

Министерство культуры Самарской области
ГБУК «Самарская областная универсальная научная библиотека»
ФГБОУ ВО «Тольяттинский государственный университет»

ИННОВАЦИИ И «ЗЕЛЕННЫЕ» ТЕХНОЛОГИИ

РЕГИОНАЛЬНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ

(Самара, 29 ноября 2017 г.)

Сборник материалов и докладов

Самара
2018

УДК 574(043)
ББК 20.1 я 431

Редакционная коллегия сборника:

Афанасьев С.В. (научный редактор) – доктор технических наук, кандидат химических наук, профессор кафедры «Рациональное природопользование и ресурсосбережение» Тольяттинского государственного университета;

Кобзарь Т.С. (ответственный редактор) – заведующий отдела правовой и патентно-технической информации Самарской областной универсальной научной библиотеки;

Сердюкова С.В. (ответственный редактор) – главный библиограф отдела правовой и патентно-технической информации Самарской областной универсальной научной библиотеки;

Буланова А.В. - доктор химических наук, профессор Самарского национального исследовательского университета им. С.П. Королева

Кравцова М.В. – кандидат педагогических наук, доцент, заведующий кафедры «Рациональное природопользование и ресурсосбережение» Тольяттинского государственного университета;

Селезнев В.А. – доктор технических наук, кандидат географических наук, профессор, заведующий лабораторией мониторинга водных объектов Института экологии Волжского бассейна РАН

Плешивцева Ю.Э. - доктор технических наук, профессор Самарского государственного технического университета

И66 Инновации и «зеленые» технологии : Региональная научно-практическая конференция (Самара, 29 ноября 2017 года) : сборник материалов и докладов / под ред. С.В. Афанасьева, Т.С. Кобзарь, С.В. Сердюковой. – Самара, 2018. – 234 с.

В сборнике представлены материалы и доклады участников региональной научно-практической конференции. В них затронуты различные аспекты посвященные вопросам оптимизации научно-технического прогресса для стабилизации социо-эколого-экономического благополучия окружающей среды; разработки и внедрения наиболее эффективных «зеленых технологий»; многоуровневого экологического образования в Самарской области; влияния негативных факторов воздействия на окружающую среду и человека; реализации инновационных механизмов управления в обеспечении устойчивого развития экономико-экологических систем региона.

Сборник предназначен научным работникам, преподавателям и аспирантам вузов, специалистам промышленных предприятий.

Ответственность за содержание и достоверность сведений, предоставляемых для опубликования, несут авторы.

УДК 574(043)
ББК 20.1 я 431

© ГБУК «Самарская областная универсальная научная библиотека»
© ФГБОУ ВО «Тольяттинский государственный университет»

«ЗЕЛЕННЫЕ» ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОДОБЫЧЕ

Афанасьев Сергей Васильевич

*доктор технических наук, кандидат химических наук, профессор
Тольяттинский государственный университет*

Волков Владимир Анатольевич

*кандидат технических наук,
директор ООО «Дельта-пром инновации»*

Прохоров Петр Эдуардович

*руководитель лаборатории физ.-хим. исследований
ООО «Дельта-пром инновации», Самара*

Турапин Алексей Николаевич

*директор департамента инновационного проектирования
ООО «Дельта-пром инновации», Самара*

Аннотация. Рассматривается проблема утилизации техногенного CO₂ экономически выгодным образом, а именно использование CO₂ для закачки на нефтяных и газовых месторождениях с целью увеличения добычи. Описываются некоторые реализованные проекты по закачке CO₂. Показаны основные варианты применения CO₂ для повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи высоковязкой нефти. Предлагается к реализации способ газоциклической закачки CO₂ (ГЦЗ-CO₂) в добывающие нефтяные скважины в состоянии сверхкритического флюида. Показываются преимущества и эффективность данной технологии. Указывается на такие направления, как применение CO₂ в качестве буферного газового агента на подземных хранилищах газа, а также закачку CO₂ для повышения газоконденсатоотдачи на соответствующих месторождениях.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы нефти, методы увеличения нефтеотдачи, закачка диоксида углерода, секвестрация диоксида углерода, снижение вязкости нефти, газоциклическая закачка CO₂, добывающие скважины, сверхкритический флюид, буферный газ, газоконденсатоотдача.

«GREEN» TECHNOLOGIES IN THE FIELD OF OIL AND GAS RECOVERY

Afanasev Sergey Vasilyevich

*Doctor of sciences (Engineering), candidate of chemical sciences
Togliatti State University, TSU
Professor*

Volkov Vladimir Anatolyevich

*Candidate of technical sciences
ООО «Delta-prom innovations», Samara
Director*

Prokhorov Petr Eduardovich

*ООО «Delta-prom innovations»
Head of the laboratory of phys.-chem. research*

Turapin Aleksey N.

*ООО «Delta-prom innovations»
Director of the department of innovative designing*

Abstract. The problem of utilization of anthropogenic CO₂ in an economically advantageous way is considered, namely, the use of CO₂ for injection in oil and gas fields in order to increase production. Some of the implemented projects for injecting CO₂ are described. The main options for

using CO₂ for increasing oil recovery and intensifying production of highly viscous oil are shown. A method of cyclic injection of CO₂ (CO₂ Huff' n' Puff) into production oil wells as the supercritical fluid is proposed for implementation. The advantages and effectiveness of this technology are shown. Pointed out to such areas as the use of CO₂ as a buffer gas agent in underground gas storage facilities, as well as the injection of CO₂ to enhance gas condensate recovery at the respective fields.

Key words: hard-to-recover oil reserves, enhanced oil recovery, carbon dioxide injection, carbon dioxide sequestration, oil viscosity reduction, CO₂ Huff' n' Puff, production wells, supercritical fluid, buffer gas, gas condensate recovery.

В настоящее время актуальной экологической задачей является сокращение выбросов парниковых газов, влияющих на изменение климата. Основным парниковым газом является диоксид углерода (CO₂), именно этот газ в наибольших объемах образуется при сжигании ископаемого топлива, в качестве побочного продукта химических производств и т. п. В связи с этим требуется утилизация техногенного CO₂, например, тех объемов, которые выбрасываются ТЭЦ или образуются на химических предприятиях. Поскольку Россией подписано Парижское соглашение о сокращении выбросов парниковых газов, обсуждается ввод законодательного регулирования выбросов техногенного CO₂ на основании Распоряжения Правительства РФ №504-р от 02.04.2014 г.¹ Снизить влияние возможных мероприятий по регулированию выбросов на бюджеты предприятий-эмитентов CO₂ можно в том случае, если есть возможность получить экономический эффект от потенциальных проектов по утилизации CO₂. Этому требованию не удовлетворяет традиционная технология секвестрации, которая предполагает только размещение захваченных объемов газа в подземном или подводном пространстве. Альтернативой секвестрации является технология геоаккумулирования, которая подразумевает полезное использование закачиваемого в подземное либо подводное пространство CO₂. Вариантом осуществления геоаккумулирования CO₂ является экономически эффективное применение техногенного CO₂ в нефтегазовой отрасли.

Основным вариантом получения экономического эффекта от использования CO₂ является его закачка в пласт на нефтяных месторождениях с целью увеличения добычи нефти. Эта технология в настоящее время является широко распространенным в мире методом увеличения нефтеотдачи (МУН) и активно используется, в частности, в США¹ – см. рис. 1. Использование МУН на основе закачки CO₂ на современном этапе развития технологий способно обеспечить эффективную разработку запасов нефти и решить задачу снижения выбросов техногенного CO₂ в атмосферу экономически выгодным способом. Закачка CO₂ особенно актуальна в случае разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (ТИЗ) нефти, которые сложно добывать традиционными способами, при этом доля ТИЗ в общем балансе месторождений в последние годы неуклонно возрастает — эта проблема актуальна и в России². Кроме того, требуется эффективная доразработка действующих месторождений, находящихся на поздних и заключительных стадиях добычи. Для решения этой задачи также возможно эффективное применение закачки CO₂.

Основными механизмами повышения нефтеотдачи при закачке CO₂ являются: снижение вязкости нефти, увеличение объема («набухание») нефти, взаимное растворение

¹ Распоряжение Правительства РФ от 02.04.2014 № 504-р (ред. от 17.06.2016) «Об утверждении плана мероприятий по обеспечению к 2020 году сокращения объема выбросов парниковых газов до уровня не более 75 процентов объема указанных выбросов в 1990 году» // Собрание законодательства РФ. 2014. № 15. Ст. 1778.

² Фомкин А.В., Жданов С.А. Тенденции и условия развития технологий повышения эффективности нефтеизвлечения в России и за рубежом // Нефтепромысловое дело. 2015. № 12. С. 35-42.

нефти и CO₂, а также снижение межфазного натяжения на границе «нефть-вода» и улучшение смачиваемости породы водой¹.

Количественный эффект увеличения нефтеотдачи в каждом конкретном случае зависит от многих факторов, как естественных, так и технологических², таким образом, требуется оценка эффективности для каждого проекта с проведением лабораторных исследований. Далее в тексте приводится удельная эффективность на примере конкретных реализованных проектов (см. табл. 1).

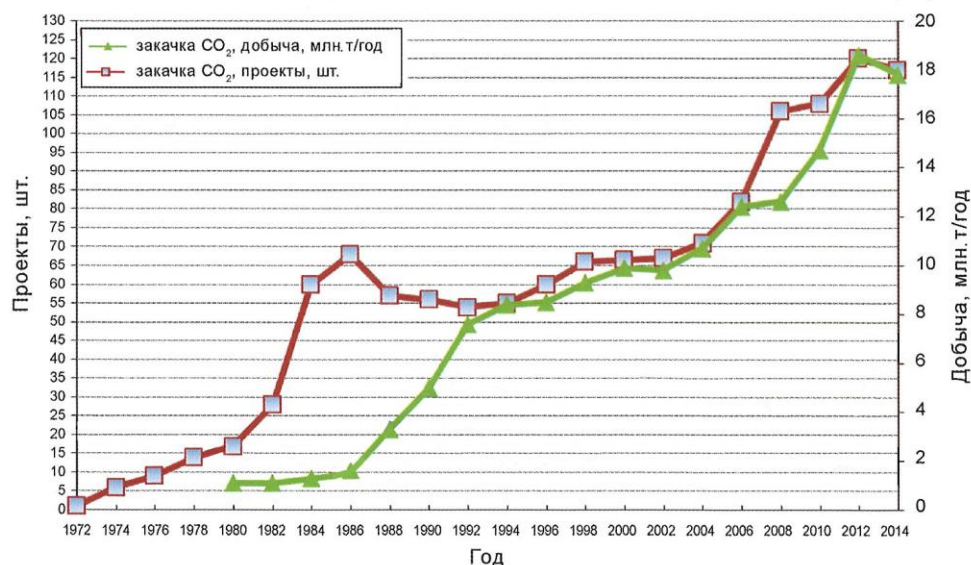


Рис 1. Динамика применения закачки CO₂ на нефтяных месторождениях США.

На многих месторождениях Урало-Поволжья возможно применение CO₂ для повышения нефтеотдачи, а наиболее привлекательными в этом плане являются нефтяные месторождения Самарской области благодаря близости источников эмиссии CO₂ и разрабатываемых месторождений³. Кроме того, в 1980-е гг. уже реализовывались проекты по закачке CO₂ на некоторых месторождениях Самарской области (Радаевское и Козловское) и ряда других регионов⁴. На Радаевском месторождении суммарный экономический эффект за весь период разработки должен был составить 11,7 млн. руб., но несмотря на это, закачка CO₂ была остановлена из-за сложностей с обеспечением его доставки по углекислотопроводу, который пришел в аварийное состояние из-за несоблюдения технических требований к перекачке CO₂. Обобщенные показатели данных проектов представлены в табл. 1.

¹ Ибрагимов Г.З., Сорокин В.А., Хисамутдинов Н.И. Химические реагенты для добычи нефти. М.: Недра, 1986.

² Гумеров Ф. М. Перспективы применения диоксида углерода для увеличения нефтеотдачи пластов // Вести газовой науки. 2011. № 2 (7).

³ Хлебников В.Н., Зобов П.М., Хамидуллин И.Р., Рузанова Ю.Ф., Иванов Е.В., Винокуров В.А. Перспективные регионы для осуществления проектов по хранению парниковых газов в России // Башкирский химический журнал. 2009. № 2.

⁴ Хисамутдинов Н.И., Ибрагимов Г.З., Телин А.Г., Пантелеев В.Г., Штоков Е.В., Барина Л. Н., Байков Р.А., Ежов М.Б., Хакимов А.М. Опыт повышения нефтеотдачи пластов чередующейся закачкой двуоксида углерода и воды. М.: ВНИИОЭНГ, 1991.

Таблица 1

Отечественные проекты по закачке CO₂ – основные показатели

Параметры	Месторождения			
	Радаевское	Козловское	Сергеевское	Елабужское
Тип коллектора	песчаник	песчаник	песчаник	-
Проницаемость, мкм ²	1,54	0,52	0,15	-
Пористость, %	22	24	16	-
Пластовая температура, °С	26,5	30	40	-
Пластовое давление, МПа	13	12,7	23,6	-
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	30,7	8,6	5,85	-
Фактическая закачка на 01.07.89, тыс. т	787,2	110,1	73,8	58,3
Длительность закачки	около 6 лет	около 3 лет	около 3 лет	около 2 лет
Дополнительная добыча, тыс. т	218	12,6	17,7	не анализировалась
Удельная эффективность, т нефти/т CO ₂	0,28	0,125	0,23	не анализировалась

В настоящее время, анализ наиболее эффективных проектов повышения нефтеотдачи за счет CO₂ в Самарской области, основывающийся на расчете затрат на приобретение, транспортировку, хранение и закачку в пласт CO₂, позволил выбрать 8 месторождений, на которых обеспечивается экономический эффект от закачки CO₂ с учетом использования ТЭЦ в качестве источников данного газа¹. Совокупный объем возможной закачки на этих месторождениях составляет около 136 млн. тонн. Информация о потенциальных проектах по закачке CO₂ с использованием ТЭЦ в качестве источника приведена в табл. 2.

Таблица 2

Потенциальные проекты по закачке CO₂ на нефтяных месторождениях Самарской области

№	Источник	Месторождение	Кол-во CO ₂ по проекту, млн. т	Окупаемость
1	ТЭЦ Волжского автозавода	Бариновско-Лебяжинское	35,410	да
2	Самарская ТЭЦ	Белозерско-Чубовское	12,951	да
3	Сызранская ТЭЦ	Верхне-Ветляинское	11,324	да
4	Тольятинская ТЭЦ	Дмитриевское	18,833	да
5	Безымянская ТЭЦ	Западно-Коммунарское	5,591	да
6	Ульяновская ТЭЦ-1	Кулешовское	13,230	да
7	Ульяновская ТЭЦ-2	Кулешовское	12,683	да
8	Новокуйбышевская ТЭЦ-1	Мамуринское	11,604	да
9	Новокуйбышевская ТЭЦ-2	Новозапрудненское	14,255	да

Помимо ТЭЦ, источниками сжиженного CO₂ также могут выступать химические предприятия, на которых данный реагент является отходом основного производства. Например, только на ОАО «Тольяттиазот» в качестве побочного продукта производится

¹ Сидорова К. И. Экономическая оценка использования технологии утилизации углекислого газа в нефтяных месторождениях для повышения нефтеотдачи, диссертация на соискание ученой степени к. э. н., ФГБОУ ВПО Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», Санкт-Петербург, 2016.

более 2,5 млн. тонн CO_2 в год¹. Использование химических предприятий в качестве источников CO_2 позволяет увеличить количество месторождений, на которых может быть реализована закачка CO_2 . Кроме того, на химических предприятиях побочным продуктом является сжиженный CO_2 , что исключает дорогостоящее строительство установок для компримирования и сжижения, увеличивая экономическую привлекательность потенциальных проектов.

Закачка CO_2 на нефтяных месторождениях возможна в различных вариантах. Наиболее распространено использование для закачки специальных нагнетательных скважин. В проектах, представленные в табл. 2, реализовывался именно этот вариант.

Известным примером успешно реализуемого проекта по секвестрации техногенного CO_2 с одновременным повышением нефтеотдачи в масштабах месторождения с использованием нагнетательных скважин является проект на месторождении Weyburn-Midale (юго-восточный Саскачеван, Канада)². Проект, осуществляемый совместно США и Канадой, включает в себя улавливание CO_2 , его компримирование и перекачку по трубопроводу на нефтяное месторождение. Источником CO_2 в данном проекте является химическое предприятие в г. Veulah (Северная Дакота, США), где данный газ образуется в качестве побочного продукта. Перекачка на месторождение осуществляется при давлении 15 МПа по трубопроводу диаметром 400 мм и протяженностью 340 км, при этом интенсивность перекачки составляет 6000-8500 т/сут. На сентябрь 2015 г. на месторождении Weyburn-Midale произведена закачка 24 млн. тонн CO_2 , всего же по проекту предусмотрена закачка 55 млн. тонн. Закачиваемый CO_2 позволил существенно повысить добычу нефти в период, когда другие способы повышения нефтеотдачи (в частности, заводнение) оказались исчерпаны. Добыча нефти практически утроилась по сравнению с минимальным уровнем, достигнутом в 1988 г. Динамика добычи нефти на месторождении Weyburn-Midale показана на рис. 2. Описанный проект демонстрирует, что компримированный техногенный CO_2 может успешно транспортироваться по трубопроводу на значительное расстояние и применяться для увеличения нефтеотдачи с одновременной секвестрацией.

Вариант закачки с использованием нагнетательных скважин реализуется в проектах, охватывающих целые месторождения, он требует больших капитальных затрат и осуществляется в течении нескольких лет или десятилетий. Подобные проекты, как правило, включают строительство трубопровода, связанное со значительными финансовыми затратами и организационными трудностями. Кроме того, известные проекты такого типа осуществляются на месторождениях с низкой вязкостью нефти³.

¹ Афанасьев С.В., Сергеев С.П., Волков В.А. Современные направления производства и переработки диоксида углерода // Химическая техника. 2016. № 11.

² M. Ansarizadeh, K. Dodds, O. Gurpinar, L. J. Pekot, U. Kalfa, S. Sahin, S. Uysal, T. S. Ramakrishnan, N. Sacuta, S. Whittaker. Carbon dioxide — challenges and opportunities. Oilfield Review, Vol. 27, No. 2, 01.09.2015, p. 36-50.

³ Taber J. J., Martin F. D., Seright R. S. EOR Screening Criteria Revisited - Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. SPE Reservoir Engineering, vol. 12, issue 03, Aug. 1997.

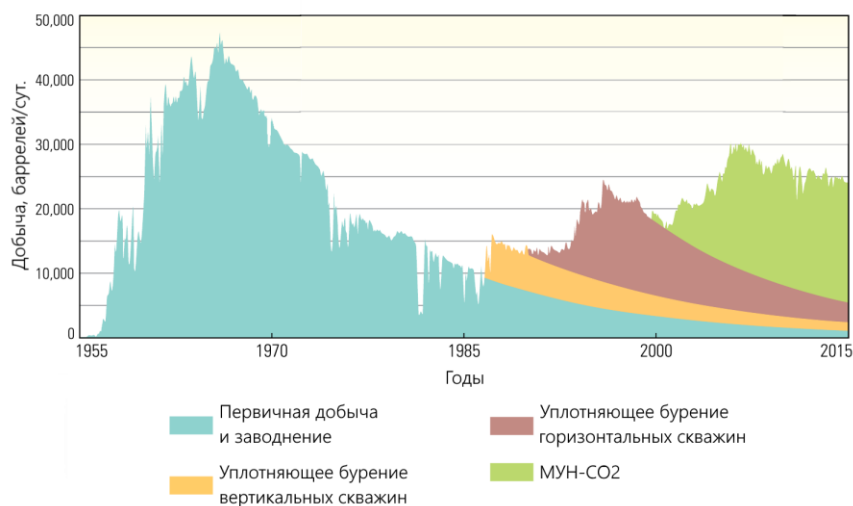


Рис. 2. Динамика добычи нефти на месторождении Weyburn-Midale.

Авторами предлагается к реализации другой способ — газоциклическая закачка CO_2 (ГЦЗ- CO_2). Данная технология заключается в закачке сжиженного CO_2 в добывающую нефтяную скважину с последующей ее остановкой для пропитки призабойной зоны пласта. CO_2 взаимодействует с пластовой нефтью в течение определенного периода, после чего скважина переключается на добычу¹. Описанный цикл при необходимости может повторяться до 3-6 раз. ГЦЗ- CO_2 применима в том числе на месторождениях с высоковязкой нефтью (до 1000 мПа·с в пластовых условиях). Удельная эффективность при этом составляет 0,28-9,45 м³ дополнительной добычи нефти на 1 т закачанного CO_2 ², срок получения технологического эффекта составляет 3-6 месяцев.

Технология ГЦЗ- CO_2 отличается тем, что осуществляется на существующих добывающих скважинах и не требует обустройства специальных нагнетательных скважин. Также при осуществлении ГЦЗ- CO_2 может использоваться доставка сжиженного CO_2 от источников эмиссии до месторождений автомобильным транспортом. На расстояниях от источника эмиссии до месторождения в пределах 300 км автотранспорт является экономически более оправданным, чем строительство трубопровода. Строительство установок по компримированию CO_2 и трубопровода для его доставки на месторождение составляет большую часть затрат на реализацию проекта по закачке, таким образом, отсутствие необходимости в этих компонентах обуславливает существенное снижение капитальных затрат на реализацию технологии и обеспечивает высокую экономическую эффективность. Кроме того, ГЦЗ- CO_2 может являться тестовым проектом для проверки эффективности закачки CO_2 в масштабах месторождения.

CO_2 может закачиваться в добывающую скважину в жидком состоянии, либо в состоянии сверхкритического флюида (СКФ). СКФ — состояние вещества, при котором исчезает различие между жидкой и газовой фазой. Свойства СКФ являются промежуточными между свойствами газа и жидкости. Так, например, сжимаемость СКФ близка к таковой для газов, а плотность — к плотности жидкостей. СКФ способны

¹ Haskin H., Alston R. An Evaluation of CO_2 Huff 'n' Puff Tests in Texas. Journal of Petroleum Technology, vol. 41, issue 02, Feb. 1989.

² Mohammed-Singh L. J., Singhal A. K., Sim S. S.-K. Screening Criteria for CO_2 Huff 'n' Puff Operations. SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, 22-26 April 2006, Tulsa, Oklahoma, USA.

растворять многие органические вещества. Также СКФ, с одной стороны, обладают достоинствами жидких органических растворителей, а именно — высокими растворяющими способностями, а с другой — значительно меньшей вязкостью, чем их аналоги в жидком состоянии. Коэффициент диффузии в СКФ на 1-2 порядка превосходит аналогичный показатель для жидкостей. Перечисленные свойства являются факторами интенсификации массообмена в процессах с участием СКФ. Свойства СКФ-СО₂ как растворителя можно регулировать — при повышении давления его растворяющая способность резко увеличивается. СО₂ в данном состоянии является эффективным и при этом экологически чистым растворителем органических веществ¹. Термодинамические условия, существующие в некоторых нефтяных пластах, позволяют СО₂ переходить в состояние СКФ, что обуславливает его преимущества перед другими газовыми агентами, не достигающими данного состояния в пластовых условиях. Это обусловлено сравнительно низкими критическими давлением и температурой СО₂, составляющими, соответственно, Р_{кр.}=7,38 МПа и Т_{кр.}=31,1°С. Благодаря переходу в состояние СКФ, СО₂ обеспечивает особенно эффективное снижение вязкости нефти в пластовых условиях.

Компанией ООО «Дельта-пром инновации» был разработан проект реализации газоциклической закачки СКФ-СО₂ на Марьинском месторождении Самарской области. Определены параметры закачки сжиженного либо СКФ СО₂, обеспечивающие отсутствие осложнений при осуществлении технологического процесса. Данный проект может быть соответствующим образом адаптирован под другие требуемые скважины на различных месторождениях.

На технологию газоциклической закачки коллективом авторов подана заявка на патент с приоритетом от 17.05.17, №2017117208.

Для реализации данного процесса разработана схема мобильной насосной установки для закачки сжиженного либо СКФ СО₂ в добывающие нефтяные скважины.

Технологический процесс газоциклической закачки СО₂ в добывающую скважину включает доставку сжиженного СО₂ на месторождение посредством специальных автомобильных цистерн. С цистерны сжиженный СО₂ перекачивается в накопительную емкость, из которой затем отбирается насосной установкой. Насосная установка обеспечивает закачку СО₂ с необходимыми давлением и температурой на устье скважины.

Реализация проекта ООО «Дельта-пром инновации» по газоциклической закачке СО₂ рассматривалась в ТПП «РИТЭК-Самара-Нафта», что зафиксировано в соответствующем протоколе совещания от 27.05.2016. После ознакомления с инициативой ООО «Дельта-пром инновации», компанией АО «РИТЭК» был объявлен тендер на проведение работ по газоциклической закачке СО₂ в добывающую скважину. Объектом для проведения работ была выбрана скважина №301 Марьинского месторождения (Самарская область).

Компания ООО «Дельта-пром инновации» принимала участие в данном тендере, но предпочтение было отдано американской компании Praxair, с участием которой была произведена газоциклическая закачка СО₂ на добывающей скважине №301 Марьинского месторождения. Отмечается технологическая успешность данной операции².

Помимо описанных технологий использования техногенного СО₂ в нефтегазовой отрасли, существуют ещё два направления, представляющихся достаточно перспективными,

¹ Гумеров Ф.М., Яруллин Р.С. Сверхкритические флюиды и СКФ-технологии. The Chemical Journal, №10/2008.

² РИТЭК впервые в России применил технологию Huff & Puff. Новость от 16.10.2017. URL: <http://ritek.lukoil.ru/ru/News/News?rid=164926> (дата обращения: 30.10.2017).

но пока не получившие широкого применения на практике. Эти направления также (вместе с МУН-СО₂) могут являться частью комплекса технологий экологически обоснованного и экономически привлекательного использования техногенного СО₂ для эффективной разработки и эксплуатации месторождений углеводородов.

Первое направление - применение СО₂ в качестве буферного газового агента на подземных хранилищах газа (ПХГ)¹. Буферный объем газа не извлекается в процессе эксплуатации и используется для поддержания давления в пласте, а также для предотвращения обводнения эксплуатационных скважин. Частичное замещение буферного объема метана (СН₄) на СО₂ позволит сократить затраты на эксплуатацию либо создание ПХГ, получить дополнительное количество товарного природного газа и компенсировать невосполняемые пластовые потери газа, происходящие за счет его перетоков в горизонтах. Для решения этой задачи могут использоваться в том числе и содержащие СО₂ дымовые газы, образующиеся при сжигании различного топлива.

Второе направление использование СО₂ для повышения газоконденсатоотдачи. Актуальность данного направления можно показать на примере Астраханского газоконденсатного месторождения². По имеющимся оценкам при сохранении существующей системы разработки на истощение в период после 2015 года из-за падения пластового давления ожидается снижение содержания конденсата в добываемом сырье, при этом суммарные пластовые потери конденсата могут превысить сотни миллионов тонн. Одним из альтернативных способов разработки может являться закачка техногенного СО₂ с целью поддержания пластового давления на месторождении. При этом прирост извлечения газоконденсата может составить до 7%. Повышение газоконденсатоотдачи посредством закачки СО₂ пока не получило распространения в мировой практике, но является перспективным направлением, особенно с учетом роста числа истощенных газоконденсатных месторождений.

В настоящее время в Самарской области, располагающей большими ресурсами техногенного СО₂ и месторождениями с ТИЗ нефти, наиболее предпочтительным представляется внедрение технологии ГЦЗ-СО₂, являющейся оптимальным решением сразу нескольких актуальных задач — утилизации выбросов техногенного СО₂ с получением экономического эффекта и интенсификации добычи нефти, в том числе высоковязкой.

Список источников и литературы

1. Распоряжение Правительства РФ от 02.04.2014 № 504-р (ред. от 17.06.2016) «Об утверждении плана мероприятий по обеспечению к 2020 году сокращения объема выбросов парниковых газов до уровня не более 75 процентов объема указанных выбросов в 1990 году» // Собрание законодательства РФ. – 2014. – № 15. – Ст. 1778.
2. Афанасьев С. В. Современные направления производства и переработки диоксида углерода / С. В. Афанасьев, С. П. Сергеев, В. А. Волков // Химическая техника. – 2016. – № 11. – С. 30-33.

¹ Гарайшин А.С., Бебешко И.Г., Григорьев А.В., Дейнеко С.С., Исаева Н.А., Осадчая В.В., Хан С.А. Исследование возможности частичного замещения буферного газа на диоксид углерода на подземных хранилищах газа // Вести газовой науки. 2015. № 3 (23).

² Люгай А. Д. Повышение компонентоотдачи при разработке газоконденсатных месторождений с высоким содержанием неуглеводородных компонентов (на примере Астраханского газоконденсатного месторождения), диссертация на соискание ученой степени к. т. н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва, 2016.

3. Гарайшин А. С. Исследование возможности частичного замещения буферного газа на диоксид углерода на подземных хранилищах газа / А. С. Гарайшин, И. Г. Бебешко, А. В. Григорьев, С. С. Дейнеко, Н. А. Исаева, В. В. Осадчая, С. А. Хан // Вести газовой науки. – 2015. – № 3 (23). – С. 79-83.
4. Гумеров Ф. М. Перспективы применения диоксида углерода для увеличения нефтеотдачи пластов / Ф. М. Гумеров // Вести газовой науки. – 2011. – № 2 (7). – С. 93-109.
5. Гумеров Ф. М., Яруллин Р. С. Сверхкритические флюиды и СКФ-технологии. The Chemical Journal, №10/2008.
6. Ибрагимов Г. З. Химические реагенты для добычи нефти / Г. З. Ибрагимов, В. А. Сорокин, Н. И. Хисамутдинов. – Москва : Недра, 1986. – 240 с.
7. Люгай А. Д. Повышение компонентоотдачи при разработке газоконденсатных месторождений с высоким содержанием неуглеводородных компонентов (на примере Астраханского газоконденсатного месторождения) : дисс. на соиск. ученой степ. к.т.н. / А. Д. Люгай. – Москва, 2016. – 177 с.
8. РИТЭК впервые в России применил технологию Huff & Puff. Новость от 16.10.2017 [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://ritek.lukoil.ru/ru/News/News?rid=164926>. – Загл. с экрана.
9. Сидорова К. И. Экономическая оценка использования технологии утилизации углекислого газа в нефтяных месторождениях для повышения нефтеотдачи : дисс. на соиск. ученой степ. к. э. н. / К. И. Сидорова. – Санкт-Петербург, 2016. – 131 с.
10. Фомкин А. В. Тенденции и условия развития технологий повышения эффективности нефтеизвлечения в России и за рубежом / А. В. Фомкин, С. А. Жданов // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 12. – С. 35-42.
11. Хисамутдинов Н. И. Опыт повышения нефтеотдачи пластов чередующейся закачкой двуоксида углерода и воды / Н. И. Хисамутдинов, Г. З. Ибрагимов, А. Г. Телин, В. Г. Пантелеев, Е. В. Штоков, Л. Н. Баринаова, Р. А. Байков, М. Б. Ежов, А. М. Хакимов. – Москва : ВНИИОЭНГ, 1991. – 64 с.
12. Хлебников В. Н. Перспективные регионы для осуществления проектов по хранению парниковых газов в России / В. Н. Хлебников, П. М. Зобов, И. Р. Хамидуллин, Ю. Ф. Рузанова, Е. В. Иванов, В. А. Винокуров // Башкирский химический журнал. – 2009. – № 2. – С. 73-80.
13. M. Ansarizadeh, K. Dodds, O. Gurpinar, L. J. Pekot, U. Kalfa, S. Sahin, S. Uysal, T. S. Ramakrishnan, N. Sacuta, S. Whittaker. Carbon dioxide — challenges and opportunities. Oilfield Review, Vol. 27, No. 2, 01.09.2015, p. 36-50.
14. Haskin H., Alston R. An Evaluation of CO₂ Huff 'n' Puff Tests in Texas. Journal of Petroleum Technology, vol. 41, issue 02, Feb. 1989.
15. Mohammed-Singh L. J., Singhal A. K., Sim S. S.-K. Screening Criteria for CO₂ Huff 'n' Puff Operations. SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, 22-26 April 2006, Tulsa, Oklahoma, USA.
16. Taber J. J., Martin F. D., Seright R. S. EOR Screening Criteria Revisited - Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. SPE Reservoir Engineering, vol. 12, issue 03, Aug. 1997.