- плотность нефти в пластовых условиях не менее 900–930 кг/м³.

Не рекомендуется проведение паротепловой обработки на заводненных участках в связи с большим расходом тепла.

Сложность реализации термического воздействия заключается в дороговизне подогрева закачиваемого агента. Также стоит отметить высокую скорость снижения температуры закачиваемой воды при движении от устья к забой скважины.

Заключение

В работе проведен анализ разработки типового объекта, эксплуатирующего турнейскую залежь с высоковязкой нефтью Пермского края. Турнейский объект состоит из трех прослоев – Т₀, Т₁₋₁, Т₁₋₂. Отмечено, что высокая вязкость нефти определяет низкие значения гидропроводности продуктивного пласта, что является причиной низких дебитов добывающих скважин и, как следствие, низких годовых темпов отбора запасов; выработка запасов нефти по площади и разрезу залежи происходит неравномерно низкими темпами; наблюдается высокая обводненность добываемой продукции при небольшой выработке. Для улучшения процессов дренирования залежи нефти необходимо применение различных методов воздействия на пласт. Рассмотрены возможности применения полимерного заводнения, закачки мицеллярных растворов и теплоносителя. Потокотклоняющие технологии и полимерное заводнение будут наиболее эффективны для данной залежи с высоковязкой нефтью [15–17].

Список литературы

1. Оценка эффективности проведения кислотных обработок в турнейских отложениях Пермского края / В.В. Поплыгин, А.В. Давыдова, Н.В. Пронин, Д.Ю. Ваньков, О.А. Нечаева, В.С. Носков // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 1. – С. 78–79.
2. Поплыгин В.В., Поплыгина И.С. Оценка рационального забойного давления для залежей с высокой газонасыщенностью нефти // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 10. – С. 104–105.
3. Мордвинов В.А., Поплыгин В.В., Черных И.А. Приток в скважину, находящуюся в периодическом режиме эксплуатации, при высокой газонасыщенности пластовой нефти // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 5. – С. 66–68.
4. Поплыгин В.В., Поплыгина И.С. Изменение продуктивности скважин в бобриковских терригенных отложениях месторождений Верхнего Прикамья при высокой газонасыщенности пластовой нефти // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 5. – С. 63–69.
5. Поплыгин В.В. Прогнозирование продуктивности скважин и темпов нефтеизвлечения при высокой газонасыщенности пластовой нефти (на примере месторождений Верхнего Прикамья): автореф. дис. ... канд. техн. наук. – СПб., 2011. – 20 с.
6. Поплыгин В.В., Головизина А.А. Прогнозирование отборов нефти при разработке нефтяных месторождений с учетом изменения продуктивности скважин // Нефть, газ и бизнес. – 2011. – № 8. – С. 24–26.
7. Мордвинов В.А., Поплыгин В.В., Чалов С.В. Изменение продуктивности добывающих скважин при разработке залежей нефти с высокой газонасыщенностью // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 8. – С. 104–106.
8. Поплыгин В.В. Динамика продуктивности добывающих скважин при высокой газонасыщенности пластовой нефти // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 10. – С. 28–29.
9. Мордвинов В.А., Поплыгин В.В., Сидоренко Д.Д., Шаймарданов А.Р. Продуктивность скважин после кислотных гидроразрывов пласта на Гагаринском и Озерном месторождениях // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 4. – С. 44–45.
10. Мордвинов В.А., Поплыгин В.В., Ерофеев А.А. Влияние газа и деформаций коллектора на показатели работы скважин после гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 10. – С. 102–103.
11. Результаты исследований по определению коэффициентов вытеснения нефти с применением биополимера БП-92 / Г.П. Хижняк, А.В. Распопов, В.А. Мордвинов, И.Р. Юшков // Вестник Пермского государственного технического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2006. – № 1. – С. 126–131.
12. Результаты лабораторных исследований по полимерному вытеснению нефти / Г.П. Хижняк, Н.Ю. Балуева, В.А. Мордвинов, И.Р. Юшков // Вестник Пермского государственного технического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2006. – № 1. – С. 122–125.
13. Назарова Н.Л. Разработка нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: учеб. пособие / Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И.М. Губкина. – М., 2011. – 208 с.
14. Solution behavior of asphaltic residues and deasphalted oil prepared by extraction of heavy oil / R. Altoé, M.C.K. de Oliveira, H.E. Lopes, C. Teixeira, C.M. Cirilo, E.F. Lucas, G. Gonzalez // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. – 2014. – Vol. 445. – P. 59–66.
15. Polymer molecular architecture as a tool for controlling the rheological properties of aqueous polyacrylamide solutions for enhanced oil recovery / D.A.Z. Wever, L.M. Polgar, M.C.A. Stuart, F. Picchioni, A.A. Broekhuis // Industrial and Engineering Chemistry Research. – 2013. – Vol. 52, iss. 47. – P. 16993–17005.
16. Georgi W., Smith C. The challenges in processing heavy oil // Society of Petroleum Engineers – SPE Heavy Oil Conference Canada. – 2012. – Vol. 2. – P. 1261–1271.
17. The effect of polymer on triglyceride microemulsion formulation for tertiary oil recovery / Z. Jeirani, B. Jan Mohamed, B. Si Ali, I.M. Noor, C.H. See, W. Saphanuchart // Industrial and Engineering Chemistry Research. – 2013. – Vol. 52, iss. 44. – P. 15589–15593.

References

1. Poplygin V.V., Davydova A.V., Pronin N.V., Van'kov D.Iu., Nechaeva O.A., Noskov V.S. Otsenka effektivnosti provedeniia kislotnykh obrabotok v turneiskikh otlozheniakh Permskogo kraia [Evaluating

effectiveness of acid treatments in Tournaisian deposits of Perm kray]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 1, pp. 78–79.

2. Poplygin V.V., Poplygina I.S. Otsenka ratsional'nogo zaboinogo davleniia dlia zalezhei s vysokoi gazonasyschennost'iu nefi [Assesment of rational bottomhole pressure for reservoirs with high solution gas oil ratio]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 10, pp. 104–105.

3. Mordvinov V.A., Poplygin V.V., Chernykh I.A. Pritok v skvazhinu, nakhodiashchuiusia v periodicheskom rezhime ekspluatatsii, pri vysokoi gazonasyschennosti plastovoi nefi [Inflow into well operated periodically at high gas saturation of reservoir oil]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 5, pp. 66–68.

4. Poplygin V.V., Poplygina I.S. Izmenenie produktivnosti skvazhin v bobrikovskikh terrigenykh otlozheniakh mestorozhdenii Verkhnego Prikam'ia pri vysokoi gazonasyschennosti plastovoi nefi [Changing productivity of wells in Bobrikov terrigenous sediments of Verkhnee Prikamye deposits at high gas saturation of reservoir oil]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2012, no. 5, pp. 63–69.

5. Poplygin V.V. Prognozirovanie produktivnosti skvazhin i tempov nefteizvlecheniia pri vysokoi gazonasyschennosti plastovoi nefi (na primere mestorozhdenii Verkhnego Prikam'ia) [Predicting well productivity and oil recovery at high gas saturation of reservoir oil (exemplified by Verkhnee Prikamye deposits)]. Abstract of the thesis of the candidate of technical sciences. Sankt-Peterburgskii gosudarstvennyi gornyi universitet, 2011. 20 p.

6. Poplygin V.V., Golovizina A.A. Prognozirovanie otborov nefi pri razrabotke neftiannykh mestorozhdenii s uchedom izmeneniia produktivnosti skvazhin [Predicting oil withdrawal in developing oil fields with regard to wells productivity changes]. *Neft', gaz i biznes*, 2011, no. 8, pp. 24–26.

7. Mordvinov V.A., Poplygin V.V., Chalov S.V. Izmenenie produktivnosti dobyvaiushchikh skvazhin pri razrabotke zalezhei nefi s vysokoi gazonasyschennost'iu [Output wells productivity change in development of oil reservoir with high gas saturation]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2010, no. 8, pp. 104–106.

8. Poplygin V.V. Dinamika produktivnosti dobyvaiushchikh skvazhin pri vysokoi gazonasyschennosti plastovoi nefi [Dynamics of field wells productivity at high gas saturation of reservoir oil]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2011, no. 10, pp. 28–29.

9. Mordvinov V.A., Poplygin V.V., Sidorenko D.D., Shaimardanov A.R. Produktivnost' skvazhin posle kislotnykh gidrorazryvov plasta na Gagarinskom i Ozernom mestorozhdeniakh [Well productivity after acid hydrofracturing at Gagarinskoe and Ozernoe deposits]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 4, pp. 44–45.

10. Mordvinov V.A., Poplygin V.V., Erofeev A.A. Vliianie gaza i deformatsii kollektora na pokazateli raboty skvazhin posle gidrorazryva plasta [Effect of gas and reservoir deformation on downhole performance after hydrofracturing]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 10, pp. 102–103.

11. Khizhniak G.P., Raspopov A.V., Mordvinov V.A., Iushkov I.R. Rezul'taty issledovaniia po opredeleniiu koeffitsientov vytesneniia nefi s primeneniem biopolimera BP-92 [Research on determination of oil recovery factor using BP-92 biopolymer]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2006, no. 1, pp. 126–131.

12. Khizhniak G.P., Balueva N.Iu., Mordvinov V.A., Iushkov I.R. Rezul'taty laboratornykh issledovaniia po polimernomu vytesneniiu nefi [Laboratory research of polymer oil displacement]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2012, no. 5, pp. 63–69.

13. Nazarova N.L. Razrabotka neftegazovykh mestorozhdenii s trudnoizvlekaemymi zapasami [Development of oil and gas deposits with hard-to-recover reserves]. Rossiiskii gosudarstvennyi universitet nefi i gaza imeni I.M. Gubkina, 2011. 208 p.

14. Altoé R., de Oliveira M.C.K., Lopes H.E., Teixeira C., Cirilo C.M., Lucas E.F., Gonzalez G. Solution behavior of asphaltic residues and deasphalted oil prepared by extraction of heavy oil. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2014, vol. 445, March, pp. 59–66.

15. Wever D.A.Z., Polgar L.M., Stuart M.C.A., Picchioni F., Broekhuis A.A. Polymer molecular architecture as a tool for controlling the rheological properties of aqueous polyacrylamide solutions for enhanced oil recovery. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 2013, vol. 52, iss. 47, November, pp. 16993–17005.

16. Georgi W., Smith C. The challenges in processing heavy oil. *Society of Petroleum Engineers. SPE Heavy Oil Conference Canada 2012*. 2012, vol. 2, pp. 1261–1271.

17. Jeirani Z., Mohamed Jan B., Si Ali B., Noor I.M., See, C.H., Saphanuchart W. The effect of polymer on triglyceride microemulsion formulation for tertiary oil recovery. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 2013, vol. 52, iss. 44, November, pp. 15589–15593.

Об авторе

Поплыгина Ирина Сергеевна (Пермь, Россия) – инженер 2-й категории филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (614066, г. Пермь, ул. Советской армии, 29; e-mail: davydova_irina@bk.ru).

About the author

Irina S. Poplygina (Perm, Russian Federation) – Category 2 Engineer, Branch of LLC “LUKOIL-Engineering” PermNIPINeft in Perm (614066, Perm, Sovetskoi Armii st., 29; e-mail: davydova_irina@bk.ru).

Получено 3.04.2014

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Поплыгина И.С. Возможности повышения эффективности разработки залежи с высоковязкой нефтью на территории Пермского края // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 11. – С. 57–66.

Please cite this article in English as:

Poplygina I.S. Opportunities of improved development of high-viscosity oil pool in Perm kray. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2014, no. 11, pp. 57–66.