

УДК 622.323

DOI: 10.31660/0445-0108-2024-4-119-135

Ключевые этапы организации процесса закачки углекислого газа в нефтяные пласты с целью увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти

**Д. Г. Афонин^{1,2}, С. К. Грачева^{1,2*}, А. А. Ручкин¹, А. А. Максимов³,
Г. А. Щутский³**

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

³ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

*skgracheva@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Решая задачу мирового уровня о сокращении выбросов парниковых газов в атмосферу и возможной утилизации углекислого газа (CO₂), в статье представлен обзор технологий закачки CO₂ в пласты нефтегазовых месторождений с целью увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти. Предложены и детально описаны технологические процессы реализации двух основных методов: закачки углекислого газа в добывающие скважины методом Huff and Puff и закачки CO₂ в нагнетательные скважины.

Технология закачки диоксида углерода в добывающие скважины имеет ряд преимуществ, таких как отсутствие капитальных затрат и низкие операционные затраты, быстрое получение эффекта в виде увеличения дебита и эффективного использования CO₂. Общий принцип технологии заключается в управляемой подаче углекислого газа через устье остановленной добывающей скважины в призабойную зону пласта. Эффективность технологии в основном достигается за счет снижения вязкости нефти и объемного расширения нефти, снижения межфазного натяжения и уменьшения относительной фазовой проницаемости по воде и, как следствие, снижения остаточной нефтенасыщенности за счет роста количества защемленного газа.

Вторая технология по закачке углекислого газа в нагнетательные скважины для получения положительного технологического эффекта требует большего объема агента закачки и длительного периода времени для оценки эффекта. Эффективность технологии и увеличение коэффициента вытеснения нефти достигается за счет распределения больших объемов закачанного углекислого газа по низкопроницаемым каналам пласта и вовлечения остаточной нефти.

В статье представлены необходимые условия и основные этапы организации процесса закачки CO₂ по предложенным технологиям, описан состав требуемого оборудования. Особое внимание уделено необходимости применения ингибиторов для защиты внутрискважинного оборудования, а также выбору подходящих ингибиторов с учетом их физико-химических характеристик, совместимости с другими реагентами и свойствами пласта, проведен экспертный опрос рынка на наличие специализированного оборудования в России и услуг отечественных производителей в области технологий закачки газов в пласты.

Заключительная часть статьи подчеркивает важность тщательного планирования и мониторинга при проведении закачки CO₂ в скважины, а также потенциал газовых методов для повышения добычи и снижения воздействия на окружающую среду.

Ключевые слова: закачка углекислого газа, мобильные решения, компрессоры, дополнительная добыча нефти, увеличение дебита нефти

Для цитирования: Ключевые этапы организации процесса закачки углекислого газа в нефтяные пласты с целью увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти / Д. Г. Афонин, С. К. Грачева, А. А. Ручкин [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-4-119-135 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 4. – С. 119–135.

The key stages of injecting carbon dioxide into oil reservoirs in order to enhance oil recovery and stimulate oil production

Denis G. Afonin^{1,2,3}, Svetlana K. Gracheva^{1,2,*}, Aleksander A. Ruchkin¹, Alexey A. Maximov³, Grigoriy A. Shutskiy³

¹Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

³RN-Yuganskneftegaz LLC, Nefteyugansk, Russia

*skgracheva@inn.rosneft.ru

Abstract. Solving the world-class problem of reducing greenhouse gas emissions into the atmosphere and potential utilization of carbon dioxide (CO₂), the article provides an overview of technologies for injecting CO₂ into the oil and gas reservoirs to enhance oil recovery and stimulate oil production. Two main methods of carbon dioxide (CO₂) injection are proposed and described in detail. These are the Huff and Puff method, which involves the injection of CO₂ into production wells, and CO₂ injection into injection wells.

The technology of injecting carbon dioxide into production wells has a number of advantages, such as the lack of capital costs and low operating costs, quick effect manifested in increased oil rates and efficient use of CO₂. The general principle of the technology is the controlled supply of carbon dioxide through the mouth of a shut-in production well into the bottomhole formation zone. The efficiency of the technology is achieved primarily through the reduction of oil viscosity and volumetric expansion of oil, the decrease of interfacial tension, and the reduction of relative phase permeability by water. Consequently, residual oil saturation is reduced by the increase in the amount of trapped gas.

The second technology for injecting carbon dioxide into injection wells to achieve a positive technological effect requires a larger volume of injection agent and a longer period for evaluation of the effect. The efficiency of the technology and the increase in the oil displacement ratio are achieved through the distribution of large volumes of injected carbon dioxide through low-permeability reservoir channels and involvement of residual oil.

The article presents the necessary conditions and main stages of CO₂ injection process organization using the proposed technologies, and describes the composition of the required equipment. Special attention is paid to the necessity of using inhibitors to protect downhole equipment, as well as to the selection of suitable inhibitors, taking into account their physical and chemical characteristics, compatibility with other reagents and reservoir properties. The authors of the article have conducted an expert survey of the market for the availability of specialized equipment in Russia and the services of domestic manufacturers in the field of gas injection technologies.

The conclusion of the article highlights the importance of CO₂ injection careful planning and monitoring, as well as the potential of gas-enhanced methods to improve production and reduce environmental impact.

Keywords: carbon dioxide injection, mobile solutions, compressors, incremental oil production, oil rates enhancement

For citation: Afonin, D. G., Gracheva, S. K., Ruchkin, A. A., Maksimov, A. A., & Shchutsky, G. A. (2024). The key stages of injecting carbon dioxide into oil reservoirs in order to enhance oil recovery and stimulate oil production. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 119-135. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-4-119-135

Введение

Актуальность сокращения выбросов парниковых газов, снижения углеродного следа не вызывает сомнений и уверенно стоит в текущей повестке дня любого предприятия Российской Федерации (РФ), особенно нефтегазодобывающего сектора. Однако тенденции к росту потребления энергии в мире заставляют любую нефтегазодобывающую компанию активизировать не только поддержание, но и рост уровней добычи углеводородов, что напрямую влечет к активному развитию всех промышленных предприятий, росту количества обслуживающего транспорта, которые в свою очередь обеспечивают дополнительный выброс в атмосферу углекислого газа искусственного происхождения.

Как с этим бороться? Если смотреть в целом, то общепризнанные пути решения этого вопроса следующие:

1. Внедрение технологий, обеспечивающих снижение удельного расхода первичных энергоносителей на единицу производимой чистой энергии, то есть развитие энергосберегающих технологий.

2. Внедрение технологий переработки диоксида углерода путем химических преобразований для получения продуктов органической химии и адсорбентов.

3. Диверсификация топливно-энергетического баланса заинтересованных стран.

4. Увеличение доли нетрадиционных источников (гидроэнергии, энергии ветра, биомасс и других).

5. Консервация вырабатываемых парниковых газов в подземных хранилищах.

С точки зрения предприятий нефтегазодобывающего сектора, максимальный вклад в минимизацию выбросов парниковых газов может дать пятое направление — консервация. На первый взгляд, простое и логичное решение — утилизировать углекислый газ, закачав его в пласты-резервуары для временного хранения (подземные хранилища газа) с надеждой, что когда-нибудь этот ресурс может пригодиться. Однако большинство проектов, реализованных в зарубежных компаниях, например в Норвегии [1], и теоретических расчетов российских компаний подтверждают следующие ограничения. Во-первых, существует сложность технического оборудования для улавливания и закачки парниковых газов, контроля процесса, лабораторной и проектной проработки, во-вторых, основным ограничивающим фактором реализации можно обозначить чрезвычайно высокие капитальные затраты, достигающие в частных случаях до 800 млн долларов (\$). При этом доходная часть проекта, если брать РФ, не совсем прозрачна. Если посмотреть на достаточно свежие расчеты проектов российских компаний, увидим, что цифры удельных затрат на улавливание и закачку CO₂ для временного хранения достаточно высоки ($\approx 229 \cdot 330$ \$/тонну). Таким образом, становится совершенно ясно, что утилизация CO₂ для хранения в РФ пока экономически не эффективна. Актуальность приобретает решение экологического вопроса и получение экономической выгоды от сокращения выбросов CO₂.

Объект исследования

Рассмотрим дерево принципиальных решений по использованию добываемых и улавливаемых газов с точки зрения нефтегазодобывающих предприятий (рис. 1).

Использование газов в качестве методов увеличения нефтеотдачи (МУН) является хорошим способом использования попутного природного газа в случае, когда нет возможности реализовать его на рынке. Наиболее эффективные газы в МУН, с точки зрения физики процесса, — это CO_2 и жирный углеводородный газ. Принципиально технологию использования CO_2 можно поделить на два направления, различающиеся каналом доставки CO_2 в пласт. Первое — закачка в нагнетательные скважины, которая позволяет частично утилизировать CO_2 и при этом увеличить коэффициент извлечения нефти (КИН), что автоматически ставит данное направление в разряд МУН. Минусы данной технологии: длительное ожидание эффекта, высокие капитальные (CAPEX) и операционные (OPEX) затраты, коррозия оборудования, недостаток опыта. Второе направление — закачка в добывающие скважины. Данная технология имеет различные модификации, но в целом по своей сути является газоциклической закачкой (или Huff and Puff). При закачке CO_2 в добывающие скважины идет воздействие на призабойную зону пласта (ПЗП), что относит данное направление к интенсификации добычи. К плюсам технологии можно отнести отсутствие CAPEX, низкие OPEX и быстрое получение эффекта в виде увеличения дебита и эффективного использования CO_2 (частичной утилизации).

Согласно сделанному в 2021 году прогнозу Международного энергетического агентства (МЭА) [2], благодаря МУН в мире будет добываться 2,5 млн бар/сут в 2022 году и 4,7 млн бар/сут в 2040 году, причем доля газовых методов занимает основную долю в структуре МУН (40 %) и будет расти до 57 %, с основным вкладом от закачки CO_2 . Таким образом, использование CO_2 в том числе в качестве МУН — стратегически верное направление, и основная задача — найти оптимальные технико-экономические решения по закачке данного газа.

Метод исследования

Описание технологий закачки CO_2

К основным технологиям воздействия CO_2 на пласт относят метод интенсификации добычи (закачку CO_2 в добывающие скважины Huff and Puff и метод увеличения нефтеотдачи (закачку CO_2 в нагнетательные скважины) (рис. 2).

Применение газов для поддержания пластового давления имеет давнюю историю. Первые технологии использования попутного газа заключались в закачке его в газовую шапку. Использование газов как растворителей нефти началось в прошлом веке. Наибольшее распространение получил процесс вытеснения нефти углекислым газом, этому способствовало обнаружение значительных запасов природного углекислого газа в природных пластах пермских отложений в США [3], северной и западной Венгрии [4]. В последнее время обнаружены запасы природного газа с 77%-ным содержанием CO_2 в Турции и анализируются методы и техно-

логии его использования для повышения нефтеотдачи близлежащих залежей высоковязких нефтей (400–1000 сПз). Исследования в области применения CO_2 для увеличения нефтедобычи были начаты в США в 40-х годах XX века [5]. Первые проекты воздействия CO_2 в США осуществлены в 1968 г. на месторождении Ritchie и в 1975 г. на месторождении Lick Creek. Применение углеводородных газов для вытеснения нефти из залежей без газовой шапки началось чуть позже как в России, так и за рубежом [3].



Рис. 2. Типовые методы воздействия CO_2 на пласт

Основным физическим механизмом вытеснения нефти газом в смешивающемся режиме является исчезновение границы нефть — газ и полное растворение нефти в газе. В случае несмешивающегося режима за повышение эффективности вытеснения нефти отвечает снижение остаточной нефтенасыщенности среды при вытеснении ее газом, по сравнению с остаточной нефтенасыщенностью при вытеснении водой [6].

Если первоначально в мире чаще использовали технологию вытеснения нефти оторочкой газа размером не более 5 % поровых объемов пласта, где нефть проталкивалась далее в пласт водой или несмешивающимся газом, то в последнее время технология водогазового воздействия (ВГВ) зарекомендовала себя как эффективная, при этом определено, что минимально эффективный суммарный объем прокачки газа должен составить не менее 30–50 % порового объема пласта. Технологию ВГВ применяют как в смешивающемся, так и несмешивающемся режимах. Различают следующие технологии ВГВ (английское название WAG):

- ВГВ в несмешивающемся режиме (IWAG — Immiscible WAG);
- ВГВ в смешивающемся режиме (MWAG — Miscible WAG);
- ВГВ в смешивающемся и несмешивающемся режимах с одновременной закачкой воды и газа (SWAG — Simultaneous WAG);

- ВГВ с постепенным уменьшением объемов оторочек газа (TAPERED WAG) [7];
- гибридное ВГВ (HYBRID WAG) — объем закачки газовых оторочек увеличивается или уменьшается согласно требованиям работы объектов наземной инфраструктуры, существующих объемов газа;
- ВГВ в горизонтальных скважинах (HORIZONTAL WELL WAG) — технология направлена на повышение приемистости и продуктивности скважин при реализации ВГВ на низкопроницаемых пластах;
- ВГВ с режимом пенообразования (FAWAG — Foam Assisted WAG) — закачка оторочек воды с пенообразующим поверхностно-активным веществом (ПАВ). Используется для борьбы с низким охватом;
- другие комбинации.

К минусам всех выше рассмотренных методов ВГВ можно отнести длительное ожидание эффекта, высокие показатели CAPEX/OPEX, возможная коррозия оборудования, сложность технологии и небольшой опыт применения на территории России.

Вторым большим направлением закачки CO₂ в пласт относят технологию закачки диоксида углерода в добывающие скважины (Huff and Puff) [8], которая является одним из методов повышения производительности (интенсификации) нефтяных и газовых скважин. Она основана на управляемой закачке газа в скважину с последующим его вытеснением и добычей нефти или газа. Общий принцип работы этой технологии заключается в следующем. В призабойную зону пласта предварительно остановленной добывающей скважины через ее устье подается углекислый газ. В течение определенного периода происходит созревание ПЗП, повышение давления внутри пласта, взаимодействие газа с пластовой нефтью со снижением ее вязкости, после чего скважина запускается в добычу. Описанный цикл при необходимости может повторяться. Как вариация метода — гидравлический разрыв пласта (ГРП) со сжиженным CO₂, где предполагается смешивание чистого сжиженного CO₂ с песком и закачка бустерным насосом [9]. Основные составляющие факторы, влияющие на эффективность технологии: эффект освоения скважины газом, снижение вязкости нефти, дестабилизация асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), объемное расширение нефти, снижение межфазного натяжения, уменьшение относительной фазовой проницаемости (ОФП) по воде, снижение остаточной нефтенасыщенности за счет роста количества заземленного газа.

Основными преимуществами технологии закачки Huff and Puff являются следующие:

- Интенсификация добычи путем повышения дебита нефти до 1,5–2 раз на период до 6–18 месяцев (в зависимости от свойств объекта и технологии проведения).

- Закачка газа и его растворение в пласте способствуют улучшению микропроницаемости пласта, что увеличивает проникновение нефти или газа к скважине.
- Газ, закачиваемый в скважину, может снизить вязкость нефти или газа, что облегчает их движение к добывающей скважине.
- Технология может быть успешно применена в различных типах резервуаров, включая конвенциональные и неконвенциональные.
- Мобильность технологии, не требующая капитальных затрат.

К основным минусам рассмотренного метода можно отнести необходимость приостановки добычи скважины на время проведения операции, недостаточный опыт на территории России.

Несмотря на то что технология закачки Huff and Puff для каждого конкретного случая требует детального анализа и оптимизации параметров, таких как давление закачки, продолжительность фаз закачки и пропитки ПЗП газом, она является эффективным инструментом для увеличения добычи нефти. Реализация технологий с закачкой CO₂ в добывающие скважины может быть наиболее безопасным вариантом опытно-промышленных работ (ОПР) перед полномасштабной реализацией проектов газовых МУН, позволяющая оценить проект до существенных капитальных вложений в компрессорное оборудование.

Этапы работ

Организация процесса закачки CO₂ по технологии Huff and Puff

Основные этапы процесса закачки CO₂ по технологии Huff and Puff в добывающую скважину сводятся к следующему.

1. Проектная подготовка

- Определение источника CO₂. CO₂ может быть получен в результате процессов сжижения, побочного продукта или производства энергии или других процессов. Также возможно приобретение готового CO₂, поставляемого автоцистернами. На текущий момент в РФ существуют поставщики готовой продукции CO₂ в достаточных объемах.

- Подготовка CO₂. Необходимо рассчитывать, что для проведения закачки на одну скважино-операцию требуется примерный объем 150–300 тонн CO₂. Требования к качеству агента закачки CO₂ следующие: чистота CO₂ не менее 90 %, допустимое содержание N₂ не более 120 ppm, допустимое содержание O₂ не более 30 ppm, допустимая влажность не более 20 ppm.

- Разработка плана закачки. С помощью выполнения гидродинамических расчетов на симуляторах определяются основные параметры закачки: давление, объем, скорость и время закачки CO₂ в скважину; подбирается длительность выдержки скважины; оцениваются технологические эффекты. Так же разрабатывается план блокировки других зон в скважине и план расположения точек закачки на сетке скважин.

- Подбор и включение в график геолого-технических мероприятий (ГТМ) скважин-кандидатов. При подборе скважин-кандидатов важно учитывать техническое состояние скважины — эксплуатационная колонна и затрубное пространство должны быть герметичными. С целью достоверной оценки эффекта рекомендуется, чтобы подбираемая скважина-кандидат не была реагирующей при реализации на участке других методов интенсификации. Скважина-кандидат не должна находиться в зоне повышенной трещиноватости и зоне дизъюнктивных нарушений коллектора.

2. *Техническая подготовка*

- Оценка состояния подъездных дорог к участку и к устью скважины. На данном этапе необходимо выполнить подготовку дорог для обеспечения беспрепятственного проезда автоцистерн с CO₂ и доставки соответствующего оборудования для закачки углекислого газа.

- Доставка оборудования для закачки CO₂ к устью скважины и осуществление проверки и настройки оборудования, необходимого для закачки CO₂.

- Подготовка скважины. Процесс начинается с исследования скважины: определения состояния эксплуатационной колонны для выявления негерметичности, замеров температуры, пластового давления, дебитов. При нарушении колонны скважины требуется выполнить предварительный капитальный ремонт скважины (КРС), чтобы обеспечить ее надежность и функциональность. Далее также с помощью бригад КРС проводятся спускоподъемные операции (СПО) со скреперованием скважины, СПО пера-воронки с проведением обратной промывки. Скважина должна быть оснащена средствами контроля за параметрами на устье скважины (давлением, температурой).

- Спуск компоновки для закачки CO₂.

- Посадка и опрессовка пакера. При опрессовке пакерующего оборудования рекомендуется использовать нефть. Перед проведением закачки CO₂ в целях удаления АСПО и минимизации риска коррозии скважину необходимо обработать растворителем на углеводородной основе (или отработать скважину на нефть).

- Демонтаж оборудования КРС.

3. *Проведение мероприятия по закачке*

- Закачка CO₂ в пласт. С помощью мобильной насосной установки происходит непрерывная закачка CO₂ в добывающую скважину. В этот момент диоксид углерода вытесняет часть подвижной нефти вглубь залежи, что приводит к одновременному сокращению водонасыщения в ПЗП и к увеличению фазовой проницаемости по нефти. На этапе закачки можно сказать, что процесс диффузии CO₂ незначителен, потому что диоксид углерода закачивается с достаточно высокой скоростью. По завершении этапа закачки давление в ПЗП будет намного выше, чем в начале. Скорость закачки CO₂ зависит в том числе от оборудования закачки, при этом средний расход составляет 3–5 тонн/час.

- Во время закачки CO_2 необходимо контролировать следующие параметры: расход CO_2 , температуру закачиваемого CO_2 , накопленный объем CO_2 в скважине, моментальный расход CO_2 , давление CO_2 на входе в плунжерный насос, давление на выходе из мобильной насосной установки, давление на устье скважины, давление в затрубном пространстве, непрерывное обеспечение насосной установки подвозным CO_2 .

- Закачка товарной (безводной) нефти в скважину в объеме насосно-компрессорных труб (НКТ) и подпакерной зоны для продавки CO_2 в пласт, а также минимизации риска коррозии. Закачку необходимо выполнять с обеспечением контроля буферного и затрубного давлений.

- Выдержка скважины 10–28 дней. На время реакции на данном этапе устье скважины закрывается, происходящая диффузия CO_2 в скважине обеспечивает значимые механизмы процесса закачки углекислого газа, связанные с набуханием нефти и снижением ее вязкости, уменьшением фильтрационных сопротивлений, очисткой ПЗП. Массоперенос происходит за время набухания, в результате чего вязкость нефти уменьшается, а ее объем увеличивается. Завершение срока выдержки необходимо прекратить при снижении $R_{\text{буф}}$ более чем на 80 % от $R_{\text{буф}}$ на момент остановки закачки.

4. Освоение скважины и запуск в добычу

- Подготовка и монтаж временной обвязки скважины. Закачка $\approx 10\text{--}15 \text{ м}^3$ легкой нефти в скважину для дополнительной продавки CO_2 в пласт.

- Открытие скважины и ее отработка с замером дебита и контролем давления. При разрядке скважины до $R_{\text{буф}} = 0$ атм постановка бригады КРС на скважину.

- Срыв пакера и глушение скважины на циркуляцию (дегазированной нефтью).

- Спуск компоновки оборудования для добычи нефти, демонтаж оборудования КРС.

- Ввод скважины в эксплуатацию, вывод на режим. На данном этапе важно предусмотреть подачу ингибитора коррозии в зависимости от свойств оборудования скважины в первый месяц работы скважины. Не растворившаяся часть CO_2 в нефти извлекается, как газообразная фаза. После извлечения происходит отбор нефти. Фиксируется рост дебита скважины.

5. Авторский надзор (инженерное сопровождение)

- Во время процесса закачки CO_2 в добывающую скважину проводится мониторинг и контроль параметров (давления, температуры, объема закачки и др.). Благодаря мониторингу обеспечивается безопасность и эффективность процесса закачки.

- Ежедневно в течение 30 дней после запуска скважины ведется отбор и анализ проб пластового флюида.

- В период эксплуатации скважины рекомендуется фиксировать следующие данные: дебит жидкости и обводненность продукции, давление на устье (ежесуточно), газовый фактор (ежесуточно), состав добываемого газа (1 раз в неделю), химический анализ добываемой нефтесодержащей жидкости (по запросу).

- Оценка результатов научной-проектной организацией, сравнение с плановыми мероприятиями. Выполняется анализ эффективности закачки, распределения CO_2 в пласте и влияние на добычу нефти и газа. Результаты оценки могут использоваться для оптимизации процессов закачки CO_2 и возможности тиражирования.

Этапы технологического процесса закачки CO_2 в нагнетательную скважину в целом схожи с этапами закачки в добывающую скважину: проектная подготовка, техническая подготовка, проведение мероприятия по закачке, авторский надзор. Исключение составляет этап 4 (освоение скважины и запуск в добычу), он отсутствует, так как в рассматриваемом случае закачка CO_2 ведется в нагнетательную скважину, которая в добыче уже не участвует.

Основные различия при закачке CO_2 в нагнетательную скважину сводятся к следующему. Во-первых, объем закачки: если по технологии Huff and Puff в добывающую скважину закачивается до 300 тонн, то при реализации МУН с закачкой в нагнетательную скважину для получения положительного технологического эффекта необходимо прокачать не менее 30–50 % порового объема пласта (от 15 000 тонн и более на скважину в зависимости от участка опытных работ). Во-вторых, физика процесса: за счет большеобъемной закачки воздействие идет не только на ПЗП, а на пласт целиком. После закачки CO_2 в нагнетательную скважину происходит процесс растворения и распределения газа в пласте, повышение давления, снижение вязкости нефти или газа, расширение эффективного порового объема. Большие объемы закачанного углекислого газа распределяются по низкопроницаемым каналам пласта, эффективно вовлекая остаточную нефть, что приводит к увеличению коэффициента вытеснения, и соответственно, КИН. В-третьих, это сроки получения технологического эффекта: прирост КИН после закачки в нагнетательную скважину возможно оценить не ранее, чем будет реализована прокачка 30–50 % порового объема пласта, и это в зависимости от участка работ не менее 1 года, а по технологии Huff and Puff рост дебита прослеживается сразу после запуска скважины с сохранением положительного эффекта на 6–18 месяцев. Четвертым ключевым отличием можно отметить экономические затраты. Для реализации большеобъемной закачки необходимы значительно большие затраты в сравнении с технологией Huff and, связано это как с необходимым большим объемом агента закачки, так и компоновкой и технической возможностью оборудования.

Состав требуемого оборудования для закачки CO_2

Обустройство промысла месторождений с закачкой газов индивидуально для каждого объекта. Типовые сооружения для осуществления закачки CO_2 в нагнетательные скважины включают в себя: газопровод низкого давления, газопровод высокого давления, выкидные линии, нагнетательные скважины, площадку входных газосепараторов, компрессорную

станцию по закачке газа в пласт, установку осушки газа, систему подготовки топливного газа для приводов компрессоров, склад масла и реагентов в таре, ресиверы воздуха и азота для обеспечения запаса данных сред, узел учета расхода газа, поступающего на закачку в пласт и расходуемого на собственные нужды ГКС. Технологические системы, их отдельные элементы, технические устройства должны быть оснащены необходимой запорной арматурой, средствами регулирования и блокировки, обеспечивающими их безопасную эксплуатацию. Основные требования к оборудованию указаны в «Правилах безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101.

Для осуществления закачки CO₂ в добывающие скважины по технологии Huff and Puff необходимо следующее оборудование.

Насосный агрегат высокого давления (НАВД) — мобильный высокопроизводительный низкотемпературный насос для закачки углекислого газа в скважину (с криогенным контейнером). Он должен иметь возможность мобильной транспортировки (на автомобильном шасси или салазках, общая масса с тягачом — не более 40 тонн), должен иметь возможность выполнения дозаправки грузовиком-заправщиком, не должен нуждаться во внешних источниках электроэнергии, должен быть выполнен из нержавеющей стали, обладать высокой скоростью наполнения нагнетателя, герметизирован.

Автоцистерны для доставки газа обеспечивают хранение и транспортировку CO₂ без потерь продукта, заливку и слив жидкого CO₂, контроль массы и рабочего давления продукта при заправке, обладают теплоизоляцией, предохранительными клапанами и мембранами, антикоррозийным покрытием для длительного хранения. Вместимость — от 17 до 25 тонн CO₂ (в жидком состоянии), общая масса с тягачом — не более 40 тонн. Две автоцистерны всегда находятся на кусте. Габариты и масса оборудования должны позволять заезд и расположения на кусте с грунтовым покрытием, подготовленным для типового флота ГРП.

Бустерный насос — мобильный насос для перекачки (подкачки) CO₂ из резервуаров в насос высокого давления, автоматического контроля и управления давлением и температурой в линии нагнетания жидкого диоксида углерода.

Предохранительные клапаны/запорная арматура предназначены для проверки / ремонта / опорожнения резервуара, для защиты объекта / обвязки оборудования.

Рукава высокого давления (РВД) предназначены для подключения станции, перекачивающей углекислый газ.

Манифолды предназначены для перераспределения или смешения потока газа или жидкости между одним или несколькими входами/выходами.

Вся соединительная арматура, в том числе для подсоединения к фонтанной арматуре скважины, должна быть выполнена из специальной низ-

колегированной углеродистой стали и обладать антикоррозийным покрытием. Рукава высокого давления должны быть из нержавеющей стали.

Типовая схема обвязки и расстановки оборудования на кусте представлена на рисунке 3.

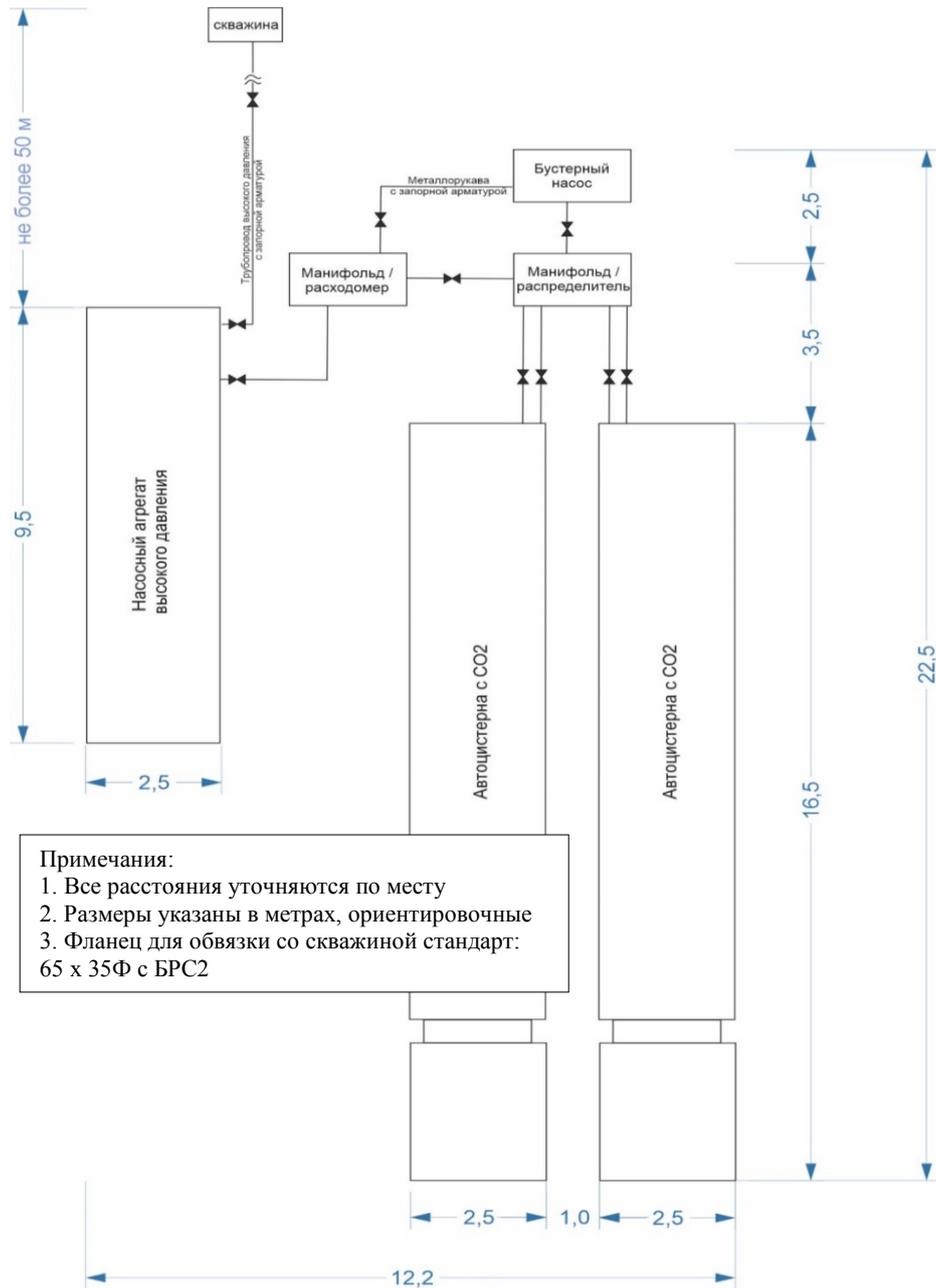


Рис. 3. Типовая схема обвязки и расстановки оборудования на кусте для закачки CO₂ в добывающую скважину

Площадка для проведения работ должна быть свободной, ровной, не иметь подземных и наземных препятствий, не должна содержать каких-либо значительных объемов вредных для здоровья человека отходов.

Важно отметить, что все необходимое оборудование для закачки CO₂ по технологии Huff and Puff является мобильным. Преимущество мобильного комплекса в том, что данное техническое решение обеспечивает снижение энергетических затрат, исключение риска образования газовых гидратов, интенсификацию добычи трудноизвлекаемых запасов, в том числе и высоковязкой нефти. Также достоинством предлагаемого комплекса является использование тепловой энергии выхлопных газов дизельного генератора для нагрева сжиженного диоксида углерода в линии высокого давления. Таким образом, исключается необходимость в отдельном источнике энергии для нагрева диоксида углерода и снижаются затраты на реализацию технологического процесса.

Защита как подземного, так и наземного оборудования скважин является важной составляющей технологического процесса эксплуатации скважин, участвующих в процессе закачки CO₂. Это влияет не только на срок службы, но и на стоимость обслуживания, эксплуатации, пропускную способность.

Скважины должны быть спроектированы таким образом, чтобы была возможность использования оборудования для непрерывного или периодического мониторинга, включая каротаж и опрессовку. Нагнетательная скважина должна иметь связанное с ней измерительное устройство для контроля массы закачиваемого потока жидкости. Датчики температуры закачки полезно использовать для определения плотности закачиваемого флюида, что позволяет оценить забойное давление.

Наличие агрессивных компонентов в смесях диоксида углерода и повышенная температура эксплуатации вызывают внешние и внутренние коррозии в скважинах. Необходимо защищать металлы во избежание выбытия скважин. Все виды борьбы с коррозией металла можно разделить на три основных, направленных на изменение одного из факторов: свойств металла, свойств окружающей среды, характера взаимодействия. Это может быть нанесение вещества с высокими диэлектрическими свойствами, например эмали, лака, краски, эпоксидных покрытий, поскольку они образуют твердую пленку с прочным сцеплением с поверхностью металла. Следующим способом предотвращения появления коррозий является обработка изделий окислителями, при которой на поверхности металла образуется слой малорастворимых продуктов коррозии. Нанесение на изделие тонкого слоя другого металла, который обладает меньшей скоростью коррозии, также служит защитой. Еще одним способом защиты от коррозий является введение в металл компонентов, повышающих его коррозионную стойкость или удаление вредных примесей. Данный способ применяется на стадии производства металла. Введение ингибиторов для замедления кор-

розий — наиболее распространенный и эффективный способ защиты оборудования. Действие ингибиторов основывается на адсорбции, на поверхности металла молекул, которые тормозят коррозию. Для защиты всего внутрискважинного оборудования, включая ПЭД и электроцентробежные насосы, от коррозии и солеотложений необходимо применение ингибиторов комплексного действия по технологии непрерывного дозирования с использованием капиллярной трубки или по технологии закачки ингибитора в призабойную зону пласта. Важно отметить, что при подборе ингибиторов коррозии для различных технологий в настоящее время учитываются не только физико-химические характеристики и защитное действие ингибиторов, но также их совместимость с другими реагентами и фильтрационно-емкостные свойства пласта.

Немаловажным является вопрос фактического наличия специального оборудования в РФ. Проведенный экспертный обзор рынка показал, что на сегодняшний день существуют отечественные производители, готовые предложить свои услуги по реализации технологий закачки различных газов в пласты. Это могут быть как отдельные компоненты мобильного и стационарного оборудования, различные агенты закачки с доставкой, так и работы «под ключ».

Выводы

Газовые методы воздействия на пласты могут быть эффективными как для повышения добычи нефти или газа, так и для одновременного снижения воздействия на окружающую среду путем уменьшения выбросов парниковых газов. Успешная закачка CO₂ в добывающие и нагнетательные скважины требует тщательного планирования организации процесса закачки CO₂, реализации плановых показателей и дальнейшего мониторинга. Особое внимание необходимо уделить составу требуемого оборудования, необходимости применения ингибиторов для защиты внутрискважинного оборудования. Рентабельность разработки месторождений с низкопроницаемыми коллекторами с применением газовых МУН достигается за счет формирования оптимальных сценариев применения агентов воздействия для отдельных участков месторождения, основным критерием выделения которых являются фильтрационно-емкостные свойства коллектора.

Список источников

1. Янушкевич, К. Норвегия начала строить подводную «Ладью» для хранения углекислого газа / К. Янушкевич. – Текст : электронный // РБК Тренды : сайт. – 2021. – 30 июля. – URL: <https://trends.rbc.ru/trends/green/610041949a7947cca69bad52>.
2. Грушевенко, Е. Перспективы развития третичных МУН в мире и в России / Е. Грушевенко. – URL: https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_RU_MYN.pdf. – Текст : электронный.

3. Сургучев, М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М. Л. Сургучев. – Москва : Недра, 1985. – 308 с. – Текст : непосредственный.
4. Применение углекислого газа в добыче нефти / В. Балинт, А. Бан, Ш. Долешал [и др.]. – Москва : Недра, 1977. – 238 с. – Текст : непосредственный.
5. Muskat, M. Oil Recovery — 100 percent? / M. Muskat. – Direct text // *Industrial & Engineering Chemistry*. – 1953. – Vol. 45, Issue 7. – P. 1401–1405.
6. Stalkup, F. I. Miscible Flooding Fundamentals / F. I. Stalkup. – Society of Petroleum Engineers. Monograph Series, 1983. – 204 p. – Direct text.
7. Water Alternating Gas WAG Optimization using Tapered WAG Technique for Giant Offshore Middle East Oil Field / M. Y. Khan, A. Kohata, H. Patel [et al.]. – Text : electronic // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. – 2016. – URL: <https://doi.org/10.2118/183181-MS>.
8. Патент № 4.617.993 US. E21B43/00. Carbon dioxide stimulated oil recovery process : № 772.108 : заявл. 03.09.1985 : опубл. 21.10.1986 / Jack H. Park, Kenneth R. Priem. – URL: <https://patentimages.storage.googleapis.com/b0/5b/b4/823a5c24cb6b81/US4617993.pdf>. – Текст : электронный.
9. Нуриахметов, Р. Первый опыт использования углекислотных ГРП в России на месторождениях Волго-Уральского региона / Р. Нуриахметов. – Текст : электронный // Техническая конференция SPE «ГРП в России : опыт и перспективы». – Москва, 2016. – URL: https://www.petroleumengineers.ru/sites/default/files/7._nuriakhmetov_rus.pdf.

References

1. Yanushkevich, K. (2021). Norvegiya nachala stroit' podvodnyuyu "Lad'yu" dlya khraneniya uglekislogo gaza. (In Russian). Available at: <https://trends.rbc.ru/trends/green/610041949a7947cca696ad52>
2. Grushevenko, E. (2021). Perspektivy razvitiya tretichnykh MUN v mire i v Rossii. (In Russian). Available at: https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_RU_MYN.pdf
3. Surguchev, M. L. (1985). Vtorichnye i tretichnye metody uvelicheniya nefte-otdachi plastov. Moscow, Nedra Publ., 308 p. (In Russian).
4. Balint, V., Ban, A., Doleshal, Sh., Zabrodin, P. I., & Terek, Ya. (1977). Primenenie uglekislogo gaza v dobyche nefiti. Moscow, Nedra Publ., 238 p. (In Russian).
5. Muskat, M. (1953). Oil Recovery - 100 percent? *Industrial & Engineering Chemistry*, 45(7), pp. 1401-1405. (In English).
6. Stalkup, F. I. (1983). Miscible Flooding Fundamentals. Society of Petroleum Engineers. Monograph Series, 204 p. (In English).
7. Khan, M. Y., Kohata, A., Patel, H., Syed, F. I., & Al Sowaidi, A. K. (2016). Water Alternating Gas WAG Optimization using Tapered WAG Technique for Giant Offshore Middle East Oil Field. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/183181-MS>
8. Park, J. H., & Priem, K. R. Carbon dioxide stimulated oil recovery process. Pat. US 4.617.993. No 772.108. Applied: 03.09.1985. Published: 21.10.1986. (In English). Available at: <https://patentimages.storage.googleapis.com/b0/5b/b4/823a5c24cb6b81/US4617993.pdf>

9. Nuriakhmetov, R. (2016). Pervyy opyt ispol'zovaniya uglekislotnykh GRP v Rossii na mestorozhdeniyakh Volgo-Ural'skogo regiona. Tekhnicheskaya konferentsiya SPE "GRP v Rossii: opyt i perspektivy". Moscow. (In Russian). Available at: https://www.petroleumengineers.ru/sites/default/files/7._nuriakhmetov_rus.pdf

Информация об авторах / Information about the authors

Афонин Денис Геннадьевич, кандидат технических наук, старший эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень; доцент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Denis G. Afonin, Candidate of Engineering, Senior Expert, Tyumen Petroleum Research Center LLC; Associate Professor, Industrial University of Tyumen

Грачева Светлана Камилловна, кандидат технических наук, эксперт по разработке, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень; доцент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, skgracheva@tnnc.rosneft.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3671-2133>

Svetlana K. Gracheva, Candidate of Engineering, Development Expert, Tyumen Petroleum Research Center LLC; Associate Professor, Industrial University of Tyumen, skgracheva@tnnc.rosneft.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3671-2133>

Ручкин Александр Альфредович, кандидат технических наук, старший эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Aleksander A. Ruchkin, Candidate of Engineering, Senior Expert, Tyumen Petroleum Research Center LLC

Максимов Алексей Андреевич, заместитель начальника управления по разработке месторождений, ООО «РН-Юганскнефтегаз», г. Нефтеюганск

Alexey A. Maximov, Deputy Head of the Field Development Department, RN-Yuganskneftegaz LLC, Nefteyugansk

Шутский Григорий Анатольевич, главный менеджер, ООО «РН-Юганскнефтегаз», г. Нефтеюганск

Grigoriy A. Shutskiy, General Manager, RN-Yuganskneftegaz LLC, Nefteyugansk

Статья поступила в редакцию 08.04.2024; одобрена после рецензирования 16.05.2024; принята к публикации 21.05.2024.

The article was submitted 08.04.2024; approved after reviewing 16.05.2024; accepted for publication 21.05.2024.