

УДК 622.276

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

¹Трухина О.С., ²Синцов И.А.¹ФГБОУ ВПО «Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»,
Санкт-Петербург, e-mail: oksana.truhina@bk.ru;²ФГБОУ ВО «Тюменский государственный нефтегазовый университет»,
Тюмень, e-mail: ivan_sintsov@mail.ru

В связи с истощением запасов легкоизвлекаемой нефти все большие усилия направляются на создание технологий и способов разработки, позволяющих добывать углеводороды в осложненных условиях. При использовании углекислого газа в качестве вытесняющего агента можно достичь значительного увеличения коэффициента нефтеотдачи. Наибольший эффект при вытеснении нефти двуокисью углерода достигается при смешиваемом вытеснении, которое возможно при пластовом давлении выше давления смесимости. Вытеснение нефти диоксидом углерода представляет собой достаточно сложный процесс, при котором проявляются эффекты массообмена, капиллярные и гравитационные эффекты. Рассмотрен опыт применения углекислого газа для повышения нефтеотдачи на месторождениях России, Венгрии и США. Применение углекислого газа является перспективным методом увеличения нефтеотдачи при наличии надежного источника. Возможно получение углекислого газа путем сжигания углеводородного газа.

Ключевые слова: углекислый газ, метод увеличения нефтеотдачи, нефтяной пласт, месторождение, смешиваемое вытеснение

EXPERIENCE OF CARBONE DIOXIDE USAGE FOR ENHANCED OIL RECOVERY

¹Trukhina O.S., ²Sintsov I.A.¹Federal Budget Educational Institution of Higher Professional Education «National Mineral Resources University (University of Mines)», Saint Petersburg, e-mail: oksana.truhina@bk.ru;²Federal Budget Educational Institution of Higher Education «Tyumen State Oil and Gas University»,
Tyumen, e-mail: ivan_sintsov@mail.ru

Due to the depletion of easily recoverable oil, more efforts are directed to the development of technologies and methods of development that allow to extract hydrocarbons in the complicated conditions. When using carbon dioxide as the displacement agent can be achieved by significantly increasing recovery factor. The greatest effect on oil displacement is achieved when carbon dioxide miscible displacement, which is possible with the reservoir pressure above the miscibility pressure. Displacement of carbon dioxide oil is a fairly complex process, in which manifest the effects of mass transfer, capillary and gravitational effects. The experience of the use of carbon dioxide for enhanced oil recovery at fields in Russia, Hungary and the United States. The use of carbon dioxide is a promising method of enhanced oil recovery in the presence of a trusted source. Reception of carbon dioxide by burning hydrocarbon gas.

Keywords: carbon dioxide, method of enhanced oil recovery, oil reservoir, field, miscible displacement

В связи с истощением запасов легкоизвлекаемой нефти все большие усилия направляются на создание технологий и способов разработки, позволяющих добывать углеводороды в осложненных условиях. Одним из таких методов является вытеснение нефти путем закачки углекислого газа (CO₂) в пласт. Закачку углекислого газа для повышения нефтеотдачи начали применять с середины пятидесятих годов. За это время были изучены механизмы физико-химического взаимодействия углекислого газа с водой, нефтью и породой; определены особенности вытеснения нефти при использовании двуокиси углерода; рассмотрены преимущества и недостатки по сравнению с другими методами увеличения нефтеотдачи [9]. В отличие от других газов при использовании CO₂ в качестве вытесняющего

агента можно достичь значительного увеличения коэффициента нефтеотдачи. В лабораторных условиях, при неограниченной смесимости, коэффициент вытеснения нефти может достигать 100% [10].

Во многом продуктивный эффект от применения технологии по закачке углекислого газа обусловлен тем, что CO₂ способен растворяться в нефти и пластовой воде в большей степени по сравнению с другими газами. При растворении в нефти углекислый газ способствует увеличению нефти в объеме, что в свою очередь способствует вытеснению остаточной неподвижной нефти [3]. На основании лабораторных экспериментов, проведенных на образцах нефти Радаевского месторождения, было установлено, что при массовом содержании CO₂ в нефти 22,2% ее объемный коэффициент

увеличивается с 1,07 до 1,33 [11]. Закачка углекислоты способствует снижению межфазного натяжения на границе нефть – вода. При растворении в нефти и воде CO_2 улучшается смачиваемость породы водой, что приводит к отмыву нефтяной пленки с поверхности породы, переводя ее из пленочного состояния в капельное, таким образом увеличивая коэффициент вытеснения. Способность углекислого газа растворяться в воде позволяет части CO_2 , обладающего лучшей растворимостью в углеводородных жидкостях, чем в воде, переходить в нефть. При растворении диоксида углерода в воде вязкость воды увеличивается незначительно, а образующаяся при этом угольная кислота (H_2CO_3) растворяет некоторые виды цемента и породы пласта, увеличивая проницаемость. Согласно результатам лабораторных исследований БашНИПИнефть проницаемость песчаников может вырасти на 5–15%, а доломитов на 6–75% [2, 9, 10]. Чем большее количество диоксида углерода содержится в воде, тем более эффективным становится вытеснение нефти. Влияние на степень растворимости углекислого газа в воде оказывает минерализация воды, с повышением степени минерализации снижается растворимость CO_2 в воде [3].

Также преимуществом закачки углекислого газа является способность увеличивать подвижность нефти. В соответствии с законами термодинамики при высокой степени расширения нефти часть адсорбционного слоя нефти в порах освобождается, вязкость под влиянием растворенного газа понижается, и нефть становится подвижной. В большей степени этот эффект проявляется при взаимодействии с высоковязкими нефтями (более 25 МПа·с [8]). Согласно лабораторным исследованиям, чем выше начальное значение вязкости, тем сильнее ее снижение (таблица) [3, 10].

Начальная вязкость нефти, мПа·с	Вязкость нефти при полном насыщении CO_2 , мПа·с
1000–9000	15–160
100–600	3–15
10–100	1–3
1–9	0,5–0,9

Однако на практике вязкость месторождений, на которых применяют закачку CO_2 не достигает таких высоких значений. По анализу проектов по закачке углекислого

газа, реализуемых в мире, вязкость нефти находится в диапазоне 0,4–3,0 МПа·с [10].

В пластовых условиях в зависимости от температуры и давления углекислый газ может находиться в газообразном, жидком, а также сверхкритическом состоянии. Критическая точка характеризуется температурой 31,2°C и давлением 7,2 МПа. При температуре ниже 31,2°C углекислый газ может находиться в жидкой фазе. Значение температуры, при которой двуокись углерода будет находиться в жидком состоянии, может увеличиться до 40°C, если в составе будут присутствовать углеводороды. При температуре выше 31,2°C CO_2 будет находиться в газообразном состоянии при любом давлении. В сверхкритическом состоянии плотность углекислого газа соответствует плотности жидкости, а вязкость и поверхностное натяжение – газу. В таком состоянии CO_2 будет вытеснять нефть со снижением охвата неоднородных пластов, что характерно для маловязкого агента.

Экспериментальным путем было определено, что эффективней закачивать углекислоту в жидком состоянии, а оптимальная пластовая температура должна быть близка к критическому значению. Наибольший эффект при вытеснении нефти двуокисью углерода достигается при смешивающемся вытеснении, которое возможно при пластовом давлении выше давления смесимости.

Давление смесимости зависит от состава нефти и давления насыщения. С повышением давления насыщения, а также при наличии метана или азота в составе нефти давление смесимости увеличивается. Углеводородные газы с высокой молекулярной массой, в том числе этан, помогают снизить давление смесимости. Давление смесимости CO_2 значительно ниже давления смесимости углеводородных газов. Если для вытеснения легкой нефти диоксидом углерода давление смесимости будет в диапазоне 9–10 МПа, то для смешивающегося вытеснения углеводородным газом необходимо от 27 до 30 МПа. В случае, когда давление в пласте не достигает давления смесимости, при взаимодействии диоксида углерода и нефти образуется CO_2 с содержанием легкой фазы нефти и нефть без легких фракций [10].

Вытеснение нефти диоксидом углерода представляет собой достаточно сложный процесс, при котором проявляются эффекты массообмена, капиллярные и гравитационные. При частичной или полной смесимости углекислого газа с нефтью изменяются ее реологические свойства, это

и способствует вовлечению в разработку ранее не задействованных нефтей. На процесс вытеснения нефти диоксидом углерода влияют условия насыщения и предшествующее вытеснение [3, 10].

За период изучения технологии по закачке углекислого газа в пласт с целью повышения коэффициента извлечения нефти были выделены различные подходы к его применению:

- закачка карбонизированной воды;
- непрерывное нагнетание CO_2 ;
- закачка оторочки CO_2 с последующей закачкой воды;
- вытеснение нефти чередующейся закачкой CO_2 и воды;
- вытеснение нефти закачкой комбинированных оторочек химических реагентов и CO_2 .

Основным преимуществом нагнетания карбонизированной воды является относительно низкий расход углекислого газа при закачке в пласт по сравнению с другими вариациями его использования. Оптимальная концентрация углекислоты в воде составляет 4–5%. Лабораторными экспериментами по определению эффективности использования карбонизированной воды, проведенными УфНИИ, было установлено, что вытеснение нефти карбонизированной водой с концентрацией CO_2 5,3% позволяет увеличить нефтеотдачу на 14% по сравнению с вытеснением водопроводной водой [10].

Преимуществом непрерывной закачки углекислого газа является достижение более высокого коэффициента вытеснения по сравнению с другими вариантами применения технологии. Это происходит посредством того, что перед продвигающимся объемом CO_2 формируется вал нефти, свойственный для процессов, происходящих при смешиваемом вытеснении. К недостаткам непрерывной закачки углекислого газа можно отнести вязкостную неустойчивость, которая в некоторых случаях способна значительно снизить коэффициент охвата и привести к раннему прорыву углекислоты [10, 11].

По сравнению с непрерывным вытеснением углекислым газом вариант с чередующейся закачкой CO_2 и воды является более экономичным за счет снижения объема, а следовательно, и затрат на двуокись углерода. Также к преимуществам попеременной закачки можно отнести то, что попеременная закачка углекислого газа и воды может быть эффективной для неоднородных пластов в зависимости от соотношения CO_2 и H_2O [3, 10]. В литературных источниках приводятся результаты лабораторных экс-

периментов, однако также подчеркивается, что эффективность каждого конкретного проекта должна быть основана на экспериментальном опыте, при котором условия были максимально близки к реальным условиям [3]. Мнения специалистов относительно этого варианта закачки диоксида углерода расходятся. Опубликованы результаты лабораторных экспериментов, в результате которых были сделаны выводы, что для однородного пласта при ограниченной смесимости лучшим вариантом по сравнению с чередующейся закачкой будет являться вариант с нагнетанием сплошной оторочки. Также подчеркивается, что попеременное нагнетание углекислого газа и воды снижает конечный коэффициент вытеснения нефти по сравнению с непрерывным нагнетанием [7]. По результатам других экспериментов определено, что для однородного пласта чередующаяся закачка является эффективной, а оптимальный объем оторочки составляет от 9 до 12% порового объема [11]. По мнению авторов данной статьи, после анализа лабораторных и промышленных экспериментов, в том числе на Радаевском месторождении, а также изучения научных трудов, посвященных данному вопросу, эффективность технология чередующейся закачки доказана. А применение такого варианта будет эффективным для неоднородных пластов, хотя степень эффективности может быть различной.

При всех очевидных преимуществах применения технологии по повышению нефтеотдачи путем закачки углекислого газа она имеет и недостатки. По сравнению с заводнением при закачке CO_2 снижается коэффициент охвата. Для снижения проявления такого эффекта возможно использование поочередной закачки воды и двуокиси углерода, а также проведение селективной изоляции определенных интервалов. В свою очередь использование воды поочередно с CO_2 может привести к самому существенному осложнению, которое возможно при закачке углекислоты – коррозии оборудования нагнетательных и добывающих скважин. Еще один минус данной технологии заключается в том, что при неполной смесимости с нефтью CO_2 экстрагирует из нее легкие углеводороды, а в нефти остаются тяжелые фракции, вследствие чего нефть становится малоподвижной, и извлечь ее в дальнейшем будет значительно сложнее.

Следующим недостатком данной технологии является то, что диоксид углерода относится к газам, которые при насыщении их

парами воды могут образовывать кристаллогидраты.

В процессе растворения CO_2 в воде и нефти будет наблюдаться снижение температуры. Степень снижения температуры увеличивается с возрастанием концентрации углекислого газа. Такой температурный эффект при растворении углекислого газа может повлиять на образование асфальтено-смолисто-парафиновых отложений [9, 10].

По некоторым оценкам исследуемой технологии отмечают, что если нет возможности обеспечить доставку диоксида углерода по доступной цене в необходимый срок, то велика вероятность упущения возможности повышения конечной нефтеотдачи. Обеспечение снабжения на поздних сроках, когда месторождение находится уже на более поздней стадии, и наблюдается снижение пластового давления доступно только несмешивающееся вытеснение, эффект от которого в разы ниже, чем при режиме смешивающегося вытеснения, для некоторых месторождений такая оценка вполне оправдана [1]. Отсутствие доступного источника является существенным ограничением для применения технологии по закачке углекислого газа. Для многих месторождений производство и транспортировка CO_2 до объекта может оказаться экономически нерентабельной [9, 10].

В Советском Союзе первые лабораторные эксперименты по применению углекислого газа были проведены ВНИИ и БашНИПИнефть. В 1967 г. закачка CO_2 в виде карбонизированной воды была реализована на Александровской площади Туймазинского месторождения. Общий объем закачки карбонизированной воды составил два поровых объема с концентрацией углекислоты 1,7%. Охват пласта заводнением по мощности увеличен на 30%, приемистость нагнетательных скважин на 10–40%. Удельный эффект от количества закачанного углекислого газа на одну тонну добытой нефти составил – 0,17 т/т [2].

Закачка двуокиси углерода на Радаевском месторождении была начата с 1984 г. В результате реализации проекта по закачке CO_2 на Радаевском месторождении было закачено 787,2 тыс. т CO_2 , что в 2,6 раза меньше проектного объема за данный период. За счет закачки CO_2 к июлю 1989 г. дополнительная добыча нефти составила 218 тыс. т. Удельный эффект от количества закачанного CO_2 равен 0,28 т/т. При подаче двуокиси возникали сложности, которые были связаны с прорывами углекислотопровода. По-

ставки углекислого газа были неравномерными. После многочисленных прорывов его эксплуатация стала невозможной. Это послужило основной причиной прекращения эксперимента в 1988 г [11].

В результате закачки 110 тыс. т жидкого CO_2 на Козловском месторождении удельный эффект равен 0,125 т/т. Похожие проекты по закачке углекислого газа в пласт были реализованы на Сергеевском месторождении в 1984 г., где удельный эффект от закачки к июлю 1989 г. составил 0,23 т/т. Закачанный объем составил 73,8 тыс. т [11]. На Елабужском месторождении закачка CO_2 была начата в 1987 г. Общий объем закачки составил 58,3 тыс. т. Был разработан проект для Ольховского месторождения. При применении данной технологии во всех случаях отмечалось повышение нефтеотдачи. Однако существенные капиталовложения и продолжительный срок до начала окупаемости проектов, а также отсутствие оборудования, которое могло обеспечивать бесперебойную работу при закачке CO_2 , не позволили продолжить дальнейшее развитие технологии в этот период [10, 11].

Широкий опыт применения данной технологии имеется за рубежом. Закачка углекислоты в пласт активно используется США, Канадой, Венгрией, Турцией, Великобританией и другими странами. Уже в августе 1981 года по всему миру, без учета стран СССР, было зафиксировано 27 действующих проектов по закачке CO_2 , девять было завершено и 63 запланировано [5].

В США метод закачки углекислоты испытали в 1978 г. в Техасе в Scirtu и успешно начали внедрять в Пермском бассейне Западного Техаса и на востоке штата Нью-Мексико. В дальнейшем закачка углекислого газа началась и в других регионах, включая месторождения Скалистых гор, Мидконтинента и Мексиканского побережья. Основная часть добычи нефти путем закачки диоксида углерода осуществляется в регионе Пермского залива и составляет порядка 62%. Оставшиеся 38% приходятся на регионы Скалистых гор, Мидконтинента и Мексиканского побережья. В большей степени такие показатели базируются на том, что основные месторождения природного CO_2 расположены в Пермском бассейне, соответственно, углекислый газ может беспрепятственно транспортироваться по газопроводам до ближайших истощенных нефтяных месторождений. Учитывая, что эксплуатационные затраты в данном регионе ниже, чем в остальных, он становится

наиболее востребованным для компаний, осуществляющих закачку CO_2 [4].

По данным на 2014 г. в мире реализуется 136 проектов по закачке углекислого газа, которые осуществляют 30 компаний-операторов. Из них 88 считаются успешными, 18 относят к перспективным проектам, оставшиеся 20 начаты недавно. Десять проектов не удалось реализовать эффективно. Большая часть, а именно 128 из 136, реализуются в США. К самым молодым проектам по закачке двуокиси углерода можно отнести проекты, начатые в 2014 г. на месторождении Slaughter (Smith Igoe), которое находится в штате Техас, США, и обслуживается крупной американской нефтяной компанией Occidental. Несмотря на короткий срок, проект уже считается успешным, а прирост дебита составляет $2,65 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{скв}$. Проекты по закачке CO_2 на месторождениях Charlton 19 и Chester 16, расположенных в штате Мичиган, США, разрабатываемые компанией Core Energy, также стартовали в 2014 г.

Месторождения Sacroc и Devonian Unit (North Cross) относятся к самым зрелым проектам по закачке углекислого газа, которые были начаты в 1972 г. и еще не завершены. Месторождение Sacroc расположено в штате Техас, США. Разработку осуществляет компания Kinder Morgan. Прирост дебита $-10,81 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{скв}$. Devonian Unit (North Cross), также расположено в штате Техас, США. Компания оператор – Occidental. Прирост дебита $-7,84 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{скв}$. [12, 13]. Опыт использования смешивающегося вытеснения в других странах позволяет сделать вывод, что при наличии доступного источника

CO_2 использование технологии может существенно увеличить конечный коэффициент нефтеотдачи месторождений России.

Список литературы

1. Алваро В., Манрик Э. Методы увеличения нефтеотдачи пластов. Планирование и стратегии применения. – М.: ООО «Премиум-инжиниринг», 2011. – 244 с.
2. Бабалян Г.А. Применение карбонизированной воды для увеличения нефтеотдачи – М.: Недра, 1976 – 144 с.
3. Балинт В., Бан А., Долешан Ш. Применение углекислого газа в добыче нефти – М.: Недра, 1977 – 240 с.
4. Байков Н.М. Опыт повышения нефтеотдачи на месторождениях США путем закачки CO_2 // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 141–143.
5. Глазова В.М., Рыжик В.М. Применение двуокиси углерода для повышения нефтеотдачи пластов за рубежом. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1986 – 45 с.
6. Жданов С.А. Эффективность применения двуокиси углерода на различных стадиях разработки пласта / С.А. Жданов, Е.А. Зискин, Г.Ю. Михайлова // Нефтяное хозяйство. – 1989. – № 12. – С. 34–38.
7. Забродин П.И., Халимов Г.Э. Влияние технологии закачки на механизм вытеснения двуокисью углерода. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1985 – 48 с.
8. Зимица С.В., Пулькина Н.Э. Геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: Учебное пособие – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 176 с.
9. Ибрагимов Г.З., Фазлутдинов К.С., Хисамутдинов Н.И. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти: справочник – М.: Недра, 1991 – 384 с.
10. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985 – 308 с.
11. Хисамутдинов Н.И., Ибрагимов Г.З., Телин А.Г. Опыт повышения нефтеотдачи пластов чередующейся закачкой двуокиси углерода и воды. м Вып. 6. – М.: ВНИИОЭНГ, 1986 – 64 с.
12. Koottungal L. Survey: miscible CO_2 continues to eclipse steam in US EOR production. // Oil & Gas Journal. – 2014. – Vol. 112. Issue 4. – С. 78–91.
13. Kuuskraa V., Wallace M. CO_2 -EOR set for growth as new CO_2 supplies emerge. // Oil & Gas Journal. – 2014. – Vol. 112. Issue 4. – С. 66–77.