



ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ГАЗА РАЗЛИЧНОГО СОСТАВА

А.С.Валеев¹, Ю.А.Котенёв², А.П.Шевелёв³, И.О.Дмитриев³,
Ш.Х.Султанов², М.А.Токарев²

¹ТПП «Повхнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», Когалым, Россия;

²Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия;

³Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия

Evaluation of Water-Gas Impact Efficiency at the Use of Various Composition Gas

A.S.Valeev¹, Yu.A.Kotenev², A.P.Shevelov³, I.O.Dmitriev³, Sh.Kh.Sultanov², M.A.Tokarev²

¹PPP "Povkhneftegaz" OOO "LUKOIL-Western Siberia", Kogalym, Russia;

²Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia;

³Tyumen State University, Tyumen, Russia

Abstract

The article discusses the application of one of the technologies for increasing oil recovery, implying water and gas impact and is of interest for use in depleted deposits of low- and medium-viscosity oils. The possibility of using this method depends mainly on the availability of non-commercial volumes of associated gas. The estimation of the gas volumes required by the technology requires hydrodynamic simulation in conditions as close as possible to the real ones. The task is to determine the ratio of injected gas and water, at which the maximum efficiency of oil production is achieved. The problem is considered in the example of the Vyintoig field, hydrodynamic modeling is used to solve the problems. As a result, the proportions of the injection volumes were obtained and compared, and recommendations were given for planning the application of the water-gas impact on one of the reservoirs of this field.

Keywords:

Water and gas impact;
Vyintoigskoye field;
Hydrodynamic modeling;
Gravitational segregation;
Minimization of phase mobility;
Three-phase filtration.

© 2018 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

Методы, используемые для поддержания темпов добычи углеводородов, можно разделить на три группы: вовлечение в разработку шельфовых месторождений, промышленная эксплуатация месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, применение методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Последние интенсивно исследуются и нарабатывается опыт их применения [1]. Применению МУН благоприятствует наличие готовой инфраструктуры, а, следовательно, относительно небольших вложений для проведения дополнительных исследований [2], подготовки и закачки реагентов и более детального мониторинга процесса. К недостаткам данной группы методов можно отнести проблемы, связанные с необходимостью организации производства, очистки и дозированием химических реагентов, а также относительно низкую степень изученности и адаптированности технологий [3, 4]. В ста-

тье рассматривается воздействие на пласт путём комбинированной закачки воды и газа, предположительно сочетающего преимущества каждого из этих методов в отдельности.

Основанием для использования газа в качестве вытесняющего флюида, является малая остаточная нефтенасыщенность по газу. Метод вытеснения нефти природным газом исследуется и применяется с 1957 года.

Главным недостатком вытеснения нефти за счёт нагнетания газа является формирование неустойчивого фронта вытеснения в данном процессе. Основным моментом при проектировании мероприятий по водогазовому воздействию является наличие достаточных запасов газа, планируемого для закачки [5]. Количество закачиваемого в пласт газа определяется соотношением газ-вода, закачиваемых в пласт, поэтому исследования эффективного соотношения закачиваемой воды и газа являются первой задачей, которую необходимо решить. Такие оценки проводились в работах целого ряда авторов [6,7]. Второй важной задачей, подлежащей решению это под-

*E-mail: Dmitriev.Igor.Olegovich@ya.ru
<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20180200351>

бор оптимального состава закачиваемого газа, в том числе содержащего и неуглеводородные компоненты. Например, в ряде работ были продемонстрированы положительные результаты с закачкой в пласт азота в качестве вытесняющей фазы [8].

Для достижения равномерного вытеснения нефти без ранних прорывов газа на сегодняшний день применяется два метода: замена газа смесью газа и воды, путём чередующейся закачки водяных и газовых оторочек либо снижение подвижности газа путем применения его в виде пены.

Целью настоящего исследования является определение оптимального количественного соотношения газовой и жидкой фаз в закачиваемой смеси путём гидродинамического моделирования процесса вытеснения нефти. Для анализа используются графические зависимости коэффициентов нефтеизвлечения от объёма закачки и построение полей нефтенасыщенности пласта для различных по составу смесей. Очевидно, что водогазовое воздействие можно считать эффективным, если прорыв нагнетаемой смеси к добывающим скважинам происходит позднее, чем при использовании только воды или только газа, а также достигается более высокий коэффициент извлечения нефти на определённый момент времени. Исследования имеют и прикладное значение, так как все расчёты проводились для условий Выинтойского нефтяного месторождения, поэтому выводы исследований могут служить практическими рекомендациями при планировании применения МУН для конкретного месторождения.

Информация о месторождении

Выинтойское нефтяное месторождение находится в Ханты-Мансийском автономном округе Российской Федерации, открыто в 1982 году «ГлавТюменьГеологией». Поднятие оконтурено изолинией - 2950 м, при этом площадь составляет 130 км². Основной платформенный разрез сформирован юрскими и меловыми отложениями. Мощность четвертичных отложений достигает 50 м. В пределах месторождения обнаружены 6 нефтяных залежей. Коллекторы представляют собой мелкозернистые песчаники с прослоями глин.

В качестве исследуемого объекта выбран пласт Ач₁¹ ачимовских отложений Выинтойского месторождения. В таблице 1 приведена геолого-физическая характеристика данного пласта.

Ввиду невысоких запасов растворенного газа по объекту в рассматриваемых вариантах рассматривалась закачка газа с Повховского месторождения (ПНГ), богатый промежуточными компонентами состав которого позволяет классифицировать его как «жирный».

Обоснование применяемой модели и аппарата исследования

Исследование проведено в программном комплексе Eclipse E300 в режиме "black oil".

Таблица 1 Краткая геолого-физическая характеристика участка объекта Ач Выинтойского месторождения	
Параметр	Значение
Пласт	Ач ₁ ¹
Глубина залегания, м	2824-2877
Коэффициент расчлененности	1.0
Средняя эффективная н/н толщина, м	0.6
$P_{плз}$, Па	29.6×10^6
$P_{нас}$, Па	11.6×10^6
$T_{плз}$, оС	365.3
Плотность нефти, кг/м ³	819

Подробное описание математической модели и методов ее численного решения рассмотрено в классической работе [9]. Пласт представлен двумя слоями, каждый с разной абсолютной проницаемостью ($2 \cdot 10^{-3}$ мкм² верхний слой, $1 \cdot 10^{-3}$ мкм² – нижний). Воздействие закачиваемого газа на вертикально-неоднородный коллектор демонстрирует лучшие результаты, чем наблюдаемые в случае вертикально-однородных по свойствам пластов [10]. Таким образом, предполагается изучение влияния гравитационной сегрегации флюидов на процесс вытеснения. Пласт квадратной формы имеет геометрические размеры $500 \times 500 \times (35.5 + 58.1)$ м и разбит на $50 \times 50 \times 2$ ячеек. Остальные параметры приняты одинаковыми для обоих слоёв (пористость - 0.16; глубина залегания верхней грани первого слоя ячеек – 2831 м; начальное пластовое давление – $30 \cdot 10^6$ Па, абсолютная глубина ВНК – 2924.6; глубина ГНК – 2831 м;). Две скважины, добывающая и нагнетательная расположены в противолежащих углах квадрата.

При водогазовом воздействии остаточная нефтенасыщенность по газу S_{org} значительно меньше, чем по воде S_{orw} и составляет порядка 0.1 против 0.3, т.е. вытеснение нефти газом снижает капиллярные силы, приводящие к удерживанию ганглей остаточной нефти [11]. С другой стороны, применение только газа резко повышает соотношение подвижностей вытесняющего к вытесняемому флюидам, за счет низкой вязкости газа. Низкое соотношение подвижностей приводит к неустойчивому режиму вытеснения [12].

Совместное применение воды и газа позволяет добиться распространения устойчивого фронта вытеснения благодаря возможности увеличения или уменьшения соотношения подвижностей путём изменения соотношения закачиваемой воды и газа.

Принята модель трёхфазной фильтрации с подвижными фазами нефть, газ и вода. Была активирована опция масштабирования конечных точек таблиц насыщенности. В модели был

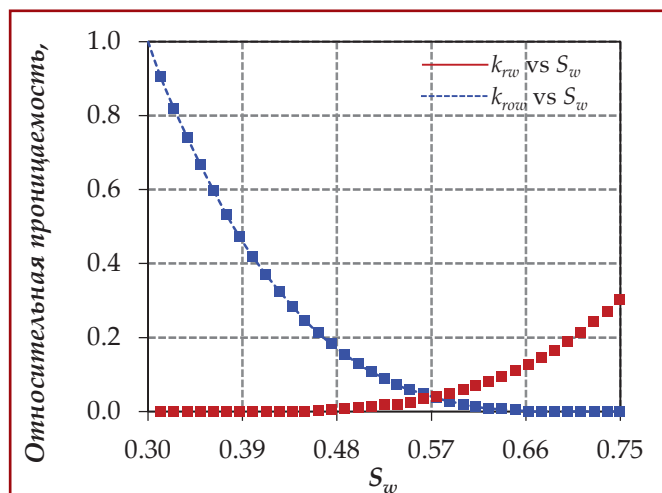


Рис.1. Относительные фазовые проницаемости в системе нефть-вода

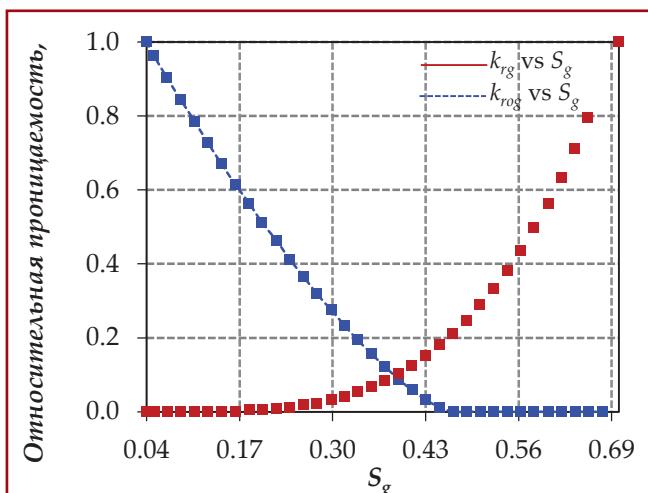


Рис.2. Относительные фазовые проницаемости в системе нефть-газ

задан несмешивающийся режим вытеснения. Трехфазные фазовые проницаемости строились по модели Стоуна I [6,7] на основании фазовых проницаемостей нефть-вода и нефть-газ, приведенных на рисунках 1-2.

В основе алгоритма Стоуна лежат предположения, что в каждом поровом канале может существовать только две подвижные фазы. В гидрофильной пористой среде вода в контакте с газом и нефтью является смачивающей фазой, газ в контакте с водой и нефтью является несмачивающей фазой. Для этих жидкостей принимается, что фазовая проницаемость определяется только их индивидуальной насыщенностью. Нефть в такой среде проявляет различную смачиваемость по отношению к воде и газу, поэтому для нее фазовая проницаемость зависит как от водо- так и газонасыщенностей.

Для оценки влияния состава газа на процесс вытеснения проведены исследования закачки смеси воды и жирного газа. В применяемой программе расчетов ECLIPSE 300 плотность газа определяет его взаимодействие с нефтяной фазой имитируя много-

компонентный газ. Плотности фаз в поверхностных условиях равны 819; 1023; 0.939 кг/м³ соответственно для нефти, воды и жирного газа. Вязкость принята равной $4.95 \cdot 10^{-4}$; $5 \cdot 10^{-4}$; $2.54 \cdot 10^{-5}$ Па·с соответственно для нефти, воды, сухого газа и жирного газа. Как известно, плотность и вязкость флюидов существенно меняется с ростом давления [13], эти зависимости также учитывались при расчетах.

Для добывающей скважины целевым показателем задано забойное давление величиной $27 \cdot 10^6$ Па, на нагнетательной скважине поддерживался постоянный объемный расход газо-жидкостной смеси на забое равный 20 м³/сут. Нагнетание вытесняющей смеси производится попеременной закачкой оторочек воды и газа. Варьирование размеров оторочек газа и воды (соотношения газа и воды) осуществлялось изменением периода нагнетания каждого флюида. Максимальный период непрерывной подачи флюида составляет от 5 до 45 дней. Как для однослойной, так и для двухслойной модели месторождения получены показатели эксплуатации при значениях газосодержания в нагнетаемой водогазовой смеси

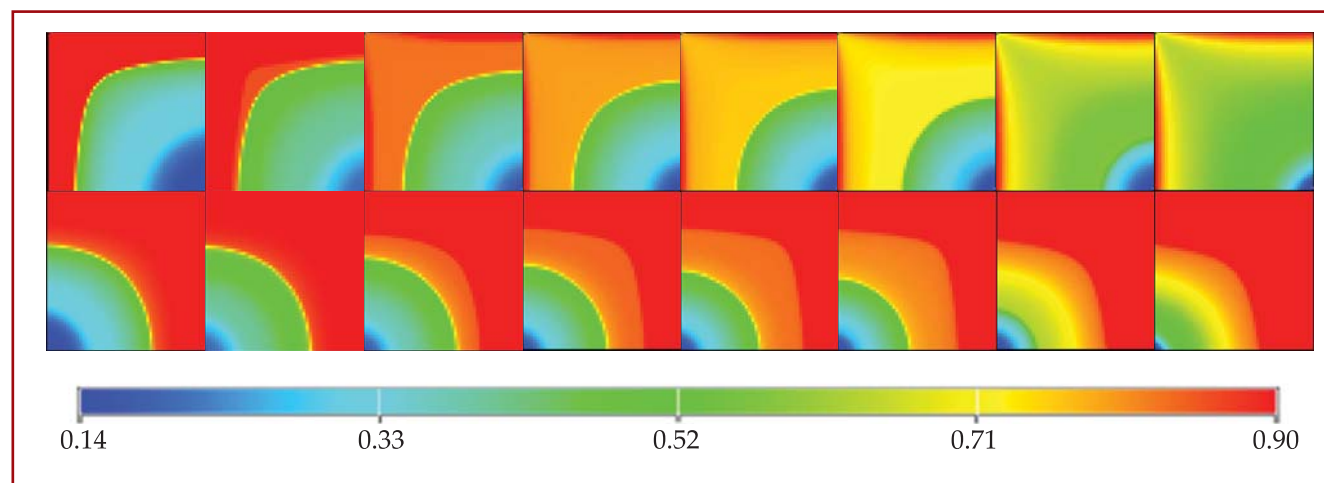


Рис.3. Распределение нефтенасыщенности при закачке смеси воды и жирного газа для соотношений газа и воды (слева-направо) равных 0%, 10%, 25%, 40%, 50%, 60%, 90%, 100% на момент закачки 0.1 поровых объема). Верхний ряд – вид сверху, верхний слой; нижний ряд – вид снизу, нижний слой. Двухслойная модель.

составляющих 0%, 10%, 25%, 40%, 50%, 60%, 90%, 100%. Таким образом, исследование позволяет сравнить эффективность вытеснения нефти посредством различных по составу водогазовых смесей, а также для закачки только воды или газа.

Эффективность процесса вытеснения оценивается по коэффициенту вытеснения нефти. Считается, что конечный коэффициент вытеснения нефти достигается после прокачки 2-3 поровых объемов реагента, что соответствует времени разработки на практике. Поэтому расчетный период при исследованиях был ограничен моментом закачки в нагнетательную скважину четырех поровых объемов реагентов, приведенных к пластовым условиям.

Результаты моделирования

В результате численных исследований были построены поля распределения нефтенасыщенности на различные моменты времени, пример которых приведен на рисунке 3. Диаграммы приведены на момент закачки 0.23 порового объема для различных соотношений флюидов в нагнетаемой смеси. Отчётливо выделяются два фронта вытеснения: синий, соответствующий вытеснению водой и оранжевый, соответствующий движущемуся фронту газа.

Ранний прорыв закачиваемого газа к добывающей скважине отмечается уже при 25% содержания газа в закачиваемой смеси. Наиболее эффективный режим должен соответствовать случаю, когда скорость движения фронтов газа и воды близки друг к другу. Так как проницаемость пропластков существенно различна, то совпадение фронтов можно добиться только в одном из пропластков, например, совпадение фронтов в нижнем низкопроницаемом пропластке отмечается

при значении газосодержания в закачиваемом потоке равном 10%. В то же время, в верхнем пропластке совпадения нет, разделение фронтов наблюдается, при любом значении газосодержания. С увеличением доли газа в нагнетаемой смеси, снижается эффективность вытеснения нефти из нижнего пропластка с низкой проницаемостью. Можно считать эффективным вариантом вытеснения случай, когда в верхнем пропластке нефть вытесняется газом, а в нижнем низкопроницаемом фронте воды и газа совпадают. Таким образом, можно говорить о гравитационном разделении компонентов нагнетаемой смеси в пласте.

На рисунках 4 и 5 приведена зависимость КИН от объема закачки. Зависимость носит линейный характер до момента прорыва смеси к нагнетаемой скважине. Лучшим является вариант, при котором прорыв (этому соответствует изменение коэффициента наклона кривой) происходит позже, а конечное значение КИН выше.

Применение жирного газа в смеси с водой, позволяет повысить конечный КИН до 68%, что на 4% превосходит значение данного показателя при использовании воды (64%). Данные результаты остаются верны вплоть до значения газосодержания равного 60% включительно. Применение газа более богатого промежуточными компонентами нецелесообразно ввиду относительно раннего прорыва газа к добывающей скважине. В сравнении с чисто водяным вытеснением, более ранний прорыв газа фиксируется при газосодержании, превышающем 10%. При содержании 10% напротив, отмечен более поздний прорыв. Для данного типа коллекторов рекомендуется воздействие смесью с содержанием газа 10% для достижения оптимального эффекта.

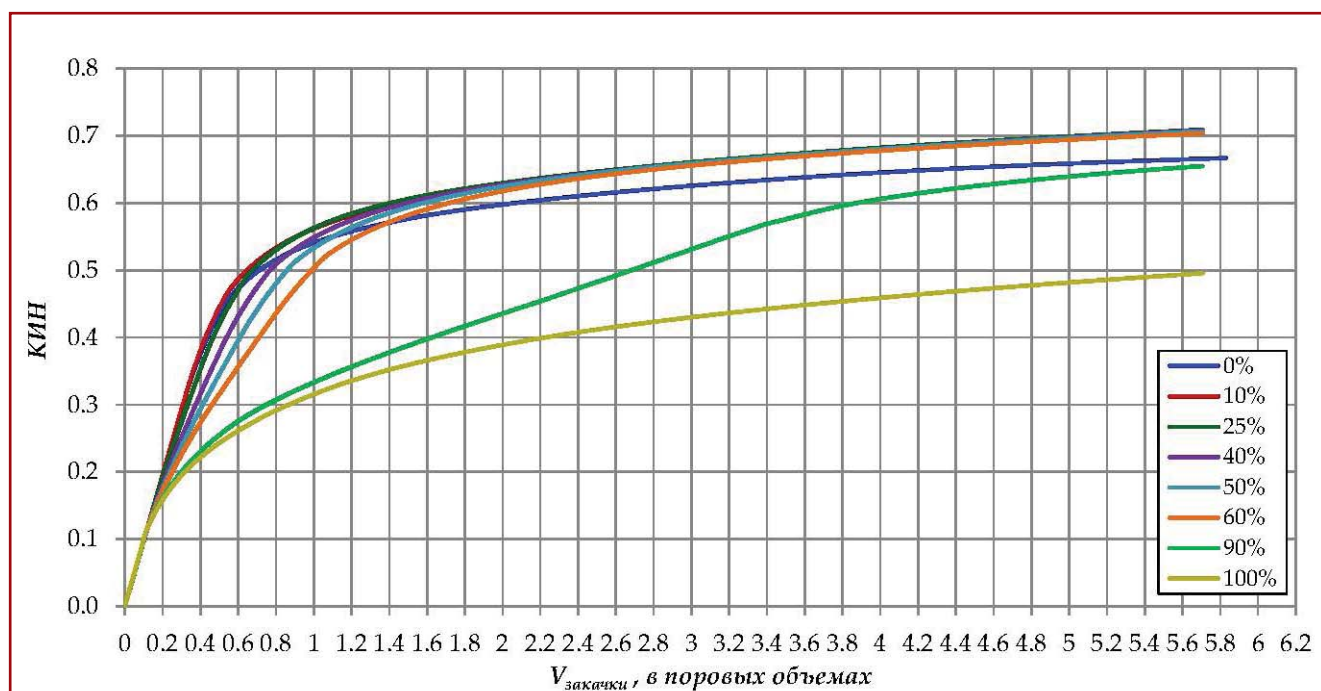


Рис.4. Зависимость коэффициента извлечения нефти от объема закаченных реагентов, выраженного в поровых объемах для различных соотношений жирного газа и воды

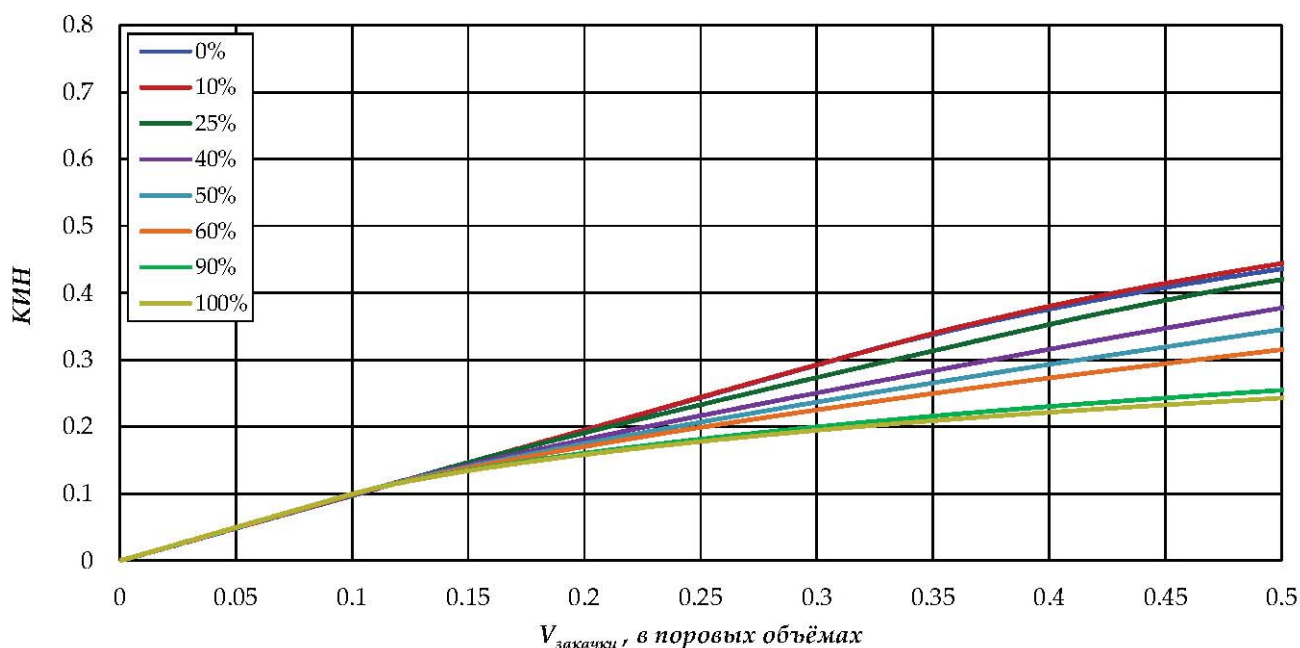


Рис.5. Зависимость коэффициента извлечения нефти от объема закачанных реагентов, выраженного в поровых объемах для различных соотношений жирного газа и воды. Увеличенный фрагмент

Выводы

Установлено немонотонное влияние доли газа в газовой смеси на эффективность вытеснения нефти из неоднородного пласта. Максимальный коэффициент нефтевытеснения отмечен в случае приблизительно равных подвижностей воды и газа. В этом случае также отмечен минимум суммарной подвижности водогазовой смеси в пласте, что также способствует наиболее полному вытеснению нефти. Для представленных в работе условий ачимовских коллекторов Выинтойского месторождения «оптимальным» отношением объема газа к объему воды в смеси при пластовых условиях является 1/10. При данном соотношении зафиксировано максимальное значение коэффициента извлечения нефти равно 68%.

Подтверждена гипотеза положительного влияния гравитационного разделения фаз в неоднородном по вертикали пласте при наличии ухудшения фильтрационно-ёмкостных свойств от кровли к подошве. Данные условия характерны для ачимовских коллекторов Выинтойского месторождения. Распределение нефтенасыщенности демонстрирует, что вытеснение нефти из нижнего низкопроницаемого слоя происходит в режиме, когда подвижности газа и воды совпадают и фронты вытеснения движутся примерно с одинаковой скоростью. При этом в верхнем высокопроницаемом пропластке движение нефти происходит преимущественно в режиме вытеснения газом. Результаты проведенного моделирования показывают, что прирост коэффициента нефтевытеснения в целом составляет 5%.

Литература

1. J.R.Christensen, E.H.Stenly, A.Skauge. Review of WAG field experience //SPE Reservoir Evaluation & Engineering. –2001. –Vol. 4. –No.2. – P.97-106.
2. В.Л.Терентьев, А.Г.Колягин, О.Л.Крашаква, С.С.Гусев. Диагностика и оптимизация работы скважин на примере совместной эксплуатации пластов на месторождении G Республики Судан //Нефтяное хозяйство. –2013. –№6. –С.106-108.
3. C.Hornandez, C.Alvarez, A.Saman, et al. Monitoring WAG pilot at VLE field, Maracaibo lake by rerfluorocarbon and fluorine benzoic acids tracers //SPE-75259-MS. Presented at the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, 13-17 April, 2002.
4. L.I.Berge, J.A.Stonsen, B.Crapez, E.A.Qaule. SAWG infectivity behavior based on Siri field data //SPE-75126-MS. Presented at the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, 13-17 April, 2002.
5. А.В.Колмаков, В.А.Маришкин, А.С.Бордзиловский и др. Мониторинг разработки месторождений с использованием интегрированного гидродинамического моделирования //Нефтяное хозяйство. –2012. –№7. –С.100-102.
6. K.Ulenberg, L.Hoier. Miscible gas injection in fractured reservoir //SPE-75136-MS. Presented at the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, 13-17 April, 2002.
7. H.L.Stone. Probability model for estimating three—phase relative permeability //Journal of Petroleum Technology. –1970. –Vol.22. –No.2. –P.214–218.
8. А.Р.Кондрат, Н.Н.Гедзык. Увеличение добычи газа из месторождений с низкопроницаемыми терригенными коллекторами //SOCAR Proceedings. –2017. – № 4. – С.42-51.
9. Х.Азиз, Э.Сеттари. Математическое моделирование пластовых систем. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004.
10. В.Дж.Абдуллаев, Х.М.Ибрагимов, Ф.К.Кязимов, Т.Х.Шафиев. Экспериментальные исследования вытеснения нефти газом и водогазовыми смесями //SOCAR Proceedings. –2016. –№ 1. –С.51-57.
11. А.Б.Рублев, А.Ю.Прохоров, К.М.Федоров, А.П.Шевелёв. Капиллярно-гравитационное равновесие в сложнопостроенных неоднородных коллекторах // Вестник ТюмГУ. –2010. – №6. –С.43-47.
12. К.С.Басниев, И.Н.Кочина, В.М. Максимов. Подземная гидромеханика. М.: Недра, 1993.
13. К.К.Аргунова, Э.А.Бондарев, И.И.Рожин. Аналитические уравнения состояния природных газов и их роль в математическом моделировании //SOCAR Proceedings. –2016. – №4. –С.41-47.

References

1. J.R.Christensen, E.H.Stenly, A.Skauge. Review of WAG field experience //SPE Reservoir Evaluation & Engineering. –2001. –Vol. 4. –No.2. – P.97-106.
2. V.L.Terentyev, A.G.Kolyagin, O.L.Karshakova, S.S.Gusev. Diagnostics and optimization of multilayer wells exploitation on the example of Sudanese G field development //Oil industry. –2013. –No.6. –P.106-108.
3. C.Hornandez, C.Alvarez, A.Saman, et al. Monitoring WAG pilot at VLE field, Maracaibo lake by rerfluorocarbon and fluorine benzoic acids tracers //SPE-75259-MS. Presented at the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, 13-17 April, 2002.
4. L.I.Berge, J.A.Stonsen, B.Crapez, E.A.Qaule. SAWG infectivity behavior based on Siri field data //SPE-75126-MS. Presented at the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, 13-17 April, 2002.
5. A.V.Kolmakov, V.A.Marishkin, A.S.Bordzilovsky, et al. Monitoring of field development on the basis of integrated reservoir simulation //Oil industry. –2012. –No.7. –P.100-102.
6. K.Ulenberg, L.Hoier. Miscible gas injection in fractured reservoir //SPE-75136-MS. Presented at the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, 13-17 April, 2002.
7. H.L.Stone. Probability model for estimating three—phase relative permeability //Journal of Petroleum Technology. –1970. –Vol.22. –No.2. –P.214–218.
8. O.R.Kondrat, N.M.Hedzyk. Increasing natural gas production from tight terrigenous reservoirs //SOCAR Proceedings. –2017. – No. 4. – P.42-51.
9. Kh.Aziz, A.Settari. Petroleum reservoir simulation. Moscow-Izhevsk: institute of Computer Science, 2004.
10. V.D.Abdullaev, Kh.M.Ibrahimov, F.K.Kyazimov, T.Kh.Shafiyev. Experimental studies on gas drive and gas-and-water oil displacement //SOCAR Proceedings. –2016. –No. 1. –P.51-57.
11. A.B.Rublev, A.Yu.Proxorov, K.M.Fedorov, A.P.Shevelev. Capillary-gravitational equilibrium in layered heterogenous reservoirs //Vestnik TSU. –2010. – No.6. –P.43-47.
12. K.S.Basniov, I.H.Kochina, V.M.Maksimov. Underground hydromechanics. M.: Nedra, 1993.
13. K.K.Argunova, E.A.Bondarev, I.I.Rozhin. Analytical equations of state of natural gas and their role in mathematical modeling //SOCAR Proceedings. –2016. – No.4. –P.41-47.

Оценка эффективности водогазового воздействия при использовании газа различного состава

*А.С.Валеев¹, Ю.А.Котенёв², А.П.Шевелёв³, И.О.Дмитриев³,
Ш.Х.Султанов², М.А.Токарев²*

¹ТПП «Повхнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», Когалым, Россия;

²Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия;

³Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия

Реферат

В статье рассмотрено применение одной из технологий увеличения нефтеотдачи, подразумевающей водогазовое воздействие и представляющей интерес для применения в истощённых залежах мало- и средневязких нефтей. Возможность использования этого метода зависит главным образом от наличия неkomмерческих объёмов попутного газа. Оценка требуемых технологией объёмов газа требует проведения гидродинамического моделирования в условиях максимально приближенным к реальным. Возникает задача определения соотношения закачиваемого газа и воды, при котором достигается максимальная эффективность добычи нефти. Проблема рассматривается на примере Выинтойгского месторождения, для решения поставленных задач используется гидродинамическое моделирование. В результате получены и сопоставлены соотношения объёмов закачки и выданы рекомендации для планирования применения водогазового воздействия на одном из пластов данного месторождения.

Ключевые слова: водогазовое воздействие, Выинтойгское месторождение, гидродинамическое моделирование, гравитационная сегрегация, минимизация подвижности фаз, трёхфазная фильтрация.

Müxtəlif tərkibli qazın istifadəsi ilə su-qaz təsirinin səmərəliliyinin qiymətləndirilməsi

*A.S.Valeyev¹, Y.A.Kotenyov², A.P.Şevelyov³, İ.O.Dmitriyev³,
Ş.X.Sultanov², M.A.Tokarev²*

¹"LUKOYL – Qərbi Sibir" MMC "Povxnefteqaz" TPP, Koqalım, Rusiya;

²Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Ufa, Rusiya;

³Tümen Dövlət Universiteti, Tümen, Rusiya.

Xülasə

Məqalədə az və orta özlülüklü neftləri olan tükənmiş yataqlar üçün nəzərdə tutulan laya su-qaz təsiri texnologiyasına baxılmışdır. Bu üsuldən istifadə imkanları, əsasən, səmt qazının qeyri-kommersiya həcmlərinin mövcudluğundan asılıdır. Texnologiyanın tələb etdiyi qaz həcmlərinin qiymətləndirilməsi reallıqda maksimal yaxınlaşdırılmış şəraitlərdə hidrodinamik modelləşdirmənin keçirilməsini tələb edir. Neftçıxarmanın maksimal səmərəliliyinin əldə edilməsi üçün vurulan qazın və suyun nisbətini təyini məsələsi yaranır. Problemə Vüintoyqsk yatağının təmsalında baxılır, qoyulmuş məsələlərin həlli üçün hidrodinamik modelləşdirmədən istifadə olunur. Nəticədə vurulma həcmlərinin nisbətləri alınmış və müqayisə edilmiş və bu yatağın laylarından birində su-qaz təsirinin tətbiqinin planlaşdırılması üçün tövsiyələr verilmişdir.

Açar sözlər: su-qaz təsiri, Vüintoyqsk yatağı, hidrodinamik modelləşdirmə, qravitasiya seqreqasiyası, faza dəyişməsinin minimallaşdırılması, üçfazlı süzülmə.