

**ОБЗОР ПРИМЕНЕНИЯ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА С ЦЕЛЬЮ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ**

**Сафроненко А.В.**

Научный руководитель инженер Д.В. Коношонкин

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Тенденцией последних лет является увеличение доли трудноизвлекаемых запасов в составе доказанных запасов нефти в России. К трудноизвлекаемым запасам относятся нефть в низкопроницаемых коллекторах, высоковязкая нефть, а также шельфовые месторождения. Помимо разведки новых месторождений, запасы нефти растут за счёт доразведки уже разрабатываемых месторождений и применения новых технологий добычи нефти. К таким технологиям относятся методы увеличения нефтеотдачи (МУН) направленные на повышение нефтеотдачи путём изменения физико-химических свойств пластовых флюидов [1, 2].

Газовые методы являются одной из основных групп МУН. В качестве рабочего агента используются природный газ, попутно добываемый вместе с нефтью, азот ( $N_2$ ) и углекислый газ ( $CO_2$ ). Активное применение закачки  $CO_2$  в пласт в двадцатом веке пришлось на Соединенные Штаты Америки. Это связано с наличием в США большого количества природных запасов углекислого газа. Помимо природных источников углекислого газа также существуют техногенные источники, к которым относятся крупные ТЭЦ, химические и металлургические предприятия. Дополнительным стимулом применения  $CO_2$  в качестве рабочего агента является тренд на снижение выбросов парниковых газов с целью уменьшения негативного антропогенного влияния на климатические условия. Примерами международного сотрудничества в данной сфере являются Киотский протокол и последовавшее за ним Парижское соглашение, регулирующие меры по снижению выбросов парниковых газов [1, 2].

При стандартных условиях диоксид углерода представляет собой газ без цвета и запаха. Критические давление и температура составляют 7,38 МПа и 31 °С соответственно. При закачке его в пласты, находящиеся на глубине от полутора километров, газ будет находиться в критическом состоянии.  $CO_2$  хорошо растворяется в нефти, свойства растворимости близки к свойствам пропана. В меньшей степени растворяется в воде. Следует отметить следующие факторы, влияющие на увеличение нефтеотдачи: набухание нефти, уменьшение вязкости нефти, уменьшение межфазного натяжения, образование угольной кислоты, режим растворённого газа [4, 9].

Растворение углекислого газа в нефти сопровождается уменьшением её плотности и увеличением объёма на 20-50 %. Данный эффект имеет существенное значение при растворении в маловязкой нефти.

При увеличении содержания  $CO_2$  в тяжелой нефти наблюдается значительное снижение её вязкости, причём чем больше начальная вязкость нефти, тем значительнее будет изменение вязкости при растворении в ней газа. Таким образом, вязкость нефти может уменьшиться более чем на 90 % [8].

При растворении в нефти диоксида углерода наблюдается изменение межфазного натяжения и как следствие снижение капиллярных сил. Капиллярные силы способствуют удерживанию нефти в пласте, поэтому снижение межфазного натяжения способствует снижению количества остаточной нефти [3].

Растворение углекислого газа в воде приводит к увеличению её вязкости, что может способствовать более стабильному вытеснению нефти водой. Также при смешивании углекислого газа и воды может образоваться карбоновая кислота, которая взаимодействует с карбонатами [7].

После прекращения закачки газа пластовое давление постепенно снижается, и растворённый в нефти газ в определённый момент начинает высвобождаться в качестве отдельной фазы, обеспечивая дополнительную пластовую энергию [7].

Существуют различные технологии закачки диоксида углерода в пласт. Первой технологией является непрерывная закачка газа. Непрерывная закачка позволяет уменьшить остаточную нефтенасыщенность. Для непрерывной закачки газа необходим источник диоксида углерода, обеспечивающий непрерывную поставку большого объёма газа. Это условие ограничивает применимость данного метода [7, 11].

Следующей технологией является закачка газа в виде оторочки, которая продвигается водой. Закачка газа обеспечивает лучшее вытеснение на микроскопическом уровне, в то время как закачка воды обеспечивает лучшее макроскопическое вытеснение. Также данный метод уменьшает вероятность раннего прорыва газа и является более предпочтительным при ограниченном количестве  $CO_2$ . Дополнительная нефтеотдача может составлять 10 % [10].

Также существует вариант циклической закачки углекислого газа в добывающие скважины. Такая технология получила название Huff-N-Puff. Выделяют три фазы: закачка  $CO_2$ , остановка скважины на время выдержки, добыча нефти. Первые циклы характеризуются наивысшей эффективностью, после чего эффект от закачки постепенно снижается. Увеличение времени выдержки также способствует увеличению эффективности метода. Также на эффективность метода влияет величина пластового давления до воздействия на пласт [12].

Существует и вариант закачки в пласт карбонизированной воды. Положительным аспектом данного метода является повышение вязкости воды, что способствует образованию более равномерного фронта вытеснения. Однако данный метод обладает сравнительно меньшей эффективностью, поскольку в воде газа растворяется меньше чем в нефти, и помимо этого газ должен перейти из воды в нефть [4, 9].

Следует отметить недостатки использования диоксида углерода в качестве рабочего агента. Одним из наиболее значимых недостатков является высокая коррозионная активность. В результате этого необходимо использовать специальное коррозионностойкое оборудование, что повышает капитальные затраты и соответственно влияет на конечную стоимость нефти. В качестве альтернативы возможно использование ингибиторов коррозии, однако стоит учитывать возможные последствия взаимодействия ингибиторов с породой коллектором и пластовыми флюидами [5, 6].

Ещё одним недостатком является возможность образования асфальтосмолопарафиновых отложений в следствие снижения стабильности дисперсии асфальтенов в нефти. Тенденция к отложению асфальтенов

преимущественно увеличивается с увеличением концентрации CO<sub>2</sub>. 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<sub>2</sub>. 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 ядерных 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. Alkili M.Y., Al Hammadi K.E. First CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 соответствовать 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 приближенной методике расчёта конусообразования, приведённой в работе Ю.П. Желтова, согласно которой формула для предельного безводного дебита выражается:

$$q_n = \frac{\pi k \Delta \gamma_0 [(h_k)^2 - (h_c)^2]}{\mu_n \ln \frac{r_k}{r_c}} \cdot 86400 \quad (1)$$