преимущественно увеличивается с увеличением концентрации CO_2. Для снижения негативных последствий данного явления требуется внедрение программы ингибирования асфальтенов [3, 5].

Таким образом, в России у методов применения углекислого газа для увеличения нефтеотдачи есть значительные перспективы, особенно в регионах с крупными промышленными объектами, которые могут обеспечить значительное количество CO_2. Данные методы позволяют частично решить проблему трудноизвлекаемых запасов, а также соответствуют текущей мировой экологической повестке.

Литература

1. Волков В.А. и др. 7. Газоциклическая закачка диоксида углерода в добывающие скважины для интенсификации добычи нефти //Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов. – 2017. – С. 31.
2. Грушевенко Е.В. Перспективы развития третичных МУН в мире и в России // Исследование – Москва: МШУ Сколково, 2021
3. Лян М. Физическое моделирование вытеснения нефти газом (растворителем) с использованием керновых моделей пласта и slim tube: дис. – Ин-т проблем нефти и газа РАН, 2017.
4. Рузин Л. М., Морозюк О.А. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика) //учеб. пособие/ЛМ Рузин, ОА Морозюк – Ухта: УГТУ. – 2014.
5. Стромов К.А., Гарипов А. Ф. ОСОБЕННОСТИ, ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ И НЕДОСТАТКИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА В ЦЕЛЯХ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ //Инновационные научные исследования. – 2021. – №. 5-2. – С. 56-61.
6. Хромых Л.Н., Литвин А.Т., Никитин А. В. Применение углекислого газа в процессах повышения нефтеотдачи пластов //Вестник евразийской науки. – 2018. – Т. 10. – №. 5. – С. 82.
7. Alklih M.Y., Al Hammadi K.E. First CO2-EOR Project of the Middle East, Lessons Learnt and Future Plan after Two Years of Injection //Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. – OnePetro, 2019.
8. Kang S., Gao C., Zhang S. Scientific Research and Field Application of CO2 immiscible flooding in heavy oil recovery //SPE Enhanced Oil Recovery Conference. – OnePetro, 2013.
9. Mungan N. Carbon dioxide flooding—fundamentals //Heavy Crude Oil Recovery. – Springer, Dordrecht, 1984. – С. 131-176.
10. Popov E. et al. Experimental and computational complex for determination of the effectiveness of cyclic carbon dioxide injection for tight oil reservoirs //SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. – OnePetro, 2016.
11. Willhite G.P. et al. A Pilot Carbon Dioxide Test, Hall-Gurney Field, Kansas //SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2012. – Т. 15. – №. 05. – С. 520-532.
12. Zhou X. et al. A critical review of the CO2 huff ‘n’puff process for enhanced heavy oil recovery //Fuel. – 2018. – Т. 215. – С. 813-824.

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ КОНУСООБРАЗОВАНИЯ В ПЛАСТЕ

Сметанина Л.А.

Научный руководитель старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Большинство разрабатываемых в настоящее время нефтяных залежей подстилаются подошвенными водами. Так же, в последнее время все большее внимание уделяется разработке мелких месторождений и вовлечению в разработку ранее не вовлеченных маломощных нефтенасыщенных пластов.

Конусообразование в пласте – одна из ключевых проблем при разработке нефтяных и нефтегазовых месторождений. Прорыв подстилающих вод и газа газовой шапки в добывающую скважину – частая причина заниженных значений добычи нефти и КИНа по месторождению и, как следствие, скорой консервации и ликвидации скважин.

Кроме этого, конусообразование является распространенным явлением и значительным усложняющим фактором при разработке нефтенасыщенных пластов малой мощности и при добыче нефти из нефтяных оторочек.

В связи с этим, необходимо рассмотреть наиболее рациональные способы сдерживания конусообразования в пласте и определить границы их применимости.

Одним из наиболее распространенных и широко применяемых методов сдерживания конусообразования в пласте, вскрытом вертикальной скважиной, является выбор такого интервала перфорации, который бы обеспечивал максимально возможный безводный и безгазовый дебит на начальных сроках разработки месторождения. Выбор такого интервала перфорации так же будет соответсвовать требованиям руководящего документа [2], требующего:

1) обеспечить максимальный безводный и безгазовый дебиты нефти;

2) обеспечить наиболее полный охват нефтяной зоны вытесняемой водой.

Размер и положение такого интервала перфорации определяется, как правило, по приближённой методике расчёта конусообразования, приведённой в работе Ю.П. Желтова, согласно которой формула для предельного безводного дебита выражается:

$$q_{\text{н}} = \frac{\pi k \Delta\gamma_{\text{в}}[(h_k)^2-(h_c)^2]}{\mu_{\text{н}} ln\frac{r_k}{r_c}} \cdot 86400 \qquad (1)$$

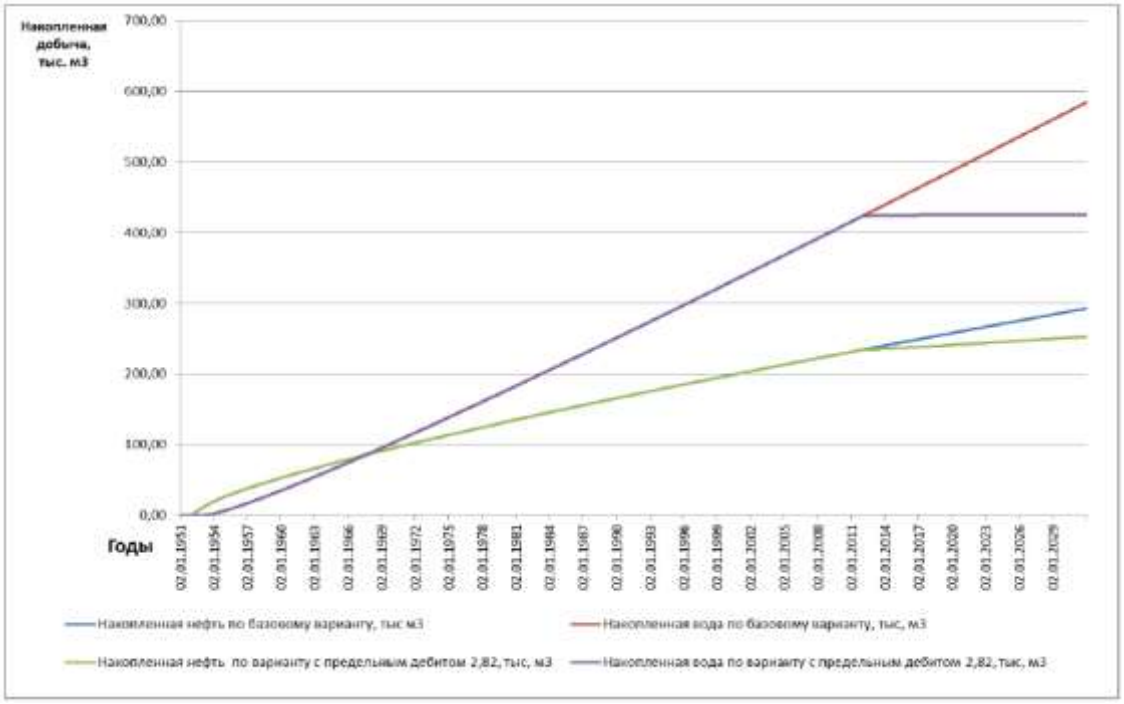

Рис. 1. Сравнительный график накопленной добычи нефти и воды по двум вариантам разработки

Где $\Delta\gamma_в = (\gamma_в - \gamma_н)$ - разность удельных весов воды и нефти; k- проницаемость, м^2; $\mu_н$ – вязкость нефти; $r_к$-радиус контура питания; rc - радиус скважины; hk-начальная толщина нефтенасыщенной части пласта; hc- длина перфорационного участка.

В работе [4] были рассмотрены два варианта разработки залежи: в первом скважина, после достижения высокой обводнённости, работала в обычном режиме, во втором — после достижения скважиной высокой обводнённости, скважина работала при заданном предельном безводном дебите.

Результаты исследования приведены на рисунке 1. Как видно, во втором случае накопленная добыча воды после «точки отсчёта» снижается, но и нефти тоже добывается меньше. Но если сравнивать добычу нефти и добычу воды, то добыча воды, по сравнению с первым вариантом, снижается существенно больше добычи нефти.

Так же, данный метод можно применять и на ранних сроках эксплуатации, в особенности в маломощных пластах.

Однако, на практике данный способ сдерживания конусообразования имеет ряд ограничений:

1) увеличение расстояния между перфорационными отверстиями и флюидальными контактами до требуемых значений приводит к уменьшению перфорационного интервала и, следовательно, снижению конечной нефтеотдачи. Более того, зачастую подобные действия не приводят к увеличению безводного и безгазового дебитов, а лишь увеличивают период безводной и безгазовой добычи, увеличивая сроки эксплуатации залежи.

2) входящая в скважинную продукцию вода после подготовки используется в системах ППД, а попутный нефтяной газ направляется на ГТЭС для выработки энергии на нужды предприятия, следовательно, отсутствие или нехватка ПНГ и пластовой воды в скважинной продукции повлечет за собой дополнительные затраты.

Следующим методом сдерживания конусообразования в пласте может служить применение барьерных технологий, суть которых сводится к созданию непроницаемого или низкопроницаемого барьера на границах флюидальных контактов, с целью замедления прорыва нежелательных флюидов в нефтедобывающие скважины. Барьеры в данном методе создаются двумя способами: 1) создание на границе флюидального контакта горизонтальной трещины с последующим заполнением ее проппантно-цементной смесью; 2) закачка на флюидальный контакт жидкости.

Впервые метод, основанный на заполнении горизонтальной трещины твердым материалом, был описан в работе [5]. Его основным преимуществом является то, что радиус r_c, задействованный в расчете конусообразования можно заменить на радиус получившегося барьера, а значит, безводно-безгазовый дебит нефти при применении данной технологии возрастет. Недостатком метода является риск возникновения вертикальных вторичных трещин, способствующих разрушению барьера и подтягиванию воды и газа к скважине.

В работах [6] и описывается создание барьера методом поочередной закачки на границу ГНК силикатного геля и пены в нефтенасыщенную часть пласта. Данный способ был опробован на месторождении Algyo с нефтяной оторочкой и газовой шапкой. Итогом исследований стал вывод, что данная методика в настоящее время является слишком трудоемкой и затратной для промышленного использования и требует дополнительных фундаментальных исследований.

Таким образом, барьерные технологии при высокой теоретической эффективности и оптимистичных модельных результатах на практике оказываются куда менее применимыми.

Еще одним методом сдерживания конусообразования в пласте может служить применение технологии одновременно-раздельной эксплуатации, при которой бы происходил одновременный отбор нефти из нефтенасыщенной части пласта и воды или газа для сдерживания процесса конусообразования.

Так, например, в работе [3] описывается метод одновременно-раздельной эксплуатации нефте- и водонасыщенной зон пласта в вертикальных (рисунок 2) и горизонтальных скважинах (рисунки 3-4).

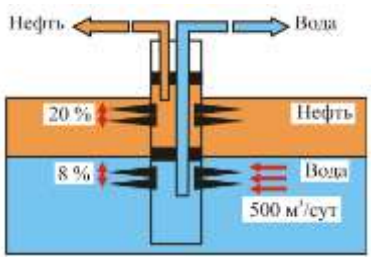

Рис. 2. Схема одновременно-раздельной эксплуатации водо- и нефтенасыщенного пластов

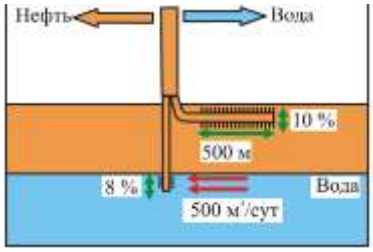

Рис. 3. Схема одновременно-раздельной эксплуатации нефтеносной (горизонтальный ствол) и водоносной (вертикальный ствол) зон пласта двуствольной скважиной

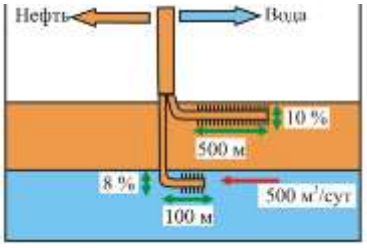

Рис. 4 Схема одновременно-раздельной эксплуатации нефте- и водоносной зон пласта с помощью двух параллельных стволов

В ходе исследования было установлено, что применение данной технологии с подбором оптимальных размеров перфорационных интервалов позволяет увеличить конечную накопленную добычу нефти при незначительном увеличении сроков эксплуатации, а значит, метод является эффективным.

Так же, существует описание данной методики [1] для сдерживания газового конусообразования в горизонтальных скважинах. Ее суть заключается в создании двух или трех перфорационных интервалов для раздельного отбора газа и нефти. Главным преимуществом данной технологии является достаточный для покрытия собственных нужд предприятия отбор газа из газовой шапки.

Главным же недостатком этих методов являются значительно возрастающие из-за сложности конструкции капитальные вложения на бурение и строительство скважин, часто не покрывающиеся дальнейшей добычей нефти.

Таким образом, несмотря на существование большого количества методов сдерживания конусообразования в пласте, данная проблематика до сих пор является актуальной для изучения. Каждый из описанных методов может как значительно увеличивать нефтеотдачу пласта и давать положительный экономический эффект при разработке месторождений, так и являться убыточным.

Наиболее перспективным для дальнейшего изучения можно считать метод одновременно-раздельной эксплуатации водоплавающих залежей и газонефтяных месторождений, поскольку именно они в наибольшей степени положительно влияют на показатели разработки – увеличивают показатели добычи нефти и КИН, сокращают обводненность продукции, а так же не исключают добычу подтоварной воды и попутного нефтяного газа, сокращая затраты производства на сооружение водозаборных скважин и потребление дизельного топлива для выработки электроэнергии.

Литература

1. Патент РФ № 2 547 530. 10.04.2015 // Способ разработки газонефтяных залежей;
2. РД 153-39.0-110-01 Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. – М.: Минэнерго РФ, 2002;
3. Поушев А.В., Квеско Б.Б., Карпова Е.Г., Квеско А.Р. Методы повышения эффективности разработки водоплавающих нефтяных залежей // Известия ТПУ. 2011;
4. Шараев. В.А. Моделирование технологии безводного дебита для борьбы с конусообразованием. – институт «ТатНИПИнефть». – 13 с;
5. Karp J.C., Lowe D. K., Marvsov N. Horizontal Barriers for Controlling Water Coning. – Jour. Pet. Tech. – 1962–8 с;
6. I. Lakatos and J. Lakatos-Szabo Restriction of Gas Coning by a Novel Gel/Foam Technique. –SPE 39654 –1998–6 с.