

УДК 338.45

**ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПРОЕКТОВ ЗАКАЧКИ CO<sub>2</sub>  
В НЕФТЯНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**ECONOMIC EVALUATION OF PROJECTS OF CO<sub>2</sub> INJECTION  
INTO OIL FIELDS**

**Череповицын А.Е., Сидорова К.И., Буренина И.В.**

**ФГБОУ ВПО Национальный минерально-сырьевой университет  
«Горный», г. Санкт-Петербург, Российская Федерация**

**ФГБОУ ВПО « Уфимский государственный нефтяной технический  
университет», г. Уфа, Российская Федерация**

**A.E. Cherepovitsyn, K.I. Sidorova, I.V. Burenina**

**FSBEI NPE National Mineral Resources University (University of Mines),  
St. Petersburg, the Russian Federation**

**FSBEI NPE “Ufa State Petroleum Technological University”,  
Ufa, the Russian Federation**

**e-mail: alekseicherepov@inbox.ru**

**Аннотация.** Рассматривается экономическая сторона таких экологически значимых проектов, как захоронение углекислого газа в выработанных нефтяных месторождениях.

Несмотря на то, что технология повышения нефтеотдачи с закачкой углекислоты уже применяется за рубежом (например, в США и Канаде), на сегодняшний день пока не существует единой методики определения экономического эффекта методов ПНО-CO<sub>2</sub>.

В настоящем исследовании предлагается смоделировать процесс закачки CO<sub>2</sub> в нефтяной резервуар и оценить экономическую эффективность проектов подобного рода на основании разработанной методики.

В работе представлена методика расчёта эффективности повышения нефтеотдачи за счёт закачки в пласт  $\text{CO}_2$ , а также её применение для моделирования процесса закачки на примере двух нефтяных месторождений. Отслеживается зависимость накопленной добычи и разбавления нефти  $\text{CO}_2$  от времени, прошедшего с начала закачки. Проведён анализ чувствительности накопленной добычи нефти от ряда физико-химических параметров резервуара. Также в статье представлен сравнительный анализ необходимых изменений в системе наземного оборудования для случаев, когда закачка  $\text{CO}_2$  используется в качестве вторичного и третичного методов воздействия на пласт. Приведена классификация и методика расчёта капитальных и операционных затрат для проектов ПНО- $\text{CO}_2$ . Для двух выбранных месторождений произведён расчёт ЧДД (чистый дисконтированный доход) и оценка безубыточной цены  $\text{CO}_2$  в зависимости от рыночной цены на нефть. Сделаны выводы о принципиальной возможности выхода проектов ПНО- $\text{CO}_2$  на экономическую окупаемость, а также обозначены границы цены на нефть и  $\text{CO}_2$ , при которых закачка углекислого газа в пласт может быть экономически выгодна.

**Abstract.** This paper reviews the economic side of such environmentally significant projects as  $\text{CO}_2$  storage in depleted oil fields.

Despite the fact that the technology of enhanced oil recovery injection of carbon dioxide already in use abroad (for example, in the United States and Canada), to date there is still no methodology for determining the economic impact of  $\text{CO}_2$ -EOR methods. The present study proposes a model the injection of  $\text{CO}_2$  into the oil reservoir and evaluate the cost effectiveness of such projects on the basis of the developed technique.

In the article a methodology to calculate  $\text{CO}_2$  enhanced oil recovery efficiency is presented, as well as its application to model  $\text{CO}_2$  injection in case of two oil fields. The dynamics of cumulative oil production and  $\text{CO}_2$  cut since the start of injection is studied. Sensitivity analysis for cumulative oil production

from a number of physical and chemical properties of the reservoir is carried out. A comparative analysis of necessary changes in infrastructure equipment depending on whether CO<sub>2</sub> injection is the 2<sup>nd</sup> or the 3<sup>rd</sup> method of enhanced oil recovery is also presented in the paper. The classification and calculation methodology of emerging capital and operational costs associated with CO<sub>2</sub>-EOR projects are developed. For two selected projects NPV and breakeven CO<sub>2</sub> price subject to market oil price are estimated. General conclusion on the principal possibility of a CO<sub>2</sub>-EOR project to pay off is drawn, and the limits for oil and CO<sub>2</sub> prices that make the project economically efficient are stated.

**Ключевые слова:** секвестрация CO<sub>2</sub>, ПНО-CO<sub>2</sub>, повышение нефтеотдачи, экономическая эффективность захвата и захоронения углекислого газа, цена CO<sub>2</sub>.

**Key words:** CO<sub>2</sub> sequestration, EOR-CO<sub>2</sub>, enhanced oil recovery, economic efficiency of CCS, CO<sub>2</sub> price.

По мнению ряда исследователей, техногенная деятельность человека приводит к глобальному потеплению климата за счет выбросов парниковых газов (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O) в результате работы электростанций и энергоемких производств.

Ученые высокоразвитых индустриальных стран предложили и обосновали способы сокращения эмиссии парниковых газов, в частности, к ним относятся: сокращение доли ископаемого топлива в энергетическом балансе, разработка и внедрение технологий производства электроэнергии из возобновляемых источников, повышение энергоэффективности производств, секвестрация углекислого газа. Технологии секвестрации, или захват и захоронение CO<sub>2</sub>(ЗЗУ), предполагают улавливание углекислого газа в ходе сжигания угля или газа, а также его последующее захоронение в геологических резервуарах.

Пока данные технологии находятся на начальной стадии своего развития, во многом из-за высоких инвестиционных затрат реализации

проектов ЗЗУ, большая часть стоимости которых приходится на захват  $\text{CO}_2$ . В этой связи целесообразно говорить о формировании экономических механизмов реализации инвестиционных проектов ЗЗУ. Если на этапе демонстрационной стадии технологий ЗЗУ государство может и должно участвовать в финансировании таких проектов, то в последующем проекты ЗЗУ должны обладать устойчивой коммерческой эффективностью и привлекать внешних инвесторов, возможно и в рамках государственно-частных партнерств.

Для того чтобы проекты ЗЗУ рассматривались как коммерческие, необходимо сформировать эффективную институциональную среду. Опыт зарубежных стран показывает, что стимулирование развития природоохранных технологий может осуществляться путем введения налога на выбросы  $\text{CO}_2$  и формирования рынка углеродной торговли со свободной продажей единиц сокращенных выбросов. Необходимо также подчеркнуть, что в ряде случаев захваченный  $\text{CO}_2$  может выступать в роли полезного «продукта», который можно не только утилизировать и снизить выбросы, но и использовать для формирования добавленной стоимости конечного результата производства. В этой связи использование техногенного  $\text{CO}_2$  для закачки в выработанные нефтяные месторождения в целях повышения нефтеотдачи представляется перспективной технологией в рамках всего процесса секвестрации.

Несмотря на то, что технология повышения нефтеотдачи с закачкой углекислоты (ПНО- $\text{CO}_2$ ) уже применяется за рубежом (например, в США и Канаде), на сегодняшний день пока не существует единой методики определения экономического эффекта методов ПНО- $\text{CO}_2$ .

В настоящем исследовании предлагается смоделировать процесс закачки  $\text{CO}_2$  в нефтяной резервуар и оценить экономическую эффективность проектов подобного рода на основании разработанной методики.

Основная структура разработанной модели представлена на рисунке 1.

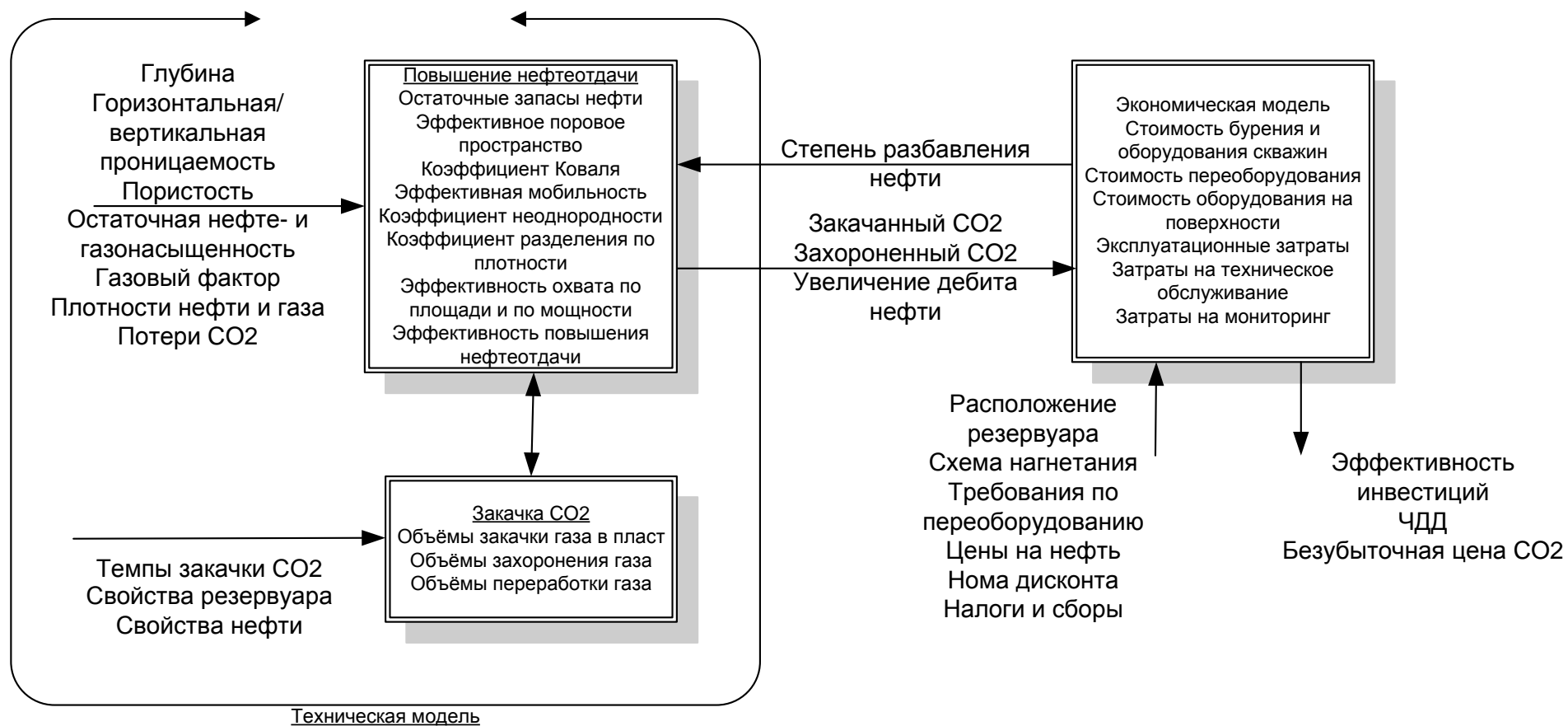


Рисунок 1. Схема технико-экономической модели закачки CO<sub>2</sub> в пласт

## Оценка эффективности повышения нефтеотдачи

Количество нефти, добываемой за счёт закачки  $\text{CO}_2$ , можно определить по следующей формуле:

$$Q_{\text{доп}} = E_{\text{ПНО}} \cdot Q_{\text{ост}}, \quad (1)$$

где  $E_{\text{ПНО}}$  - эффективность извлечения нефти за счёт закачки  $\text{CO}_2$ ,

$Q_{\text{ост}}$  - остаточные запасы нефти.

$E_{\text{ПНО}}$  зависит от ряда факторов:

$$E_{\text{ПНО}} = E_{\text{моб}} \cdot E_{\text{пл}} \cdot E_{\text{мощн}}, \quad (2)$$

где  $E_{\text{моб}}$  - эффективность смешения фаз,

$E_{\text{пл}}$  - эффективность охвата по площади,

$E_{\text{мощн}}$  - эффективность охвата по мощности.

$E_{\text{моб}}$  определяется через соотношение минимального давления смешиваемости ( $MMP$ ) и давления в резервуаре ( $P_{res}$ ). В случае, если  $P_{res} < MMP$ ,  $E_{\text{моб}}$  определяется по следующей формуле [1]:

$$E_{\text{моб}} = \frac{S_H - S_H'}{S_H}, \quad (3)$$

где  $S_H$  и  $S_H'$  - первоначальная и остаточная насыщенность нефти, соответственно.

Если  $P_{res} > MMP$ ,  $E_{\text{моб}}$  принимается равным 1.

Для того чтобы определить эффективность охвата по площади и по мощности, необходимо ввести ещё две величины - разбавление нефти  $\text{CO}_2$  ( $f_d$ ) и коэффициент Коваля ( $K$ ).

$$f_d = \frac{1}{1 + \left(\frac{1 - S_{\text{CO}_2}}{S_{\text{CO}_2}}\right) \left(\frac{\mu_{\text{CO}_2}}{\mu_H}\right)}, \quad (4)$$

где  $S_{\text{CO}_2}$  - насыщенность потока  $\text{CO}_2$ ,

$\mu_{\text{CO}_2}$  и  $\mu_H$  - динамическая вязкость  $\text{CO}_2$  и нефти, соответственно.

Коэффициент Ковалья - ключевой параметр для определения, какая часть резервуара по вертикали и горизонтали будет задета при заводнении пласта углекислым газом.

$$K = EHG, \quad (5)$$

где  $E$  - эффективная мобильность,

$H$  - коэффициент неоднородности,

$G$  - коэффициент гравитационного расслоения.

$$E = (0,78 + 0,22 \sqrt{\frac{\mu_n}{\mu_{CO_2}}})^4 \quad (6)$$

$$\log_{10} H = \frac{V_{DP}}{\sqrt[5]{(1-V_{DP})}}, \quad (7)$$

где  $V_{DP}$  - коэффициент Дикстра-Парсонса.

$$G = 0,565 \log_{10} [10227 \cdot k_{\text{верт}} \cdot A \cdot \frac{\Delta\rho}{q \cdot \mu_n}] + 0,87, \quad (8)$$

где  $k_{\text{верт}}$  - вертикальная проницаемость пород (мД),

$A$  - площадь территории заводнения ( $\text{м}^2$ ),

$\Delta\rho$  - разность плотностей нефти и  $\text{CO}_2$  ( $\text{кг}/\text{м}^3$ ),

$q$  - темпы закачки  $\text{CO}_2$  в пласт (баррелей в пластовых условиях/день).

Помимо формулы (4),  $f_d$  можно выразить через  $K$ :

$$f_d = \frac{K - \sqrt{K/V_{i,PV}}}{K-1}, \quad (9)$$

где  $V_{i,PV}$  - количество  $\text{CO}_2$ , выраженное в единицах объёма пор.

Из формулы (9) следует два важных вывода: во-первых, приравняв  $f_d$  к 0, мы получаем объём  $\text{CO}_2$ , который необходимо закачать в пласт для совершения прорыва (т.е. достижения углекислым газом добычной скважины) -  $\frac{1}{K}$ ; во-вторых,  $V_{i,PV}$  можно выразить следующим образом:

$$V_{i,PV} = \frac{K}{(K - f_d(K-1))^2} \quad (10)$$

Наконец, эффективность охвата по площади и мощности определяется по формуле:

$$\begin{aligned}
 E_{\text{пл}} \cdot E_{\text{мощн}} &= V_{i,PV} \Big|_{\text{прорыв}} + \int_{V_{i,PV} \Big|_{\text{прорыв}}}^{V_{i,PV}} \left[ 1 - \frac{K - \sqrt{K/V_{i,PV}}}{(K-1)} \right] dV_{i,PV} = \\
 &= \frac{1}{K} + \int_{V_{i,PV} \Big|_{\text{прорыв}}}^{V_{i,PV}} \left[ 1 - \frac{K - \sqrt{K/V_{i,PV}}}{(K-1)} \right] dV_{i,PV} = \\
 &= \frac{2\sqrt{KV_{i,PV}} - V_{i,PV} - 1}{(K-1)} \quad (11)
 \end{aligned}$$

### Оценка объёмов закачки CO<sub>2</sub>

При использовании технологии ПНО-CO<sub>2</sub> объёмы закачиваемого в пласт газа оказываются гораздо больше, чем объёмы «захороненного» CO<sub>2</sub>. Это происходит из-за того, что газ смешивается с нефтью и выходит на поверхность вместе с ней; на поверхности он перерабатывается и вновь закачивается в пласт. Принципиальная схема движения потоков CO<sub>2</sub> и нефти в ходе этого процесса представлена на рисунке 2.

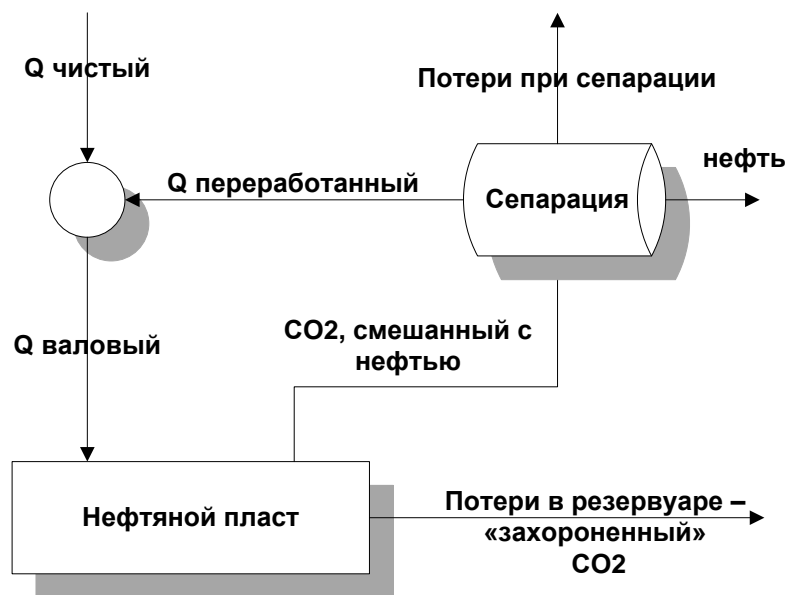


Рисунок 2. Схема движения CO<sub>2</sub> и нефти при ПНО



Исходя из статистических данных [1-4], в среднем на 1 баррель дополнительной нефти приходится 85-115 м<sup>3</sup> CO<sub>2</sub>, при этом 20-30% закачанного газа остаётся в порах породы и в процессе повышения нефтеотдачи не участвует.

### Результаты моделирования процесса ПНО

В таблице 1 представлены исходные данные для моделирования процесса ПНО-CO<sub>2</sub> на двух разных месторождениях, а в таблице 2 – основные полученные результаты.

Таблица 1. Исходные данные по месторождениям [3]

Показатель	Месторождение 1	Месторождение 2
Состав пород	песчаник	песчаник
Продуктивная площадь, тыс. м <sup>2</sup>	67 222	201 938
Количество элементов сетки, шт	208	1 248
Глубина, м	1 500	2 042
Давление пласта, МПа	14	18,6
Минимальное давление смешиваемости, МПа	8,2	11
Температура пласта, °К	329	328
Мощность пласта, м	3	81,7
Проницаемость резервуара по горизонтали, мД	507	19
Проницаемость по вертикали, мД	50,7	7,6
Пористость, %	13	3,9
Коэффициент Дикстра-Парсонса	0,7	0,68
Остаточная нефтенасыщенность, %	35	42
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	810	815
Динамическая вязкость нефти, сП	1,0	0,4
Объёмный фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	1,2	1,5
Остаточные запасы нефти, млн баррелей	47	1 163
Первоначальные запасы нефти, млн баррелей	93	2 163

Таблица 2. Результаты моделирования

Показатель	Месторождение 1	Месторождение 2
Срок отработки, лет	14	21
Объём добычи нефти, млн баррелей	22,3	402
Доля добычи в первоначальных запасах, %	24	18,5
Валовой расход CO <sub>2</sub> , м <sup>3</sup> /баррель	405,1	404,5
Чистый расход CO <sub>2</sub> , м <sup>3</sup> /баррель	85	111
Объём захоронения CO <sub>2</sub> , млн т	3,2	82,3
Темпы захоронения CO <sub>2</sub> , т/баррель	0,14	0,2

Объём закачки  $\text{CO}_2$  при расчётах принимался равным 8,5 тыс.  $\text{м}^3/\text{день}$  (16 т/день) в первом случае и 17 тыс.  $\text{м}^3/\text{день}$  (32 т/день) во втором. Форма сетки скважин - пятиточечная обращённая.

В целом, полученные в таблице 2 данные согласуются с представленными в научной литературе [1-5]. По расчётам, валовой расход  $\text{CO}_2$  получился несколько выше среднего, полученного опытным путём (около 200-300  $\text{м}^3/\text{баррель}$  [4,5]), однако чистый расход согласуется с оценками в других исследованиях.

На рисунках 3 и 4 представлена, соответственно, динамика накопленной добычи и разбавления нефти  $\text{CO}_2$  для обоих месторождений.

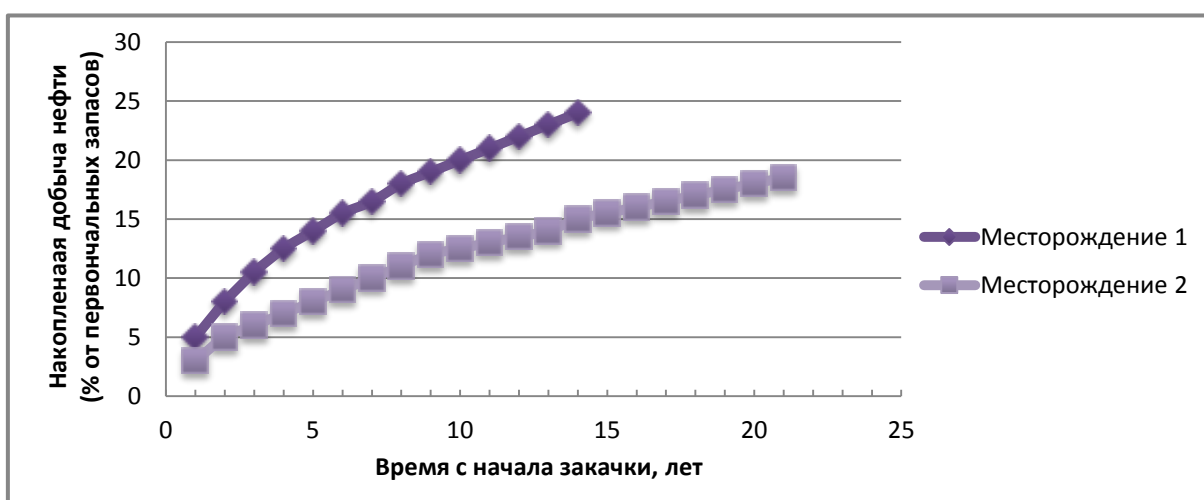


Рисунок 3. График зависимости накопленной добычи нефти от времени

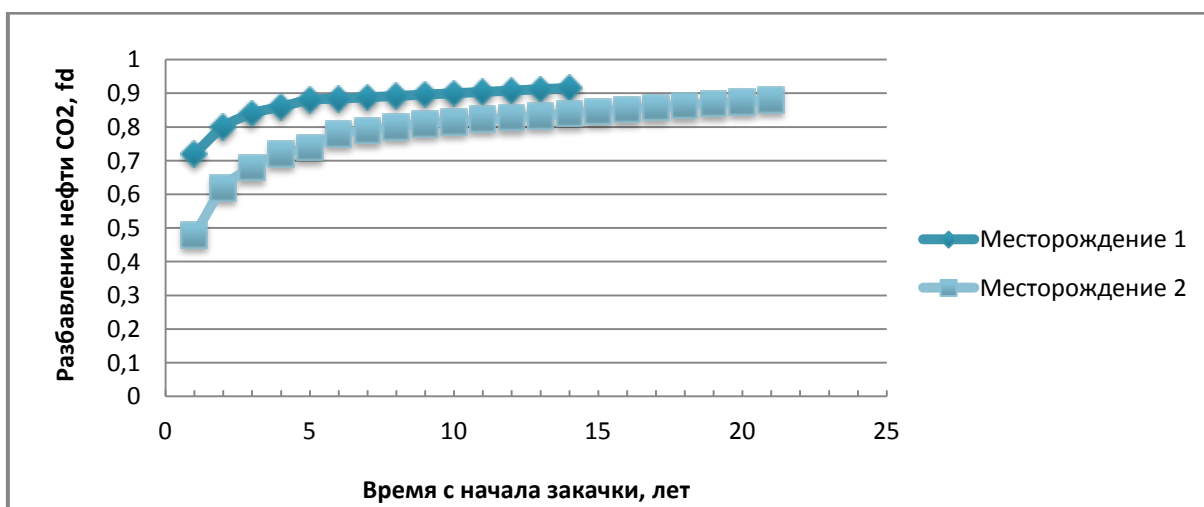


Рисунок 4. График зависимости разбавления нефти углекислым газом от времени

На рисунке 5 представлен анализ чувствительности накопленной добычи по второму месторождению. Рассматривалась добыча нефти с одного элемента сети скважин, изменяемые параметры - температура и давление пласта, коэффициент Дикстра-Парсонса, плотность нефти, проницаемость резервуара. Такие параметры, как продуктивная площадь месторождения, мощность пласта, пористость, первоначальная нефтенасыщенность и объёмный фактор в ходе анализа оставались неизменными, поэтому остаточные запасы нефти в данном случае - величина постоянная. Отсюда следует, что все изменения, происходящие с накопленной добычей нефти, обусловлены изменением коэффициента извлечения ( $E_{\text{ПНО}}$ ).

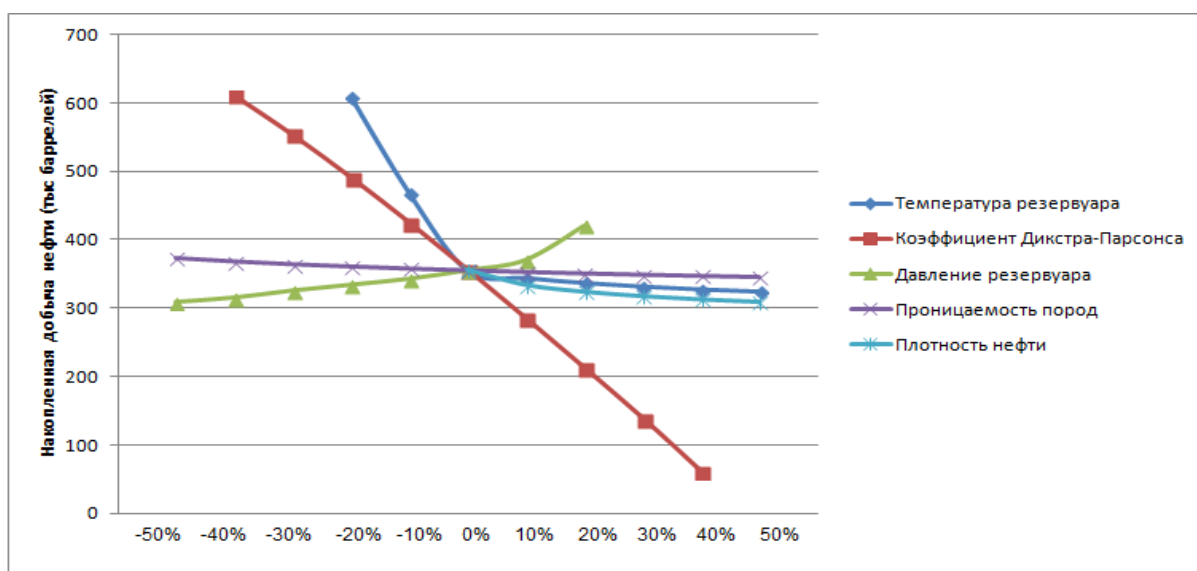


Рисунок 5. Анализ чувствительности накопленной добычи по второму месторождению

Сильная зависимость результирующего параметра добычи нефти от снижения температуры пласта объясняется тем, что при приближении к своей критической точке -  $31,3\text{ }^{\circ}\text{C}$  - плотность и вязкость  $\text{CO}_2$  претерпевают серьёзные изменения в связи с переходом вещества из фазы сверхкритического флюида в жидкое агрегатное состояние.

Также наблюдается сильная обратная зависимость добычи нефти от значения коэффициента Дикстра-Парсонса, характеризующего проницаемостную неоднородность пласта.

## Переоборудование наземной инфраструктуры

Важным фактором, определяющим необходимые изменения, которые должны быть внесены в систему наземного оборудования, является история разработки конкретного месторождения и применявшиеся на нём методы воздействия на пласт. В зависимости от того, вторичным или третичным методами увеличения нефтеотдачи является закачка газа, инвестор должен будет осуществить разный объём капитальных вложений в переоборудование месторождения. В таблице 3 [6] выделены основные объекты наземной инфраструктуры и рекомендации по их замене, расширению или сокращению.

Таблица 3. Необходимые изменения в системе наземной инфраструктуры [6]

Категория оборудования	Вторичные методы ПНО	Третичные методы ПНО
<b><u>Газоперерабатывающее оборудование</u></b>		
Осушка/компримирование	Новые	Новые
Удаление CO <sub>2</sub>	Новое	Новое
Удаление H <sub>2</sub> S	Новое	Новое
Выделение лёгких фракций	Новое	Новое
<b><u>Добычные сооружения</u></b>		
Центральный пункт сбора нефти	Без изменений	Расширить
Вспомогательный товарный парк	Расширить	Расширить
Система сбора пластовой жидкости	Без изменений	Расширить
Система сбора газа	Расширить	Расширить
<b><u>Оборудование для поддержания пластового давления</u></b>		
Свежая вода	Не требуется	Сократить
Водоотвод	Без изменений	Новый
Водораспределительная система	Без изменений	Без изменений
<b><u>Система закачки CO<sub>2</sub></u></b>		
Агрегаты для закачки CO <sub>2</sub>	Новые	Не требуются
Распределительные трубопроводы	Новые	Не требуются
<b><u>Добычные скважины</u></b>		
Оборудование устья скважины	Расширить/без изменений	Расширить/без изменений
Подъёмное оборудование	Без изменений	Сократить
<b><u>Нагнетательные скважины</u></b>		
Оборудование устья скважины	Новое	Расширить/без изменений
Внутрискважинное оборудование	Новое	Расширить/без изменений

Главное отличие между закачкой CO<sub>2</sub> в качестве вторичного и третичного методов повышения нефтеотдачи заключается в объёмах

добычи воды и требованиях по переоборудованию скважин. В первом случае, объёмы добычи воды увеличиваются незначительно, поэтому система водоотвода практически не требует никаких изменений. Однако в случае третичных методов воздействия на пласт вся вода, которая иначе была бы закачана обратно в пласт, нуждается в отведении. С другой стороны, есть возможность использовать уже существующие нагнетательные скважины, предназначенные для закачки воды, для работы с углекислым газом - для этого требуется переоборудовать только устья скважин [6].

И в том, и в другом случае нужна установка нового газоперерабатывающего оборудования - и эта статья затрат занимает самую большую долю в стоимости проекта.

### **Экономическая модель повышения нефтеотдачи за счёт закачки CO<sub>2</sub>**

Далее представлена методика расчёта стоимости закачки CO<sub>2</sub> в пласт на основании опытных данных с месторождений США [5], приведённых к ценам 2013 г. [7].

Капитальные затраты (К) по проекту включают в себя стоимость:

- бурения и освоения новых скважин;
- приобретения добычного, нагнетательного и прочего оборудования;
- переоборудования уже имеющихся скважин;
- приобретения оборудования для переработки CO<sub>2</sub>.

Операционные затраты (О) состоят из:

- затрат на сырьё и материалы;
- затрат на оплату труда;
- стоимости технического обслуживания оборудования;
- стоимости текущего ремонта скважин;
- затрат на откачку жидкости и переработку CO<sub>2</sub>.

Расчёт затрат (в USD 2013) производился по следующим формулам:

1. Бурение и освоение новых скважин:  $K_{\text{бур}} = 70123 \cdot e^{0,0011d}$ ,

где  $d$  - глубина скважины, м.

2. Приобретение нового добычного оборудования:

$$K_{\text{об.доб}} = 38126 \cdot e^{0,00046d}.$$

3. Приобретение нового нагнетательного оборудования:

$$K_{\text{об.нагн}} = 33132 \cdot e^{0,0003d}$$

4. Приобретение прочего оборудования:  $K_{\text{проч}} = 34947 \cdot e^{0,00013d}$

5. Переоборудование скважин:  $K_{\text{п/об}} = 0,48K_{\text{бур}} + 0,5K_{\text{об. (доб. или нагн.)}}$

6. Приобретение оборудования для переработки  $\text{CO}_2$ :

$$\log_{10}(K_{\text{CO}_2}) = 5,851 + 0,7519 \log_{10}(N \cdot q_{\text{пер}}/28300),$$

где  $N$  - количество элементов сетки скважин, а  $q_{\text{пер}}$  - объёмы перерабатываемого  $\text{CO}_2$ , м<sup>3</sup>/день.

7. Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание скважин:

$$O_{\text{экспл. и т/о}} = 27246 \cdot e^{0,00043d}$$

8. Затраты на откачку жидкости:  $O_{\text{жидк}} = 0,34 \cdot Q_{\text{доп}}$ , где  $Q_{\text{доп}}$  - объём добываемой нефти, баррель.

9. Затраты на переработку  $\text{CO}_2$ :  $O_{\text{CO}_2} = 0,3534 \cdot C_{\text{нефти}} \cdot q_{\text{пер}}$ ,

где  $C_{\text{нефти}}$  - рыночная цена нефти, \$/баррель,  $q_{\text{пер}}$  - объёмы перерабатываемого  $\text{CO}_2$ , тыс. м<sup>3</sup>.

Результаты инвестиционной оценки проектов закачки  $\text{CO}_2$  для двух месторождений представлены в таблице 4. Используемые при расчётах данные: цена нефти - 96,9 \$/баррель, цена  $\text{CO}_2$  – 30 \$/т<sup>1</sup>, норма дисконта - 15%, налог на добычу нефти – 470 руб/т (1,67 \$/баррель).

<sup>1</sup>Оценка цены  $\text{CO}_2$  производилась на основании данных из IntegratedEnvironmentalControlModel [8] для технологии аминного улавливания и транспортировки  $\text{CO}_2$  на расстояние 100 км

Таблица 4. Результаты оценки экономической эффективности проектов

Показатель	Месторождение 1	Месторождение 2
Добыча нефти, млн баррелей	22,3	402
Объём захоронения CO <sub>2</sub> , млн т	3,2	82,3
Капитальные затраты, млн \$	99,96	964,25
Текущие затраты, млн \$	47,24	519,12
в т.ч. затраты на приобретение CO <sub>2</sub> , млн \$	36,44	437,30
ЧДД, млн \$	485,5	8371,7

Из таблицы 4 видно, что проекты могут быть прибыльными в случае достаточно высокой цены нефти на рынке - ЧДД становится отрицательным при цене 50 \$/баррель для первого проекта и 40 \$/баррель для второго.

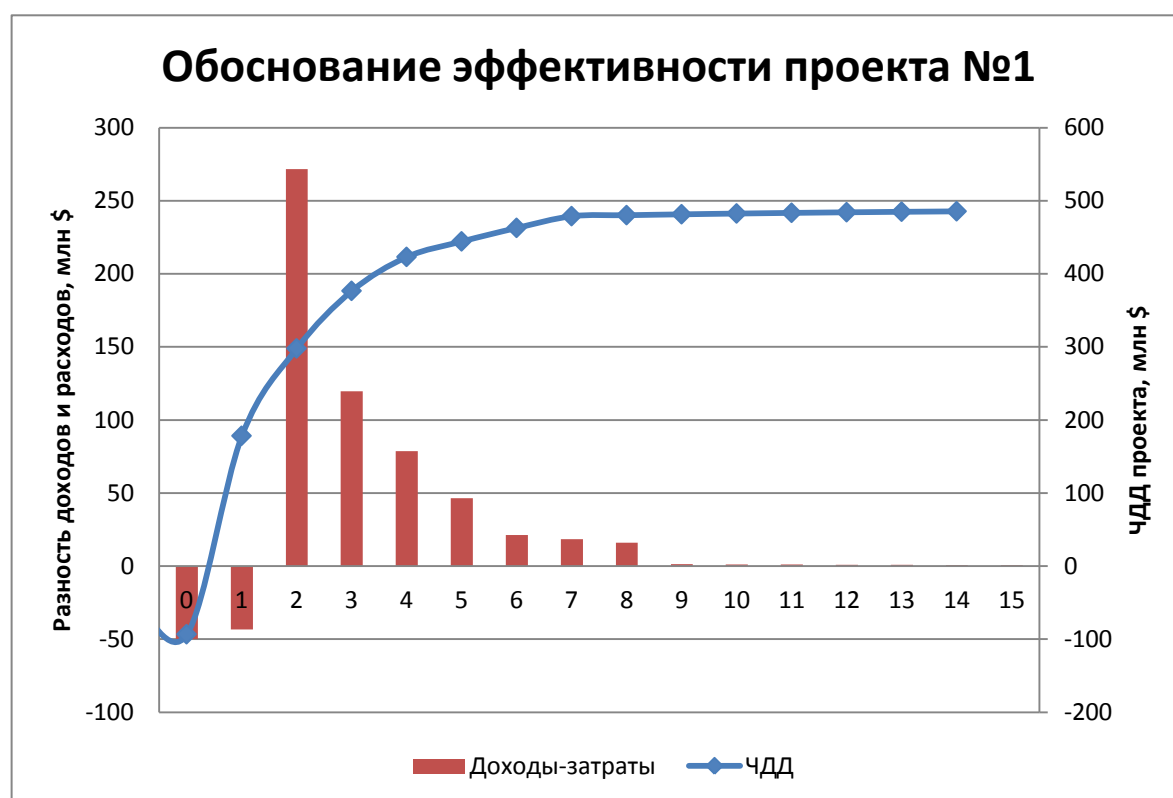


Рисунок 6. График ЧДД для первого проекта

На рисунке 6 видно, что наибольшее повышение нефтеотдачи наблюдается в первый год 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.

Помимо цены на нефть ещё один важный фактор, влияющий на экономическую эффективность подобных проектов - цена  $\text{CO}_2$ . Если предположить, что углекислый газ приобретается у электростанций, улавливающих его в ходе сжигания топлива, то его цена будет складываться из себестоимости улавливания, а также себестоимости транспортировки  $\text{CO}_2$  до месторождения. На рисунке 7 представлена зависимость безубыточной цены  $\text{CO}_2$  (при которой ЧДД будет равен 0) от стоимости барреля нефти.

При условии, что цена на нефть будет держаться выше 70 \$/баррель, что весьма вероятно, затраты на приобретение  $\text{CO}_2$  и его закачку в выработанные месторождения для повышения нефтеотдачи могут быть экономически целесообразными.

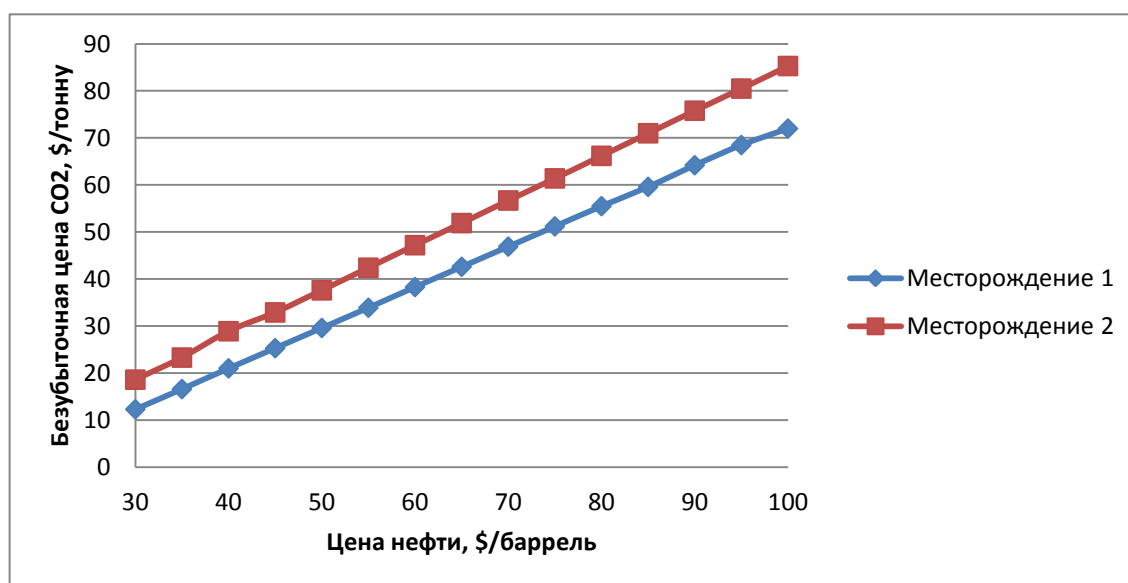


Рисунок 7. Безубыточная цена  $\text{CO}_2$  как функция стоимости 1 барреля нефти

## Заключение

Захват и захоронение углекислого газа в геологических резервуарах рассматривается современными учёными как перспективный способ снижения глобальной эмиссии  $\text{CO}_2$ . Основная проблема проектов подобного рода – это их высокая стоимость. По мнению ряда исследователей, использование  $\text{CO}_2$  в нефтегазовом секторе для повышения



нефтедобычи на выработанных месторождениях может стать первым шагом к широкомасштабному внедрению проектов секвестрации  $\text{CO}_2$ , так как подобные проекты обойдутся дешевле, чем закачка  $\text{CO}_2$  в водоносный пласт без получения какого-либо экономического эффекта.

В статье доказывается принципиальная возможность выхода проектов повышения нефтеотдачи за счёт  $\text{CO}_2$  на экономическую окупаемость. На примере двух месторождений, отличающихся по размерам, проницаемости пород, пористости и свойствам нефти, с применением разработанной методики были рассчитаны объёмы добычи нефти, а также объёмы переработки захоронения  $\text{CO}_2$ . Анализ чувствительности показал, что в наибольшей степени эффективность повышения нефтеотдачи зависит от температуры резервуара – т.к. она влияет на вязкость плотность  $\text{CO}_2$ , и от коэффициента Дикстра-Парсонса, характеризующую проницаемостную неоднородность пласта.

Также было проведено сравнение затрат на оборудование месторождения с учётом того, является ли закачка  $\text{CO}_2$  вторичным или третичным методом воздействия на пласт. В последнем случае, затраты на переоборудование могут быть в 2-3 раза ниже.

На основании анализа опытных данных и приведения их к современным ценам были получены регрессионные формулы расчёта затрат по проекту. Капитальные затраты при этом будут зависеть от количества и глубины скважин, а также от объёмов переработки  $\text{CO}_2$ . В текущих затратах наибольшая доля будет принадлежать затратам на приобретение  $\text{CO}_2$ , по этой причине цена углекислого газа является в данном случае ключевым фактором, определяющим величину ежегодных затрат по проекту. Доходы по проекту определяются динамикой мировых цен на нефть.

На примере двух месторождений рассчитан чистый дисконтированный доход проектов и безубыточная цена  $\text{CO}_2$ , показывающие, что при цене на нефть более 70 \$/баррель и цене  $\text{CO}_2$  менее 40-50\$/т проекты закачки

углекислого газа в нефтяные месторождения могут быть экономически эффективными.

**Исследование выполнено в рамках гранта Президента Российской Федерации для государственной поддержки молодых российских ученых, МД-3181.2013.5**

#### **Список используемых источников**

1 S. T. McCoy. The Economics of CO<sub>2</sub> Transport by Pipeline and Storage in Saline Aquifers and Oil Reservoirs // Carnegie Mellon University, 2009. 268 p. URL: <http://repository.cmu.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1002&context=epp> (дата обращения: 23.09.2014)

2 B. Bock et al. Economic Evaluation of CO<sub>2</sub> Storage and Sink Enhancement Options. Final Technical report. - TVA Public Power Institute, 2003. 479 p. URL: <http://sequestration.mit.edu/energylab/uploads/AaKal/40937R04.pdf> (дата обращения: 23.09.2014)

3 E.S.Rubin et al. Development and Application of Optimal Design Capability for Coal Gasification Systems. Final report to US DOE. - Carnegie Mellon University, 2008. 157 p. URL: [http://www.cmu.edu/epp/iecm/IECM\\_Publications/2008ra%20McCoy%20et%20al,%20IECM%20Trans%20&%20Storage%20Tech.pdf](http://www.cmu.edu/epp/iecm/IECM_Publications/2008ra%20McCoy%20et%20al,%20IECM%20Trans%20&%20Storage%20Tech.pdf) (дата обращения: 23.09.2014)

4 EPRI. Enhanced Oil Recovery Scoping Study. - Electric Power Research Institute, 1999. 148 p. URL: [http://www.energy.ca.gov/process/pubs/electrotech\\_opps\\_tr113836.pdf](http://www.energy.ca.gov/process/pubs/electrotech_opps_tr113836.pdf) (дата обращения: 24.09.2014)

5 Lewin & Associates Inc. Economics of Enhanced Oil Recovery. Final Report // U.S. Department of Energy, 1981. 132 p. URL: <http://www.netl.doe.gov/kmd/cds/disk44/F-General/ET12072-2.pdf> (дата обращения: 25.09.2014)

6 P.M. Jarrell et al. Practical Aspects of CO<sub>2</sub> Flooding. // SPE Monograph Series: Society of Petroleum Engineers, 2002. 220 p.

7 [электронный ресурс] Energy Information Administration// Oil and Gas Lease Equipment and Operating Costs. URL: [http://www.eia.gov/pub/oil\\_gas/natural\\_gas/data\\_publications/cost\\_indices\\_equipment\\_production/current/coststudy.html](http://www.eia.gov/pub/oil_gas/natural_gas/data_publications/cost_indices_equipment_production/current/coststudy.html) (дата обращения: 25.09.2014)

8 [электронный ресурс] Integrated Environmental Control Model. URL: <http://www.cmu.edu/epp/iecsm/> (дата обращения: 9.10.14)

### **Сведения об авторах**

#### **About the authors**

Череповицын А.Е. д-р эконом. наук, профессор, заведующий кафедрой организации и управления, ФГБОУ ВПО Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Российская Федерация

A.E. Cherepovitsyn, Doctor of Economics, Professor, Head of the Chair Organization and Management, FSBEI NPE National Mineral Resources University (University of Mines), St. Petersburg, the Russian Federation

e-mail: [alekseicherepov@inbox.ru](mailto:alekseicherepov@inbox.ru)

Сидорова К.И. аспирант кафедры организации и управления ФГБОУ ВПО Национальный Минерально-Сырьевой Университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Российская Федерация

K.I. Sidorova, Post-graduate Student, of the Chair Organization and Management, FSBEI NPE National Mineral Resources University (University of Mines), St. Petersburg, the Russian Federation

Буренина И.В., д-р экон. наук, профессор, зам. заведующего кафедрой «Экономика и управление на предприятии нефтяной и газовой промышленности», ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

I.V. Burenina, Doctor of Economics, Professor, Deputy Head of the Chair Economics and Management at the Enterprise of the Oil and Gas Industry, FSBEI NPE Ufa State Petroleum Technological University”, Ufa, the Russian Federation

e-mail: iushkova@yandex.ru