SOCAR

SOCAR Proceedings

Reservoir and petroleum engineering

journal home page: http://proceedings.socar.az

АНАЛИЗ И РАЗРАБОТКА ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИЙ УЛАВЛИВАНИЯ И ЗАКАЧКИ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

П.Л. Павлова[1], К.А. Башмур[1*], В.В. Бухтояров[1,2]

[1]Институт нефти и газа, Сибирский федеральный университет, Красноярск, Россия; [2]Центр НТИ «Цифровое материаловедение: новые материалы и вещества», МГТУ им. Н.Э. Баумана, Москва, Россия

Analysis and development of proposals to improve the equipment and technologies of capture and injection of carbon dioxide at the oil fields

P.L. Pavlova[1], K.A. Bashmur[1*], V.V. Bukhtoyarov[1,2]

[1]Institute of Petroleum and Natural Gas Engineering, Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russia; [2]Digital Material Science: New Materials and Technologies, Bauman Moscow State Technical University, Moscow, Russia

ABSTRACT

This article comprehensive analyzes the techniques and technologies of carbon dioxide capture and injection at an oil field, and also developed proposals for improving the technological process from the beginning of carbon dioxide capture to its injection into the oil reservoir. As a result, the above-ground and underground equipment was analyzed which makes it possible to comprehensively consider the issue of developing oil fields for pumping carbon dioxide in order to increase oil recovery. It is noted that the technological scheme of the field development should include the stage of carbon dioxide capture and processing in order to reduce the cost of its transportation, and by obtaining associated gases, for example hydrogen, to obtain energy for the needs of the field, which is especially important for geographically remote oil fields. The borehole equipment is proposed and the criteria for its operation are justified to control the state of supercritical carbon dioxide at the bottom of the well.

KEYWORDS

Carbon dioxide;
Supercritical fluid;
Technique;
Technology;
Capture;
Injection;
Oil field;
Technological process.

© 2022 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

Острая потребность человечества в жидком топливе заставляет перерабатывать и использовать тяжелую и сверхтяжелую нефть, производить специальные химикаты и утилизировать отходы нефтяной промышленности. Существующие традиционные технологии не могут экономично переработать сверхтяжелые запасы нефти без существенного загрязнения окружающей среды.

Технологии, основанные на применении сверхкритических флюидов, могли бы стать одними из прорывных технологий в задачах добычи и переработки нефти. Сверхкритический флюид (СКФ) – состояние вещества, при котором исчезает различие между жидкой и газовой фазой. Благодаря своим уникальным свойствам СКФ применяют в производстве и обработке полимеров, пищевой промышленности, фармацевтике, медицине, для получения новых материалов и биодизельного топлива, для переработки биоматериалов, очистки материалов и регенерации сорбентов.

В настоящее время в качестве СКФ используется широкий спектр органических и неорганических соединений, таких как оксид азота (N_2O), аммиак (NH_3), фторметан (CH_3F), дифторметан (CH_2F_2), трифторметан (CHF_3), бензол (C_6H_6), гексафторид серы (SF_6).

С точки зрения энергопотребления и экономической целесообразности диоксид углерода (CO_2) является наиболее привлекательным веществом. Он не токсичен и пожаробезопасен, а также имеет низкие и достижимые критические параметры состояния вещества: критическая температура равна 31.3 °C, давление – 7.29 МПа.

Основанный на закачке диоксида углерода метод повышения нефтеотдачи получил широкое распространение ввиду его высокой эффективности вытеснения нефти и стоимости внедрения, а также дополняющего эффекта уменьшения парниковых газов. Исследования показывают, что в лабораторных условиях коэффициент извлечения нефти при использовании сверхкритического диоксида углерода может достигать 80% [1].

На сегодняшний день существуют различные подходы по применению диоксида углерода для повышения нефтеотдачи:

- закачка CO_2 в пласт в виде карбонизированной воды (воды, насыщенной углекислым газом);
- непрерывное нагнетание CO_2;
- циклическая закачка CO_2 в нагнетательные скважины;
- закачка оторочки CO_2 с последующей закачкой воды;

*E-mail: bashmur@bk.ru

http://dx.doi.org/10.5510/OGP2022SI100687

• вытеснение нефти чередующейся закачкой CO_2 и воды;

• вытеснение нефти закачкой комбинированных оторочек химических реагентов и CO_2;

• газоциклическая закачка CO_2.

Техника и технология закачки CO_2 в пласт с целью увеличения его нефтеотдачи включает наземное и подземное оборудование. К наземному оборудованию можно отнести: распределительные трубопроводы, оборудование для улавливания, дегидратации и сжатия (компрессоры), системы для измерения и управления закачкой CO_2 в пласт. К подземному – скважинное оборудование, в частности распределительную и предохранительную арматуру, трубы.

Одним из первых исследовательских проектов по сокращению выбросов и закачке CO_2 для увеличения нефтеотдачи был начат в 1972 году на нефтяном месторождении SACROC в западном Техасе (США) [2]. Проекты по закачке CO_2, начатые в 70-80-х XX в. на территории России, просуществовали недолго из-за ограничений в технике и технологиях [3]. На сегодняшний день техника и технология улавливания и хранения CO_2 существенно продвинулась вперед. Многие научные и практические работы ведутся по улавливанию и хранению дымовых газов, которые образуются на ТЭЦ и в угольной промышленности [4, 5].

Вопросы комплексного рассмотрения техники и технологии закачки CO_2 в пласт, начиная от его улавливания до закачки в пласт, для нефтегазовой отрасли освещены в недостаточной мере. Поэтому в данной работе поставлена цель анализа и разработки предложений по усовершенствованию техники и технологий улавливания и закачки диоксида углерода для нефтегазовой отрасли, в частности на территории России.

Анализ и предложения по усовершенствованию наземной техники и технологии закачки диоксида углерода

Стоимость закупки CO_2 является одним из ключевых факторов рентабельности и окупаемости проектов по закачке диоксида углерода с целью увеличения нефтеотдачи пласта [6]. Следовательно, развитие и удешевление техники и технологий улавливания, получения и закачки CO_2 являются основными факторами успешности данных проектов.

В большинстве проектов США CO_2 транспортируется по трубопроводной системе в виде сухого газа до нефтегазовых месторождений. Стоит отметить, что CO_2 может транспортироваться в различных состояниях, но однофазное состояние предпочтительно в трубопроводе по требованиям безопасности. Обычно выбирается газовая фаза, т.к. требуется меньше энергии для транспортировки диоксида углерода на большие расстояния. Как правило, давление транспортировки CO_2 по трубопроводу находится в диапазоне от 5 до 20 МПа [7].

Транспортировка CO_2 грузовыми автомобилями или железнодорожными вагонами может считаться неэффективной и дорогостоящей, если источник его получения находится достаточно далеко от места закачки. Более того, т.к. проекты по закачке CO_2 требуют миллиардов тонн газа, такие способы транспортировки могут быть непрактичными.

Транспортировка CO_2 по трубопроводной системе на территории России может быть экономически нецелесообразно, так как месторождения в целом находятся географически далеко от производственных объектов.

Одним из способов удешевления стоимости диоксида углерода, на наш взгляд, является включение в систему сбора и подготовки нефти и газа, помимо процессов сепарации нефти, газа и воды, этапа (цеха) по улавливанию и хранению CO_2 на самом нефтяном месторождении.

Диоксид углерода на месторождении нефти и газа можно получать, например, за счет улавливания выбросов парниковых газов факельной установки. CO_2 образуется в качестве продукта прямого сгорания газовых смесей (факельного газа), основную долю которых составляет метан, на факельных установках.

Считается, что при сжигании 400 м^3 факельного газа, в атмосферу выделяется 1 т CO_2. Авторами работы [8] рассчитано, что в год условно выбрасывается 1071215.84 т CO_2 одной факельной установкой.

В работе [3] сообщается о закачке 787.2 тыс. т CO_2 в год на Радаевском месторождении Самарской области Российской Федерации. В результате было дополнительно добыто 218 тыс. т нефти. Удельный эффект от закачки тонны CO_2 колебался в районе от 0.125 тонн нефти на тонну CO_2, при том, что средний удельный эффект по миру оценивается МЭА в 0.136 т/т.

Таким образом, за счет улавливания и переработки CO_2 на самом месторождении можно создать нефтегазовую отрасль с околонулевым выбросом парниковых газов, уменьшить стоимость его транспортировки, а за счет получения сопутствующих газов, например водорода, получить электроэнергию для нужд месторождения.

Возможная технологическая схема закачки CO_2 за счет его улавливания на нефтяном месторождении показана на рисунке 1.

На сегодняшний день существует несколько технологий, которые применяются для улавливания, транспортировки и закачки CO_2. Большая часть исследований и разработок направлена на повышение эффективности технологий, используемых для отделения CO_2 от других соединений, обычно выделяемых в результате технологического процесса. Эти способы обычно называются «технологиями улавливания» [9]. Процессы улавливания могут быть сгруппированы на три категории, при этом пригодность каждого подхода зависит от рассматриваемого технологического процесса.

1. Улавливание после сжигания [10]

Улавливание CO_2 из дымовых газов, образующихся при сжигании ископаемого топлива, называется улавливанием после сжигания. Вместо того, чтобы выбрасывать дымовые газы непосредственно в атмосферу, они пропускаются через оборудование, которое отделяет большую часть CO_2 (рис.2). CO_2 подается в резервуар для хранения, а оставшийся и очищенный дымовой газ выбрасывается в атмосферу.

2. Улавливание перед сжиганием [11]

Улавливание перед сжиганием включает реакцию топлива с кислородом или воздухом и/или паром с получением в основном «синтез-газа» или «топливного газа», состоящего из монооксида углерода и водоро-

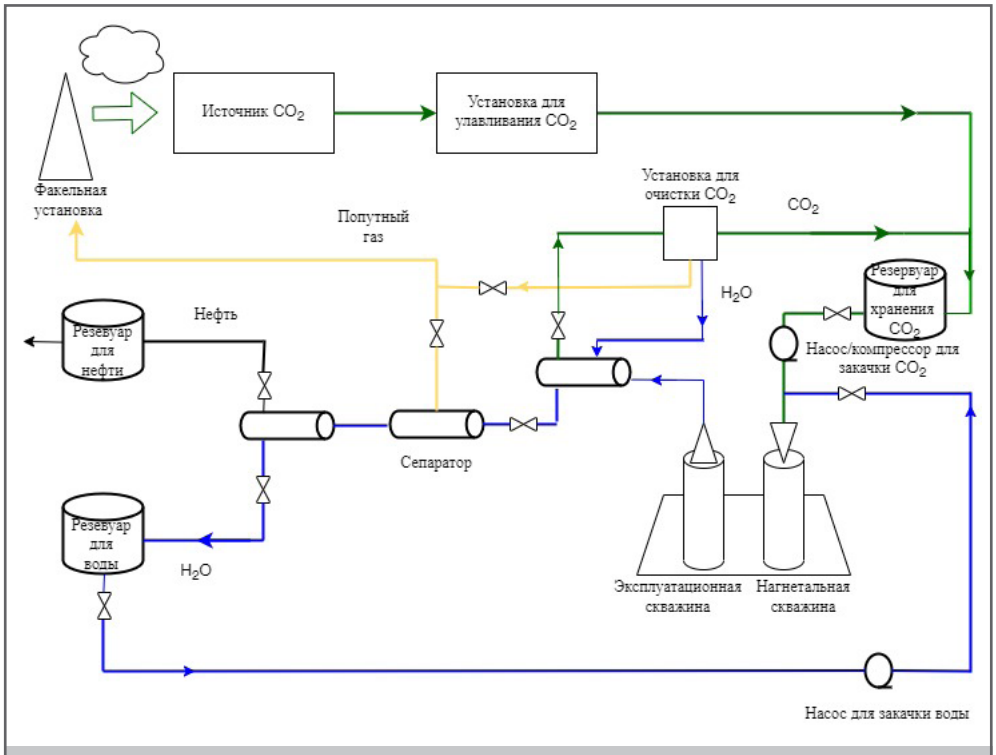

Рис. 1. Технологическая схема закачки диоксида углерода в нефтяной пласт

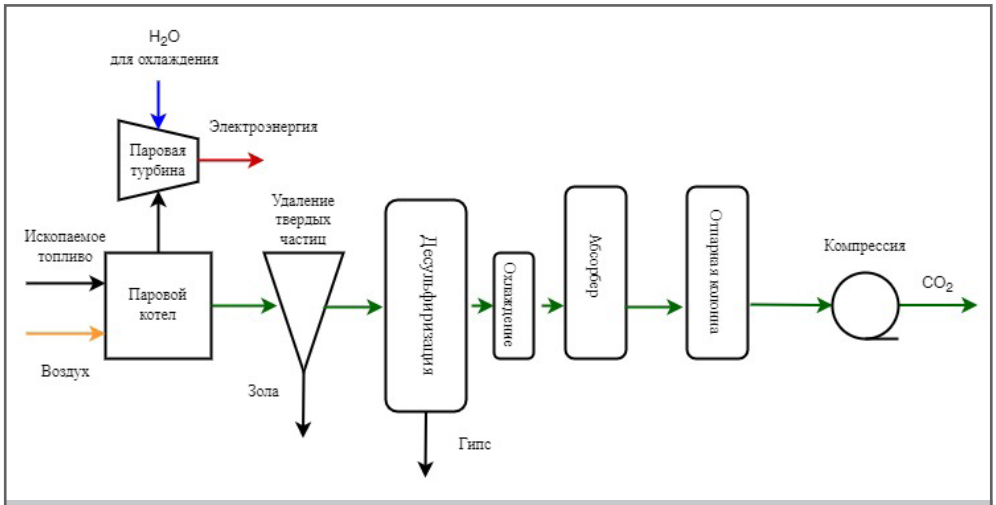

Рис. 2. Типичная технологическая схема процесса улавливания после сжигания

да. Монооксид углерода вступает в реакцию с паром в каталитическом реакторе (рис.3), называемом реактором конверсии водяного пара, с образованием CO_2 и большого количества водорода. Затем CO_2 отделяется обычно с помощью процесса абсорбции, в результате чего получается богатое водородом топливо, которое может использоваться во многих областях промышленности, таких как котлы, печи, газовые турбины, двигатели и топливные элементы.

3. Кислородное сжигание топлива [12]

В данном способе сжигания топлива вместо воздуха используется чистый кислород, в результате чего образуются дымовые газы, состоящие в основном из CO_2 и H_2O. Если топливо сжигается в чистом кислороде, то температура пламени может быть очень высокой. Имеющиеся материалы могут не выдержать высоких температур. Поэтому в существующих проектах предлагается возвращать CO_2 и/или H_2O в камеру сгорания для уменьшения температуры сжигания (рис.4).

Чистый кислород обычно получают путем низкотемпературного (криогенного) разделения воздуха. Главным преимуществом данного способа является то, что при нем образуется дымовой газ, состоящий преимущественно из CO_2 и воды. Вода легко удаляется путем конденсации, а оставшийся CO_2 может быть недорого очищен.

Из представленных способов улавливания диоксида углерода, как мы считаем, наиболее привлекательным являются схемы процессов улавливания перед сжиганием и кислородное сжигание топлива. За счет переработки метана, который обычно сжигается на факельных установках, можно дополнительно получить диоксид углерода с целью закачки в пласт и водород для переработки в энергию.

На рисунке 5 показана схема, которая показывает методы извлечения CO_2 из смеси газов, которые исполь-

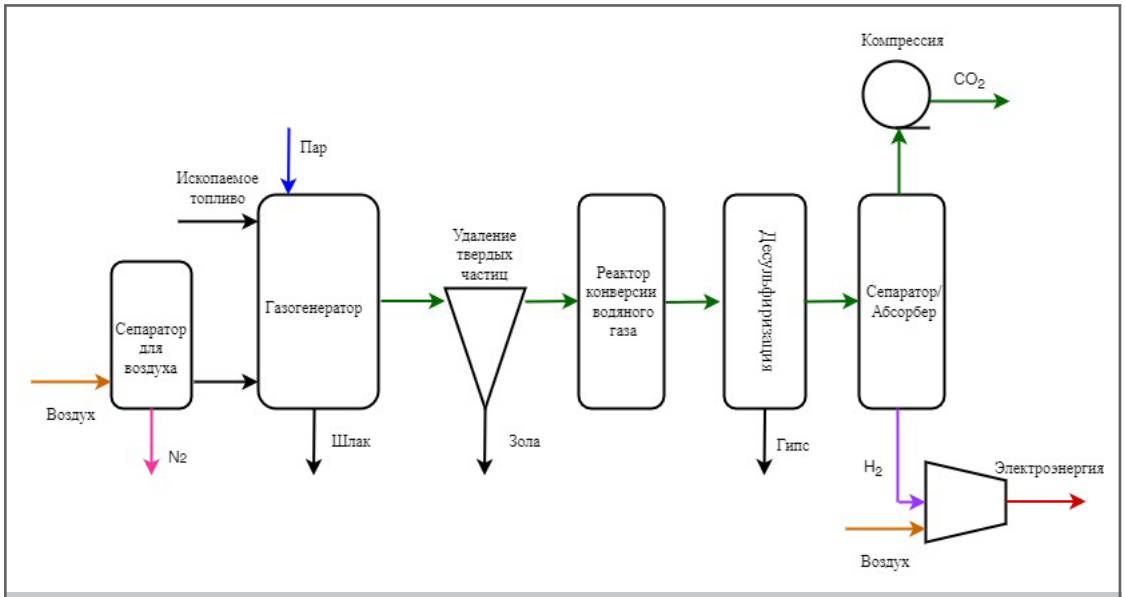

Рис. 3. Типичная технологическая схема процесса улавливания перед сжиганием

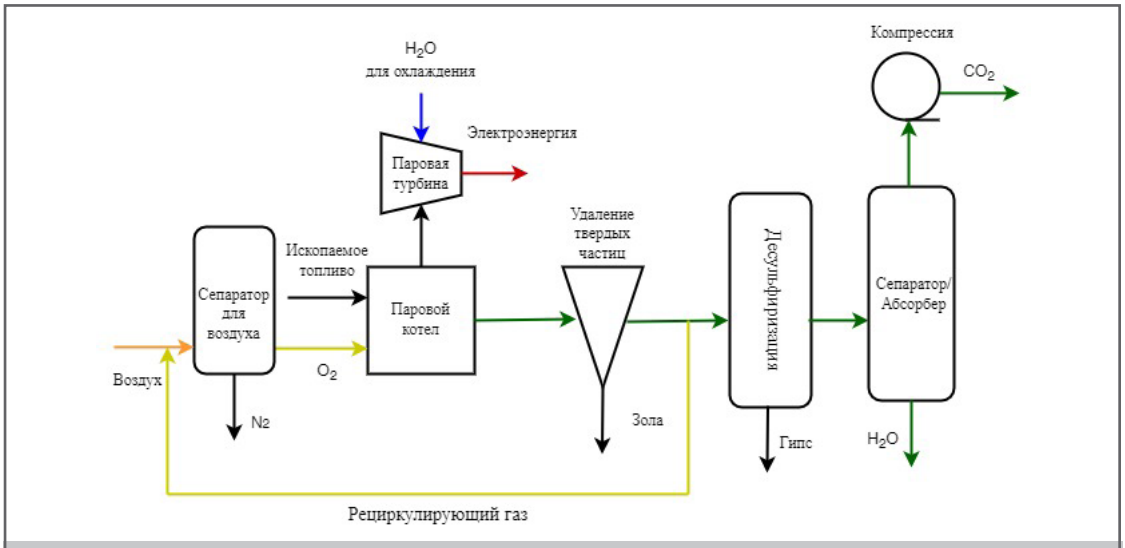

Рис. 4. Типичная технологическая схема процесса кислородного сжигания топлива

зуются для создания и разработки технологии его улавливания [9].

Использование того или иного метода и технологии в основном мотивировано степенью улавливания диоксида углерода и его технико-экономическими показателями.

Диоксид углерода для проектов по закачке с целью увеличения нефтеотдачи пласта должен иметь высокую степень чистоты (больше 95%). Поэтому требуется дополнительная очистка полученного CO_2 после улавливания из дымовых газов.

На рисунке 6 показан один из способов очистки CO_2 от примесей попутного газа.

Установка очистки CO_2 согласно представленной технологии разработана компанией «Carbon Clean Solutions Ltd» и включает блок подготовки отходящих газов, где газ проходит очистку от соединений серы и азота в скруббере, а затем охлаждается [13]. Далее подготовленный газ поступает в абсорбционную колонну, где смешивается в противотоке с запатентованным абсорбентом APBS-CDRMax™. Обедненный газ из абсорбционной колонны проходит очистку водой для минимизации потерь абсорбента в системе очистки. Насыщенный CO_2 абсорбент поступает снизу в теплообменник, где нагревается перед входом в отпарную колонну. Обедненный абсорбент (с низким содержанием CO_2) переходит в ребойлер, где нагревается вспомогательным паром. Пар из ребойлера входит в отпарную колонну и движется вверх навстречу насыщенному абсорбенту. CO_2 высвобождается из абсорбента и переходит наверх отпарной колонны. По заявленным характеристикам производителей степень очистки CO_2 составляет до 95-99%.

Для перекачки CO_2 по трубопроводным системам применяют как насосы, так и компрессоры [14].

Диоксид углерода в жидком состоянии (углекислота) способен повредить металл, с которым взаимодействует. Поэтому все части насосного и компрессорного оборудования, с которым взаимодействует вещество, должны быть изготовлены из нержавеющей стали. Для перекачки жидкой углекислоты в промышленности чаще всего применяют поршневые (плунжерные) насосы. Жидкий CO_2 может иметь довольно низкую температуру (до минус 50 °C). Поэтому резиновые уплотнители и манжеты должны быть изготовлены из специальных материалов, устойчивых к данному фактору.

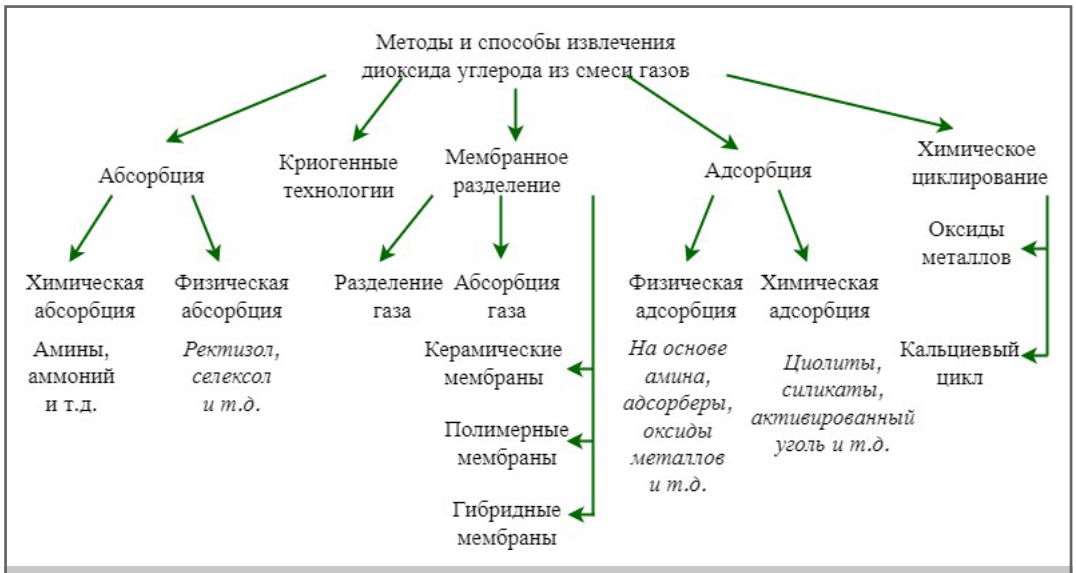

Рис. 5. Методы извлечения диоксида углерода из смеси газов

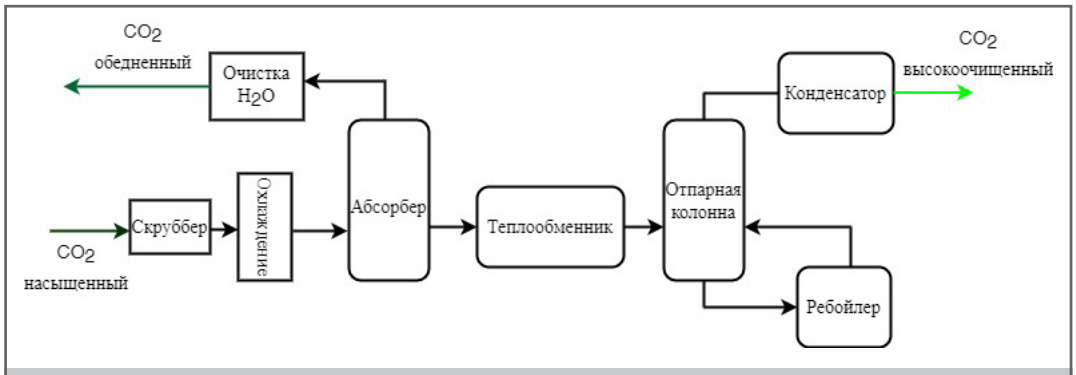

Рис. 6. Технология очистки диоксида углерода от примесей попутного газа

Для перекачки CO_2 в газовом состоянии можно использовать компрессоры мембранного типа для его сжатия без примесей масла. При перекачке за счет компрессоров необходимо учитывать критическую точку CO_2, чтобы во время сжатия газ не превращался в жидкость.

В работах [7, 15] отмечается, что расход энергии при компрессорной перекачке будет больше, чем при насосной. В соответствии с этим больше будут и расходы (рис. 7).

Для хранения CO_2 можно использовать подземные резервуары. По данным экспертов, потенциальный объем хранения CO_2 в пластах на территории России, оценивается в 11.8 Гт [16]. Это примерно равно годовым выбросам CO_2 Китая. Однако, на месторождениях нефти и газа могут отсутствовать необходимые подземные резервуары для хранения CO_2 [17]. В этом случае необходимо будет построить резервуарный парк для хранения CO_2.

Диоксид углерода может храниться в жидком виде при температуре приблизительно 18÷24 °C и давлении 1.5÷2 МПа. Данные параметры могут быть достигнуты за счет применения холодильной установки, состоящей из компрессоров и конденсаторов хладагента. Альтернативой данным системам могут быть термостабилизаторы с принудительной циркуляцией в летнее время.

На сегодняшний день термостабилизаторы применяют для охлаждения фундаментов резервуаров с нефтью на северных месторождениях, например на Ванкорском месторождении Красноярского края России. Система охлаждения при добавлении изоляции может минимизировать эксплуатационные затраты и уменьшить потери CO_2, возникающие в результате его испарения из-за разности давлений и температуры, например при течении через арматуру.

Газ CO_2 обезвоживается, когда его точка росы понижается до температуры ниже 0 °C, и сжимается до критического давления перед подачей в резервуары. Можем сказать, что отрицательная температура зимнего периода времени на территории России должна быть применена и учтена для систем хранения и транспортировки CO_2 для оптимизации и минимизации эксплуатационных затрат.

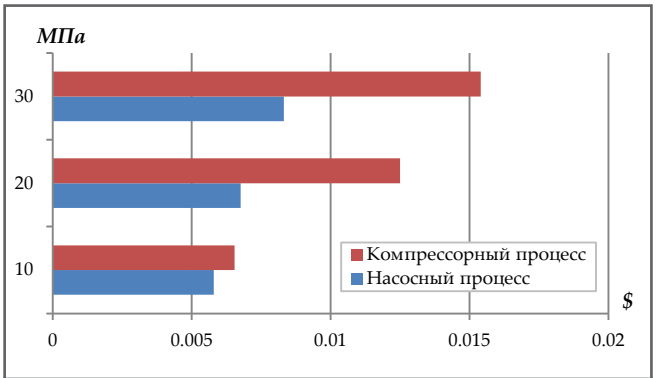

Рис. 7. Стоимость электрической энергии, потребляемой для циркуляции 1 кг CO_2 в зависимости от давления

Анализ и предложения по усовершенствованию подземной техники и технологии закачки диоксида углерода

В работах [18, 19] отмечено, что коррозионные условия в скважине представляют наибольшую опасность для целостности конструкции скважины, например коррозия цемента и металла. Следовательно, для проектов по закачке CO_2 в скважину должны учитываться все факторы, которые могут привести к потере целостности скважины во время и после этапа закачки, например, коррозия, эрозия, разрушение цемента, утечка через соединения инструмента и т.д.

Типичная схема конструкции скважины для закачки CO_2 показана на рисунке 8 [20].

Над скважиной для ее герметизации и удержания обсадных и нагнетательных колонн устанавливается фонтанная арматура. Конструкция фонтанной арматуры для закачки CO_2 особо не отличается от существующих конструкций. В зависимости от проекта дополнительно могут использоваться счетчики CO_2 и воды, каждый из которых подключается индивидуально к фланцам фонтанной арматуры.

Обсадная колонна для закачки CO_2, как и в нефтяных и газовых скважинах, применяется для изоляции ствола скважины от пластовых флюидов и укрепления стенок её ствола скважины. Также на нее устанавливают противовыбросовое оборудование или эксплуатационный пакер. Конструкция обсадной колонны может быть выполнена из различных размеров и материалов.

Нагнетательная колонна (насосно-компрессорная колонна, НКТ) используется для закачки CO_2 в пласт. Нагнетательная колонна должна быть совместима с геометрией ствола скважины, эксплуатационными характеристиками пласта и пластовыми флюидами.

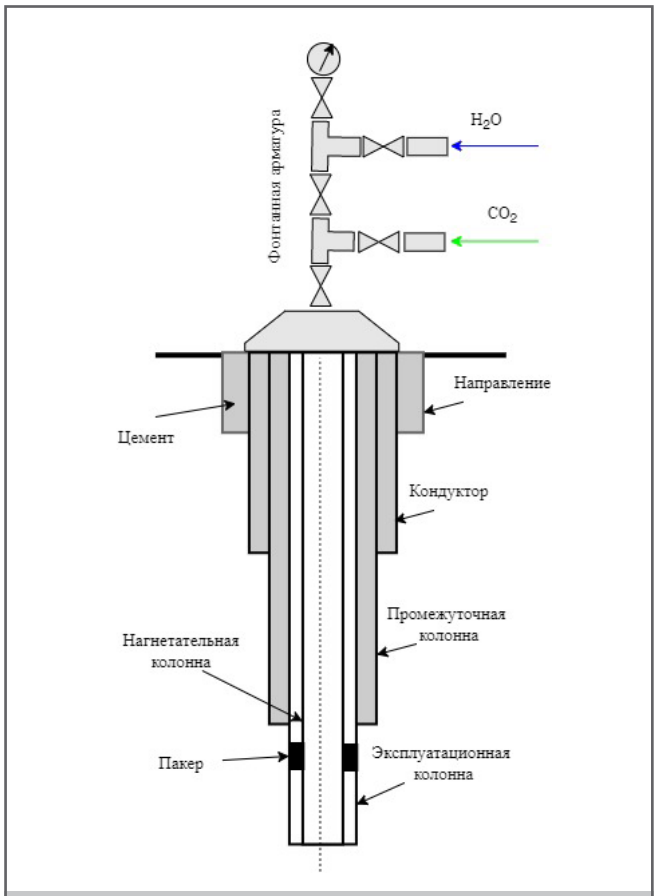

Рис. 8. Типичная схема конструкции скважины для закачки диоксида углерода

Для проектов по закачке CO_2 рекомендуется покрывать внутреннюю поверхность нагнетательной колонны пластиком или эпоксидными вкладышами из стекловолокна, т.к. вода, насыщенная CO_2, или сверхкритический диоксид углерода могут приводить к коррозии сталей [7].

На российском рынке производятся НКТ из стеклопластика. Например, ООО «Бийский завод стеклопластиков» выпускает стеклопластиковые НКТ [21]. Но применение данных труб для закачки CO_2 требует дополнительных исследований. При закачке сверхкритического диоксида углерода особое внимание необходимо уделять резиновым и пластмассовым деталям (манжеты, уплотнительные и упаковочные элементы и т.д.) из-за его растворяющей способности.

Как отмечают авторы [22], сталь 13Cr по стандарту API 5CT обеспечивает хорошую коррозионную стойкость и имеет относительно низкую стоимость.

Цементирование скважины имеет решающее значение для проектов по закачке CO_2 [23]. Существенную роль играют механические характеристики и состав цемента. Следует отметить, что принципиальным отличием скважин для закачки CO_2 является обеспечение герметизации межтрубного пространства с целью предотвращения выхода CO_2 на поверхность. Поэтому при выборе состава цемента необходимо обратить внимание на образование трещин и проницаемость цементного камня.

Химическое разрушение цементов на основе портландцемента углекислотой хорошо известно и исследовано [24].

Поскольку коррозия цемента диоксидом углерода не может быть полностью предотвращена, для решения данной проблемы разработаны и предложены различные решения. Большинство из этих подходов предлагают замену материалов или включение наполнителей, вяжущих материалов, таких как летучая зола или микрокремнозем [25, 26]. Соотношение воды в цементном растворе должно быть низким, чтобы уменьшить проницаемость затвердевшего цемента. Проницаемость затвердевшего цемента может быть дополнительно снижена за счет добавления в конструкцию таких материалов, как латекс (бутадиен-стирол) [27].

Непортландцементные растворы не получили широкого применения в проектах по закачке CO_2 [28]. Это можно объяснить их высокой стоимостью, а также тем, что существующие рецептуры цементных растворов обеспечивают требуемые характеристики по надежности скважин.

Для проектов по закачке CO_2 на месторождениях нефти и газа, расположенных в районах распространения многолетнемерзлых пород, требуются дополнительные исследования по влиянию отрицательных температур на: ствол скважины, цементные растворы, коррозию скважинного оборудования. Также в конструкции нагнетательной скважины по закачке CO_2 необходимо предусмотреть теплоизоляционные колонны для минимизации влияния теплового потока на многолетнемерзлую породу.

Считается, что CO_2 по мере движения по скважине достигает сверхкритического состояния. Авторами работы [29] показано, что не всегда по глубине скважины можно получить сверхкритический диоксид углерода. Особенно это касается выработанных месторождений,

где давление пласта может достигать 5 МПа или нагнетательных скважин, где глубина скважины – 1.5 км и не хватает температуры пласта для получения сверхкритического диоксида углерода.

Обзор экспериментальных исследований [30] показал, что при использовании сверхкритического диоксида углерода для увеличения нефтеотдачи важными параметрами являются растворимость и минимальное давление смесимости, а также на результат извлечения нефти из пласта будет иметь влияние размер пор и трещин.

Смешиваемое вытеснение сверхкритическим диоксидом углерода показывает наибольший коэффициент извлечения нефти (до 96%) [31]. Но несмешивающееся вытеснение сверхкритическим диоксидом углерода может быть эффективно для извлечения высоковязкой нефти из-за способности растворять вещества, а также для извлечения нефти из плотных пластов.

На основе обобщения существующих техник и технологий разработан фундаментальный принцип создания оборудования для получения сверхкритического CO_2 в скважине с целью увеличения нефтеотдачи пласта с учетом требований нефтегазовой промышленности.

В зависимости от условий пласта CO_2 может находиться в газовом виде или переходить в жидкое состояние. Далее на забое скважины предлагается установить скважинное оборудование с нагревательными элементами и клапанами, и доводить CO_2 до сверхкритического состояния в стационарном состоянии.

Скважинное оборудование монтируется в НКТ (рис.9).

Сформулирован критерий работы скважинного оборудования. Температура внутри оборудования ($T_{уст}$) должна быть выше критической температуры диоксида углерода ($T_{кр}$), но в то же время, для технико-экономического обоснования – выше пластовой температуры ($T_{пл}$):

$$T_{пл} < T_{кр} < T_{уст} \quad (1)$$

Для смешиваемого вытеснения должно выполняться условие:

$$P_{пл} < P_{кр} < P_{мдс} < P_{уст} < P_{раз.пл} \quad (2)$$

где $P_{пл}$ – давление пласта, МПа; $P_{кр}$ – критическое давление, МПа; $P_{мдс}$ – минимальное давление смесимости, МПа; $P_{уст}$ – давление внутри скважинного оборудования, МПа; $P_{раз.пл}$ – давление разрыва пласта, МПа.

Для несмешиваемого вытеснения:

$$P_{пл} < P_{кр} < P_{уст} < P_{мдс} < P_{раз.пл} \quad (3)$$

Давление внутри скважинного оборудования будет зависеть от давления минимальной смесимости. В этом случае реализуется смешиваемое или несмешиваемое вытеснение. За счет применения нагревательных элементов можно контролировать параметры CO_2 внутри скважины.

Как мы считаем, за счет оптимизации параметров закачки на забое скважины можно будет повысить эффективность вытеснения нефти диоксидом углерода.

В дальнейшем планируется разработать математическую модель работы оборудования, рассмотреть вопросы влияния температуры горных пород, скорости закачки и температуры закачки CO_2 с целью рационального использования энергетических ресурсов.

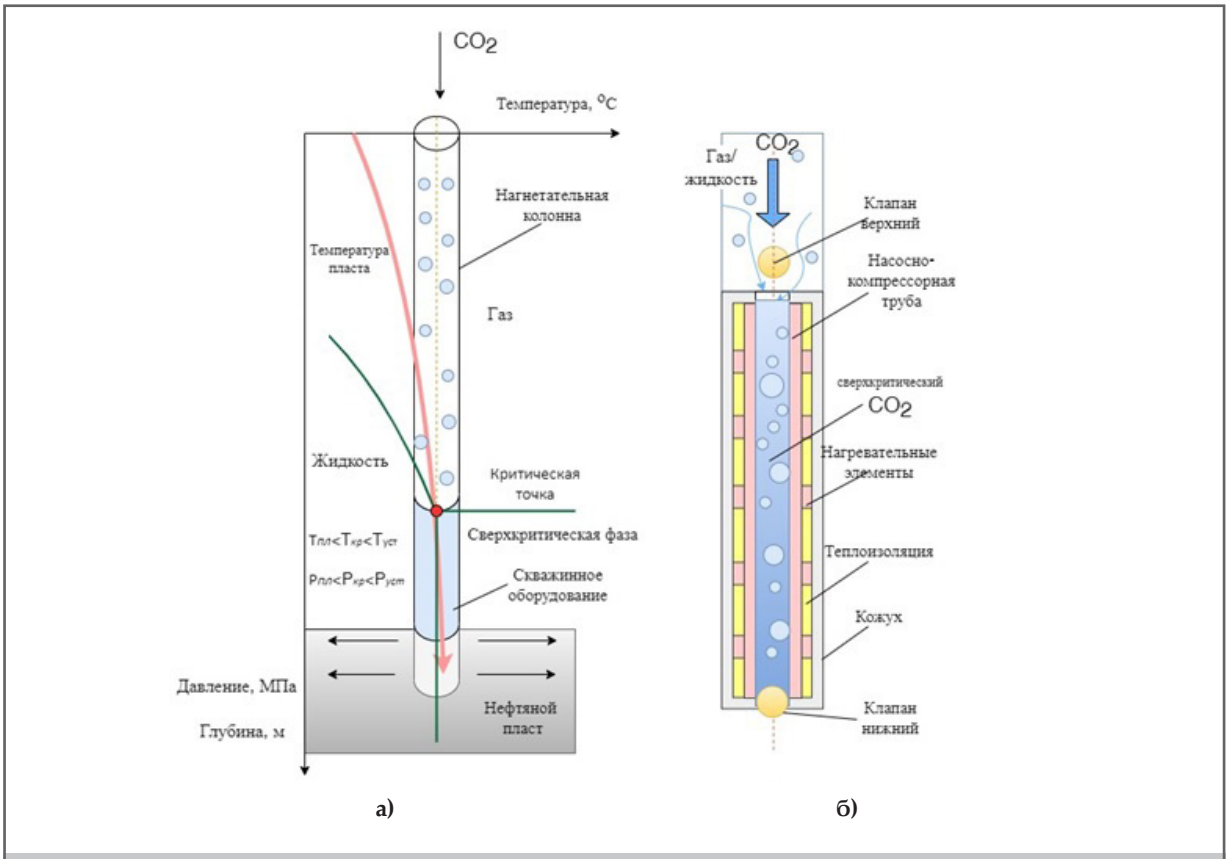

Рис. 9. Скважинное оборудование для получения сверхкритического диоксида углерода с целью увеличения нефтеотдачи пласта на забое скважины а) принцип работы скважинного оборудования; б) схема конструкции скважинного оборудования

Выводы

В данной работе проанализированы и разработаны предложения для усовершенствования техники и технологии закачки диоксида углерода для нефтегазовой отрасли, в частности на территории России, начиная от улавливания диоксида углерода заканчивая закачкой его в скважину.

Показано, что за счет улавливания и переработки диоксида углерода и получения его на самом месторождении можно уменьшить стоимость данных проектов, особенно в России ввиду географической удаленности множества разрабатываемых месторождений. За счет попутного получения сопутствующих газовых смесей и газов, например водорода, можно получать энергию для нужд самого месторождения, а также существенно снизить выброс парниковых газов. При этом в технологическую схему разработки месторождения должен быть включен этап улавливания и переработки диоксида углерода.

Наземное оборудование для закачки диоксида углерода может включать систему улавливания, очистки диоксида углерода, резервуары (наземные или подземные) для хранения, насосное и/или компрессорное оборудование. Отмечено, что отрицательная температура зимнего периода времени на территории России должна быть применена и учтена для систем хранения и транспортировки диоксида углерода для оптимизации и минимизации эксплуатационных затрат.

Подземное оборудование для закачки диоксида углерода особо не отличается от конструкции нефтяных и газовых скважин. В то же время принципиальным отличием является необходимость обеспечения герметичности межтрубного пространства с целью предотвращения выхода диоксида углерода на поверхность. Отмечено, что для проектов по закачке диоксида углерода в районах распространения многолетнемерзлых пород требуются дополнительные исследования. Для управления состоянием сверхкритического диоксида углерода на забое скважины предложено скважинное оборудование и обоснованы критерии его работы.

Работа поддержана грантом Президента Российской Федерации для государственной поддержки молодых российских ученых – кандидатов наук (грант № МК-2251.2021.4).

Литература

1. Филенко, Д. Г. , Дадашев, М. Н., Джафаров, Р. Ф., и др. (2018). Экспериментальное исследование зависимости коэффициента извлечения нефти от проницаемости пласта в широком диапазоне параметров состояния. *Мониторинг. Наука и технологии*, 4(37), 57-61.

2. Gozalpour, F., Ren, S. R., Bahman, T. (2005). CO_2 EOR and storage in oil reservoir. *Oil & Gas Science and Technology - Revue de l IFP*, 60, 537-546.

3. Трухина, О. С., Синцов, И. А. (2016). Опыт применения углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов. *Успехи современного естествознания*, 3, 205-209.

4. Shu, L., Wang, K., Liu, Z., et al. (2022). A novel physical model of coal and gas outbursts mechanism: Insights into the process and initiation criterion of outbursts. *Fuel*, 323, 124305.

5. Abunowara, M., Elgarni, M. (2013). Carbon dioxide capture from flue gases by solid sorbents. *Energy Procedia*, 37, 16-24.

6. Roussanaly, S., Grimstad, A.-A. (2014). The economic value of CO_2 for EOR applications. *Energy Procedia*, 63, 7836-7843.

7. Pavlova, P. L., Minakov, A. V., Platonov, D. V., et al. (2022). Supercritical fluid application in the oil and Gas Industry: A comprehensive review. *Sustainability*, 14(2), 698.

8. Дроздова, Т. И., Суковатиков, Р. Н. (2017). Экологический риск от выбросов загрязняющих веществ при сжигании попутного нефтяного газа нефтегазоконденсатного месторождения. XXI век. *Техносферная безопасность*, 3(2), 88-101.

9. Madejski, P., Chmiel, K., Subramanian, N., Kuś, T. (2022). Methods and techniques for CO_2 capture: review of potential solutions and applications in modern energy technologies. *Energies*, 15(3), 887.

10. Wang, Y., Zhao, L., Otto, A., et al. (2017). A review of post-combustion CO_2 Capture Technologies from coal-fired power plants. *Energy Procedia*, 114, 650-665.

11. Theo, W. L., Lim, J. S., Hashim, H., et al. (2016). Review of pre-combustion capture and Ionic liquid in carbon capture and storage. *Applied Energy*, 183, 1633-1663.

12. Yadav, S., Mondal, S. S. (2022). A review on the progress and prospects of oxy-fuel carbon capture and sequestration (CCS) technology. *Fuel*, 308, 122057.

13. Custom CO_2 capture technology solutions. https://www.carbonclean.com/technology-licence.

14. Насосы и компрессоры для перекачки углекислоты CO_2. https://hiipumps.ru/ru/product/?id=56.

15. Rizza, C. S. (2014). Experiments and modeling of supercritical CO_2 extraction of lipids from microalgae. Master's degree thesis in chemical engineering and industrial processes. Università degli studi di Padova.

16. Грушевенко, Е., Капитанов, С., Мельников, И. и др. (2021). Декарбонизация в нефтегазовой отрасли: международный опыт и приоритеты России. *Москва: Центр энергетики Московской школы управления Сколково.*

17. Aminu, M. D., Nabavi, S. A., Rochelle, C. A., Manovic, V. (2017). A review of developments in carbon dioxide storage. *Applied Energy*, 208, 1389-1419.

18. Zhang, Z., Liu, J., Huo, H., et al. (2021). Prediction for corrosion rate of production tubing for CO_2 injection of production well. *Petroleum Science and Technology*, 40(5), 556-570.

19. Picha, M. S., Abu Bakar, M. A., Patil, P. A., et al. (2021). Overcoming CO_2 injector well design and completion challenges in a carbonate reservoir for world's first offshore carbon capture storage CCS SE Asia project. In: *SPE Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference (Abu Dhabi, UAE, November 2021).*

20. Gaurina-Međimurec, N., Pašić, B. (2011). Design and mechanical integrity of CO_2 injection wells. *Rudarsko-geološko-naftni Zbornik*, 23, 1-8.

21. Стеклопластиковые насосно-компрессорные трубы. Бийский завод стеклопластиков. https://bzs.ru/catalog/truby-nkt-stekloplastikovye.

22. Xu, L., Xu, X., Yin, C., Qiao, L. (2019). CO_2 corrosion behavior of 1% CR–13% CR Steel in relation to CR content changes. *Materials Research Express*, 6(9), 096512.

23. Benge, G. (2009). Improving wellbore seal integrity in CO_2 injection wells. *Energy Procedia*. 1(1), 3523-3529.

24. Krilov, Z., Loncaric, B., Miksa, Z. (2000). Investigation of a long-term cement deterioration under a high-temperature, sour gas downhole environment. In: *SPE International Symposium on Formation Damage Control (Lafayette, Louisiana, USA, February 2000).*

25. Ridha, S., Setiawan, R. A., Pramana, A. A., Abdurrahman, M. (2019). Impact of wet supercritical CO_2 injection on fly ash geopolymer cement under elevated temperatures for well cement applications. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10(2), 243-247.

26. Bjørge, R., Gawel, K., Chavez Panduro, E. A., Torsæter, M. (2019). Carbonation of silica cement at high-temperature well conditions. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 82, 261-268.

27. Zhang, B., Zou, C., Peng, Z., et al. (2020). Study on the preparation and anti-CO_2 corrosion performance of soap-free latex for oil well cement. *ACS Omega*, 5(36), 23028-23038.

28. Takase, K., Barhate, Y., Hashimoto, H., Lunkad, S. F. (2010). Cement-sheath wellbore integrity for CO_2 injection and storage wells. In: *SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition (Mumbai, India, January 2010).*

29. Vilarrasa, V., Silva, O., Carrera, J., Olivella, S. (2013). Liquid CO_2 injection for geological storage in deep saline aquifers. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 14, 84-96.

30. Павлова, П. Л., Михиенкова, Е. И. (2021). Анализ зарубежной техники и технологии закачки диоксида углерода в нефтегазоностный пласт. Обзорная статья. Нефтегазовое дело. Сетевое издание, 5, 58-91.

31. Шаяхметов, А. И., Малышев, В. Л., Моисеева, Е. Ф., Пономарёв, А. И. (2021). Оценка эффективности извлечения нефти из низкопроницаемого коллектора экстракцией сверхкритическим диоксидом углерода.

SOCAR Proceedings, 2, 210-220.

References

1. Filenko, D. G. , Dadashev, M. N., Jafarov, R. F., et al. (2018). Experimental study of the dependence of the oil recovery coefficient on reservoir permeability in a wide range of state parameters. *Monitoring. Nauka i tekhnologii,* 4(37), 57-61.

2. Gozalpour, F., Ren, S. R., Bahman, T. (2005). CO2 EOR and storage in oil reservoir. *Oil & Gas Science and Technology - Revue de l IFP*, 60, 537-546.

3. Trukhina, O. S., Sintsov, I. A. (2016). Experience in the use of carbon dioxide to increase oil recovery. *Uspekhi sovremennogo yestestvoznaniya*, 3, 205-209.

4. Shu, L., Wang, K., Liu, Z., et al. (2022). A novel physical model of coal and gas outbursts mechanism: Insights into the process and initiation criterion of outbursts. *Fuel*, 323, 124305.

5. Abunowara, M., Elgarni, M. (2013). Carbon dioxide capture from flue gases by solid sorbents. *Energy Procedia,* 37, 16-24.

6. Roussanaly, S., Grimstad, A.-A. (2014). The economic value of CO_2 for EOR applications. *Energy Procedia*, 63, 7836-7843.

7. Pavlova, P. L., Minakov, A. V., Platonov, D. V., et al. (2022). Supercritical fluid application in the oil and Gas Industry: A comprehensive review. *Sustainability*, 14(2), 698.

8. Drozdova, T. I., Sukovatikov, R. N. (2017). Environmental risk from emissions of pollutants during the combustion of associated petroleum gas from an oil and gas condensate field. XXI century. *Tekhnosfernaya bezopasnost'*, 3(2), 88-101.

9. Madejski, P., Chmiel, K., Subramanian, N., Kuś, T. (2022). Methods and techniques for CO_2 capture: review of potential solutions and applications in modern energy technologies. *Energies*, 15(3), 887.

10. Wang, Y., Zhao, L., Otto, A., et al. (2017). A review of post-combustion CO_2 Capture Technologies from coal-fired power plants. *Energy Procedia*, 114, 650-665.

11. Theo, W. L., Lim, J. S., Hashim, H., et al. (2016). Review of pre-combustion capture and Ionic liquid in carbon capture and storage. *Applied Energy*, 183, 1633-1663.

12. Yadav, S., Mondal, S. S. (2022). A review on the progress and prospects of oxy-fuel carbon capture and sequestration (CCS) technology. *Fuel*, 308, 122057.

13. Custom CO_2 capture technology solutions. https://www.carbonclean.com/technology-licence.

14. Pumps and compressors for pumping carbon dioxide CO_2. https://hiipumps.ru/ru/product/?id=56.

15. Rizza, C. S. (2014). Experiments and modeling of supercritical CO_2 extraction of lipids from microalgae. Master's degree thesis in chemical engineering and industrial processes. Università degli studi di Padova.

16. Grushevenko, E., Kapitanov, S., Melnikov, I., et al. (2021). Decarbonization in the oil and gas industry: international experience and priorities of Russia. Moscow: *The Energy Center of the Moscow School of Management Skolkovo.*

17. Aminu, M. D., Nabavi, S. A., Rochelle, C. A., Manovic, V. (2017). A review of developments in carbon dioxide storage. *Applied Energy*, 208, 1389-1419.

18. Zhang, Z., Liu, J., Huo, H., et al. (2021). Prediction for corrosion rate of production tubing for CO_2 injection of production well. *Petroleum Science and Technology*, 40(5), 556-570.

19. Picha, M. S., Abu Bakar, M. A., Patil, P. A., et al. (2021). Overcoming CO_2 injector well design and completion challenges in a carbonate reservoir for world's first offshore carbon capture storage CCS SE Asia project. In: *SPE Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference (Abu Dhabi, UAE, November 2021).*

20. Gaurina-Međimurec, N., Pašić, B. (2011). Design and mechanical integrity of CO_2 injection wells. *Rudarsko-geološko-naftni Zbornik*, 23, 1-8.

21. Fiberglass tubing. Biysk Fiberglass factory. https://bzs.ru/catalog/truby-nkt-stekloplastikovye.

22. Xu, L., Xu, X., Yin, C., Qiao, L. (2019). CO_2 corrosion behavior of 1% CR–13% CR Steel in relation to CR content changes. *Materials Research Express*, 6(9), 096512.

23. Benge, G. (2009). Improving wellbore seal integrity in CO_2 injection wells. *Energy Procedia*. 1(1), 3523-3529.

24. Krilov, Z., Loncaric, B., Miksa, Z. (2000). Investigation of a long-term cement deterioration under a high-temperature, sour gas downhole environment. In: *SPE International Symposium on Formation Damage Control (Lafayette, Louisiana, USA, February 2000).*

25. Ridha, S., Setiawan, R. A., Pramana, A. A., Abdurrahman, M. (2019). Impact of wet supercritical CO_2 injection on fly ash geopolymer cement under elevated temperatures for well cement applications. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10(2), 243-247.

26. Bjørge, R., Gawel, K., Chavez Panduro, E. A., Torsæter, M. (2019). Carbonation of silica cement at high-temperature well conditions. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 82, 261-268.

27. Zhang, B., Zou, C., Peng, Z., et al. (2020). Study on the preparation and anti-CO_2 corrosion performance of soap-free latex for oil well cement. *ACS Omega*, 5(36), 23028-23038.

28. Takase, K., Barhate, Y., Hashimoto, H., Lunkad, S. F. (2010). Cement-sheath wellbore integrity for CO_2 injection and storage wells. In: *SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition (Mumbai, India, January 2010).*

29. Vilarrasa, V., Silva, O., Carrera, J., Olivella, S. (2013). Liquid CO_2 injection for geological storage in deep saline aquifers. *International Journal of Greenhouse Gas Control,* 14, 84-96.

30. Pavlova, P. L., Mikheenkova, E. I. (2021). Analysis of foreign technology and technology of injection of carbon dioxide into the oil and gas reservoir. Review article. *Neftegazovoye delo. Setevoye izdaniye*, 5, 58-91.

31. Shayakhmetov, A. I., Malyshev, V. L., Moiseyeva, Ye. F., Ponomarov, A. I. (2021). Estimation of efficiency of oil extraction with supercritical CO_2 in a low-permeability reservoir. *SOCAR Proceedings*, 2, 210-220.

Анализ и разработка предложений по усовершенствованию техники и технологий улавливания и закачки диоксида углерода на нефтяных месторождениях

П.Л. Павлова[1], К.А. Башмур[1], В.В. Бухтояров[1,2]
[1]Институт нефти и газа, Сибирский федеральный университет, Красноярск, Россия;
[2]Центр НТИ «Цифровое материаловедение: новые материалы и вещества»,
МГТУ им. Н.Э. Баумана, Москва, Россия

Реферат

В данной статье проводится комплексный анализ техники и технологий улавливания и закачки диоксида углерода на нефтяном месторождении. Также разработаны предложения по усовершенствованию технологического процесса от начала улавливания диоксида углерода до закачки его в нефтяной пласт. В итоге проанализировано наземное и скважинное оборудование, что дает возможность комплексного понимания технологических процессов разработки нефтяных месторождений с закачкой диоксида углерода с целью увеличения нефтеотдачи. Отмечено, что в технологическую схему разработки месторождения могут быть включены этапы улавливания и переработки диоксида углерода с целью уменьшения стоимости его транспортировки, а за счет получения сопутствующих газов, например водорода, можно получить энергию для нужд месторождения, что особенно актуально для географически удаленных месторождений. Для управления состоянием сверхкритического диоксида углерода на забое предложено скважинное оборудование и обоснованы критерии его работы.

Ключевые слова: диоксид углерода; сверхкритический флюид; техника, технология; улавливание; закачка; нефтяное месторождение; технологический процесс.

Neft yataqlarında karbon dioksidin tutulmasının və vurulmasının texnika və texnologiyalarının təkmilləşdirilməsi üzrə təkliflərin təhlili və işlənməsi

P.L. Pavlova[1], K.A. Başmur[1], V.V. Buxtoyarov[1,2]
[1]Neft və Qaz İnstitutu, Sibir Federal Universiteti, Krasnoyarsk, Rusiya;
[2]N.E.Bauman adına MDTU-nin «Rəqəmsal materialşünaslıq: yeni materiallar və maddələr» Milli Texnoloji Təşəbbüs Mərkəzi, Moskva, Rusiya

Xülasə

Məqalədə neft yatağında karbon dioksidin tutulmasının və vurulmasının texnika və texnologiyalarının kompleksli təhlili aparılır. Həmçinin karbon dioksidin tutulmasından başlayaraq onun neft layına vurulmasına qədər aparılan texnoloji prosesinin təkmilləşdirilməsinə dair təkliflər işlənilib hazırlanmışdır. Nəticədə, yerüstü və quyu avadanlığı təhlil edilmişdir, bu da neftveriminin artırılması məqsədilə karbon dioksidin vurulması ilə neft yataqlarının işlənməsinin texnoloji proseslərinin kompleks şəkildə başa düşülməsinə imkan yaradır. Qeyd olunub ki, karbon dioksidin nəqlinin dəyərinin azaldılması məqsədilə, onun tutulması və emalı mərhələlərini yatağın işlənməsinin texnoloji sxeminə daxil etmək olar, səmt qazlarının, məsələn hidrogenin, alınması hesabına isə neft ehtiyacları üçün enerji əldə etmək olar, bu da coğrafi cəhətdən uzaq olan yataqlar üçün çox aktualdır. Quyu dibində superkritik karbon dioksidinin vəziyyətini idarə etmək üçün quyu avadanlığı təklif olunub və onun iş meyarları əsaslandırılıb.

Açar sözlər: karbon dioksidi; superkritik flüid; tutulma; vurma; neft yatağı; texnoloji proses.