УДК 338.012

А.Е.ЧЕРЕПОВИЦЫН, *д-р экон. наук, профессор*
О.А.МАРИНИНА, *канд. экон. наук, доцент, moa95@yandex.ru*
Санкт-Петербургский государственный горный университет

A.E.CHEREPOVITSIN, *Dr. in econ. sc., professor*
O.A.MARININA, *PhD in econ. sc., associate professor, moa95@yandex.ru*
Saint Petersburg State Mining University

МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКЕ ПРОЕКТОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ОСНОВЕ ЗАКАЧКИ CO_2

Рассмотрены способы захоронения углекислого газ. Обоснованы возможности использования CO_2 при повышении нефтеотадачи на месторождениях с высоким уровнем выработанности. Предложены показатели экономической оценки проектов повышения нефтеодачи с использованием CO_2. Спрогнозированы возможные сценарии добычи нефти с закачкой CO_2 и объемы привлеченных инвестиций.

***Ключевые слова*:** секвестрация, захоронение, углекислый газ, повышение нефтеотдачи, экономическая эффективность инвестиций.

METHODICAL APPROACHES TO THE ECONOMICAL ESTIMATION OF CO_2 – ENHANCED OIL RECOVERY PROJECTS

The methods of CO_2 storage are considered. The possibilities of use CO_2 enhanced oil recovery on depleted fields are substantiated. The criteria of economic estimation CO_2 enhanced oil recovery projects are proposed. Possible scenarios of oil production with CO_2 injection and volume of green investments are predicted.

***Key words*:** sequestration, storage, carbon dioxide, enhanced oil recovery, economic efficiency of investments.

Секвестрация углекислого газа путем улавливания и закачки его в подземные резервуары является перспективным механизмом снижения концентрации CO_2 в контексте борьбы с глобальными климатическими изменениями и ограниченным потенциалом снижения эмиссии парниковых газов по другим технологическим возможностям.

Существует несколько способов захоронения:

• Хранение в отработанных и затухающих нефтегазовых месторождениях, когда CO_2 может использоваться для повышения нефтеотдачи (ПНО). Технология CO_2-ПНО позволяет повысить нефтеотдачу и увеличить добычу нефти посредством нефтяного вытягивания и снижения вязкости нефти.

• Хранение в глубинных угольных пластах. Нагнетаемый CO_2 абсорбируется углем и хранится в его порах, вытесняя метан. Такой процесс повышает газоотдачу угольных пластов, использовать такой метод можно только на неразрабатываемых угольных пластах.

• Хранение в водоносном слое. Такое захоронение требует ненарушенности покрывающих пород и состоит в растворении углекислого газа в воде во время миграции. Его потенциальная вместимость значительна. Технологии такого захоронения уже используются, например, в Норвегии: природ-

ный газ, содержащий CO_2, очищают, и полученный CO_2 закачивают в водоносный слой на глубину 800-1000 м ниже уровня моря. Так хранится около 3 % всех выбросов CO_2 Норвегии.

Наиболее предпочтительное направление развития технологий захоронения связано с закачкой CO_2 в нефтегазовые резервуары для повышения нефтеодачи.

Уровень изучения проблемы возможного использования механизмов секвестрации в России находится лишь на начальной стадии. Исследования по повышению нефтеотдачи путем закачки CO_2 проводились в Советском Союзе с 1970 г., но промышленного применения не нашли. В России отсутствуют естественные месторождения CO_2. Сейчас в связи с развитием углеродного рынка (торговля квотами и реализация проектов совместного осуществления) интерес к проектам CO_2-ПНО растет во многих странах. Технологии CO_2-ПНО получили широкое распространение в США, особенно на малопродуктивных и трудноизвлекаемых месторождениях или месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки с высокой степенью выработанности.

Такие методы поддержания пластового давления называются сайклинг-процессом (газовое заводнение). Увеличение извлекаемости при использовании сайклинг-процесса объясняется способностью газа вытеснять нефть, переводить легкие фракции в парообразное состояние [5]. Закачка CO_2 широко применяется с целью повышения нефтеотдачи на более чем семидесяти нефтегазовых объектах мира [6].

Повышение нефтеотдачи методом CO_2-ПНО характеризуется добавленной ценностью посредством продуктивного использования и захоронения выбросов CO_2. Работы, выполненные американскими экспертами, показали, что мировой потенциал CO_2-ПНО составляет 340 млрд баррелей технически извлекаемых нефтяных ресурсов и что потенциал захоронения CO_2 120000 млн т. Такие прогнозы вызывают большой интерес к предлагаемой стратегии совмещения добычи энергоресурсов и сокращения выбросов парниковых газов [2].

Утилизированный в подземных резервуарах CO_2 может считаться сокращенным выбросом парниковых газов и позволит получать дополнительный доход в рамках экономических механизмов Киотского протокола или других международных конвенций и ограничений посткиотского периода.

Необходимо отметить, что в новой Энергетической стратегии до 2030 г. рекомендуется расширить масштабы промышленного внедрения инновационных технологий повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти, а в качестве приоритетных методов повышения нефтеотдачи залежей жидких углеводородов применять, в первую очередь, газовые, водогазовые, термогазовые, реогазохимические и тепловые. Сравнительный анализ показал, что одним из наиболее эффективных и рациональных технологических процессов, с точки зрения энерго- и ресурсосбережения и повышения коэффициента извлечения нефти, является газовое стимулирование пласта, включающее реализацию повсеместной закачки в пласт попутного нефтяного газа, двуокиси углерода, углеводородных и дымовых газов. Таким образом, использование CO_2-ПНО является одним из приоритетных направлений, позволяющих не только снизить концентрацию парниковых газов в атмосфере, но и повысить эффективность разработки месторождений.

Для применения этой технологии необходимо проводить исследования по следующим направлениям [1]:

- установить детально для каждого нефтедобывающего бассейна России сущность (характер, основные свойства) и размер рынка CO_2-ПНО и захоронения CO_2;
- определить возможность использования мероприятий CO_2-ПНО в рамках проектов совместной реализации и других экономических механизмов международных конвенций по снижению эмиссии парниковых газов;
- принять методические принципы экономической оценки инвестиционных проектов CO_2-ПНО;
- выявить диапазон цен, которые могут позволить себе различные региональные опе-

раторы CO_2-ПНО при покупке уловленного CO_2; при этом следует учитывать, что цена отражает объем CO_2, расстояние до нефтяного бассейна и качество нефтяных месторождений в бассейне;

• оценить стратегические аспекты взаимодействия правительства и нефтегазовых компаний, научно-исследовательских институтов и экологических организаций;

• разработать нормативно-правовые механизмы стимулирования исследований и внедрения технологий секвестрации.

Для инновационных проектов CO_2-ПНО необходимо обоснование методических подходов к их экономической оценке с учетом специфических инвестиционных и эксплуатационных затрат.

Для определения экономической эффективности инновационных проектов секвестрации CO_2 в нефтегазовых резервуарах можно использовать следующие показатели:

$$PV = \frac{\sum_{t=0}^{T} \frac{К_t + Э_t}{(1+e)^t}}{\sum_{t=0}^{T} S_t};$$

$$CI = \frac{\sum_{t=0}^{T} \frac{\Delta Q_t Ц_t + S_t C_t}{(1+e)^t}}{\sum_{t=0}^{T} \frac{К_t + Э_t}{(1+e)^t}},$$

где PV – приведенная величина затрат захоронения CO_2, руб./т CO_2; $К_t$ – капитальные затраты (транспортная инфраструктура, нагнетательные скважины, компрессоры для сжатия CO_2 и др.) в году t, руб.; $Э_t$ – эксплуатационные затраты в году t, руб.; T – срок инновационного проекта; e – норма дисконта; S_t – количество CO_2, выброс которого предотвращен в году t (CO_2, закачанный в нефтегазовый резервуар в году t), т CO_2; CI – индекс рентабельности инновационного проекта секвестрации ед.; C_t – рыночная стоимость углеродного кредита за предотвращенный выброс в году t, руб.; ΔQ – прирост добычи нефти в результате закачки CO_2, т; $Ц_t$ – цена 1 т нефти в году t, руб.

Индикатор PV – это текущая величина капитальных и эксплуатационных затрат, разделенных на общее количество закачанного CO_2. Этот индикатор оценивает эквивалентные приведенные затраты на предстоящее захоронение данного общего объема CO_2. Индикатор CI – отражает соотношение доходной части проекта секвестрации и объема капитальных и эксплуатационных затрат.

Инвестиционные затраты, связанные с реализацией проекта по повышению нефтеотдачи с помощью CO_2, рассчитываются на основе данных о затратах на следующие его элементы:

• точка отвода CO_2 на основной транспортной линии;

• ветка CO_2-трубопровода, идущая к месторождению;

• модификация процесса добычи нефти;

• компрессоры CO_2;

• установка, осушающая газ, предназначенный для закачки;

• скважины для закачки.

Текущие затраты включают следующие затраты:

• на CO_2 (расходы на CO_2, оплачиваемые операторами EOR-проектов);

• эксплуатационные, связанные с применяемым оборудованием;

• на энергообеспечение;

• на мониторинг за состоянием и миграцией CO_2 в водоносных и выработанных пластах.

В нашей стране проекты по захоронению CO_2 в настоящее время не реализуются. Поэтому ориентироваться необходимо на стоимостные характеристики аналогичных проектов в зарубежных странах. Затраты на хранение CO_2 оцениваются экспертами в пределах 12-300 руб./т, а мониторинг состояния хранилищ потребует дополнительно 2,4-7,2 руб./т (табл.1). Стоимость углеродных кредитов по проектам совместного осуществления (ПСО) в среднем от 288 до 1080 руб./т CO_2.

Необходимо отметить, что стоимость захоронения составляет около 5 % от общей стоимости захвата и захоронения CO_2. Следовательно, основные затраты в проектах секвестрации ложатся все же на извлечение CO_2 из продуктов горения на энергетических и промышленных объектах [3, 4].

Таблица 1

Стоимость захоронения CO_2 в истощенных углеводородных месторождениях

Месторождение	Регион	Затраты, руб./т CO_2
Нефтяное (суша)	США	12,5-100
Газовое (суша)	США	12,5-305
Нефтегазовое:		
на суше	Европа	30-95
на шельфе	Северное море	95-202,5

Для определения стратегических возможностей использования механизмов захоронения CO_2 в нефтяные пласты оценена потенциальная емкость захоронения по разрабатываемым месторождениям (табл.2). Выбраны месторождения, потенциально пригодные для осуществления пилотных проектов CO_2-ПНО на территории Северо-Запада России (табл.3). Отметим, что месторождения Калининградской области имеют высокую степень выработанности и расположены недалеко от источников эмиссии CO_2. Однако их добычной и емкостной потенциал достаточно низок. В то же время большинство месторождений Тимано-Печорской провинции находятся на ранних стадиях отработки. Были выбраны три месторождения (Пашнинское, Ардалинское, Нижне-Омринское), но расстояния от потенциальных источников выбросов до объектов достаточно велики (около 500 км).

Таблица 2

Потенциальная емкость захоронения CO_2 в нефтяных месторождениях СЗФО, млн т

Регион	Накопленная добыча	Объем захоронения	
		минимальный	максимальный
Республика Коми	950,2	371,3	449,2
Ненецкий автономный округ	80,9	39,2	50,5
Калининградская область	33,0	17,4	22,5
Северо-Западный регион	1064,1	427,9	522,2

В проведенном исследовании спрогнозированы возможные приросты добычи нефти в Северо-Западном федеральном округе за счет использования методов CO_2-ПНО и привлеченные дополнительные «зеленые» инвестиции в рамках рыночных механизмов углеродного рынка за 2020-2030 гг. – наиболее реальный временной период для начала реализации CO2-ПНО (см. рисунок).

Таблица 3

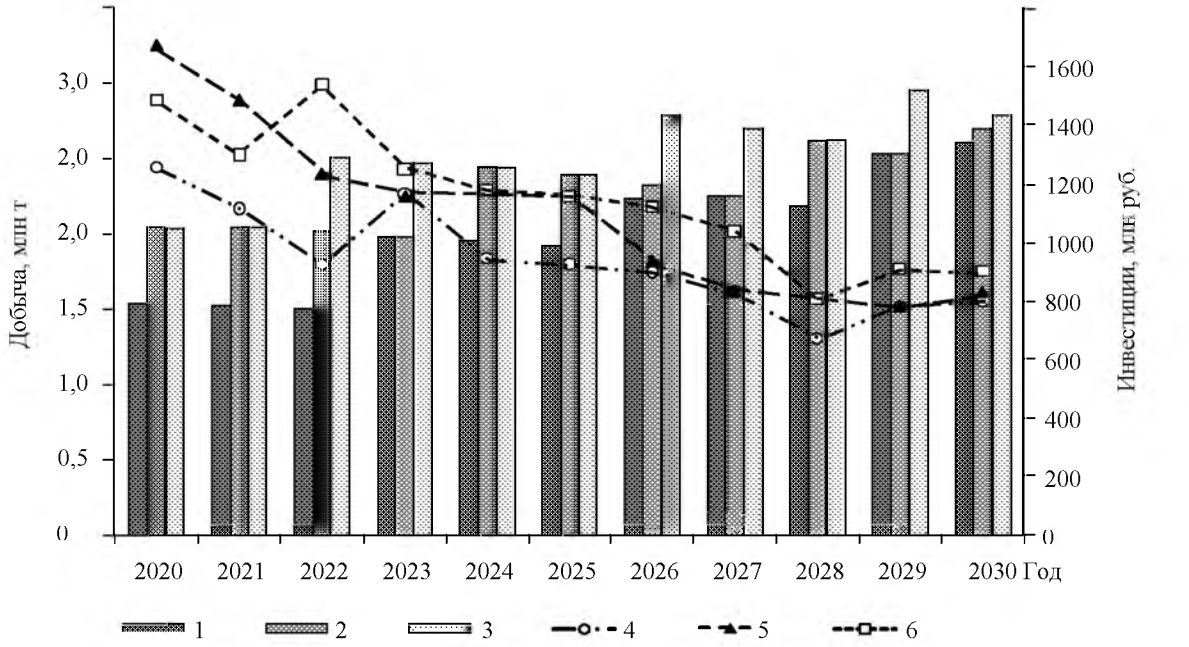
Приоритетные нефтегазовые объекты на Северо-Западе России для внедрения пилотных проектов CO_2-ПНО

Месторождение	Годовой уровень добычи, тыс.т	Степень выработанности, %
Пашнинское	551	70-100
Ардалинское	454	60-80
Красноборское	87	80-90
Западно-Красноборское	60	80-90
Зайцевское	59	20-30
Ушаковское	51	80-90
Ладушкинское	50	60-70
Малиновское	31	80-90
Алешкинское	36	60-70
Восточно-Горинское	29	60-80
Дейминское	15	70-80
Нижне-Омринское	7	60-70

Оптимальный вариант (сценарий 1), по мнению авторов, 22,4 млн т дополнительной добычи, около 4,3 % от общего объема добычи за период 2020-2030 гг. За этот же период прогноз привлеченных инвестиций в рамках проектов совместного осуществления по утилизации CO_2 в выработанных нефтегазовых резервуарах оценивается в 10,3 млрд руб.

Сценарии 2 и 3 рассматривают более интенсивное использование методов CO_2-ПНО (соответственно 4,9 и 5,3 % от общего объема добычи за 2020-2030 гг.), что маловероятно ввиду удаленности источников эмиссии парниковых газов (энергетических объектов и энергоемких производств) на Северо-Западе России. Эти сценарии требуют активного участия государства в стимулировании проектов, направленных на утилизацию промышленного CO_2, и введения специальных налоговых льгот под реализацию подобных проектов.

Статья является результатом проведения научно-исследовательских работ в рамках реализации федеральной целевой программы



Прогноз добычи нефти за счет методов CO_2-ПНО и дополнительных инвестиций в рамках механизмов углеводородного рынка

1, 2 и 3 – добыча нефти по сценарию 1, 2 и 3 соответственно; 4,5 и 6 – возможные «зеленые» инвестиции по сценарию 1, 2 и 3

«Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009-2013 гг. по мероприятию № 1.2.1 «Проведение научных исследований научными группами под руководством докторов наук», проект «Формирование организационно-экономического механизма инновационного развития нефтегазового комплекса России» (№ П2337 от 19.11.2009).

ЛИТЕРАТУРА

1. *Череповицын А.Е.* Концептуальные подходы к разработке инновационно-ориентированной стратегии развития нефтегазового комплекса. СПб, 2008. 212 с.

2. *Beecy D., Kuuskraa V.* Basin strategies for linking CO_2 enhanced oil recovery and storage of CO_2 emissions // 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Vancouver, Canada, 2004.

3. *Freund P.* Technical options for placement of CO_2 in the maritime area // 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. Vancouver, Canada, 2004.

4. *Kjärstad J., Johnsson F.* Simulating Future Paths of the European Power Generation – Applying the Chalmers Power Plant Database to the British and German Power Generation System // 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. Vancouver, Canada, 2004.

5. *Reimer P.* Greenhouse gas mitigation technologies. An overview of CO_2 capture, storage and future activities of the IEA greenhouse gas R&D Programme // 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. Vancouver, Canada, 2004.

6. *Tian Shubao, Zhao Gang, Asghari Koorosh.* CO_2 storage during EOR process in the Weyburn oil pool: modeling and monitoring results // 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. Vancouver, Canada, 2004.

REFERENCES

1. *Cherepovitsyn A.E.* Conceptual approaches to innovation strategy oil and gas complex development: Monography. Saint Petersburg, 2008. 212 p.

2. *Beecy D., Kuuskraa V.* Basin strategies for linking CO_2 enhanced oil recovery and storage of CO_2 emissions // 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Vancouver, Canada, 2004.

3. *Freund P.* Technical options for placement of CO_2 in the maritime area // 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. Vancouver, Canada, 2004.

4. *Kjärstad J., Johnsson F.* Simulating Future Paths of the European Power Generation – Applying the Chalmers Power Plant Database to the British and German Power Generation System // 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. Vancouver, Canada, 2004.

5. *Reimer P.* Greenhouse gas mitigation technologies. An overview of CO_2 capture, storage and future activities of the IEA greenhouse gas R&D Programme // 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. Vancouver, Canada, 2004.

6. *Tian Shubao, Zhao Gang, Asghari Koorosh.* CO_2 storage during EOR process in the Weyburn oil pool: modeling and monitoring results // 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. Vancouver, Canada, 2004.