



Череповицына А.А.
Cherepovitsyna A.A.

кандидат экономических наук, доцент, заведующий лабораторией, старший научный сотрудник,
Институт экономических проблем им. Г.П. Лузина Кольского научного центра Российской академии наук,
г. Апатиты, Российская Федерация;
главный научный сотрудник, Научно-исследовательский институт «Центр экологической промышленной политики»,
г. Мытищи,
Российская Федерация



Дорожкина И.П.
Dorozhkina I.P.

стажер-исследователь,
Институт экономических проблем им. Г.П. Лузина Кольского научного центра Российской академии наук,
г. Апатиты,
Российская Федерация



Шабунин М.Д.
Shabunin M.D.

стажер-исследователь,
Институт экономических проблем им. Г.П. Лузина Кольского научного центра Российской академии наук,
г. Апатиты,
Российская Федерация

УДК 388.45:622.276.44

DOI: 10.17122/2541-8904-2024-4-50-35-44

ЭКОНОМИКА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ: ОТ ТЕХНОЛОГИИ К УГЛЕРОДНО-НЕЙТРАЛЬНОЙ НЕФТИ

Аннотация. Технологии улавливания и хранения углерода (УХУ) могут рассматриваться как одно из направлений снижения выбросов парниковых газов (ПГ) для внедрения в промышленном секторе России. Такие решения не только позволяют снизить выбросы посредством их улавливания, но и в случае использования уловленного CO₂ в качестве агента для повышения нефтеотдачи (технологии CO₂-EOR – enhanced oil recovery) способствуют формированию доходной части в виде прироста выручки и создают возможности для получения углеродно-нейтральной нефти. Вместе с тем, такие проекты зачастую являются убыточными из-за высокого уровня затрат.

Цель работы – технико-экономическое моделирование и оценка экономических показателей проекта транспортировки и закачки углекислого газа для повышения нефтеотдачи на примере месторождения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Ключевые методы исследования: концептуальное и технико-экономическое моделирование, контент-анализ, общенаучные методы анализа, синтеза, метод аналогии. Результаты исследования свидетельствуют о том, что предлагаемый проект является экономически эффективным только в случае реализации конкретных мер государственной поддержки, а именно налоговых льгот. При этом применение технологии CO₂-EOR позволит нефтегазовой компании снизить выбросы ПГ и получить определенную массу углеродно-нейтральной нефти. Полученные результаты

могут применяться как на уровне частного бизнеса нефтегазовыми компаниями, так и на государственном при принятии решений о развитии комплекса УХУ в России.

Ключевые слова: использование углекислого газа, повышение нефтеотдачи, закачка в пласт, экономическая эффективность, снижение выбросов, парниковые газы, углеродно-нейтральная нефть, улавливание и хранение углерода.

THE ECONOMICS OF CARBON DIOXIDE USE TO ENHANCE OIL RECOVERY: FROM TECHNOLOGY TO CARBON-NEUTRAL OIL

Abstract. Carbon capture and storage (CCS) technologies can be considered as one of the ways to reduce greenhouse gas (GHG) emissions for implementation in the Russian industrial sector. Such solutions not only reduce emissions through their capture, but also, in the case of using captured CO₂ as an agent to increase oil recovery (CO₂-EOR – enhanced oil recovery technologies), contribute to the formation of revenue and create opportunities for obtaining carbon-neutral oil. However, such projects are often unprofitable due to the high level of costs.

The purpose of the work is technical and economic modeling and assessment of economic indicators of the project of transportation and injection of carbon dioxide to increase oil recovery using the example of a field in the West Siberian oil and gas province. Key research methods: conceptual and technical and economic modeling, content analysis, general scientific methods of analysis, synthesis, method of analogy. The results of the study indicate that the proposed project is economically effective only in the case of the implementation of specific measures of state support, namely tax benefits. At the same time, the use of CO₂-EOR technology will allow the oil and gas company to reduce GHG emissions and obtain a certain mass of carbon-neutral oil. The results obtained can be applied both at the private business level by oil and gas companies and at the state level when making decisions on the development of the CCS complex in Russia

Key words: carbon dioxide utilization, enhanced oil recovery, injection into the reservoir, economic efficiency, emission reduction, greenhouse gases, carbon neutral oil, carbon capture and storage.

Введение

Современные реалии диктуют необходимость поиска и внедрения новых решений, способствующих снижению негативного влияния на окружающую среду и повышению эффективности промышленных процессов во многих отраслях, включая нефтегазовую. Нефтегазовые компании ответственны не более чем за 10 % мировых выбросов парниковых газов (ПГ) [1], однако дальнейшее использование углеводородного сырья в сферах конечного потребления формирует существенную массу выбросов. Одним из решений, способных «работать» над сокращением выбросов промышленных компаний в атмосферу, является комплекс технологий УХУ – улавливание, использование и хранение углекислого газа. Самый распространённый способ использования CO₂ – его применение в качестве агента для повышения нефтеотдачи (технология CO₂-EOR – enhanced oil recovery) [2, 3]. Суть последнего заключается в закачке CO₂ в нефтяные пласты с целью повышения коэффициента извлечения нефти (КИН), что

позволяет получить дополнительный доход в виде прироста выручки, улучшить технологические показатели разработки месторождения и решить проблему утилизации ПГ.

В то же время реализация комплекса технологий УХУ сопровождается высокими затратами, особенно на этапе улавливания газа, а попытки оценить экономическую эффективность таких проектов обычно приводят к отрицательным результатам и выводам об их экономической нецелесообразности [4]. Более того, проекты CO₂-EOR, предполагающие использование CO₂ для повышения нефтеотдачи, несмотря на потенциальную коммерческую составляющую, как правило, нерентабельны [4]. Как следствие, инициативы и проекты УХУ требуют определённой институциональной среды для их реализации.

В мире накоплен некоторый опыт применения мер государственного регулирования и поддержки низкоуглеродных проектов, в том числе УХУ. К мерам общего характера можно отнести различные системы торговли выбро-

сами, функционирующие, например, в Европе, Великобритании и Китае. В России подобные системы отсутствуют, однако в рамках эксперимента на территории Сахалинской области действует механизм квотирования выбросов ПГ. Эксперимент предполагает реализацию ряда мер государственного регулирования и поддержки, стимулирующих развитие «зеленых» проектов и способствующих движению региона к углеродной нейтральности. Текущая ставка налога на выбросы составляет 1000 руб. за каждую тонну, превышающую квоту выбросов [5].

Среди наиболее распространенных специфических мер поддержки проектов УХУ можно выделить следующие: налоговые льготы (например, 45Q в США), контракты на разницу (распространены в Великобритании), прямое финансирование на всех стадиях (например, в США, Китае, Канаде, Европе) и др. [6]. К наиболее эффективным мерам стимулирования развития УХУ относят налоговые льготы, в частности, механизм 45Q, успешно применяемый в США [6]. Данная мера при реализации проектов CO₂-EOR представляет собой возвратную налоговую льготу в размере 60 долл. на каждую тонну уловленного и использованного для повышения нефтеотдачи углекислого газа.

Цель исследования заключается в технико-экономическом моделировании и оценке экономических показателей проекта использования углекислого газа для повышения нефтеотдачи на примере месторождения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции с учетом возможностей развития институциональной среды в части мер государственного регулирования и поддержки низкоуглеродных проектов в России.

Задачи исследования:

1) проанализировать мировой и российский опыт реализации проектов УХУ, в том числе в части применения технологии CO₂-EOR;

2) оценить технологические показатели проекта использования углекислого газа для повышения нефтеотдачи на примере рассматриваемого месторождения;

3) провести экономическую оценку проекта при базовом варианте реализации и с применением мер государственного регулирования и поддержки;

4) оценить возможности получения нефтегазовой компанией углеродно-нейтральной нефти.

Методы. В основе исследования лежат методы концептуального и технико-экономического моделирования, контент-анализ научной литературы, материалов аналитических организаций и открытых данных, раскрываемых промышленными, в том числе нефтегазовыми компаниями.

При анализе мирового опыта реализации проектов улавливания и хранения CO₂ использованы аналитические отчеты и статистические данные таких организаций, как Глобальный институт CCS (Global CCS Institute), Национальный нефтяной совет США (National Petroleum Council – NPC), а также годовые отчеты и отчеты об устойчивом развитии нефтегазовых компаний, как зарубежных (Occidental), так и российских (ПАО «Газпром нефть», ПАО «Роснефть», ПАО «Лукойл»).

Технологические показатели проекта закачки CO₂ для повышения нефтеотдачи получены на примере месторождения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Для проведения экономической оценки проекта применяется метод дисконтирования денежных потоков (Discounted Cash Flow – DCF) с расчетом показателя чистого дисконтированного дохода (Net Present Value – NPV). При оценке капитальных и операционных затрат по проекту применяется метод аналогии с использованием данных российской нефтегазовой компании. Для интерпретации полученных результатов используется графический метод.

На разных этапах исследования применяются методы анализа и синтеза, элементы сценарного подхода, сравнительного и причинно-следственного анализа.

Результаты

1. Мировой опыт реализации проектов УХУ. Несмотря на высокую стоимость комплекса технологий, в мировой практике существуют примеры успешной реализации проектов УХУ. На сегодня известно более чем о 390 коммерческих проектах, 41 из которых находится на стадии эксплуатации (рис. 1). Ежегодно количество таких проектов растет, и в последние года – всё более быстрыми темпами.

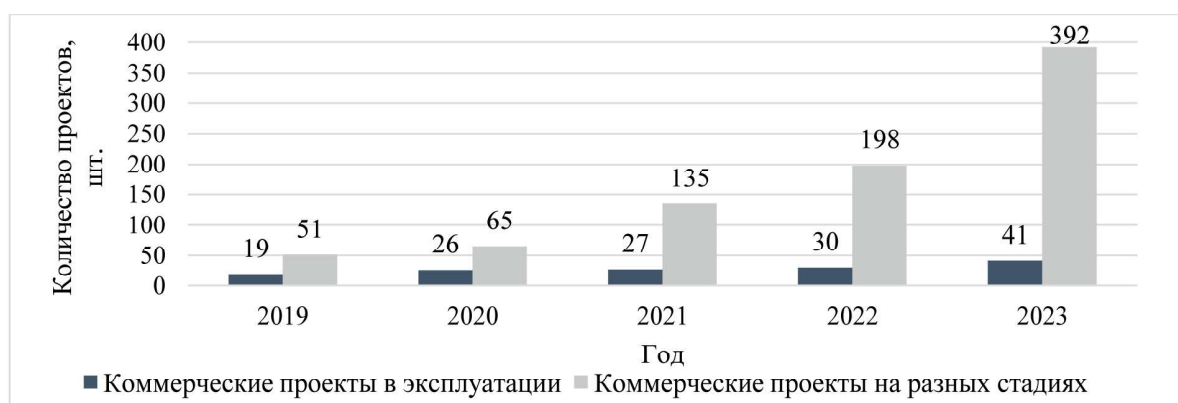


Рисунок 1. Динамика изменения коммерческих проектов УХУ в 2019-2023 гг. (составлено авторами по данным [7])

Согласно мировой статистике, около 70 % коммерческих проектов в эксплуатации приходится на проекты CO₂-EOR [8]. Одними из ярких примеров являются проекты Occidental Petroleum в Техасе (США), где с 1972 г. осуществляется закачка CO₂ для увеличения нефтеотдачи [9]. В 2021 г. компания произвела около 2 млн т нефти, добытой «без выбросов» CO₂, в том числе благодаря применению технологии. Данный пример позволяет формировать представление о так называемой углеродно-нейтральной нефти, на всех стадиях жизненного цикла которой – от добычи до потребления – был достигнут баланс между произведенными выбросами и сокращенными, в том числе благодаря их улавливанию и закачке в пласт.

В России отсутствуют коммерческие проекты УХУ, в том числе с использованием CO₂ для повышения нефтеотдачи, однако существует определенный опыт апробации технологий. Например, ПАО «Газпром нефть» раскрывает информацию о пилотном проекте в Оренбургской области, где после проведения испытаний прироста по дебитам составили от 15 до 33 % [10]. ПАО «Роснефть», в свою очередь, заявляет о планах по развитию проектов долгосрочного хранения CO₂ под землей [11]. Главным препятствием для развития и масштабирования таких проектов в России остаётся их высокая стоимость, неразвитая институциональная среда, а также технологические сложности, особенно в части технологий и решений по улавливанию газа на источнике выбросов.

2. Технологические аспекты использования углекислого газа для повышения нефтеотдачи. Закачка CO₂ в пласт из-за низкой вязкости и высокой летучести газа рас-

сматривается как один из наиболее подходящих методов увеличения нефтеотдачи для разработки трудноизвлекаемых запасов [12]. CO₂ не токсичен, не имеет запаха, хорошо растворяется в нефти, снижая ее вязкость, и вызывает увеличение объемного коэффициента [13, 14]. Также углекислый газ обладает важным свойством – он способен увеличивать вязкость воды при растворении в ней с увеличением давления. К недостаткам данного метода можно отнести следующие: высокая коррозионная активность агента, что приводит к необходимости использования коррозионностойкого оборудования для транспортировки и закачки CO₂, существенное влияние на рост себестоимости добычи нефти, высокий уровень контроля термобарических условий [15].

Применение технологии CO₂-EOR позволяет повысить КИН. Так, известно о проектах, где прирост КИН составил 15 % после применения технологии [7]. По разным оценкам, дополнительный приток нефти от закачки 1 т CO₂ может варьировать от 0,27 до 5,8 т в зависимости от условий месторождения [2, 16].

Основываясь на данных рассматриваемого месторождения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, а именно на показателях проницаемости, термобарических условиях, показателях площади нефтеносности, при моделировании проекта внедрения технологии CO₂-EOR получено пять вариантов его реализации в зависимости от объектов, включаемых в разработку. Для каждого варианта рассчитана масса закачиваемого CO₂, теоретическая дополнительная добыча нефти, период закачки. Результаты представлены в таблице 1.

Таблица 1. Технологические показатели проекта CO₂-EOR по вариантам (составлено авторами с использованием данных по месторождению)

Вариант	1	2	3	4	5
Масса закачиваемого CO ₂ , тыс. т	1680,35	2169,79	13418,88	14115,59	13512,72
Дополнительная добыча нефти, тыс. т	957,09	1259,71	8928,01	9230,63	9422,79
Отношение массы дополнительной добычи к закачиваемому газу, т/т	0,570	0,581	0,665	0,654	0,697
Период закачки, лет	13,15	12,58	21,91	21,48	19,99

Согласно таблице 1, отношение массы дополнительной добычи к закачиваемому CO₂ по вариантам варьирует в пределах 0,570-0,697, что соответствует мировой и российской практике реализации таких технологий [2]. Ориентируясь на массу закачки CO₂ в год, можно определить размер проекта, где варианты 1 и 2 будут относиться к категории мелких (с мощностью 0,127 и 0,172 млн т CO₂/год соответственно), а начиная с варианта 3 – средних (с мощностью более 0,6 млн т CO₂/год каждый). Так, на 2023 г. мощность самого крупного подобного проекта на стадии эксплуатации – Wolf Alberta Carbon Trunk Line (США) – достигает 14,6 млн т CO₂/год, а самых мелких – порядка 0,1 млн т CO₂/год [7].

3. Экономическая оценка проекта использования углекислого газа для повышения нефтеотдачи. Технологическая цепочка моделируемого проекта предполагает реализацию двух этапов: транспортировки и закачки углекислого газа в пласт. Оператором проекта выступает нефтегазовая компания, которая в рамках моделируемой ситуации приобретает CO₂ у потенциального эмитента по фиксированной цене.

Оценка экономической эффективности проекта проведена для варианта 1. Для расчета чистой приведенной стоимости проекта

(NPV) определены следующие параметры: капитальные затраты (1,86 млрд руб.), операционные затраты (223,39 млн руб./год), цена приобретаемого CO₂ (12 699 руб./т). Последняя рассчитана с ориентиром на средние удельные капитальные и операционные затраты на улавливание (согласно [17]). Величина экспортного нетбэка реализации дополнительно добытой нефти принята на уровне 35 015,08 руб./т с учетом средней цены на нефть марки Urals в 2023 г. [18] и величины транспортных расходов [19].

Экономическая оценка проекта включает три варианта расчета NPV:

1) без применения мер государственного регулирования и поддержки (базовый вариант);

2) с применением налоговой льготы по типу 45Q (60 долл./т CO₂);

3) с возможной экономией на налоге на выбросы ПГ – 1000 руб./т (в случае действия налога на выбросы ПГ в регионе реализации проекта).

Следует отметить, что варианты 2 и 3 смоделированы авторами и могут действовать только тогда, когда соответствующие режимы и инструменты будут развиты в России. Горизонт планирования составляет 14 лет. Результаты оценки представлены в таблице 2.

Таблица 2. Результаты оценки экономической эффективности проекта (составлено авторами)

Вариант реализации проекта	Значение NPV, руб.
Без применения мер государственного регулирования и поддержки	-3 925 865 283,24
С применением налоговой льготы	855 767 260,14
С экономией на налоге на выбросы	-3 431 831 807,96

Согласно таблице 2, проект CO₂-EOR в рассматриваемых условиях является экономически эффективным ($NPV \geq 0$) только при условии применения налоговой льготы по аналогии с 45Q, тогда как экономия на налоге на выбросы при действующей на Сахалине ставке незначительно влияет на экономические показатели проекта. Важно отметить, что за 14 лет реализации проекта с применением налоговой льготы расходы государства составят порядка 4,5 млрд руб.

4. Общая оценка потенциала получения углеродно-нейтральной нефти.

Реализация проекта CO₂-EOR позволит нефтегазовой компании декарбонизировать производственные процессы, получив определенную массу углеродно-нейтральной нефти. Согласно отчету нефтегазовой компании, которая является оператором рассматриваемого месторождения, в 2022 г. ее удельные выбросы на этапах нефтедобычи и нефтепереработки составили 434,77 кг CO₂/т [20]. На рисунке 2 представлена схема снижения выбросов нефтегазовой компании в результате применения технологии CO₂-EOR для варианта 1.

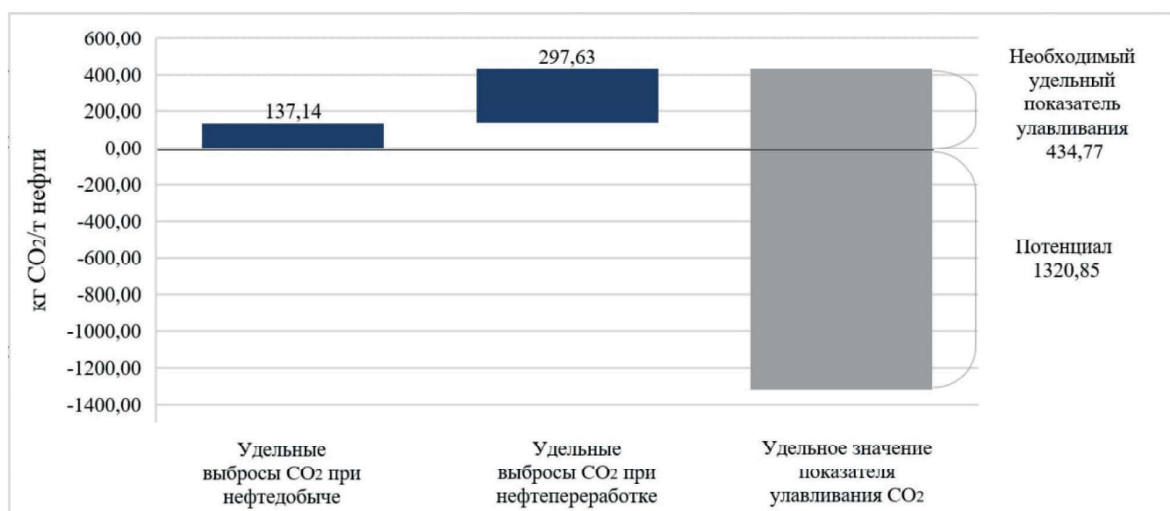


Рисунок 2. Схема снижения выбросов нефтегазовой компании при реализации CO₂-EOR (вариант 1) (составлено авторами)

Согласно рисунку 2, в результате реализации технологии CO₂-EOR нефтегазовая компания сможет получить как фактическую массу углеродно-нейтральной нефти, так и определённый потенциал ее добычи за счет снижения выбросов (рис. 3). Необходимый удельный показатель улавливания составляет 434,77 кг CO₂/т, тогда как потенциал превышает 1320 кг CO₂/т, согласно мощности проекта. Авторы оценили фактическую массу нефти, которая будет получена при достижении баланса между произведенными и уловленными выбросами, после применения технологии CO₂-EOR, а также потенциал добычи углеродно-нейтральной нефти при заданных значениях используемого газа по вариантам проекта (рис. 3).

Таким образом, использование CO₂ для повышения нефтеотдачи при рассматриваемых вариантах за весь срок реализации про-

екта позволит нефтегазовой компании получить фактически от 957 до 9423 т углеродно-нейтральной нефти с учетом найденных показателей дополнительной добычи (табл. 1). При реализации проектного потенциала улавливания (рис. 2) применение технологии приведет к получению углеродно-нейтральной нефти массой от 3000 до 21 700 т в зависимости от варианта проекта.

Дискуссия и заключение

Результаты исследования позволяют сделать вывод о том, что проекты CO₂-EOR потенциально могут рассматриваться как разумный и действенный метод снижения выбросов ПГ промышленных компаний. Вместе с тем, затраты на реализацию всей технологической цепочки достаточно высоки, что требует развития технологий и соответствующей институциональной среды

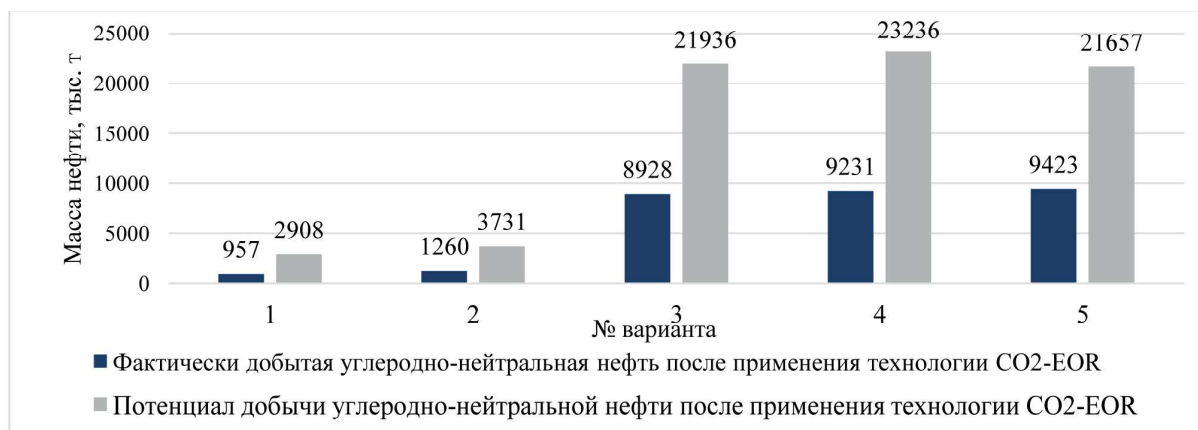


Рисунок 3. Фактический и потенциальный уровень добычи углеводородно-нейтральной нефти по вариантам проекта (составлено авторами)

с общими и специфическими мерами регулирования и поддержки таких инициатив.

В части технологических показателей проекта использования углекислого газа для повышения нефтеотдачи следует отметить, что они определены на основе данных по месторождению в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, что, в свою очередь, обуславливает частный характер полученных результатов. В научно-практических источниках подчеркивается, что эффективность каждого конкретного проекта должна быть основана на экспериментальном опыте [2, 15]. В целом, именно от геологических условий и свойств нефти зависят показатели потенциального дополнительного притока, полученного за счет закачки CO₂ в пласт, которые будут индивидуальны для каждого проекта. Однако полученные результаты, а именно обоснование теоретического дополнительного притока нефти, массы закачиваемого CO₂ и их соотношения, соотносятся с мировым и российским опытом применения технологий.

Для реализации проекта CO₂-EOR необходимо определить потенциальный источник улавливания, который должен быть на доступном расстоянии от места закачки. Так, в рамках исследования для рассматриваемого месторождения выбрано два наиболее приближенных источника CO₂ – эмитента, а именно Сургутская ГРЭС с ежегодными выбросами около 14 млн т CO₂/год [21],

Нижневартовский нефтеперерабатывающий завод с выбросами около 120 тыс. т CO₂/год, согласно установленной мощности [22]. Расстояние до каждого из источников от месторождения не превышает 200 км.

Рассматриваемый проект CO₂-EOR является экономически целесообразным для нефтегазовой компании ($NPV \geq 0$) только при условии применения налоговой льготы по аналогии с 45Q с действующей в США ставкой – 60 долл./т. Государство в данном случае несет значительные издержки – около 4,5 млрд руб. за 14 лет реализации проекта. Такой немалый объем финансовой поддержки может быть снижен за счет подбора такой цены 1 т CO₂ и ставки налоговой льготы, при которой NPV и для нефтегазовой компании, и для государства будет неотрицательным, что можно определить как направления дальнейших исследований авторов.

Реализация такого рода проектов позволит нефтегазовой компании снизить выбросы CO₂ и получить определенную массу углеводородно-нейтральной нефти, что, в свою очередь, дает право заявлять об углеводородно-нейтральной продукции, реализуемой компанией. В целом, данное обстоятельство может существенно повлиять на репутацию компании в сложившихся условиях климатического давления и формализовать учёт вклада нефтегазовых компаний в решение климатических задач.

Список литературы

1. World Resources Institute. – URL: <https://www.wri.org/> (дата обращения: 01.07.2024).
2. Калинин С.А., Морозюк О.А. Разработка месторождений высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах с использованием диоксида углерода. Анализ мирового опыта // Вестник ПНИПУ. – 2019. – № 19 (4). – С. 373–387. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.4.6.
3. Zuo M. [et al.] Effects of CO₂ injection volume and formation of in-situ new phase on oil phase behavior during CO₂ injection for enhanced oil recovery (EOR) in tight oil reservoirs // Chemical Engineering Journal. – 2023. – Vol. 452. DOI: 10.1016/j.cej.2022.139454.
4. Скобелев Д. О., Череповицына А. А., Гусева Т. В. Технологии секвестрации углекислого газа: роль в достижении углеродной нейтральности и подходы к оценке затрат // Записки Горного института. – 2023. – Т. 259. – С. 125–140. DOI: 10.31897/PMI.2023.10.
5. Постановление Правительства Российской Федерации от 18.08.2022 г. № 1441 «О ставке платы за превышение квоты выбросов парниковых газов в рамках проведения эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов на территории Сахалинской области».
6. Череповицына А.А. Улавливание и хранение углерода: меры государственного регулирования, мировой опыт и ситуация в России // Экономика устойчивого развития. – 2024. – № 1 (57). – С. 169–174.
7. Global Status of CCS 2023. Report & Executive Summary // Global CCS Institute. – 2023. – 97 p. – URL: <https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/global-status-of-ccs-2023-executive-summary/> (дата обращения: 20.06.2024).
8. CCS Facilities Data Base. – URL: <https://co2re.co/FacilityData> (дата обращения: 20.06.2024).
9. Climate Report 2023 // Occidental. – 2023. – 61 p. – URL: <https://www.oxy.com/siteassets/documents/publications/oxy-climate-report-2023.pdf> (дата обращения: 25.06.2024).
10. На Оренбургском НГКМ повышают дебиты с помощью закачки в пласт CO₂ // Нефтегазовая промышленность. – URL: <https://nprom.online/news/na-oryenburgskom-ngkm-povishayut-dyebeeti-s-pomoshyu-zakachkee-v-plast-so2/> (дата обращения: 01.07.2024).
11. «Роснефть» развивает технологии хранения углекислого газа под землей // Официальный сайт ПАО «НК «Роснефть». – URL: <https://www.rosneft.ru/press/news/item/217479/> (дата обращения: 04.10.2024).
12. Ren B. [et al.] Monitoring on CO₂ migration in a tight oil reservoir during CCS-EOR in Jilin Oilfield China // Energy. – 2016. – Vol. 98. – P. 108–121. DOI: 10.1016/j.energy.2016.01.028.
13. Ren D. [et al.] Feasibility evaluation of CO₂-EOR and storage in tight oil reservoirs: A demonstration project in the Ordos Basin // Fuel. – 2023. – Vol. 331. DOI: 10.1016/j.fuel.2022.125652.
14. Yu H. [et al.] Experimental study on EOR performance of CO₂-based flooding methods on tight oil // Fuel. – 2021. – Vol. 290. DOI: 10.1016/j.fuel.2020.119988.
15. Хромых Л.Н., Литвин А.Т., Никитин А.В. Применение углекислого газа в процессах повышения нефтеотдачи пластов // Вестник Евразийской науки. – 2018. – № 5.
16. CCUS: монетизация выбросов CO₂ // VYGON Consulting. 2021. – URL: https://vygon.consulting/upload/iblock/967/jzgy572b7ome167wi4dbao9fnsqsfj13/vygon_consulting_CCUS.pdf (дата обращения: 01.10.2024).
17. Meeting the Dual Challenge. A Roadmap to At-Scale Deployment of Carbon Capture, Use, and Storage // National Petroleum Council. – 2019. – Vol. 2. – Ch. 2. – 25 p. – URL: <https://dualchallenge.npc.org/> (дата обращения: 12.07.2024).
18. О средней цене на нефть марки Urals // Минфин России. 2024. – URL: https://minfin.gov.ru/ru/press-center/?id_4=38813-о_srednei_tsene_na_neft_marki_urals (дата обращения: 12.07.2024).
19. Индикативный тариф на транспортировку нефти // Федеральная антимонопольная служба. – 2023. – URL: <https://fas.gov.ru/>

pages/Indikativnii-tarif-na-transportirovku-nefti-za-IV-kvartal-2023-goda (дата обращения: 12.07.2024).

20. Отчет об устойчивом развитии 2022 // ПАО «Лукойл». 2022. 184 с. – URL: <https://lukoil.ru/Sustainability/SustainabilityReport/Archive> (дата обращения: 01.10.2024).

21. Юнипро. Годовой отчет. – 2021. – URL: https://www.unipro.energy/shareholders/disclosure/annual_reports/interactive/2021/?/ru/94-emissions (дата обращения: 03.10.2024).

22. ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь». Переработка нефти и газа. – URL: <https://zs.lukoil.ru/Activities/Refining> (дата обращения: 03.10.2024).

References

1. World Resources Institute. – URL: <https://www.wri.org/> (дата обращения: 01.07.2024).

2. Kalinin S.A., Morozyuk O.A. Development of high-viscosity oil deposits in carbonate reservoirs using carbon dioxide. Analysis of world experience // Bulletin of PNRPU. – 2019. – № 19 (4). – P. 373-387. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.4.6.

3. Zuo M. [et al.] Effects of CO₂ injection volume and formation of in-situ new phase on oil phase behavior during CO₂ injection for enhanced oil recovery (EOR) in tight oil reservoirs // Chemical Engineering Journal. – 2023. – Vol. 452. DOI: 10.1016/j.cej.2022.139454.

4. Skobelev D. O., Cherepovitsyna A. A., Guseva T. V. Carbon dioxide sequestration technologies: the role in achieving carbon neutrality and approaches to cost estimation // Notes of the Mining Institute. – 2023. – T. 259. – P. 125-140. DOI: 10.31897/PMI.2023.10.

5. Decree of the Government of the Russian Federation dated 08/18/2022 No. 1441 "On the rate of payment for exceeding the quota of greenhouse gas emissions as part of an experiment to limit greenhouse gas emissions in Sakhalin".

6. Cherepovitsyna A.A. Carbon capture and storage: government regulation measures, world experience and the situation in Russia // The

economics of sustainable development. – 2024. – № 1 (57). – P. 169-174.

7. Global Status of CCS 2023. Report & Executive Summary // Global CCS Institute. – 2023. – 97 p. – URL: <https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/global-status-of-ccs-2023-executive-summary/> (date of access: 06/20/2024).

8. CCS Facilities Data Base. – URL: <https://co2re.co/FacilityData> (accessed: 06/20/2024).

9. Climate Report 2023 // Occidental. – 2023. – 61 p. – URL: <https://www.oxy.com/siteassets/documents/publications/oxy-climate-report-2023.pdf> (date of application: 06/25/2024).

10. At the Orenburg NGKM, production rates are increased by pumping CO₂ into the reservoir // Oil and gas industry. – URL: <https://nprom.online/news/na-oryenburgskom-ngkm-povishayut-dyebeti-s-pomoshyu-zakachkee-v-plast-so2/> (date of reference: 07/01/2024).

11. Rosneft develops technologies for storing carbon dioxide underground // Official website of PJSC NK Rosneft. – URL: <https://www.rosneft.ru/press/news/item/217479/> (date of access: 04.10.2024).

12. Ren B. [et al.] Monitoring on CO₂ migration in a tight oil reservoir during CCS-EOR in Jilin Oilfield China // Energy. – 2016. – Vol. 98. – P. 108–121. DOI: 10.1016/j.energy.2016.01.028.

13. Ren D. [et al.] Feasibility evaluation of CO₂-EOR and storage in tight oil reservoirs: A demonstration project in the Ordos Basin // Fuel. – 2023. – Vol. 331. DOI: 10.1016/j.fuel.2022.125652.

14. Yu H. [et al.] Experimental study on EOR performance of CO₂-based flooding methods on tight oil // Fuel. – 2021. – Vol. 290. DOI: 10.1016/j.fuel.2020.119988.

15. Khromykh L.N., Litvin A.T., Nikitin A.V. The use of carbon dioxide in the processes of enhanced oil recovery // Bulletin of Eurasian Science. – 2018. – № 5.

16. CCUS: monetization of CO₂ emissions // VYGON Consulting. 2021. – URL: <https://vygon.consulting/upload/iblock/967/jzgy572b7>

ome167wi4dbao9fnsqsfj13/vygon_consulting_CCUS.pdf (date of application: 01.10.2024).

17. Meeting the Dual Challenge. A Roadmap to At-Scale Deployment of Carbon Capture, Use, and Storage // National Petroleum Council. – 2019. – Vol. 2. – Ch. 2. – 25 p. – URL: <https://dualchallenge.npc.org/> (дата обращения: 12.07.2024).

18. On the average price of Urals crude oil // Ministry of Finance of Russia. 2024. – URL: https://minfin.gov.ru/ru/press-center/?id_4=38813-o_srednei_tsene_na_neft_marki_urals (date of application: 07/12/2024).

19. Indicative tariff for oil transportation // The Federal Antimonopoly Service. – 2023. – URL: <https://fas.gov.ru/pages/Indikativnii-tarif->

na-transportirovku-nefti-za-IV-kvartal-2023-goda (date of reference: 07/12/2024).

20. Report on sustainable development 2022 // PJSC Lukoil. 2022. 184 p. – URL: <https://lukoil.ru/Sustainability/SustainabilityReport/Archive> (date of access: 01.10.2024).

21. Unipro. Annual Report. – 2021. – URL: https://www.unipro.energy/shareholders/disclosure/annual_reports/interactive/2021/?/ru/94-emissions (date of application: 03.10.2024).

22. LUKOIL – Western Siberia LLC. Refining of oil and gas. – URL: <https://zs.lukoil.ru/ru/Activities/Refining> (date of application: 03.10.2024).