

**ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ И ПЕРСПЕКТИВЫ АЛЬТЕРНАТИВНОГО ВАРИАНТА  
УТИЛИЗАЦИИ ПНГ С ПРОИЗВОДСТВОМ CO<sub>2</sub> ДЛЯ ЗАКАЧКИ В ПЛАСТ НА ПРИМЕРЕ  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ X**

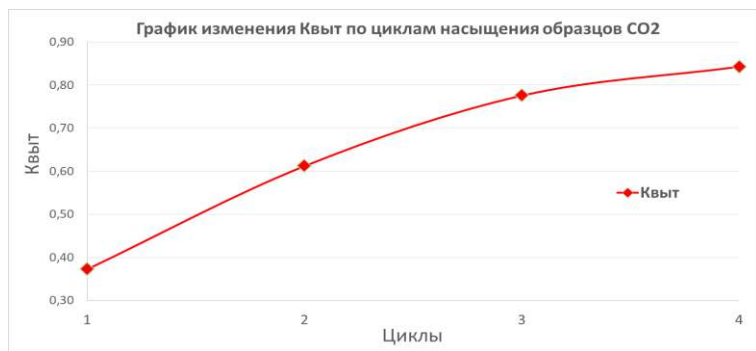
**А.И. Людкевич, С.В. Репчук**

Научный руководитель - доктор PhD В.С. Рукавишников

*Национальный исследовательский томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В связи с истощением запасов легкоизвлекаемой нефти все большие усилия направляются на создание технологий и способов разработки, позволяющих сохранять рентабельность добычи в осложненных условиях. Одним из таких методов является повышение нефтеотдачи путем закачки в пласт углекислого газа (CO<sub>2</sub>), которую начали широко применять в США в 1970-1980 гг. с использованием природных источников CO<sub>2</sub>. За это время были изучены механизмы физико-химического взаимодействия CO<sub>2</sub> с водой, нефтью и породой, а также получены практические знания о преимуществах и недостатках данного подхода по сравнению с другими методами увеличения нефтеотдачи (МУН) [2]. В отличие от природного, попутного нефтяного газа и азота, CO<sub>2</sub> в качестве вытесняющего агента позволяет достичь значительного увеличения коэффициента нефтеотдачи при сравнительно невысоких давлениях закачки. В лабораторных условиях в режиме полного смешивания коэффициент вытеснения нефти может достигать 100 % [3].

В лаборатории физики пласта ОАО «ТомскНИПИнефть» были проведены эксперименты по определению коэффициента вытеснения нефти циклическим воздействием жидкого CO<sub>2</sub> на образцы керна одного из месторождений. Продемонстрировано увеличение коэффициента вытеснения с 39% до 84% (рис. 1).

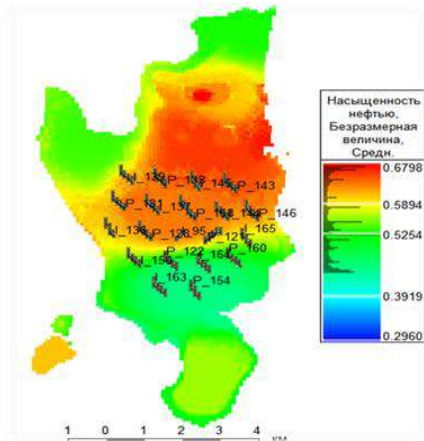


**Рис. 1** График изменения  $K_{\text{выт}}$  по циклам насыщения образцов CO<sub>2</sub>

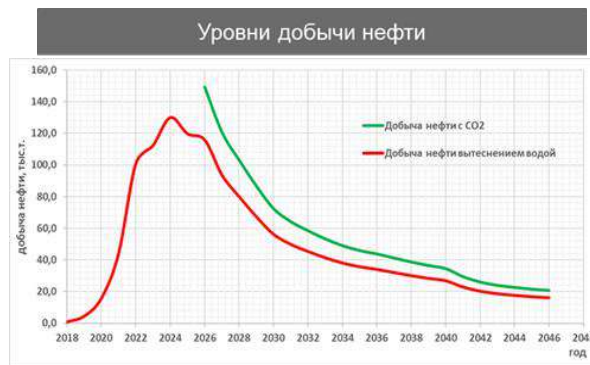
Полученные результаты являются основанием для рассмотрения применения вышеуказанной технологии на примере месторождений, имеющих доступный источник получения CO<sub>2</sub>. Таким источником может стать попутный нефтяной газ (ПНГ), утилизация которого в условиях отдаленности от магистральных газопроводов и отсутствия местных потребителей представляет серьезную проблему.

Нами было выбрано месторождение X, на котором остается нерешенным вопрос утилизации

значительных объемов ПНГ. Для оценки объема дополнительной добычи нефти за счет CO<sub>2</sub>, была построена композиционная модель месторождения X, куст №1 (рис. 2). Прирост добычи нефти составил порядка 356,9 тыс. тонн за период расчета 20 лет (рис. 3), что составляет 15% от базового уровня добычи.



**Рис. 2** Схема расположения скважин куста №1 месторождения X



**Рис. 3** Уровни добычи нефти на кусте №1 месторождения X

С целью реализации проекта разработки куста №1 месторождения X путем закачки CO<sub>2</sub> необходимы дополнительные инвестиции для внесения изменений в систему наземной инфраструктуры. Важным фактором, определяющим необходимые изменения, является история разработки месторождения X и применявшиеся на нем методы воздействия на пласт. Так как закачка CO<sub>2</sub> в предложенном нами варианте предполагает вторичную разработку, затраты на полное техническое перевооружение куста не требуются.

Дополнительные капитальные затраты по проекту включают в себя стоимость:

- установки получения CO<sub>2</sub>;

- трубопровода среднего давления;
  - насосных станций перекачки CO<sub>2</sub> и индивидуальных насосов высокого давления для закачки CO<sub>2</sub> в скважину;
  - емкостей промежуточного хранения CO<sub>2</sub>;
  - бурение артезианских скважин для нужд установки получения CO<sub>2</sub>.
- Дополнительные операционные затраты состоят из расходов на:
- расходные материалы для установки получения CO<sub>2</sub>;
  - оборудование в коррозионностойком исполнении;
  - ингибиторы коррозии и солеотложений для систем добычи и сбора нефти;
  - техническое обслуживание оборудования;
  - текущий ремонт скважин;
  - фонд оплаты труда.

По результатам инвестиционной оценки проекта закачки CO<sub>2</sub> на примере куста №1 месторождения X накопленный дисконтированный денежный поток (NPV) за весь период реализации проекта (20 лет) составил 424 млн. руб (рис. 4), при том, что по результатам разработки того же куста путем заводнения NPV составил 249 млн. руб. Использовавшиеся при расчетах макропараметры: цена нефти – 56 \$/баррель, норма дисконта – 20%, налог на добычу нефти – 559 руб/т.

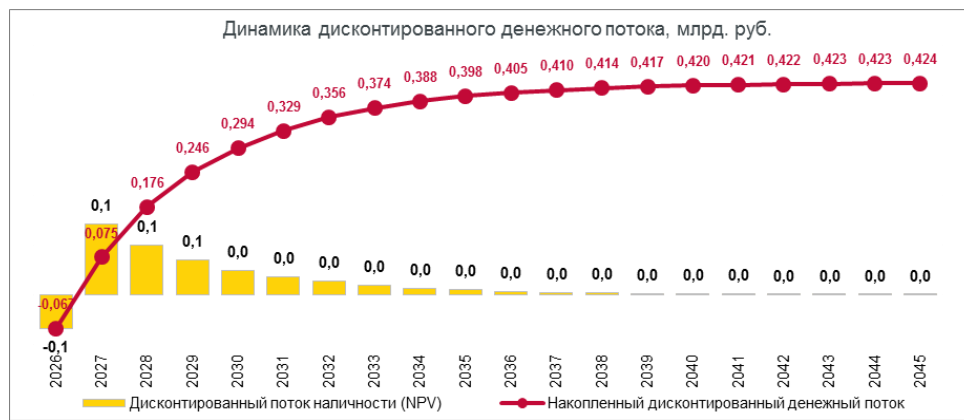


Рис. 4 Динамика дисконтированного денежного потока

На рисунке 4 видно, что наибольшее повышение нефтеотдачи наблюдается в первые годы закачки CO<sub>2</sub> – отсюда высокие доходы. Далее эффективность вытеснения нефти углекислым газом постепенно снижается, и во второй половине жизни проекта доходы лишь незначительно превышают затраты.

Подводя итог можно сказать, что при подробном рассмотрении критериев применимости и полученного опыта на большом количестве месторождений в таких странах, как США, Китай и др., становится очевидным, что при сохранении текущих мировых цен на нефть данный МУН применим почти повсеместно. Помимо экономического фактора, захоронение (секвестрация) углекислого газа в геологических пластах рассматривается современными экологами как перспективный способ борьбы с парниковым эффектом [4].

#### Литература

1. Гумеров Ф.М. перспективы применения диоксида углерода для увеличения нефтеотдачи пластов // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – Москва, 2011. - № 2 – С. 93-109;
2. Медведев К.Ю. Перспективы применения газовых методов с целью повышения коэффициента извлечения нефти // Recent Studies of Applied Sciences. – Kiev, 2015. - № 8. – С. 10-17;
3. Трухина О.С., Синцов И.А. Опыт применения углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов // Успехи современного естествознания. – Москва, 2016. – № 3. – С. 205-209;
4. Череповицын А.Е., Сидорова К.И., Буренина И.В. Экономическая оценка проектов закачки CO<sub>2</sub> в нефтяные месторождения // Нефтегазовое дело. – Уфа, 2014. - №5 – С. 337-356.
5. Balbinski E. CO<sub>2</sub> flooding of UKCS reservoirs //Sharp IOR News letter. – 2003. – № 4. - 85 p.
6. Heddle G., Herzog H., Klett M. The economics of CO<sub>2</sub> storage //Eds Massachusetts Institute of Technology, USA. – 2003. – 111 p.