

высокая обводненность. Геологические показатели и показатели разработки комплексно влияют на обводнение скважин. Быстрому росту обводненности способствует применяемая на месторождении система заводнения, которая в результате неоднородности пласта по проницаемости не обеспечивает равномерной разработки залежи.

Литература

1. Годовой отчет по результатам 2014-2018 года ПАО «Саратовнефтегаз».
2. Официальный сайт ПАО «Саратовнефтегаз» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.sng.ru/> (дата обращения: 01.11.2019).
3. Кочнева О.Е., Ендальцева И. А. Причины и анализ обводненности башкирско-серпуховской залежи Уньвинского нефтяного месторождения Соликамской депрессии //Вестник Пермского Университета. Геология. – 2012. – №. 3 (16).
4. Кочнева О. Е., Лимонова К. Н. Оценка обводненности скважин и продукции Яснополянской залежи Москудьинского месторождения //Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2014. – №. 10.
5. Шевелев М. Б. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений с переслаивающимися коллекторами в условиях техногенного трещинообразования. – 2013.

**ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ЗАКАЧКИ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА В ПЛАСТ**

**А.И. Людкевич, С.В. Репчук**

Научный руководитель - доктор PhD В.С. Рукавишников

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

Необходимость развития минерально-сырьевой базы обуславливает ввод в разработку месторождений в отдаленных труднодоступных районах. При этом отсутствие местных потребителей и большое расстояние до центров переработки и сбыта газа зачастую ставит проблему утилизации ПНГ и сдерживает реализацию новых проектов. В данной работе обосновывается возможность обеспечения рентабельности утилизации ПНГ в сочетании с высокой эффективностью разработки новых месторождений.

Целью работы является оценка экономических показателей при переработке ПНГ в CO<sub>2</sub> для использования в МУН на нефтегазоконденсатном месторождении.

В качестве объекта исследования нами было выбрано месторождение X, слогаемое продуктивными пластами Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>3</sub>, Ю<sub>5</sub>, М<sub>1-10</sub>; расчеты производились для куста №20. Месторождение расположено в 30 км от УПН и введено в сезонную эксплуатацию в марте 2018 г. Пик добычи нефти согласно проектному документу составит 265 тыс. т. в 2034 г., ПНГ – 183 млн. м<sup>3</sup> в 2035 г.

Согласно сформированной в рамках проекта схеме процесса разработки, установка получения CO<sub>2</sub> будет находиться на УПН, где производится отделение ПНГ из продукции скважин всего лицензионного участка.

Получение CO<sub>2</sub> из ПНГ представляет собой не что иное, как аминный процесс: ПНГ сгорает, образуя дымовые газы, которые проходят несколько стадий очистки, после чего отделившийся CO<sub>2</sub> компримируется, осушается и охлаждается для хранения в специальных емкостях.

Полученный на УПН CO<sub>2</sub> необходимо транспортировать на месторождение до точки закачки. В нашем случае существует 2 варианта транспортировки: 1. Строительство трубопровода длиной 40 км до куста №20 месторождения X с расположенными на нем насосными станциями. 2. Перевозка жидкого CO<sub>2</sub> автоцистернами по автодороге круглогодичного использования. Поступивший на месторождение CO<sub>2</sub> разгружается в промежуточные емкости для хранения и дальнейшей закачки в нагнетательные скважины при помощи насосов высокого давления.

Для двух вариантов транспортировки CO<sub>2</sub> и внесения изменений в систему наземной инфраструктуры были рассчитаны дополнительные инвестиции на реализацию МУН (таблица).

Таблица

*Дополнительные инвестиции на реализацию МУН*

<i>Вариант 1. Трубопроводный транспорт</i>			<i>Вариант 2. Перевозка CO<sub>2</sub> автоцистернами</i>		
Наименование	кол-во	Сумма, млн. руб.	Наименование	кол-во	Сумма, млн. руб.
<b>Капитальные затраты</b>			<b>Капитальные затраты</b>		
<b>1 272,71</b>			<b>832,75</b>		
2 Установки получения CO <sub>2</sub> производительностью 120 т/сут с 2×50 м <sup>3</sup> емкостями хранения жидкого CO <sub>2</sub> (ASCO) + СМР	2	748,5	2 Установки получения CO <sub>2</sub> производительностью 120 т/сут с 2×50 м <sup>3</sup> емкостями хранения жидкого CO <sub>2</sub> (ASCO) + СМР	2	748,5
Артезианская скважина с дебетом 300 м <sup>3</sup> /сут	4	12,3	Артезианская скважина с дебетом 300 м <sup>3</sup> /сут	4	12,3
Насосная станция перекачки CO <sub>2</sub>	2	118,9	Заправочная станция для автоцистерн производительностью 240 т/сут	2	3,2

**СЕКЦИЯ 17. ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ.  
ПРИРОДОРЕСУРСНОЕ ПРАВО**

<i>Продолжение таблицы 1</i>					
Наименование	кол-во	Сумма, млн. руб.	Наименование	кол-во	Сумма, млн. руб.
Трубопровод среднего давления D = 80 мм, L = 40 км	1	342,3	Автоцистерна для перевозки жидкого CO <sub>2</sub> на 25 м <sup>3</sup> + седельные тягачи	3	18,04
Емкость промежуточного хранения CO <sub>2</sub> 50 м <sup>3</sup>	3	26,01	Емкость промежуточного хранения CO <sub>2</sub> 50 м <sup>3</sup>	3	26,01
Насос высокого давления для закачки CO <sub>2</sub> в скважину	9	24,7	Насос высокого давления для закачки CO <sub>2</sub> в скважину	9	24,7
<b>Эксплуатационные затраты</b>		<b>317,96</b>	<b>Эксплуатационные затраты</b>		<b>321,21</b>
Химреагенты для работы установки	0,53 т/сут	293,3	Химреагенты для работы установки	0,53 т/сут	293,3
Ингибиторная защита	0,04 т/сут	24,66	Ингибиторная защита	0,04 т/сут	24,66
			Обслуживание автоцистерн, тягачей		3,25
<b>Итого</b>		<b>1 590,67</b>	<b>Итого</b>		<b>1 153,96</b>

В случае транспортировки трубопроводным транспортом затраты составили 1 590,67 млн. руб. Из них Капитальные затраты – 1 272,71 млн. руб., эксплуатационные затраты – 317,96 млн. руб. Основные статьи затрат – установка получения CO<sub>2</sub>, трубопровод и насосные станции. В случае перевозки CO<sub>2</sub> автоцистернами затраты составили 1 153,96 млн. руб., из них капитальные затраты – 832,75 млн. руб., эксплуатационные – 321,21 млн. руб.

Согласно данным, полученным от специалистов по обустройству месторождения X, строительство автодороги до куста № 20 на данный момент не планируется. В связи с этим далее был принят к расчету вариант 1. В случае, если строительство автодороги будет осуществлено, вариант 2 более предпочтителен ввиду меньших затрат.

На основании полученных данных были рассчитаны показатели экономической эффективности в актуальных сценарных условиях ПАО «Роснефть». По результатам инвестиционной оценки накопленный дисконтированный денежный поток (NPV) за рентабельный период проекта составил 575 млн. руб.

В ходе работы было выполнено моделирование процесса разработки участка месторождения с учетом прироста КИН. Произведен расчет дополнительной добычи нефти за счет МУН. Предложена технологическая схема производства, хранения, транспортировки, закачки и утилизации CO<sub>2</sub>.

Согласно предложенной схеме разработки и обустройства куста: – определены объекты капитального строительства и требуемые ресурсы, а также рассчитаны дополнительные инвестиции для реализации МУН. На основании полученных данных – рассчитаны показатели экономической эффективности. По результатам оценки получены следующие результаты:

- Дополнительные капитальные затраты на реализацию МУН по вариантам составили 1 272 млн. руб. и 833 млн. руб. соответственно;

- Накопленный дисконтированный денежный поток (NPV) при повышении КИН на 18 % составил 575 млн. руб.

Подводя итог можно сказать, что технология является перспективной для разработки отдаленных месторождений с низким уровнем утилизации ПНГ. Помимо экономического фактора, захоронение (секвестрация) углекислого газа в геологических пластах рассматривается 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.