



УДК 622.276(470.53)

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2020

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ГАЗОНЕФТЯНЫХ (НЕФТЕГАЗОВЫХ) ЗАЛЕЖЕЙ НА ОСНОВЕ ПОДБОРА ОПТИМАЛЬНЫХ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПЕРМСКОГО КРАЯ

О.Р. Гончарова, С.В. Козлов

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (614015, Россия, г. Пермь, ул. Пермская, 3а)

IMPROVEMENT OF THE EFFECTIVENESS OF GAS-OIL (OIL-GAS) RESERVOIRS ENGINEERING BY SELECTING RATIONAL DESIGN FOR PERM REGION FIELDS

Olga R. Goncharova, Sergey V. Kozlov

PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (3a Permskaya st., Perm, 614015, Russian Federation)

Получена / Received: 22.06.2019. Принята / Accepted: 10.01.2020. Опубликовано / Published: 02.03.2020

Ключевые слова:

повышение эффективности, комплексная разработка, нефтегазовая залежь, газовая шапка, нефтяная оторочка, водогазовое воздействие, мелкодисперсная водогазовая смесь.

Особенностью добычи углеводородов на территории Пермского края является разработка как нефтяных, так газовых и газоконденсатных месторождений, на части из них реализована совместная добыча флюидов. Запасы свободного газа, а также газовых шапок имеются на каждом пятом разрабатываемом месторождении Пермского края.

На стыке разработки жидких и газообразных флюидов возникают предпосылки для реализации комбинированных, многофункциональных технологий. При этом трансформация псевдонегативного фактора – наличия газа – в положительный вектор может значительно повысить эффективность освоения ресурсов углеводородов.

В статье рассмотрен комплексный подход к вопросу эффективной разработки нефтегазовых залежей. При нем учитывались геологические и технологические особенности нефтегазовых залежей, такие как тип нефтегазовой залежи, соотношение запасов газа и нефти, тип коллектора, подвижность запасов нефти, коэффициент анизотропии проницаемости, активность водонапорного режима. Значительное внимание уделялось агентам воздействия. Авторами выполнен анализ различных реализуемых технологий и технических решений: система поддержания пластового давления (вода, газ), водогазовое воздействие (закачка водогазовой смеси и мелкодисперсной водогазовой смеси), газлифт, барьерное заводнение. Акцент в данном случае сделан на активную систему разработки.

В результате даны предложения по повышению эффективности разработки нефтегазовых залежей с учетом геологических и технологических особенностей. В качестве примера реализации комплексного подхода с применением активных технологий использования энергии газа рассмотрен нефтегазовый объект одного из месторождений Пермского края. Выполнен анализ текущего состояния, определены основные проблемы разработки. Даны рекомендации по совместной разработке газовой шапки и нефтяной оторочки с условием неподвижности газонефтяного контакта и применению технологии закачивания мелкодисперсной водогазовой смеси.

Key words:

effectiveness improvements, commingled production, oil-gas reservoir, gas cap, oil rim, water alternating gas flooding, finely dispersed gas mixture.

Engineering of oil, gas and gas-condensate fields with somewhere commingled production implemented is one of the features of hydrocarbon production in Perm region. Each fifth Perm region field contains deposits of free gas and gas caps. At the border of liquid and gas fluids there are prerequisites arised for the implementation of combined, multifunctional technologies. Moreover, effectiveness of hydrocarbon reserves engineering can be significantly increased by switching the pseudo-negative factor into a positive vector.

The paper considers an integrated approach to the issue of effective engineering of oil and gas deosits. It took into account the geological and technological features of oil and gas deposits, such as the type of an oil-gas deposit, ratio of gas and oil reserves, reservoir type, mobility of oil reserves, coefficient of permeability anisotropy and aquifer energy. Considerable attention is paid to exposure agents. The authors analyzed various implemented technologies and technical solutions: pressure maintainance system (water, gas), water-gas mixture (WAG or fine gas-water mixture), gas lift and barrier flooding. The emphasis in this case is given to an active engineering system.

As a result, proposals were made to improve the effectiveness of gas-oil reservoir engineering, taking into account geological and technological features. As an example of implementation of an integrated approach using active technologies for the use of gas energy, the oil-gas object of one of the Perm region fields. A present stage analysis is carried out, the main engineering problems are identified. Recommendations for commingled production of a gas cap and an oil rim in conditions of immobility of a gas-oil contact and application of the technology for pumping fine divided water-gas mixture are given.

Гончарова Ольга Разимовна – инженер 1-й категории отдела проектирования и мониторинга разработки Северной группы месторождений (тел.: +007 342 235 34 36, e-mail: Olga.R.Goncharova@pnn.lukoil.com). Контактное лицо для переписки.

Козлов Сергей Васильевич – ведущий инженер отдела проектирования и мониторинга разработки Осинской и Кунгурской групп месторождений (тел.: +007 342 235 34 36, e-mail: Sergej.Kozlov@pnn.lukoil.com).

Olga R. Goncharova – Engineer of the 1st category of the Design and Monitoring Department of the North Group of Fileds (tel.: +007 342 235 34 36, e-mail: Olga.R.Goncharova@pnn.lukoil.com). The contact person for correspondance.

Sergey V. Kozlov – Lead Engineer of the Design and Monitoring Department of the Osa and Kungur Group of Fields (tel.: +007 342 235 34 36, e-mail: Sergej.Kozlov@pnn.lukoil.com).

Введение

Особенностью добычи углеводородов на территории Пермского края является разработка как нефтяных, так газовых и газоконденсатных месторождений, на части из них реализована совместная добыча флюидов. Запасы свободного газа, а также газовых шапок имеются на каждом пятом разрабатываемом месторождении Пермского края. На текущую дату, согласно анализу ресурсной базы, 7 % остаточных извлекаемых запасов нефти осложнены наличием газовой шапки. Наиболее крупными являются запасы газа газовых шапок Кокуйского, Маговского, Павловского и Батырбайского месторождений [1]. В настоящее время осуществляется разработка 12 залежей с годовым уровнем добычи природного газа более 500 млн м³.

Нефтегазовые технологии XXI в. Характеризуются целым спектром особенностей. Сегодня все шире развивается идея создания «интеллектуальных» скважин. Это многозабойные, многофункциональные и всесторонне контролируемые и управляемые скважины. Многофункциональность подразумевает совмещение процессов закачки газа и воды, совместного отбора газа, нефти, конденсата и воды. Такие инженерные решения включают в себя многочисленные технические и технологические приемы утилизации энергии свободного или растворенного газа в процессах добычи жидких пластовых флюидов. Дополнительно значительная степень свободы возникает, если уделить должное внимание наличию газообразных углеводородов. На стыке разработки жидких и газообразных флюидов и возникают комбинированные, многофункциональные технологии. Трансформация псевдонегативного фактора – наличия газа – в положительный вектор может значительно повысить эффективность освоения ресурсов углеводородов.

За время освоения и эксплуатации нефтегазовых залежей накоплен значительный объем фактических, опытных и эмпирических данных в части решения задачи разработки нефтегазовых залежей [2, 3]. Вместе с тем у нас еще отсутствует ясное понимание, что специально поставленные исследования скважин и пластов могут обеспечить «впередсмотрящей»

информацией о будущих процессах, с которыми придется столкнуться в течение жизненного цикла месторождения. В качестве примера можно привести залежи с широким развитием порово-трещинных коллекторов. Недоучет естественной и искусственно генерированной трещиноватости пластового резервуара в геологической и гидродинамической моделях отрицательно сказывается на показателях разработки. В первую очередь возрастает вероятность недоучета опережающего обводнения скважин, а также блокирования запасов нефти в первичной матрице. Очевидно, что здесь проведение экспериментов на образцах керна недостаточно, так как они не могут дать ответа на важнейший вопрос – каков параметр анизотропии – и не позволяют получить фазовые проницаемости для системы трещин и пор. Гидродинамическое моделирование в этой части также субъективно. Поэтому наиболее эффективным способом получения необходимой информации, по мнению авторов, является комплексный подход с учетом как лабораторных экспериментов и моделирования, так и промышленных исследований по закачке порций воды (газа) в нефтенасыщенную зону и/или преждевременное газозовывание и обводнение 1–2 скважин с последующей интерпретацией получаемых данных. То есть практикуемая сегодня опытная эксплуатация скважин и отдельных участков заменяется новым направлением в методах геофизического исследования скважин – обслуживанием нужд проектирования разработки, которое является активным методом исследования скважин и пластов.

Не меньшую значимость такие технологии представляют с точки зрения сокращения потребных объемов капиталовложений. Объекты, необходимые для транспорта газа, являются дорогостоящими и требуют значительного времени для сооружения, что приводит к консервации запасов нефти (газа) и нередко является причиной нерентабельности проекта освоения месторождения [4–6].

Комплексный подход к вопросу эффективной разработки нефтегазовых залежей

В Пермском крае за тридцативосьмилетнюю историю разработки нефтегазовых залежей реализованы следующие системы разработки:

- только нефтяной оторочки;
- только газовой шапки;
- комплексная разработка газовой шапки и нефтяной оторочки.

В зависимости от сложившегося и прогнозируемого режима работы залежи наиболее эффективной является та или иная система разработки. К примеру, для режима «газовой шапки» при разработке только нефтяной оторочки газ расходуется лишь на вытеснение нефти, газонефтяной контакт (ГНК) перемещается в направлении нефтяной части залежи, вследствие чего возникают прорывы газа. Если же при режиме «газовой шапки» разрабатывается только газовая шапка, то в процессе неизбежно происходит значительное снижение давления в газовой части залежи, а далее при снижении пластового давления $P_{пл}$ ниже давления насыщения $P_{нас}$ нефтяная залежь переходит в режим растворенного газа.

В случае водонапорного режима при разработке только нефтяной оторочки либо только газовой шапки отбор флюида компенсируется неполностью, следовательно, давление в нефтяной и газовой частях залежи снижается. Темп падения давления определяется активностью и связью законтурной области с залежью (табл. 1).

В работе [7] рассмотрена матрица выбора способа разработки залежи с нефтяной оторочкой. При этом учитывался ряд факторов, таких как подвижность запасов нефти, соотношение запасов газа и нефти, активность водонапорного режима и т.д. Данная матрица дополнена несколькими параметрами, в том числе таким показателем, как тип залежи. Тип залежи является морфометрической мерой запасов (мощность нефтяной оторочки и газовой шапки, площадь контактной области) и обуславливает решения, связанные с выбором эффективной системы разработки (рис. 1).

Таблица 1

Режимы работы нефтегазовых залежей

Режим	Отбор флюидов		
	нефть	газ	нефть + газ
Газовой шапки (ГШ)	– Газ расходуется лишь на вытеснение нефти. – ГНК перемещается в направлении нефтяной части залежи	– Значительное снижение давления в газовой части залежи. – ГНК перемещается в направлении газовой шапки. – При $P_{пл} < P_{нас}$ нефтяная залежь переходит в режим растворенного газа	Энергетические возможности в процессе разработки залежи уменьшаются
Водонапорный	– Отбор нефти и воды компенсируется неполностью. – ГНК перемещается в направлении нефтяной части залежи	– Давление в нефтяной и газовой частях залежи падает. – Темп падения давления определяется активностью и связью законтурной области с залежью	– Снижение давления и отбор газа в газовой части частично компенсируется закачкой и перемещением нефти в газовую залежь. – Механизм управления скоростью подъема ГНК и ВНК
Упруго-водонапорный	– Отбор нефти полностью компенсируется. – ГНК находится в состоянии относительного равновесия	– Отбор газа полностью компенсируется. – ВНК находится в состоянии относительного равновесия	Отбор газа, нефти и воды полностью компенсируется закачкой и активностью краевых и подошвенных вод

Примечание: ВНК – водонефтяной контакт.

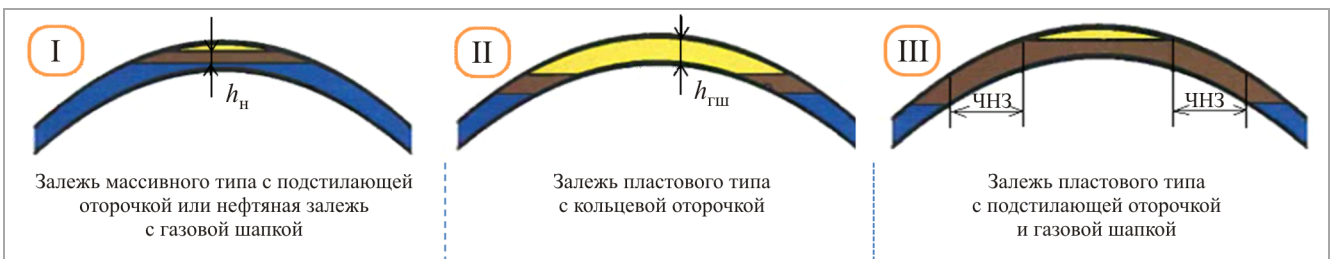


Рис. 1. Основные типы двухфазных залежей: h_n – мощность нефтяной части; $h_{гш}$ – мощность газовой шапки; ЧНЗ – чисто нефтяная зона

Так как нефть и газ являются товарной продукцией, то, по мнению авторов, предпочтительнее осуществление комплексной разработки газовой шапки и нефтяной оторочки, хотя допускаются и некоторые компромиссы [8].

При этом для эффективного управления разработкой нефтегазовой залежи необходимо отбирать нефть и газ в таких пропорциях, чтобы газовая шапка и нефтяная оторочка находились в равновесии (т.е. минимальная депрессия на ГНК исключала прорыв флюидов), так как любое значительное перемещение газонефтяного контакта вызывает безвозвратные потери нефти и снижение конечного коэффициента извлечения.

Согласно уравнению оценки запасов нефти и газа методом материального баланса для различных режимов работы и условий разработки залежей [9]:

$$Q_n + Q_v + Q_g + Q_{p.g} = \varepsilon_n + \varepsilon_{п.в} + \varepsilon_g + \varepsilon_v + \varepsilon_{в.ппд},$$

где Q_n , Q_v , Q_g , $Q_{p.g}$ – добыча нефти, воды, природного и растворенного газа; ε_n – расширение нефти; $\varepsilon_{п.в}$ – расширение системы порода – связанная вода; ε_g – расширение свободного газа газовой шапки; ε_v – вторжение воды (законтурной, подстилающей); $\varepsilon_{в.ппд}$ – закачка воды.

Левая часть уравнения выражает количество добытых из пласта флюидов: нефти, воды, природного и нефтяного газа,

а правая часть представляет собой те силы, за счет которых эта жидкость и газ будут добыты. Если принять за основу относительное равновесие залежи и неподвижность ГНК и ВНК, виден механизм управления разработкой нефтегазовой (газонефтяной) залежи через отбор природного газа по тем участкам, где необходимо произвести регулировку текущего положения ГНК с точки зрения комплексного подхода.

При выборе эффективной системы разработки, помимо морфометрических параметров залежи, учитывалась величина проницаемости коллектора.

Согласно эмпирическим данным по соотношению размеров поровых каналов (d , мкм) и коэффициента проницаемости $K_{пр}$, мД, для нефтяных месторождений Пермского края, а также критериям применимости различных технологий (в том числе рентабельности применения), авторами экспертно составлена количественная матрица рекомендуемых технологий с учетом выбора агента воздействия (рис. 2) [10–15].

Кроме того, при подборе эффективных технологий разработки немаловажно учесть ряд качественных и количественных факторов, таких как тип коллектора, коэффициент анизотропии проницаемости, проложение скважины.

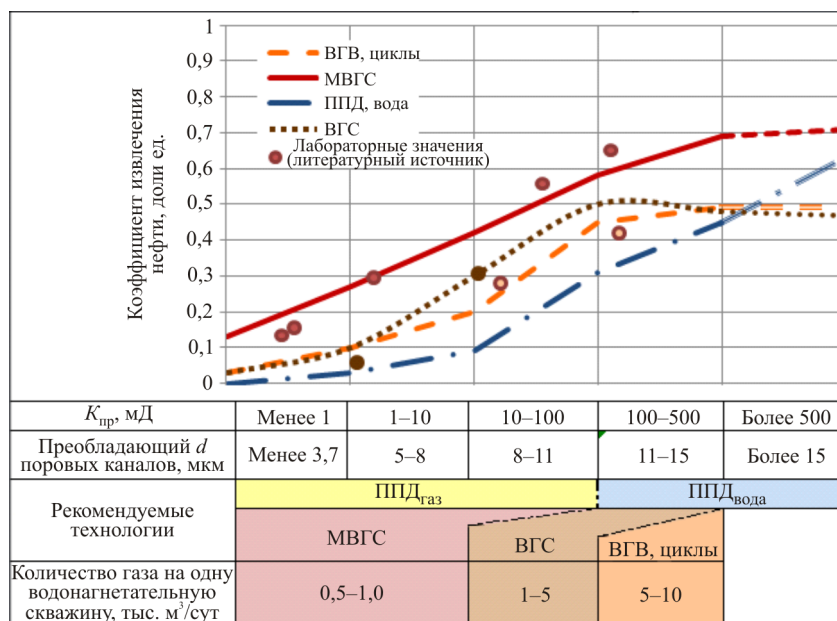


Рис. 2. Матрица рекомендуемых технологий с учетом выбора агента воздействия:
ВГВ – водогазовое воздействие; МВГС – мелкодисперсная водогазовая смесь;
ППД – поддержание пластового давления; ВГС – водогазовая смесь

Естественная и искусственно генерированная в процессе разработки трещиноватость оказывают влияние на фильтрационные потоки пластовых флюидов. Раскрытие наклонных трещин практически невозможно, горизонтальные трещины не участвуют в процессе фильтрации на поздних стадиях разработки, и лишь вертикальные трещины в определенной геодинамической обстановке сохраняют открытое состояние и обеспечивают фильтрацию при эксплуатации скважин [16–17]. Ключевым фактором проницаемости трещин согласно зависимости, выведенной Е.С. Роммом (для определения трещинной проницаемости K_T в шлифах под микроскопом), является не густота и длина, а раскрытость открытых систем трещин:

$$K_T = A \cdot b^3 \cdot l / S, \quad (1)$$

где A – коэффициент пропорциональности; b – раскрытие трещин, м; l – длина трещин, м; S – площадь, м².

Из приведенного выражения следует, что увеличение густоты (или длины трещины) в два раза приводит к повышению трещинной проницаемости также в два раза, в то время как увеличение раскрытости трещины в два раза увеличивает трещинную проницаемость в восемь раз. Из зависимости (1) также следует что, пространственная закономерность величины открытой трещиноватости будет определять анизотропию проницаемости коллектора, интенсивность притока флюида к забоям скважин и их продуктивность. Таким образом, необходимы выполнение комплексного структурно-кинематического и тектонофизического анализа разрывных нарушений и прогноз параметров трещинных систем при проектировании разработки месторождения.

При разработке комплексного подхода значительное внимание уделялось агентам воздействия. Авторами рассмотрены различные технологии, технические решения: ППД (вода, газ), водогазовая смесь (ВГВ, закачка ВГС или МВГС), газлифт, барьерное заводнение [18–24]. Акцент в данном случае сделан на активную систему разработки, которая характеризуется достижением максимальной эффективности за счет поиска кардинально новых решений и

отказа от совершенствования традиционных технологий [25]. При этом газ выступает в качестве позитивной составляющей разработки нефтегазовой залежи.

В результате анализа текущего состояния разработки выявлено, что практически на каждом третьем разрабатываемом месторождении Пермского края обводненность превышает выработку запасов более чем на 20 %. Для данной группы месторождений рекомендуется на уровне залежей более детально провести оценку целесообразности применения классического агента закачки – воды, особое внимание при этом необходимо уделить низкопроницаемым коллекторам (проницаемость менее 10–50 мД). Кардинально новым решением в данном случае будет переход от пассивной системы разработки (ППД_{вода}) к внедрению технологий ВГВ (в том числе реализация закачки мелкодисперсной водогазовой смеси (МВГС)). При этом эффективность метода будет определяться соотношением диаметров газовых пузырьков и характерных размеров поровых каналов. И это отношение должно быть меньше единицы [26, 27]. Дисперсность газовой фазы, сопоставимая с размерами поровых каналов, исключает преждевременный прорыв газа, а также обеспечивает в сужениях поровых каналов снижение фазовой проницаемости для воды и доотмыв пленочной нефти за счет диффузии пузырьков газа в нефть. Кроме того, меньший диаметр газовых пузырьков способствует стабилизации смеси, и, как следствие, появляется больше возможностей регулирования ее эксплуатационных свойств [28].

Из теории вытеснения известно, что флюидное соотношение плотности нефти и плотности ВГС в пластовых условиях должно быть близким. В этом случае мы создаем предпосылки для максимально возможного вытеснения нефти при прочих близких условиях [29–34]. Необходимая плотность ВГС достигается за счет варьирования объемного водогазового соотношения с учетом плотности (минерализации) используемой воды (дисперсной среды):

$$V_{в,г} = \text{объем газа/объем воды.}$$

Согласно стендовым и промысловым испытаниям, оно должно быть в интервале 0,2–0,5 [35].

Следовательно, плотность нефти как таковая не может быть однозначным критерием при принятии решения о возможности использования технологии ВГВ на гипотетическом объекте разработки. Из соотношения равенства плотностей флюидов вытекает следующий важный физический показатель – вязкость. Для создания фронтального вытеснения нефти из порово-матричного пространства необходимым условием является близость или лучше некоторое превышение вязкости закачиваемой ВГС при пластовых условиях, т.е.

$$\mu = \mu_{\text{ВГС}}/\mu_{\text{нефти}} \geq 1,1-1,2,$$

где μ – отношение вязкости ВГС и нефти; $\mu_{\text{ВГС}}$ – вязкость закачиваемой водогазовой смеси; $\mu_{\text{нефти}}$ – вязкость нефти.

Увеличение оптимальной вязкости ВГС примерно на 10–20 % диктуется необходимостью создания фронтального вытеснения по всей нефтенасыщенной мощности разрабатываемого объекта. Зависимость вязкости от концентрации дисперсной фазы является линейной и описывается уравнением Эйнштейна:

$$\mu = \mu_0(1+\alpha\varphi), \quad (2)$$

где μ_0 – вязкость дисперсной среды (воды); φ – объемная доля дисперсной фазы (газа); α – коэффициент формы частиц (для сферических частиц $\alpha = 2,5$).

Уравнение (2) соблюдается для дисперсных систем, течение которых подчиняется закону ньютоновских жидкостей. С увеличением концентрации дисперсной фазы возрастает взаимодействие между частицами и обнаруживаются сильные отклонения от уравнения (2). Вязкость концентрированных систем в этом случае растет по экспоненте.

Еще одним критерием для закачки смесей, кроме вышеуказанных, является наличие на месторождениях запасов газа. При этом в зависимости от реализуемой технологии закачки расход углеводородного газа на одну водо-газо-нагнетательную скважину (элемент) по приблизительным расчетам составит от 0,5 до 10 тыс. м³/сут (табл. 2).

Следовательно, практически на каждом седьмом месторождении углеводородов Пермского края, находящемся сегодня в разработке, имеются запасы природного газа

(свободный или газ газовых шапок) в количестве, достаточном для проведения опытно-промышленных работ по внедрению данной технологии [36–39].

Таблица 2

Расход газа при организации очага ВГВ

Технология	Суточный расход газа, тыс. м ³ /сут	Расход газа, млн м ³ /г
Цикл вода – газ	5–10	1,8–3,7
ВГВ	1–5	0,3–1,8
МВГС	0,5–1,0	0,2–0,3

Однако на сегодняшний день по-прежнему существуют технические сложности при совместной закачке воды и газа. Это, в свою очередь, требует дальнейшего совершенствования оборудования для подготовки и закачки, которое обеспечит создание стабильной водогазовой смеси с размером пузырьков, не превышающим размер порового канала, и при этом будет отвечать экономическим критериям эффективности (стоимость оборудования, затраты на обслуживание) [40].

Тем не менее общим для всех промышленных испытаний в области применения ВГВ, проведенных на месторождениях России, США, Норвегии и Канады, является вывод об эффективности использования для вытеснения нефти технологий, основанных на закачке водогазовых смесей. Прирост нефтеотдачи относительно классического заводнения при этом может достигать 10–25 % [41–44].

На сегодняшний день остаточные извлекаемые запасы нефти по группе предприятий «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» составляют более 500 млн т. При этом в структуре таких запасов нефти на подгазовые запасы приходится около 7 %, на малопроницаемые коллекторы (менее 5 мД) – 37 %, запасы нефти с малой толщиной коллектора (менее 2 м) составляют около 3 %.

Таким образом, исходя из существующей структуры остаточных извлекаемых запасов и текущего состояния разработки месторождений, возникает очевидная необходимость применения в перспективе активных технологий разработки для достижения целевого коэффициента

извлечения нефти по группе предприятий «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Применение комплексного подхода к разработке башкирской залежи нефтегазоконденсатного месторождения

В качестве примера комплексного подхода с учетом использования активных технологий разработки рассмотрим нефтегазоконденсатное месторождение Пермского края. Оно является одним из самых крупных в Пермском регионе и находится в разработке с 1965 г. Имеет сложные условия разработки, связанные с особенностью геологического строения. Три залежи: бобриковская, тульская и башкирская – осложнены наличием газовых шапок. В башкирской залежи газовая шапка достигает наибольших размеров. Кроме того, на месторождении имеется верейская залежь свободного газа.

Присутствие в разрезе залежи одновременно газонасыщенного, нефтенасыщенного и водонасыщенного интервалов в ходе взаимодействия вызывает трудноконтролируемые смещения в пластах водонефтяных и газонефтяных контактов. Так, в 2000-х гг. на данном месторождении произошло значительное увеличение добычи нефтяного газа при неизменном объеме добычи нефти. По ряду добывающих скважин наблюдалось снижение дебита нефти (переход работы нефтяных скважин на газ), вследствие чего часть добывающего фонда была выведена в бездействие. Для выявления причин увеличения добычи нефтяного газа в 2002 г. разработана и апробирована кластерно-генетическая методика интерпретации состава газа. Данная методика с привлечением дополнительной информации о работе скважин позволила определить долю нефтяного газа и газа газовой шапки в смеси, а также установить сложившийся режим разработки залежи в районе радиуса дренирования скважины. По результатам обработки состава проб газа установлено наличие трех типов газа в продукции добывающих скважин: газ газовой шапки, смешанный, растворенный. Результаты анализа проб газа отражены на фрагменте карты (рис. 3, а).

В 2014 г., через 49 лет разработки только нефтяной части, на месторождении начат отбор газа из газовой шапки башкирской залежи, что позволило уменьшить негативную тенденцию. Согласно текущему состоянию разработки, прорывы газа по нефтяным скважинам минимизированы. Газовая шапка по результатам моделирования сжимается.

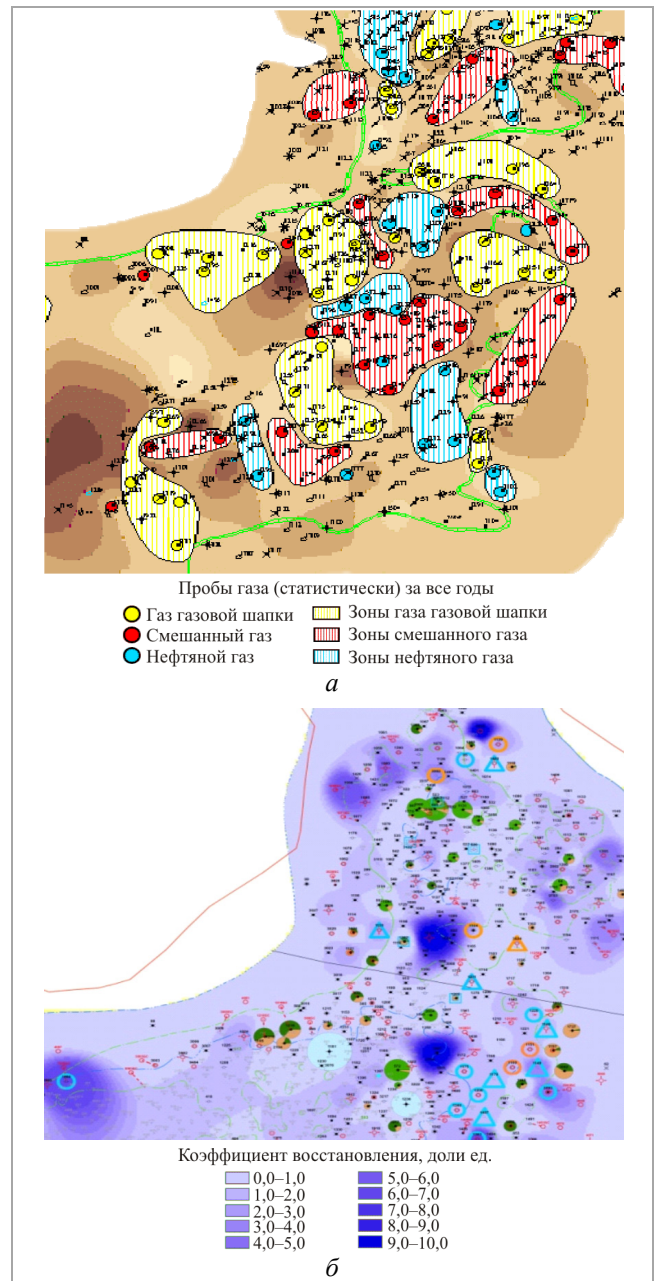


Рис. 3. Карта: а – распространения газа в продукции добывающих скважин; б – распределения коэффициента восстановления пластовой системы

В соответствии с комплексным подходом, а также исходя из текущего состояния

разработки нефтегазового объекта Бш, рекомендуется совместная разработка с условием неподвижности ГНК и реализация закачки МВГС на участках проведения опытно-промышленных работ после выполнения опережающих исследований по текущему характеру насыщения и энергетическому состоянию залежи.

В рамках мониторинга текущего состояния разработки для рассматриваемого месторождения подготовлены предложения по ограничению объема агента закачки и давления нагнетания. Соблюдение такого технологического режима по нагнетательным скважинам должно привести к увеличению охвата заводнением поровой матрицы коллектора и снизить риск возникновения процесса формирования искусственных трещин гидроразрыва пластов и фильтрации вод (прорыва воды) к добывающим скважинам [45].

Кроме того, при формировании очагов заводнения особое внимание необходимо уделить площадным закономерностям развития трещинных систем. Так, по результатам анализа промысловых данных для пластов Тл – Бб рассматриваемого месторождения выявлены площадные закономерности развития естественных и искусственно генерированных вертикальных трещин, имеющих азимутальное направление 290–320°. Полученные закономерности с большой долей вероятности коррелируют по площади и разрезу в пределах контура месторождения.

Как было обозначено ранее, часть добывающего фонда месторождения находилась в бездействии. Это положило начало так называемому реабилитационному периоду, когда при массовой остановке скважин (изменении цикла разработки) на многих участках происходит накопление упругого запаса и перераспределение флюида [46].

Для оценки степени восстановления залежи до начальных параметров (характер насыщения, начальное пластовое давление) была построена карта распределения коэффициента восстановления пластовой системы. Распределение характеризует отношение времени бездействия к времени работы конкретной скважины (см. рис. 3, б). Естественное восстановление пластового давления должно привести к

декомпрессионному размыканию порово-трещинного пространства и росту проницаемости.

Согласно анализу, наибольшее значение коэффициента восстановления пластовой системы соответствует участкам с максимальной плотностью остаточных запасов нефти. Выявленная закономерность позволяет определить первоочередные участки для реализации комплекса мероприятий, в том числе и для проведения закачки МВГС, в особенности для зон с низкопроницаемыми коллекторами менее 10 мД.

После анализа результатов реализации опытно-ремонтных работ на отдельных участках (единичных скважинах) необходимо сместить акцент на тиражирование рассмотренных технологий ВГВ в пределах залежи с целью увеличения коэффициента охвата и коэффициента вытеснения.

Заключение

Тип нефтегазовой залежи является мерой запасов и предопределяет системные решения по выбору эффективной технологии разработки. Для эффективного управления разработкой нефтегазовой залежи отбор нефти и газа следует вести в пропорциях, обеспечивающих равновесие нефтяной оторочки и газовой шапки.

Для определения влияния естественной и искусственно генерированной трещиноватости на фильтрационные потоки пластовых флюидов необходимо выполнение комплексного структурно-кинематического и тектонофизического анализа разрывных нарушений.

Увеличение коэффициента извлечения нефти на 3 % по разрабатываемым месторождениям в существующей структуре запасов нефти эквивалентно вовлечению в разработку дополнительных остаточных геологических запасов, сопоставимых на сегодняшний день с ежегодным приростом запасов нефти за счет проведения геолого-разведочных работ. При этом эффективность удельных затрат на внедрение активных методов добычи, в частности технологии ВГВ, на порядок выше, чем при геолого-разведочных работах.

Зарубежный опыт разработки месторождений, прежде всего в США, Канаде и

Норвегии, где добывается каждая вторая тонна нефти с ВГВ-технологиями, подталкивает нас к внедрению активных проектных решений по разработке нефтегазовых месторождений. Активы группы предприятий «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» с потенциалом по приросту коэффициента извлечения нефти – это прежде всего месторождения с наличием запасов природного газа. Следовательно, на нефтегазовых (газонефтяных) месторождениях, там, где это возможно и оправданно, природный газ следует рассмотреть в качестве инструмента вовлечения запасов нефти в разработку.

Библиографический список

1. Анализ и уточнение сырьевой базы нефти, газа и конденсата Пермского края / Ю.А. Жуков [и др.]; ПермНИПИнефть. – Пермь, 2002. – 194 с.
2. Razak E.A., Chan K. S., Darman N.B. Breaking oil recovery limit in Malaysian thin oil rim reservoirs: force balance revisited / Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/130388-MS
3. Putten Van S., Naus M.T. Concurrent oil & gas development wells: a smart well solution to thin oil rim presence in gas reservoirs // International Petroleum Technology Conference. DOI: 10.2523/IPTC-12344-MS
4. Коротаев Ю.П., Ширковский А.И. Добыча, транспорт и подземное хранение газа: учеб. для вузов. – М.: Недра, 1984. – 487 с.
5. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1987. – 309 с.
6. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Струна, 1998. – 628 с.
7. Шандрыгин А.Н. Совместная разработка нефтяной оторочки и газовой шапки: доклады практического семинара. – М.: ВНИГНИ, 2014.
8. Olamigoke O., Peacock A. First-pass screening of reservoirs with large gas caps for oil rim development // Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/128603-MS
9. Гришин Ф.А. Подсчет запасов нефти и газа в США. – М.: Недра, 1993. – 350 с.
10. Тульбович Б.И. Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1979. – 199 с.
11. Dake L.P. Fundamentals of reservoir engineering. – Amsterdam: Elsevier, 1978. – 443 p.
12. Довжок Е.М., Балакирев Ю.А., Мирзоян Л.Э. Регулирование разработки и увеличение нефтеотдачи пластов. – Киев.: Техника, 1989. – 144 с.
13. Опыт повышения нефтеотдачи пластов чередующейся закачкой двуокиси углерода и воды / Хисамутдинов Н.И. [и др.] // Обзорная информация ВНИИОЭНГ. – М., 1981. – Вып. 8. – 64 с.
14. Крючков В.И. Применение водогазовых систем на основе нефтяного газа для увеличения нефтеизвлечения: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Бугульма, 2002. – 19 с.
15. Masoudi R., Karkooti H., Othman M. How to get the most out of your oil rim reservoirs? International Petroleum Technology Conference. DOI: 10.2523/IPTC-16740-MS
16. Тимурзиев А.И. Технология прогнозирования трещиноватости на основе трехмерной геомеханической и кинематической модели трещинного коллектора // Геофизика. – 2008. – № 3. – С. 41–60.
17. Хавкин А.Я. Физико-Химические аспекты процессов вытеснения нефти в пористых средах // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1994. – № 7–10. – С. 30–37.
18. Экспериментально-аналитическое исследование вытеснения нефти газом / А.М. Петраков, Э.М. Симкин, Ю.А. Егоров [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 10. – С. 98–100.
19. Степанова Г.С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. – М.: Газоил пресс, 2006. – 200С.
20. Asheim H. Criteria for gas-lift stability / Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/16468-PA.
21. Kabir M., McKenzie P., Connell C. Gas injection technique to develop rim oil, Mereenie Field, Australia. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/50050-MS
22. Буторин О.И., Пияков Г.Н. Обобщение экспериментальных исследований по определению эффективности применения газового и водогазового воздействий // Нефтепромысловое дело. – 1995. – № 8. – С. 54–59.

23. Enhanced oil recovery / R.E. Bailey [et al.] // Natl. Petroleum Council, Industry Advisory Committee to the U.S. – Washington, 1984.
24. Зацепин В.В., Максutow Р.А. Современное состояние промышленного применения технологий водогазового воздействия // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 7. – С. 13–21.
25. Вяхирев Р.И., Коротаев Ю.П. Теория и опыт разработки природных газов. – М.: Недра, 1999. – 412 с.
26. Розенберг М.Д., Кундин С.А. Многофазная многокомпонентная фильтрация при добыче нефти и газа. – М.: Недра, 1976. – 336 с.
27. Шевченко А.К. К методике определения вытеснения нефти водогазовой смесью на физических моделях // Интервал. – 2007. – № 2. – С. 52–53.
28. Земцов Ю.В. Перспективы дальнейшего развития применения мелкодисперсных водогазовых смесей в качестве вытесняющего агента // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 7. – С. 34–38.
29. Методика проведения фильтрационных экспериментов для изучения мелкодисперсной водогазовой смеси / С.В. Ботркевич, Н.В. Савицкий, С.Г. Рассохин, Е.У. Сафиуллина // Нефтепромысловое дело. – 2004. – № 2. – С. 22–26.
30. Kuppe F., Chugh S., Kyles J.D. Modelling the reservoir mechanisms for gas cap blowdown of the virginia hills belloy Reservoir / Petroleum Society of Canada. DOI: 10.2118/00-11-02
31. Моделирование водогазового воздействия на низкопроницаемый нефтяной пласт / С.Г. Рассохин, В.М. Троицкий, А.В. Мизин [и др.] // Газовая промышленность. – 2009. – № 5. – С. 40–44.
32. Hamoodi A.N., Abed A.F., Firoozabadi A. Compositional modelling of two-phase hydrocarbon reservoirs / Petroleum Society of Canada. DOI: 0.2118/01-04-03
33. Coutinho R., Williams W., Waltrich P., Mehdizadeh P., Scott S. A model for liquid-assisted gas-lift unloading // Conference Paper 18th International Conference on Multiphase Production Technology. – Cannes, 2017. – BHR-2017-345R.
34. Mehana M., Fahes M., Huang L. The density of oil/gas mixtures: insights from molecular simulations / Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/187297-PA
35. Технико-экономическое обоснование объектов разработки для опытно-промышленных испытаний технологии ВГВ по месторождениям ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь»: отчет НИР / Филиал «ПермНИПИнефть» в г. Перми. – Пермь, 2013. – 174 с.
36. Симкин Э.М. Механизм доизвлечения остаточной нефти при водогазовом воздействии на обводненные пласты // Нефтегазовые технологии. – 2011. – № 6. – С. 11–16.
37. Banerjee S. Developments and challenges of mature oil fields / Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/0313-011-TWA
38. Вафин Р.В. Повышение эффективности технологии водогазового воздействия на пласт на Алексеевском месторождении // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 2. – С. 33–35.
39. Шевченко А.К., Чижов С.И., Тарасов А.В. Предварительные результаты закачки в пласт мелкодисперсной водогазовой смеси на поздней стадии разработки Котовского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 10. – С. 100–102.
40. Зацепин В.В. Опыт промышленной реализации технологии водогазового воздействия с закачкой водогазовой смеси в пласт // Нефтепромысловое дело. – 2007. – № 1. – С. 10–14.
41. Анализ современного состояния проблемы внедрения технологий водогазового воздействия для повышения нефтеотдачи пластов с использованием попутно добываемого нефтяного газа / А.М. Петраков [и др.] // Вып. 147: Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений / ОАО «ВНИИнефть»; под ред. Д.Ю. Крянева, С.А. Жданова. – М., 2012. – С. 5–22.
42. Байков Н.М. Зарубежный опыт внедрения методов увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 12. – С. 101–103.
43. Hinderaker L., Njaa S. Fri utilization of associated petroleum gas (APG) – the Norwegian experience / Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/136316-MS
44. Pidcock G.A., Watson D.W. A review of Canadian frontier technology advances in the search for oil and gas / Petroleum Society of Canada. DOI: 10.2118/91-02-05

45. Козлов С.В., Хряк С.Д. Добыча природного газа на территории Пермского края в вопросах и ответах. – Пермь: Ай Кью Пресс, 2012. – 295 с.

46. О гидродинамических последствиях массовой остановки скважин в 90-х годах XX века / Е.В. Лозин, А.В. Аржиловский, А.Н. Червякова [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 6. – С. 62–65.

References

1. Zhukov Iu.A. et al. Analiz i utochnenie syrevoi bazy nefiti, gaza i kondensata Permskogo kraia [Analysis and refinement of the raw material base of oil, gas and condensate in the Perm Territory]. PermNIPIneft. Perm, 2002, 194 p.

2. Razak E.A., Chan K.S., Darman N.B. Breaking oil recovery limit in Malaysian thin oil rim reservoirs: force balance revisited. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/130388-MS

3. Putten Van S., Naus M.T. Concurrent oil & gas development wells: a smart well solution to thin oil rim presence in gas reservoirs. *International Petroleum Technology Conference*. DOI: 10.2523/IPTC-12344-MS

4. Korotaev Iu.P., Shirkovskii A.I. Dobycha, transport i podzemnoe khranenie gaza [Gas production, transportation and underground storage]. Moscow, Nedra, 1984, 487 p.

5. Shirkovskii A.I. Razrabotka i ekspluatatsiia gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdenii [Engineering and operation of gas and gas-condensate fields]. Moscow, Nedra, 1987, 309 p.

6. Zakirov S.N. Razrabotka gazovykh, gazokondensatnykh i neftegazokondensatnykh mestorozhdenii [Engineering of gas, gas-condensate and oil-gas-condensate fields]. Moscow, Struna, 1998, 628 p.

7. Shandrygin A.N. Sovmestnaia razrabotka neftianoi otorochki i gazovoi shapki: doklady prakticheskogo seminarra [Commingle production of oil rim and gas cap: workshop reports]. Moscow, VNIGNI, 2014.

8. Olamigoke O., Peacock A. First-pass screening of reservoirs with large gas caps for oil rim development. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/128603-MS

9. Grishin F.A. Podschet zapasov nefiti i gaza v ssha [Calculation of oil and gas reserves in the USA]. Moscow, Nedra, 1993, 350 p.

10. Tulbovich B.I. Metody izucheniia porod-kollektorov nefiti i gaza [Methods for the study of reservoir rocks of oil and gas]. Moscow, Nedra, 1979, 199 p.

11. Dake L.P. Fundamentals of reservoir engineering. Amserdam, Elsevier, 1978, 443 p.

12. Dovzhok E.M., Balakirev Iu.A., Mirzoian L.E. Regulirovanie razrabotki i uvelichenie nefteotdachi plastov [Engineering control and enhanced oil recovery]. Kiev, Tekhnika, 1989, 144 p.

13. Khisamutdinov N.I. et al. Opyt povysheniia nefteotdachi plastov chereduiushcheisia zakachkoi dvoukisi ugleroda i vody [Experience in enhanced oil recovery by alternating injection of carbon dioxide and water]. *Obzornaia informatsiia VNIOENG*. Moscow, 1981, iss.8, 64 p.

14. Kriuchkov V.I. Primenenie vodogazovykh sistem na osnove neftianogo gaza dlia uvelicheniia nefteizvlecheniia [The use of oil-gas-based water-gas systems to increase oil recovery]. Abstract of Ph. D. thesis. Bugulma, 2002, 19 p.

15. Masoudi R., Karkooti H., Othman M. How to get the most out of your oil rim reservoirs? *International Petroleum Technology Conference*. DOI: 10.2523/IPTC-16740-MS

16. Timurziev A.I. Tekhnologiia prognozirovaniia treshchinovatosti na osnove trekhmernoii geomekhanicheskoi i kinematicheskoi modeli treshchinogo kollektora [Fracturing assessment via 3-D geological, mechanical and kinematic models of the fractured reservoir]. *Geofizika*, 2008, no.3, pp.41-60.

17. Khavkin A.Ia. Fiziko-khimicheskie aspekty protsessov vytesneniia nefiti v poristyykh sredakh [Physical and chemical aspects of oil displacement processes in porous media]. *Geologii, geofizika i razrabotka neftiannykh mestorozhdenii*, 1994, no.7-10, pp.30-37.

18. Petrakov A.M., Simkin E.M., Egorov Iu.A. et al. Eksperimentalno-analiticheskoe issledovanie vytesneniia nefiti gazom [Experimental and analytical studies of gas-oil displacement]. *Oil industry*, 2012, no.10, pp.98-100.

19. Stepanova G.S. Gazovye i vodogazovye metody vozdeistviia na neftiane plasty [Gas and water-gas methods for influencing oil reservoirs]. Moscow, Gazoil press, 2006, 200 p.
20. Asheim H. Criteria for gas-lift stability. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/16468-PA.
21. Kabir M., McKenzie P., Connell C. Gas injection technique to develop rim oil, Mereenie Field. Australia. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/50050-MS
22. Butorin O.I., Piiakov G.N. Obobshchenie eksperimentalnykh issledovaniy po opredeleniiu effektivnosti primeneniia gazovogo i vodogazovogo vozdeistvii [Generalization of experimental studies to determine the effectiveness of the use of gas and gas effects]. *Oilfield engineering*, 1995, no.8, pp.54-59.
23. Bailey R.E. et al. Enhanced oil recovery. *Natl. Petroleum Council*, Industry Advisory Committee to the U.S. Washington, 1984.
24. Zatsepin V.V., Maksutov R.A. Sovremennoe sostoianie promyshlennogo primeneniia tekhnologii vodogazovogo vozdeistviia [Review of wag process industrial application. Modern consist]. *Oilfield engineering*, 2009, no.7, pp.13-21.
25. Viakhirev R.I., Korotaev Iu.P. Teoriia i opyt razrabotki prirodnykh gazov [Theory and experience of natural gas development]. Moscow, Nedra, 1999, 412 p.
26. Rozenberg M.D., Kundin S.A. Mnogofaznaia mnogokomponentnaia filtratsiia pri dobyche nefti i gaza [Multiphase multicomponent filtration in oil and gas production]. Moscow, Nedra, 1976, 336 p.
27. Shevchenko A.K. K metodike opredeleniia vytesneniia nefti vodogazovoi smesiu na fizicheskikh modeliakh [On the methodology for determining the displacement of oil by a water-gas mixture on physical models]. *Interval*, 2007, no.2, pp.52-53.
28. Zemtsov Iu.V. Perspektivy dalneishego razvitiia primeneniia melkodispersnykh vodogazovykh smesei v kachestve vytesniaiushchego agenta [Perspectives in further development and application of fine-dispersed water-gas mixtures as oil-displacing agents]. *Neft. Gaz. Novatsii*, 2017, no.7, pp.34-38.
29. Botrkevich S.V., Savitskii N.V., Rassokhin S.G., Safiullina E.U. Metodika provedeniia filtratsionnykh eksperimentov dlia izucheniia melkodispersnoi vodogazovoi smesi [Methodology for conducting filtration experiments to study a finely dispersed water-gas mixture]. *Oilfield engineering*, 2004, no.2, pp.22-26.
30. Kuppe F., Chugh S., Kyles J.D. Modelling the reservoir mechanisms for gas cap blowdown of the Virginia Hills Belloy Reservoir. Petroleum Society of Canada. DOI: 10.2118/00-11-02
31. Rassokhin S.G., Troitskii V.M., Mizin A.V. et al. Modelirovanie vodogazovogo vozdeistviia na nizkopronitsaemyi neftianoi plast [Modeling water-gas effects on a low-permeability oil reservoir]. *Gazovaia promyshlennost*, 2009, no.5, pp.40-44.
32. Hamoodi A.N., Abed A.F., Firoozabadi A. Compositional modelling of two-phase hydrocarbon reservoirs. Petroleum Society of Canada. DOI: 10.2118/01-04-03
33. Coutinho R., Williams W., Waltrich P., Mehdizadeh P., Scott S. A model for liquid-assisted gas-lift unloading. *Conference Paper 18th International Conference on Multiphase Production Technology*. Cannes, 2017. BHR Group. BHR-2017-345R.
34. Mehana M., Fahes M., Huang L. The density of oil/gas mixtures: insights from molecular simulations. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/187297-PA,
35. Tekhniko-ekonomicheskoe obosnovanie obektov razrabotki dlia opytno-promyshlennykh ispytaniy tekhnologii VGV po mestorozhdeniiam OOO "LUKOIL-Perm" [Feasibility study of development facilities for pilot testing of HBV technology in the fields of LUKOIL-Perm LLC]. Otchet NIR. Filial "PermNIPIneft" v g. Permi. Perm, 2013, 174 p.
36. Simkin E.M. Mekhanizm doizvlecheniia ostatochnoi nefti pri vodogazovom vozdeistvii na obvodnennye plasty [The mechanism of residual oil recovery during water-gas impact on flooded formations]. *Neftegazovye tekhnologii*, 2011, no.6, pp.11-16.
37. Banerjee S. Developments and challenges of mature oil fields. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/0313-011-TWA
38. Vafin R.V. Povyshenie effektivnosti tekhnologii vodogazovogo vozdeistviia na plast na alekseevskom mestorozhdenii [Improving the efficiency of water-gas treatment technology at the

Alekseevskoye field]. *Neftpromyslovoe delo*, 2008, no.2, pp.33-35.

39. Shevchenko A.K., Chizhov S.I., Tarasov A.V. Predvaritelnye rezultaty zakachki v plast melkodispersnoi vodogazovoi smesi na pozdnei stadii razrabotki kotovskogo mestorozhdeniia [Preliminary results of fine-dispersed water-gas mixture injection into the reservoir at a late stage of Kotovskoye field development]. *Oil industry*, 2011, no.10, pp.100-102.

40. Zatsepin V.V. Opyt promyshlennoi realizatsii tekhnologii vodogazovogo vozdeistviia s zakachkoi vodogazovoi smesi v plast [Experience in industrial implementation of water-gas treatment technology with injection of a water-gas mixture into a reservoir]. *Oilfield engineering*, 2007, no.1, pp.10-14.

41. Petrakov A.M. et al. Analiz sovremennogo sostoianiia problemy vnedreniia tekhnologii vodogazovogo vozdeistviia dlia povysheniia nefteotdachi plastov s ispolzovaniem poputno dobyvaemogo neftiannogo gaza [Analysis of the current state of the problem of introducing water-gas treatment technologies to enhance oil recovery using associated oil gas]. Iss.147: Povyshenie effektivnosti razrabotki neftiannykh

mestorozhdenii. OAO "VNIINEFT"; pod red. D.Iu. Krianeva, S.A. Zhdanova. Moscow, 2012, pp.5-22.

42. Baikov N.M. Zarubezhnyi opyt vnedreniia metodov uvelicheniia nefteotdachi [Foreign experience in introducing enhanced oil recovery methods]. *Oil industry*, 2008, no.12, pp.101-103.

43. Hinderaker L., Njaa S. Fri utilization of associated petroleum gas (APG) – The Norwegian Experience. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/136316MS

44. Pidcock G.A., Watson D.W. A review of Canadian frontier technology advances in the search for oil and gas. Petroleum Society of Canada. DOI: 10.2118/91-02-05

45. Kozlov S.V., Khrniak S.D. Dobycha prirodnogo gaza na territorii Permskogo kraia v voprosakh i otvetakh [Natural gas production in the Perm region in questions and answers]. Perm, Ai Kiu Press, 2012, 295 p.

46. Lozin E.V., Arzhilovskii A.V., Cherviakova A.N. et al. O gidrodinamicheskikh posledstviakh massovoi ostanovki skvazhin v 90-kh godakh XX veka [About hydrodynamics effect after plural outage of wells in 90'slast century]. *Oil industry*, 2018, no.6, pp.62-65.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Гончарова О.Р., Козлов С.В. Повышение эффективности разработки газонефтяных (нефтегазовых) залежей на основе подбора оптимальных проектных решений для месторождений Пермского края // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2020. – Т.20, №1. – С.88–100. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.1.8

Please cite this article in English as:

Goncharova O.R., Kozlov S.V. Improvement of the effectiveness of gas-oil (oil-gas) reservoirs engineering by selecting rational design for Perm Region fields. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2020, vol.20, no.1, pp.88-100. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.1.8