

Оценка эффективности кластерного решения по борьбе с выбросами углекислого газа на примере объединения металлургических предприятий и добывающих компаний

Р. С. Киреев¹, А. И. Шмелева², О. В. Новикова³

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого
¹laforu@yandex.ru, ²alex78shmeleva@mail.ru, ³novikova-olga1970@yandex.ru

Аннотация. В работе авторами предложено внедрение кластерного подхода по борьбе с выбросами углекислого газа. Произведен расчёт эффективности проекта с экономической и экологической точки зрения на примере образования кластера на территориях Поволжья и западной части Урала. По результатам прогнозирования изменения экологических показателей, предложено широкое внедрение данного подхода

Ключевые слова: выбросы углекислого газа; парниковые газы; захоронение углекислого газа; экоэнергетика; методы увеличения нефтеотдачи (МУН)

I. ВВЕДЕНИЕ

На данный момент в мировом сообществе все больше назревает вопрос о борьбе с изменением климата и его негативными последствиями. Ключевым элементом в ближайшем будущем станет комплексная технология улавливания, использования и хранения углекислого газа. Она может служить двум целям: предотвращению попадания новых выбросов углекислого газа в атмосферу и удалению существующих выбросов. По данным открытых источников в России не существует ни одного проекта по хранению, улавливанию и захоронению диоксида углерода в единой системе. Но существующее положение на рынке и перспективы экологической политики непременно обусловят появление как проектов, так и реализуемых технологий по обращению с углекислым газом.

В России потенциал улавливания выбросов углекислого газа составляет до 1,5 Гт в год. В то же время суммарные потери российской промышленности в составе черной металлургии, нефтехимии и других отраслей от внедрения налогов на выбросы составит до 100 млрд рублей ежегодно (при ориентировочной ставке налога в 5000 рублей на тонну углекислого газа).

В рамках исследования предлагается создание кластера в составе нескольких предприятий для снижения выбросов парниковых газов в атмосферу, что позволит отработать пилотный проект для обоснования методологии обращения с дальнейшим расширением на всю территорию Российской Федерации. Целью исследования является обоснование целесообразности объединения предприятий в технологический кластер по обращению с парниковыми газами и расчёт эффективности образования такого кластера на примере территорий Поволжья и западной части Урала.

II. МЕТОДОЛОГИЯ

В ближайшем будущем с целью сокращения выбросов парниковых газов будет введен углеродный

налог, что сильно затронет деятельность крупных добывающих и перерабатывающих предприятий. На данный момент в компаниях происходит активное ведение экологической политики, методы которой включают внедрение технологий на базе ВИЭ, вывод старого оборудования, использование более инновационного и т. д. Разработка подобных проектов позволяет постепенно снизить ущерб окружающей среде.

Ключевым моментом в освоении технологий являются захоронение и использование углекислого газа. Длительное хранение больших объемов углекислого газа в шламохранилищах или в закрытых емкостях подобно природному газу нецелесообразно по причине низкой химической активности газа и высоких параметров для сжижения углекислого газа. Поэтому на данный момент необходимо разрабатывать концепцию геологических хранилищ. Геологическое хранение предполагает закачку углекислого газа в горные породы, которые могут поглощать и удерживать его в течение тысяч лет. Использование углекислого газа подразумевает промышленное применение в различных отраслях. Но требуемые объемы несопоставимы с объемами выбросов.

Для продолжения эксплуатации месторождений с иссякающими или труднодоступными запасами применяют в том числе и газовые методы увеличения нефтеотдачи. Одним из наиболее перспективных методов увеличения нефтеотдачи является использование CO₂ для водогазового заводнения, то есть использование углекислого газа в составе методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Применение данного метода позволяет увеличивать нефтеотдачу через снижение вязкости углеводородов, сравнительно дешевым и простым в осуществлении методом, а также решить проблему использования больших объёмов углекислого газа.

Исходя из открытых данных, в среднем коэффициент использования углекислого газа для формирования «добавочной» нефти составляет 0,31. То есть в среднестатистическом месторождении будет добываться на треть больше нефти от объемов закачанного диоксида углерода. Кроме того, необходимо учесть, что углекислого газа для закачки в пласт с течением времени требуется все меньше. Часть газа отделяется от нефти на месторождении и подвергается обратной закачке. По мере насыщения пласта газом его отбор из трубопровода будет замедляться, а высвобождаемый объем CO₂ может быть направлен на прилегающие месторождения или закачан обратно в месторождение до полного израсходования его запасов.

Мировая практика показывает, что именно методы увеличения нефтеотдачи составляют доминирующую часть в структуре технологий обращения с углекислым газом. Такие проекты пользуются как субсидиями, так и прямым участием государств, что показывает заинтересованность и актуальность таких проектов.

Таким образом, одновременно будет не только решена задача захоронения углекислого газа, но и будет получен положительный экономический эффект. Преимущество данного решения – возможность его осуществления в комплексе предприятий, часть которых будут выступать «продавцами» углекислого газа или технологий, а часть, соответственно, «покупателями». А общая концепция позволяет применять данные технологии в любом месте, где будут предприятия – эмиттеры и потенциальные места закачки.

Чтобы оценить влияние внешней среды на процесс использования технологий обращения с последующим захоронением углекислого газа в пластах, был проведен PESTEL-анализ, результаты которого представлены в табл. 1.

ТАБЛИЦА 1 PESTEL-АНАЛИЗ

Политические	Экономические
Введение налога на выбросы. Уменьшение объемов экспорта нефти. Санкционное давление в технологической области.	Колебания мировых цен на нефть. Высокая стоимость и возможность удорожания системы обращения с CO ₂ .
Социальные	Технологические
Низкая демографическая привлекательность территорий освоения. Слабая социальная инфраструктура.	Сложности внедрения и разработки новых технологий комплекса CCUS. Реализация методов увеличения нефтедобычи.
Экологические	Правовые
Ущерб окружающей среде при транспортировке и закачке углекислого газа. Сохранение углеродного следа при внедрении энергоемких технологий. Потенциальный выход углекислого газа из геологических хранилищ.	Ужесточение налогового законодательства в сфере регулирования выбросов.

В проведенном исследовании было рассмотрено два варианта кластеров с логистической точки зрения. Это один из основных факторов анализа проекта, так как составляет значительную долю затрат.

Было предложено два варианта – с одной стороны технологическое объединение предприятий на территориях Поволжья и западной части Урала, как пример логистически доступного кластера с одним типом транспортировки и предприятиями металлургии. С другой стороны, был рассмотрен вариант внедрения территориально разнесенного проекта с другой структурой предприятий-источников углекислого газа.

III. СИБИРСКИЙ КЛАСТЕР

Для Центральной Сибири был выбран оптимальный вариант развития технологии обращения с углекислым газом – захоронение в нефтяных коллекторах совместно с использованием технологий МУН на Куюмбинском нефтяном месторождении. Связь Куюмбинского месторождения и Ачинского НПЗ делает данное решение ещё более привлекательным для рассмотрения, так как стоимость прокладки трубопровода для подачи CO₂

на место закачки, идущего параллельно Куюмбо-Тайшетской ветке, будет снижена на 15–20 % за счет уже имеющихся перекачивающих станций и инфраструктуры.

Динамика объема выбросов углекислого газа генерирующих и добывающих компаний представлена в табл. 2.

ТАБЛИЦА 2 Прямые выбросы ПГ, млн т CO₂ – экв.

	2018	2019	2020
Интер РАО	81,26	78,89	64,78
Газпром Энергохолдинг	94,06	89,03	81,32
ПАО «РусГидро» ¹	35,8	35,27	30,13
Лукойл	39,6	39,8	36,7
Сургутнефтегаз (сегмент «добыча нефти и газа»)	2,02	2,01	1,94
Татнефть	3,4	4,1	4,5

¹ Структура выбросов формируется преимущественно объектами РАО ЭС Востока

Кроме того, добычу на Куюминском месторождении ведёт компания «Славнефть-Красноярскнефтегаз», которой на паритетной основе владеет ПАО НК «Роснефть», имеющая в собственности, в свою очередь, и Ачинский НПЗ, что позволит ускорить взаимодействие между структурами. Месторождение обладает общими запасами в 800–1200 млн тонн и с учетом текущего процесса разработки к 2023 году ориентировочно будет иметь добычную мощность в 5,5 млн тонн нефти в год. Используя только фонтанную добычу на месторождении будет возможно добыть 200–300 млн тонн нефти. Применение методов увеличения нефтеотдачи позволит повысить выработку почти на 20%.



Рис. 1. Области с количеством потенциальных объектов для объединения

На карте видно, что дочерние предприятия компаний, территориально размещены в разных регионах страны и могут иметь логистические возможности объединения в технологические кластеры.

В рамках нашего решения Ачинский НПЗ выступает «продавцом» углеводородного сырья и, соответственно, получает прибыль с его реализации. В результате расчетов было установлено, что для Ачинского НПЗ внедрение данного проекта окупает сумму первоначальных инвестиций на 7 год при индексе доходности, равному 1,42. Для Куюмбинского нефтяного месторождения, выступающего «покупателем» CO₂, увеличивается нефтедобыча и присутствует прибыль, однако сумма капитальных затрат на строительство трубопровода довольно велика и не покрывается получаемой прибылью в ближайшей перспективе. Чтобы NPV реализуемого проекта стал равным 0, нужно увеличить объем закачиваемого CO₂ до 7,97 млн тонн. Но с учётом технологических требований процесса максимально возможные объёмы закачки CO₂

составляют порядка 3 млн тонн в год. Выбранное нами предприятие не обеспечит таких объёмов, такое увеличение может быть обеспечено не только предприятием АО «АНПЗ ВНК», но и другими объектами в логистической доступности. Ими могут стать крупные электростанции, такие как Красноярская ГРЭС-2, Березовская ГРЭС-1, а также цементные и алюминиевые заводы.

Однако даже при таком увеличении объёмов закачки проект всё ещё не получит окупаемости. Это объясняется тем, что проекты такого масштаба и значимости реализуются не для одного или нескольких предприятий, а для целого комплекса, или даже отрасли, если это позволяют логистические условия и объёмы выбранного геологического хранилища. Однако значимость проекта даже для отдельного завода увеличивается, если учесть неизбежное введение налогов на выбросы CO₂, которые ожидаются в заданном временном промежутке. Кроме того, учитывая важность проведения политики по снижению выбросов, так же стоит рассчитывать на государственные субсидии.

Затраты на сооружение объектов инфраструктуры будут ниже, чем затраты после введения налога на углеродные выбросы, на чём и основана экономическая оценка предлагаемого объединения. Кроме того, инфраструктура может использоваться многократно, подключая новые источники выбросов к существующему месторождению. Например, Самотлорское месторождение потенциально обладает запасами в 7100 млн тонн нефти, что позволит сформировать кластер из большого количества предприятий-источников.

Для объединения предприятий нефтеперерабатывающей отрасли (Ачинский НПЗ) и предприятий добычной (Славнефть-Красноярскнефтегаз, Куюмбинское нефтяное месторождение) с одной стороны будет исключен объем выбросов в атмосферу, ограниченный только возможностями улавливающих установок, а с другой – повышена извлекаемость нефти на 20%. Для осуществления данного взаимодействия необходимо будет использовать существующие железнодорожные способы транспортировки и дополнить трубопроводной системой поставки углекислого газа. Если предположить, что от общего объема вырабатываемых выбросов Ачинского НПЗ будет улавливаться 20%, 30%, 50% и 100% и направляться на нефтяное месторождение, то с учетом затрат на строительство и эксплуатацию установок улавливания, транспортных затрат и углеродного налога, динамика NPV НПЗ может иметь следующий вид:

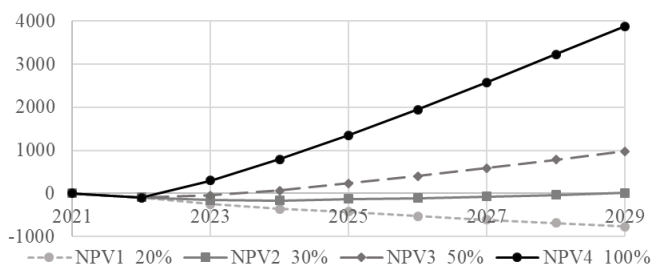


Рис. 2. Динамика NPV для Ачинского НПЗ

IV. ПРИВОЛЖСКИЙ КЛАСТЕР

Основным источником углекислого газа для его использования на нефтяных месторождениях может стать улавливаемый диоксид углерода после сжигания в технологических процессах на металлургических предприятиях Урала. В нашем исследовании были выбраны одни из крупнейших предприятий, которые будут составлять кластер выбросов, предприятия – эмиттеры углекислого газа:

- Евраз – Нижнетагильский металлургический комбинат
- ЧМК – Челябинский металлургический комбинат
- ММК – Магнитогорский металлургический комбинат

Суммарный объем эмиссии углекислого газа от этих предприятий составляет около 77 млн тонн ежегодно, что позволяет говорить о перспективности утилизации выбросов с данных предприятий. Кроме того, технологии улавливания претерпевают постоянное совершенствование, что позволит обеспечить рост поставок углекислого газа на рынок.

С другой стороны, необходимо осуществить выбор точек закачки улавливаемых парниковых газов. Такими точками станут существующие и разрабатываемые месторождения нефти. В состав кластера закачки будут входить:

- Ромашкинское месторождение
- Новоелаховское месторождение
- Ашальчинское месторождение

Выбор месторождений был обусловлен их местоположением, объемами выработки и добычи, а также их геологическими характеристиками. На месторождениях должны быть применимы технологии увеличения нефтеотдачи с использованием углекислого газа. Выбор уже частично разработанных месторождений позволит удалить из капитальных затрат часть, которая направлена на бурение новых скважин для закачки углекислого газа.

Взаимное расположение кластера выбросов и кластера закачки указано на рис. 3.

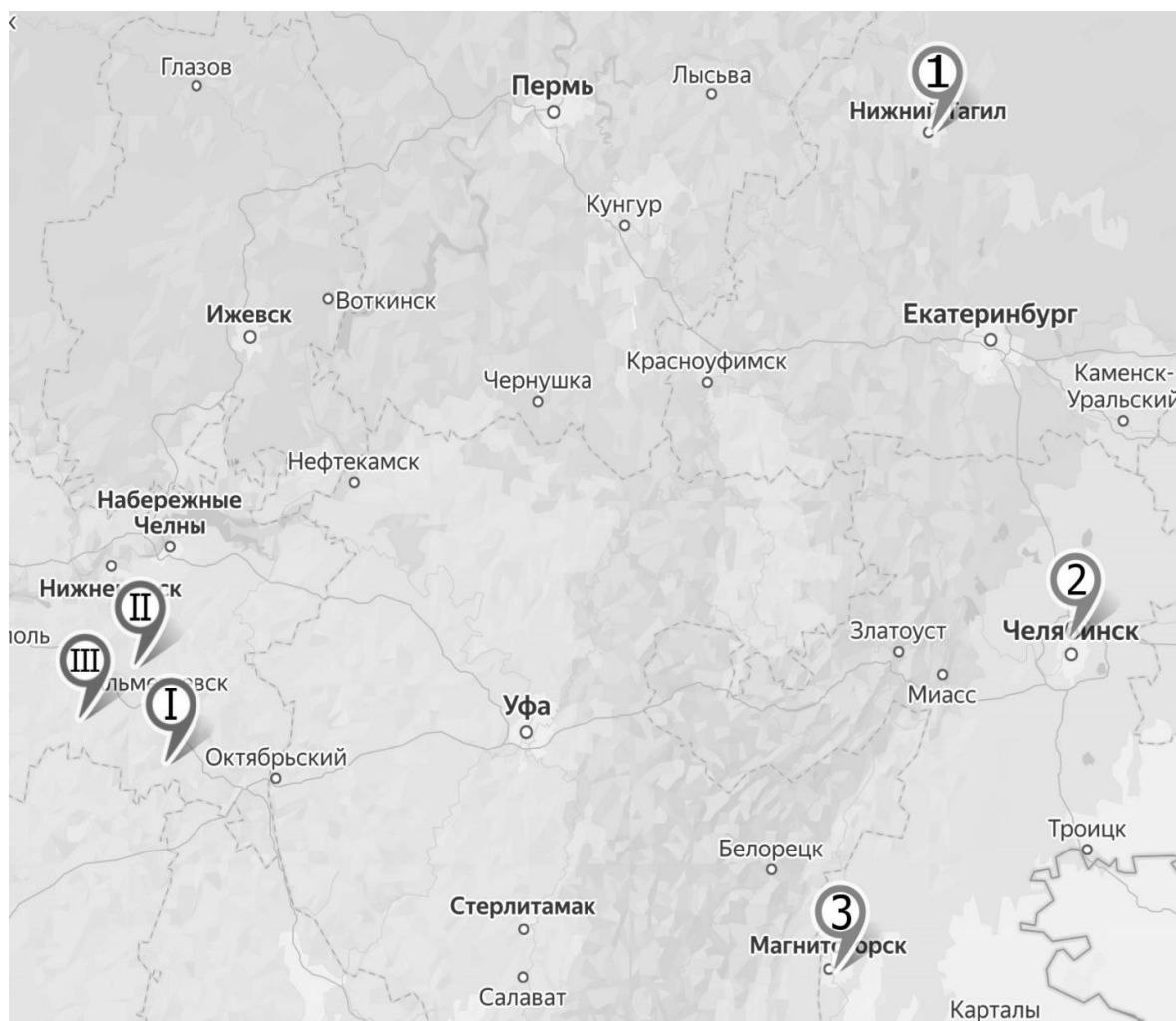


Рис. 3. Территориальное соотношение кластеров проекта

Принятие решения о создании кластеров должно быть основано на технико-экономическом обосновании при наличии технологической возможности транспортировки. В нашем исследовании в рассмотрение были взяты объекты, находящиеся в достаточно близкой логистической доступности. Этот выбор был обусловлен вариантами транспортировки улавливаемого диоксида углерода. Существуют различные способы транспортировки: железнодорожные цистерны, судовые газовозы и трубопроводный транспорт. Судходство в выбранном регионе малоэффективно, так как предприятия и месторождения слабо связаны крупными реками. Транспортировка по железной дороге трудновыполнима по причине больших объемов углекислого газа, которые предполагается перевозить, временные и материальные затраты не позволят реализовать проект. Таким образом, только трубопроводный транспорт останется лидирующим способом перевозки. Кроме того, существующая газотранспортная сеть позволит уменьшить издержки в будущем для реализации подобных проектов в масштабах всей страны.

В структуре данного исследования предполагается создание газотранспортной системы в составе трубопровода и системы хранения. Протяженность трубопровода будет составлять порядка 1600 км. Прокладка будет осуществляться от предприятий до центра хранения (предположительное расположение – около города Альметьевск), от которого уже будет происходить распределение по месторождениям.

Предполагаемый объем хранилища выбирался для содержания выбросов, формируемых на данных предприятиях ориентировочно за 10 дней среднестатистической работы. Такая система позволит обеспечивать как хранение и логистику улавливаемых объемов, так и резервный запас для непрерывного функционирования добывающих предприятий.

В результате экономической оценки объединения металлургических предприятий и разрабатываемых нефтяных месторождений в единый кластер с целью снижения выбросов углекислого газа с последующим захоронением была подтверждена эффективность данного проекта. Были приняты следующие условия:

1. объем закачки CO₂ на месторождениях равен выбрасываемому объему на предприятия;
2. налог на выбросы CO₂ не учитывается из расчета, что весь объем выбрасываемого газа идет на захоронение;
3. объем добычи нефти на месторождении при захоронении CO₂ в пласт увеличивается на величину закачиваемого объема углекислого газа с коэффициентом 0,31.

Вспомогательные показатели, необходимые для расчетов представлены в табл. 3.

ТАБЛИЦА III ПОКАЗАТЕЛИ ДЛЯ РАСЧЕТА ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ КЛАСТЕРНОГО ОБЪЕДИНЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ

Показатель	Значение
Стоимость улавливания 1 т CO ₂ , \$/т	75
Цена реализации CO ₂ , руб/т	5200
Ставка дисконтирования (Татнефть), %	12
Себестоимость нефти с МУН, \$/т	45
Цена реализации нефти, \$/т	85
НДПИ от выручки, %	31

Таким образом, было установлено, что срок окупаемости данного проекта для кластера выбросов и кластера закачки составляет 10,5 лет. При этом индекс доходности для кластера металлургических предприятий составляет 1,48, для кластера месторождений – 1,94. На рис. 4 приведена динамика NPV для металлургических предприятий и нефтедобывающих месторождений.

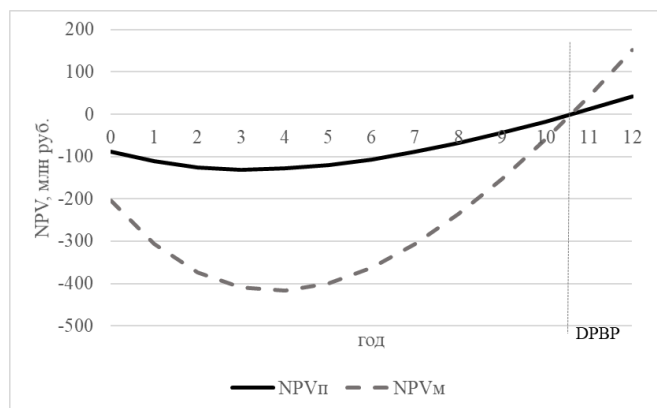


Рис. 4. Чистая приведенная стоимость проекта по созданию кластера по обращению с углекислым газом

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Сравнение двух вариантов внедрения технологических кластеров показывает, что логистический скомпонованные объекты будут показывать большую эффективность, чем логистический разнесенные предприятия. При выполнении второго варианта невозможны большие объемы транспортировки и захоронения, так как железнодорожный транспорт не позволяет это осуществить. Это повлечет за собой необходимость строительства огромных хранилищ, либо недостаточное снижение объемов выбросов в целом. По результатам анализа будет рекомендовано внедрение

проектов по типу Приволжского технологического кластера.

Результатом внедрения инновационных технологий станет существенное снижение количества выбросов загрязняющих веществ от предприятий кластера и улучшение общих экологических показателей в регионе. Внедрение технологического объединения позволит не только уловить, но и использовать парниковые газы. Кроме экологического эффекта будет достигнут и экономический – проект будет окупаем и спустя время начнет приносить прибыль для всех участников. Участники проекта будут последовательно выполнять требования по снижению выбросов и достижению углеродно-нейтральной экономики, что постулируется и требуется в заявлениях политических руководств всех стран мира.

VI. ПЕРСПЕКТИВЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Как уже было указано, потенциал применения проектов данного типа очень высок. В дальнейшем использованная в данном исследовании методика может быть применена в других точках Российской Федерации или других странах. Возможна более детальная проработка исследования с точки зрения более качественной оценки нефтегазоносных пластов, их характеристик и потенциала использования.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- [1] CCUS: монетизация выбросов CO₂ // VYGON.Consulting. URL: https://vygon.consulting/upload/iblock/967/jzgy572b7ome167wi4dba09fnsqsfj13/vygon_consulting_CCUS.pdf – Дата доступа: 21.11.2021
- [2] Годовой отчет ПАО «Татнефть» за 2020 год // ПАО «Татнефть». – URL: https://www.tatneft.ru/storage/block_editor/files/740ca6ed547060b97715e9812639fe20cddd264a.pdf – Дата доступа: 21.11.2021
- [3] Годовой отчет ООО «ЕВРАЗ» за 2020 год // ООО «ЕВРАЗ». – URL: https://www.evraz.com/upload/iblock/7a6/Evraz_AR2020_Book.pdf – Дата доступа: 22.11.2021
- [4] Отчет об экологических проектах ПАО «Мечел» // ПАО «Мечел». – URL: <http://mechel.ru/development/ekologiya/> – Дата доступа: 23.11.2021
- [5] Годовой отчет ПАО «ММК» за 2020 год // ПАО «ММК». – URL: <https://mmk.ru/upload/iblock/6eb/ia40bo9q0ywwwvykvhuq4r82vwpvy00dn/Годовой%20отчет%20за%202020%20год.pdf> – Дата доступа: 23.11.2021