



ISSN 2712-8008

Том / Volume 22 № 1 2022

Домашняя страница журнала: <http://vestnik.pstu.ru/geo/>

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 622+551.2.02

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2022

Определение оптимальной схемы обустройства Толумского месторождения с использованием закачки CO₂

Р.Р. Мардамшин¹, С.А. Яскин¹, А.В. Стенькин¹, О.А. Морозюк², К.Е. Кордик³¹ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ТПП «Урайнефтегаз» (Россия, 628285, Урай, ул. Ленина, 116а)²ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (Россия, 625048, г. Тюмень, ул. Максима Горького, 42)³ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», филиал в г. Тюмени (Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Республики, 41)

Determination of the Optimum Scheme for the Development of the Tolumskoye Field using CO₂ Injection

Ruslan R. Mardamshin¹, Sergey A. Yaskin¹, Andrey V. Stenkin¹, Oleg A. Morozjuk², Kirill E. Kordik³¹LUKOIL-Western Siberia LLC, TPE Urayneftegaz (116a Lenina st., Uray, 628285, Russian Federation)²Tyumen Oil Research Center LLC (42 Maksim Gorky st., Tyumen, 625048, Russian Federation)³Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen (41 Respubliki st., Tyumen, 625000, Russian Federation)

Получена / Received: 15.06.2021. Принята / Accepted: 19.11.2021. Опубликовано / Published: 31.01.2022

Ключевые слова:

моделирование, адаптация, закачка газа, утилизация попутного нефтяного газа, дополнительная добыча нефти, схемы обустройства, экономическая целесообразность.

Основной целью современной разработки месторождений является наиболее полное получение извлекаемой доли запасов с максимальной экономической эффективностью. Рост доли трудноизвлекаемых запасов, связанный с истощением и обводнением большей части зрелых месторождений, приводит к необходимости применения сложных методов нефтеотдачи пластов. Важнейшей составляющей процесса определенно является компьютерное моделирование условий разработки, требующее адаптации модели на исторический массив данных и возможность проведения инвариантных расчетов с целью определения наиболее эффективных методов разработки. В связи с высокой стоимостью реализации современных подходов по увеличению коэффициента извлечения нефти в условиях ухудшенной структуры остаточных запасов нефти необходимы кондиционные входные данные и зависимости для повышения точности моделирования [7].

Представлены результаты актуализации гидродинамической модели по данным лабораторных исследований технологии повышения нефтеотдачи Толумского месторождения путем закачки попутного нефтяного газа с высоким содержанием CO₂, источником которого служит Семивидовская группа месторождений, а также рассмотрены различные схемы реализации закачки попутного нефтяного газа с определением наиболее экономически эффективного варианта реализации.

Keywords:

modeling, adaptation, gas injection, associated petroleum gas utilization, additional oil production, development schemes, economic feasibility.

The main goal of modern field development is the most complete recovery of the recoverable share of reserves with maximum economic efficiency. The growth in the share of unconventional reserves, associated with the depletion and watering of most of the mature fields, leads to the need to use complex methods of oil recovery. The most important component of the process is definitely computer modeling of development conditions, which requires adaptation of the model to the historical data array and the possibility of invariant calculations in order to determine the most effective development methods. Due to the high cost of implementing modern approaches to increase the oil recovery factor under conditions of a degraded structure of residual oil reserves, conditioned input data and dependencies are required to improve the accuracy of modeling.

The results of updating the hydrodynamic model according to laboratory studies of the enhanced oil recovery technology at the Tolumskoye field by injection of associated petroleum gas with a high content of CO₂, the source of which was the Semivodskaya group of fields, were presented, as well as various schemes for the implementation of the injection of associated petroleum gas with the determination of the most cost-effective implementation option.

Мардамшин Руслан Рамзисович – начальник отдела технологий повышения нефтеотдачи (тел.: +007 (346) 764 25 38, e-mail: Ruslan.Mardamshin@lukoil.com).

Яскин Сергей Александрович – генеральный директор (тел.: +007 (346) 764 25 12, e-mail: sergey.yaskin@lukoil.com).

Стенькин Андрей Вениаминович – кандидат геолого-минералогических наук, заместитель генерального директора по разработке месторождений – главный геолог (тел.: +007 (346) 764 25 04, e-mail: Andrey.Stenkin@lukoil.com).

Морозюк Олег Александрович – кандидат технических наук, эксперт (тел.: +007 (919)455 42 99, e-mail: oamorozyk@gmail.com). Контактное лицо для переписки.

Кордик Кирилл Евгеньевич – кандидат технических наук, заместитель директора филиала по научной работе в области добычи нефти и газа (тел.: +007 (912) 079 80 74, e-mail: KordikKE@tmn.lukoil.com).

Ruslan R. Mardamshin (Author ID in Scopus: 57215119658) – Head of the Department of Enhanced Oil Recovery Technologies (tel.: +007 (346) 764 25 38, e-mail: Ruslan.Mardamshin@lukoil.com).

Sergey A. Yaskin (Author ID in Scopus: 57204643547) – General Director (tel.: +007 (346) 764 25 12, e-mail: sergey.yaskin@lukoil.com).

Andrey V. Stenkin (Author ID in Scopus: 57206473477) – PhD in Geology and Mineralogy, Deputy General Director for Field Development – Chief Geologist (tel.: +007 (346) 764 25 04, e-mail: Andrey.Stenkin@lukoil.com).

Oleg A. Morozjuk (Author ID in Scopus: 56006963800) – PhD in Engineering, Expert (tel.: +007 (919)455 42 99, e-mail: oamorozyk@gmail.com).

Kirill E. Kordik (Author ID in Scopus: 38661559500) – PhD in Engineering, Deputy Director of the Branch for Scientific Work in the Field of Oil and Gas Production (tel.: +007 (912) 079 80 74, e-mail: KordikKE@tmn.lukoil.com).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Определение оптимальной схемы обустройства Толумского месторождения с использованием закачки CO₂ / Р.Р. Мардамшин, С.А. Яскин, А.В. Стенькин, О.А. Морозюк, К.Е. Кордик // Недропользование. – 2022. – Т.22, №1. – С.21–30. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.1.4

Please cite this article in English as:

Mardamshin R.R., Yaskin S.A., Stenkin A.V., Morozjuk O.A., Kordik K.E. Determination of the Optimum Scheme for the Development of the Tolumskoye Field using CO₂ Injection. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2022, vol.22, no.1, pp.21-30. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.1.4

Технологии повышения нефтеотдачи, основанные на закачке в пласт различных газов, успешно используются за рубежом, особенно в США, начиная с середины XX века [1–10]. Наибольшее применение в качестве агента воздействия на залежь получил диоксид углерода, поскольку способен в большом количестве растворяться в нефти при пластовых условиях, а также обладает удобным с технологической позиции фазовым поведением. Однако в России технология закачки CO₂ с целью увеличения нефтеотдачи не получила широкого распространения по причине малого количества естественных источников CO₂ вблизи разрабатываемых месторождений. Тем не менее в последнее время в связи с актуальностью направления декарбонизации нефтяными компаниями все больше внимания уделяется развитию технологий утилизации техногенных парниковых газов [11, 12].

Добыча попутного нефтяного газа в России постоянно возрастает, что связано с вводом новых месторождений в разработку [13]. По данным [14] за 2015 г. в России было добыто 78,6 млрд м³ попутного нефтяного газа (ПНГ), из которых было сожжено около 10 млрд м³, что сопоставимо с годовым потреблением газа некоторых стран Европы [15]. Сжигание ПНГ на факелах и в том числе объектах генерации электроэнергии является причиной значительной эмиссии диоксида углерода и других парниковых газов, что негативно сказывается на экологической ситуации. Введение трансграничного налога на выбросы парниковых газов совместно со штрафными санкциями государства на сжигание ПНГ станет дополнительной нагрузкой на нефтедобывающие компании [16, 17]. Таким образом, важной задачей является поиск наиболее оптимального варианта утилизации ПНГ, который бы позволил снизить нагрузку на окружающую среду, с одной стороны, и с другой – уменьшить финансовые издержки недропользователей.

Существуют различные варианты снижения выброса ПНГ и продуктов его утилизации – закачка в пласт, переработка на газоперерабатывающих заводах, использование для нужд промыслов, производство электроэнергии, переработка в химические продукты и моторное топливо на малогабаритных установках [18, 19]. Учитывая состав ПНГ Семивидовской группы месторождений, в котором основным компонентом является диоксид углерода (доля 55–75 %), а также географическое расположение объектов сепарации газа и потенциальных объектов для закачки его в пласт, наиболее целесообразным направлением утилизации ПНГ является его закачка в скважины Толумского месторождения с целью повышения нефтеотдачи.

Самым масштабным проектом по реализации водогазового воздействия (ВГВ) в России является промышленный эксперимент на Самотлорском месторождении [20]. В период с 1980-х по 1990-е гг. на месторождении применялся классический вариант ВГВ по последовательной закачке оторочек ПНГ и воды. В связи с необходимостью снижения высоких капитальных затрат при реализации попеременной закачки в 2006–2008 гг. испытан вариант закачки мелкодисперсной водогазовой смеси (МВГС), создаваемой специальными эжекционно-диспергирующими устройствами. Эффект от закачки МВГС продолжался до 2011 г. Суммарно было дополнительно добыто около 24,2 тыс. т нефти, что составило 11,2 % добычи нефти на опытном участке.

В работе [21] на примере проекта обустройства Средне-Хульмского месторождения (ООО «РИТЭК») рассматривается схема закачки ВГС в пласт с утилизацией ПНГ. Предложенное техническое решение базируется на применении освоенного в серийном производстве оборудования. Разработанная технологическая схема позволила не только увеличить коэффициент извлечения нефти и утилизировать попутный газ, но и гибко реагировать на изменение соотношения «вода/газ» в закачиваемой в пласт ВГС.

Существуют также примеры использования парниковых газов (в частности CO₂) с целью повышения нефтеотдачи и возможной утилизации газа при циклической закачке газа в добывающую скважину (Huff'n'Puff) [22–24]. При реализации

Участки опытно-промышленной разработки на Восточной залежи Толумского месторождения

Участок	Нагнетательная скважина	Реагирующие добывающие скважины
1	1576	3942, 3944, 3945, 3991, 1582Л
2А	3954	3955, 3948, 1506Б, 3947, 3995, 1508
2Б	3995	3947, 1692, 1694, 1508
3	3969	3996, 1528, 1590, 3968, 1537

данной технологии газовый агент закачивается в пласт циклами, каждый из которых состоит из трех стадий: 1) закачка газа до необходимого давления; 2) закрытие скважины для растворения закачанного газа в пластовой нефти; 3) отбор нефти с газом.

Циклическая закачка газа может использоваться как на месторождения легкой [25–27], так и высоковязкой нефти [28–30]. При этом на месторождениях легкой нефти большая эффективность достигается при достижении минимального давления смеси на стадии закачки газа [31].

В России первые [32] успешные опытно-промышленные работы (ОПР) по циклической закачке CO₂ с целью повышения нефтеотдачи были выполнены в ООО «РИТЭК» на Марьинском месторождении высоковязкой нефти в Самарской области [33]. По результатам ОПР закачка CO₂ позволила повысить дебит нефти и ввести в эксплуатацию ранее простаивающие скважины. Анализ результатов ОПР показал, что эффект был обусловлен снижением вязкости нефти, ее набуханием вследствие растворения CO₂.

Ранее авторами публиковались результаты лабораторных исследований [8] по определению минимального давления смеси ПНГ с CO₂ и пластовой нефти Толумского месторождения, а также обзор потенциальных участков для реализации закачки ПНГ с высоким содержанием CO₂ и фильтрационных экспериментов на керновых моделях пласта по оценке изменения коэффициента вытеснения при различных вариантах прокачки газа [9]. В данной статье представлены краткие результаты по адаптации геолого-гидродинамической модели, инвариантные результаты модельных расчетов, а также рассмотрены схемы реализации закачки ПНГ с высоким содержанием CO₂ и подбором технологического оборудования.

Актуализация гидродинамической модели

Computer Modelling Group (CMG) – канадская компания, пионер в области гидродинамического моделирования залежей трудноизвлекаемых запасов углеводородов.

CMG GEM является симулятором, позволяющим моделировать композиционные составы газовых конденсатов, летучей нефти, а также процессы, в которых участвуют сложные смеси (закачка газа, в том числе CO₂, водогазовые репрессии и др.) В отличие от симуляторов, использующих для моделирования только модель черной нефти, CMG GEM позволяет точно смоделировать структурно сложные и меняющиеся комбинации флюидов, учитывая расчет констант фазового равновесия [34].

Для создания модели в ПО CMG GEM использовалась исходная модель в ПО Tempest [35]. Модель флюида была отдельно создана в CMG Winprop.

В табл. 1 приведены нагнетательные и реагирующие добывающие скважины рассматриваемых участков.

Способы актуализации гидродинамической модели в части исходных входных данных описаны во многих научных трудах и литературе [5, 36, 37, 38]. В исходной модели Толумского месторождения были актуализированы по данным лабораторных исследований следующие данные:

- PVT-свойства и зависимости, в том числе определение газосодержания, давления насыщения, вязкости и плотности;
- МДС (минимальное давление смеси);
- коэффициенты вытеснения нефти водой, моделью ПНГ для зон различной проницаемости;
- относительные фазовые проницаемости при различных концентрациях ПНГ.

Таблица 2

Сопоставление расчетных параметров в гидродинамической модели с фактическими

Параметр	ГДМ, расчет	Эксперименты, факт	Расхождение, %
Плотность нефти в пласт. усл., кг/м ³	807	827	-2,42
Плотность нефти в пов. усл., кг/м ³	878	865	1,50
Вязкость нефти в пласт. усл., сП	2,3	2,23	3,14
Вязкость нефти в пласт. усл. с ПНГ (28,8 %), сП	1,7	1,75	-2,86
Давление насыщения, МПа	8	8	0,00
Объемный коэффициент, доли ед.	1,185	1,185	0,00
МДС, МПа	14,2	14,8	-4,05
$K_{\text{выт.}}$ в зависимости от проницаемости	Согласно экспериментам		

В табл. 2 показано сравнение фактических экспериментальных данных и расчетных данных в гидродинамической модели (ГДМ) (уточненная модель).

Подходы к актуализации ГДМ:

- объемы закачки скважин, расположенных на границе участка, адаптируются по давлению и по приходу воды в ближайшие скважины, таким образом, учитывается уход воды за границы вырезанного участка. Краевые скважины секторов были смоделированы путем «урезания» добычи или закачки для получения фактического пластового давления. Учитывались «урезания» общих граничных скважин для двух ГДМ, то есть если в одной ГДМ в истории учитывалось 70 % добычи какой-либо скважины, то для второй ГДМ соответственно 30 %;
- устанавливалось ограничение на максимальное давление закачки, которое выбиралось путем моделирования пластового давления согласно карте изобар;
- относительные фазовые проницаемости строились с учетом распределения проницаемости.

Результаты адаптации

При воспроизведении истории разработки (адаптации гидродинамической модели) в качестве входных данных по каждой скважине на конкретные даты задавались данные из исходной гидродинамической модели [39] и замеры дебитов и давлений из системы данных о добыче, источником которых являются промысловые данные [40].

В переведенной модели адаптировались добыча нефти и забойные давления, для которых возможны расхождения фактических и расчетных значений. Реагирующие (целевые) скважины по выбранным участкам ОПР адаптировались на накопленные показатели по добыче нефти в пределах 5 %. Сопоставление расчетной и фактической накопленной добычи выполнено для всех скважин, пример скважины 1540 представлен на рис. 1.

Адаптация по пластовому давлению: в построении карт изобар в районах нагнетательных скважин использовались только пластовые усредненные давления (рис. 2).

Многовариантные расчеты

В рамках композиционного гидродинамического моделирования проводились расчеты различных вариантов газового/водогазового воздействия на четырех участках ОПР. На участках проведены расчеты по закачке попутного газа с диоксидом углерода и воды.

При условии продолжения работы скважин вне сектора, в том числе нагнетательных, на добывающих скважинах устанавливается ограничение на историческое минимальное забойное давление.

По результату инвариантных расчетов к дальнейшему рассмотрению предлагаются следующие варианты:

- в качестве сравниваемого варианта выбрана базовая версия, предусматривающая разработку месторождения в текущих условиях;
- вариант 2 – закачка воды в скважине 3954 заменена на закачку ПНГ с CO₂ с приемистостью 64 тыс. м³/сут;
- вариант 3 – расчет с остановкой добычи на 2,5 месяца для повышения пластового давления до уровня МДС, с закачкой ПНГ с CO₂ с темпом 64 тыс. м³/сут в скважину 3995 и ограничением на минимальное забойное давление на всех добывающих скважинах 14 МПа;
- вариант 4 – расчет с остановкой добычи на 2,5 месяца для повышения пластового давления и с закачкой ПНГ с темпом 64 тыс. м³/сут в скважину 3995 и ограничением на минимальное забойное давление на всех добывающих скважинах 12 МПа, увеличение объема закачки на 8 %;
- вариант 5 – расчет с остановкой добычи на один месяц для повышения пластового давления и с закачкой ПНГ с CO₂ с темпом 64 тыс. м³/сут в скважину 3995, с Huff-n-puff на скважинах 1508, 1583, 1584 (два дня закачки ПНГ с CO₂ производительностью 48 тыс. м³/сут. и три месяца добычи – всего восемь циклов) и ограничением на минимальное

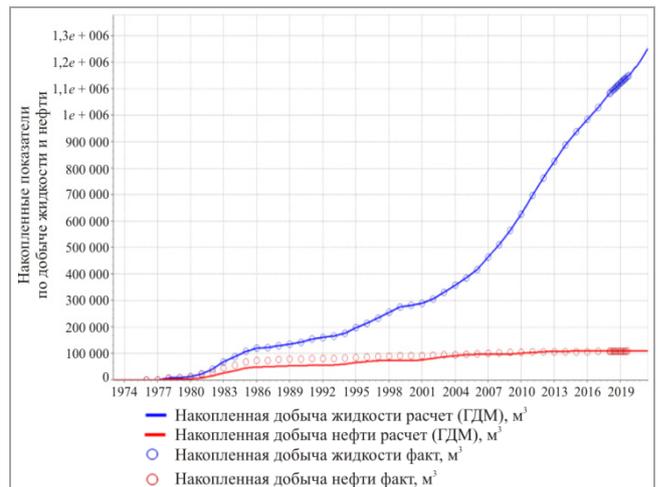


Рис. 1. Сопоставление расчетной и фактической накопленной добычи скважины 1540

забойное давление на всех добывающих скважинах 10,5 МПа, увеличение объема закачки на 35 %;

– вариант 6 – расчет с остановкой добычи на один месяц для повышения пластового давления и с закачкой ПНГ с CO₂ с темпом 64 тыс. м³/сут в скважины 3995 и 3954, Huff-n-puff на скважинах 1583, 1584 (два дня закачки ПНГ с CO₂ производительностью 48 тыс. м³/сут и три месяца добычи – всего восемь циклов) и ограничением на минимальное забойное давление на всех добывающих скважинах, равное 10,5 МПа, увеличение объема закачки на 8 %.

В табл. 3 приведены сводные результаты по суммарной добыче нефти всех скважин в краткосрочный период (четыре года) и в долгосрочный период (девять лет). Наилучший вариант № 6.

Вариант 6 позволяет вовлечь участок скважин с наибольшей площадью. Huff-n-puff на скважинах 1583, 1584 увеличивает эффективность за счет точечного воздействия в зоне, где снижается пластовое давление. Впоследствии расчеты дополнены вариантами 6.1 и 6.2, учитывающими измененный порядок ввода блоков под закачку ПНГ с CO₂ – чередование воздействия через каждые 1,5 г.

Описание схем обустройства опытных участков для реализации технологии закачки CO₂ (ПНГ) на выбранном объекте Толумского месторождения

Основные исходные данные для обоснования проектных решений по обустройству участков ОПР для закачки ПНГ с CO₂ на объекте Толумского месторождения представлены в табл. 4.

Следует отметить, что рабочий ресурс рассматриваемого в ходе статьи оборудования предназначен для условий высокой коррозионной активности.

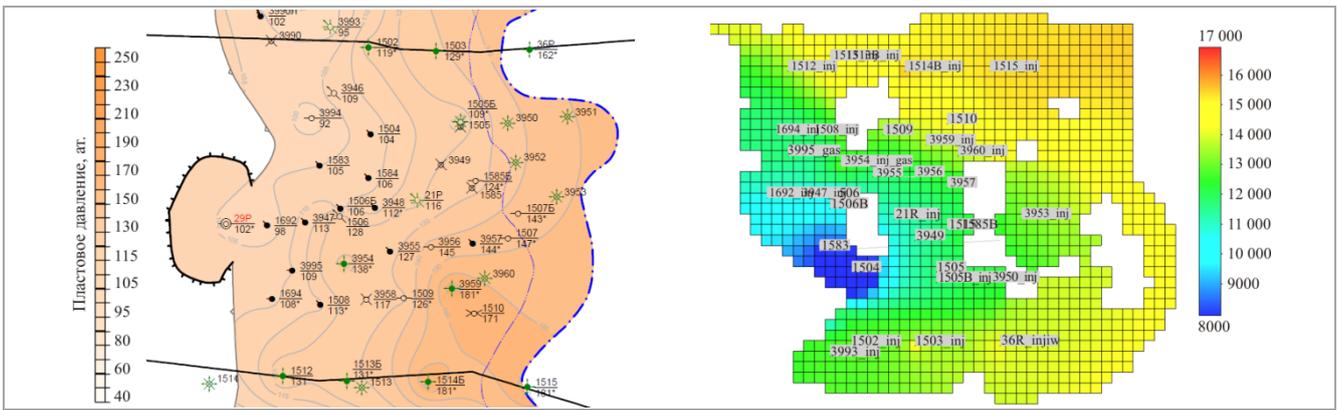


Рис. 2. Адаптация пластового давления

Таблица 3

Сводные результаты гидродинамических расчетов дополнительной добычи нефти за девять лет реализации закачки попутного нефтяного газа с CO₂

Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5	Вариант 6
Накопленная добыча нефти, тыс. м ³					
1584,20	1617,38	1587,34	1630,83	1672,03	1684,85
Дополнительная добыча нефти относительно варианта 1, тыс. м ³					
	33,18	3,14	46,63	87,83	100,65
Добыча нефти за период 9 лет, тыс. м ³					
113,94	147,12	117,08	160,57	201,77	214,59
Дополнительная добыча нефти относительно варианта 1, % за период					
	29,12	2,75	40,92	77,09	88,33

Таблица 4

Показатели разработки участков ОПР по вариантам 2, 4, 6, 6.1, 6.2

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Вариант					
			базовый	2	4	6	6.1	6.2
1	Максимальная добыча нефти (год)	тыс. т.	187,4 (2029)	190,0 (2029)	193,6 (2029)	197,5 (2029)	206,8 (2029)	205,1 (2029)
2	Максимальная добыча жидкости (год)	тыс. т.	6595,7 (2022)	6595,7 (2022)	6595,7 (2022)	6595,7 (2022)	6595,7 (2022)	6595,7 (2022)
3	Максимальная добыча газа (год)	млн м ³	90,7 (2021)	90,7 (2021)	90,7 (2021)	90,7 (2021)	90,7 (2021)	90,7 (2021)
	в том числе прорывного газа	млн м ³	–	14,0 (2031)	16,8 (2031)	49,9 (2031)	69,7 (2029)	63,5 (2029)
4	Максимальная закачка воды (год)	тыс. м ³	5911,3 (2022)	5911,3 (2022)	5911,3 (2022)	5911,3 (2022)	5911,3 (2022)	5911,3 (2022)
5	Максимальная закачка газа (год)	млн м ³	–	23,4 (2025–2033)	23,4 (2025–2033)	52,3 (2030–2031)	102,9 (2028)	99,0 (2028)
6	Перевод скважин под круглогодичную закачку CO ₂ (ПНГ)	шт.	–	4 (по одной каждые 2,5 г. на участок)	4 (по одной каждые 2,5 г. на участок)	7 (по две каждые 2,5 г. на участок)	7 (по две каждые 2,5 г. на участок)	7 (по две каждые 1,5 г. на участок)
7	Перевод скважин под Huff-n-Puff	шт.	–	–	–	57	57	57

Варианты 2 и 4 включают только круглогодичную закачку CO₂ (ПНГ) от установки предварительного сброса воды дожимной насосной станции № 4 (ДНС-4 УПСВ) Восточно-Толумского месторождения с поэтапной реализацией на следующих опытных участках:

- блок 2 (этап I) – закачка с 01.2025 г. по 07.2027 г. по проектным высоконапорным газопроводам (ВГ) протяженностью 4 км через скважину 3995;
- блок 3 – восток (этап II) – закачка с 07.2027 г. по 12.2029 г. по ВГ 3,5 км через скважину 3996;
- блок 4 – восток (этап III) – закачка с 01.2030 г. по 07.2032 г. по ВГ 3,5 км через скважину 3976;
- блок 4 – запад (этап IV) – закачка с 07.2032 г. по 12.2034 г. по ВГ 5,5 км через скважину 1553.

Варианты 6, 6.1 и 6.2 включают как круглогодичную закачку ПНГ с CO₂, так и циклическую закачку (Huff-n-Puff) от ДНС-4 УПСВ Толумского месторождения с поэтапной реализацией на следующих опытных участках.

Блок 2 (этап I) – закачка осуществляется по проектным низконапорным газопроводам (НГ) протяженностью 4 км на газораспределительный пункт (ГРП) для круглогодичной закачки в скважины 3954, 3995 и циклической закачки в 16 скважин (Huff-n-puff) в сроки по вариантам 6, 6.1: с 01.2029 г. по 07.2031 г.; по варианту 6.2 (режим Huff-n-puff): с 01.2029 г. по 07.2031 г.

Блок 3 – восток (этап II) – закачка осуществляется по НГ 3,5 км на ГРП для круглогодичной закачки в скважины 3969, 3996 и циклической закачки в 13 скважин (Huff-n-puff) в сроки по варианту 6: с 07.2031 г. по 12.2033 г.; по варианту 6.1: с 07.2030 г. по 12.2032 г.; по варианту 6.2 (Huff-n-puff): с 07.2030 г. по 12.2032 г.

Блок 4 – восток (этап III) – закачка осуществляется по НГ 3,5 км на ГРП для круглогодичной закачки в скважины 1568, 3976 и циклической закачки в 19 скважин (Huff-n-puff) в сроки по варианту 6: с 01.2026 г. по 07.2028 г.; по варианту 6.1: с 01.2024 г. по 07.2026 г.; по варианту 6.2 (Huff-n-puff): с 01.2024 г. по 07.2025 г.

Блок 4 – запад (этап IV) – закачка осуществляется по НГ 5,5 км на ГРП для круглогодичной закачки в скважины 1184Р, 1553 и циклической закачки в девять скважин (Huff-n-puff) в сроки по варианту 6: с 07.2032 г. по 12.2034 г.; по варианту 6.1: с 07.2029 г. по 12.2031 г.; по варианту 6.2 (Huff-n-puff): с 07.2029 г. по 12.2031 г.

При круглогодичном режиме закачка ПНГ с CO₂ планируется в каждую газонагнетательную скважину в объеме 64 тыс. м³/сут, при циклическом режиме Huff-n-puff – 48 тыс. м³/сут. Давление закачки газа на забое скважин принято 12,2–13,5 МПа.

Основные технологические решения и принципиальные схемы обустройства опытных участков. Подбор технологического оборудования

Газожидкостная смесь Восточно-Толумского, Северо-Семивидовского и Западно-Семивидовского месторождений под устьевым давлением скважин по отдельным нефтесборным трубопроводам поступает на входную гребенку ДНС-4 УПСВ Толумского месторождения и далее направляется в нефтегазовые сепараторы, где происходит I ступень сепарации. Отсепарированная эмульсия подается в отстойники нефти, где происходит предварительное обезвоживание нефти. На ДНС-4 УПСВ для улучшения процесса отстоя во входной коллектор ДНС дозирочными насосами БРХ подается деэмульгатор.

Нефть из отстойников поступает в сепараторы-буферы, где происходит полное разгазирование нефти. Из буферной емкости нефть направляется в насосную внешнюю перекачки и после оперативного учета транспортируется для подготовки до товарной кондиции на цех подготовки и перекачки нефти (ЦППН). Подготовленная нефть реализуется в магистральные нефтепроводы АО «Транснефть-Сибирь».

Попутный нефтяной газ, выделившийся в нефтегазосепараторах, направляется на: установку нагрева водонефтяной эмульсии (УНВНЭ), расположенную на площадке ДНС-4 УПСВ Толумского месторождения; газопоршневую электростанцию «Восточно-Толумская» (ГПЭС); котельную вахтового поселка (в/п) «Восточный Толум».

Подтоварная вода из отстойников поступает в очистные вертикальные стальные резервуары (РВС), откуда насосами подается на блочную кустовую насосную станцию БКНС-8 системы ППД Толумского месторождения (рис. 3).

Варианты 2, 4 закачки ПНГ с CO₂ (централизованное компримирование, рис. 4, а) предусматривают транспортировку попутного нефтяного газа от дожимной компрессорной станции (ДКС) ДНС-4 УПСВ Толумского месторождения по системе высоконапорных газопроводов на кустовые площадки № 45, 47, 52, 49 с последующей закачкой в нагнетательные скважины № 3995, 3996, 3976, 1553 соответственно.

Планируется круглогодичный режим закачки ПНГ с CO₂ в течение 2,5 г. на каждой кустовой площадке согласно очередности ввода опытных участков.

Закачка газа в нагнетательные скважины от ДКС осуществляется через высоконапорные манифолды ($P_{\text{раб}} = 21$ МПа) по системе газопроводов высокого давления $P_{\text{раб}} = 15$ МПа $\varnothing 114 \times 16$ мм общей протяженностью 11,5 км.

Варианты 2, 4 закачки CO₂ (централизованное компримирование) включают следующие этапы строительства:

1-я очередь строительства:

- ДКС на ДНС-4 УПСВ с максимальной закачкой попутного нефтяного газа $Q_i = 64$ тыс. м³/сут;

- подводящего газопровода высокого давления $P_{\text{раб}} = 15$ МПа от ДКС (ДНС-4 УПСВ) до газонагнетательной скважины куста № 45 $\varnothing 114 \times 16$ мм и общей протяженностью 7,1 км;

- оборудование устья нагнетательной скважины № 3995 блоком редуцирования газа (БРГ) и горизонтальной факельной установкой (ГФУ для аварийного сброса газа);

2-я очередь строительства:

- подводящего газопровода высокого давления $P_{\text{раб}} = 15$ МПа от точки врезки куста № 45 до газонагнетательной скважины куста № 47 $\varnothing 114 \times 16$ мм и протяженностью 3,2 км;

- оборудование устья нагнетательной скважины № 3996 БРГ и ГФУ;

3-я очередь строительства:

- подводящего газопровода высокого давления $P_{\text{раб}} = 15$ МПа от ДКС (ДНС-4 УПСВ) до газонагнетательной скважины куста № 52 $\varnothing 114 \times 16$ мм и протяженностью 4,7 км;

- оборудование устья нагнетательной скважины № 3976 БРГ и ГФУ;

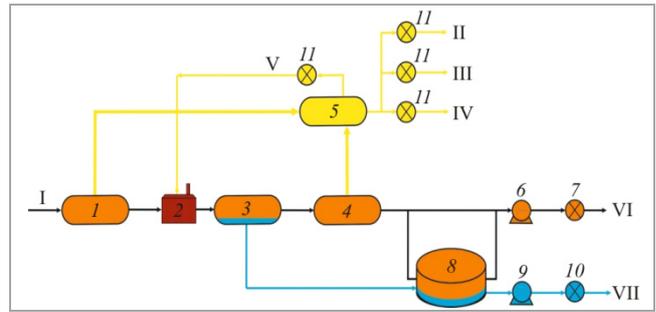


Рис. 3. Принципиальная технологическая схема ДНС-4 УПСВ Толумского месторождения: 1 – сепаратор I ступени; 2 – УНВНЭ; 3 – отстойник; 4 – сепаратор II ступени; 5 – газосепаратор; 6 – насос откачки нефти; 7 – оперативный узел учета нефти; 8 – очистной резервуар; 9 – насос для подачи воды на БКНС; 10 – оперативный узел учета воды; 11 – оперативный узел учета газа; I – нефть со скважин; II – газ на факел; III – газ на котельную; IV – газ на ГПЭС; V – газ на УНВНЭ; VI – нефть на ЦППН; VII – вода на БКНС

4-я очередь строительства:

- подводящего газопровода высокого давления $P_{\text{раб}} = 15$ МПа от точки врезки куста № 47 до газонагнетательной скважины куста № 49 $\varnothing 114 \times 16$ мм и протяженностью 2,8 км;

- оборудование устья нагнетательной скважины № 1553 БРГ и ГФУ.

Компрессорное оборудование для реализации технологии закачки ПНГ с CO₂

В качестве ДКС для закачки ПНГ с CO₂ рекомендуется использовать модульную компрессорную станцию ($P_{\text{рк}} = 0,5$ МПа, $P_{\text{вых}} = 15$ МПа). Для забора газа на ДКС предусматривается врезка в трубопровод выхода газа из газосепараторов (первая ступень сепарации) ДНС-4 УПСВ Толумского месторождения. Рабочее давление 0,3...0,6 МПа в системе подачи газа на ДКС поддерживается регулируемыми клапанами, установленными перед входными фильтрами-сепараторами ДКС. Работа ДКС обеспечивается газопоршневыми приводами, в качестве топливного газа приводов ДКС рекомендуется использовать газ Толумского месторождения с минимальным содержанием CO₂ (для стабильной работы компрессоров).

Четырехступенчатые поршневые компрессоры с регулируемой производительностью обеспечивают закачку газа с необходимым расходом в течение всего периода насыщения порового пространства пласта газом.

Варианты 6, 6.1, 6.2 закачки ПНГ с CO₂ (распределенное компримирование, рис. 4, б) предусматривает транспортировку попутного нефтяного газа от компрессорной станции низкого давления (КСНД) ДНС-4 УПСВ Толумского месторождения на мобильные дожимные компрессорные станции (МДКС) кустовых площадок № 45, 47, 52, 49 с последующей закачкой в нагнетательные скважины № 3994 и 3995, 3969 и 3996, 1568 и 3976, 1553 соответственно, а также в нефтедобывающий фонд по технологии Huff-n-puff.

Попутный нефтяной газ под давлением 1,5 МПа от КСНД (ДНС-4 УПСВ) по системе газопроводов низкого давления транспортируется до МДКС (на базе четырехступенчатых поршневых компрессоров). Газопроводы низкого давления оборудованы газораспределительными пунктами (ГРП) в точках подключения МДКС на кустовых площадках № 45, 47, 52, 49.

Варианты 6, 6.1 и 6.2 закачки ПНГ с CO₂ отличаются очередностью ввода опытных участков и соответственно количеством МДКС для круглогодичной и циклической (Huff-n-puff) закачки газа (табл. 5).

Варианты 6, 6.1, 6.2 закачки ПНГ с CO₂ (распределенное компримирование) включают следующие этапы строительства:

• 1-я очередь строительства:

- компрессорной станции низкого давления на ДНС-4 УПСВ с максимальной подачей газа на МДКС-1, 2 $Q_i = 176$ тыс. м³/сут;

- подводящего газопровода низкого давления $P_{\text{раб}} = 1,5$ МПа от КСНД (ДНС-4 УПСВ) до МДКС-1 $\varnothing 159 \times 8$ мм и протяженностью 7,1 км;

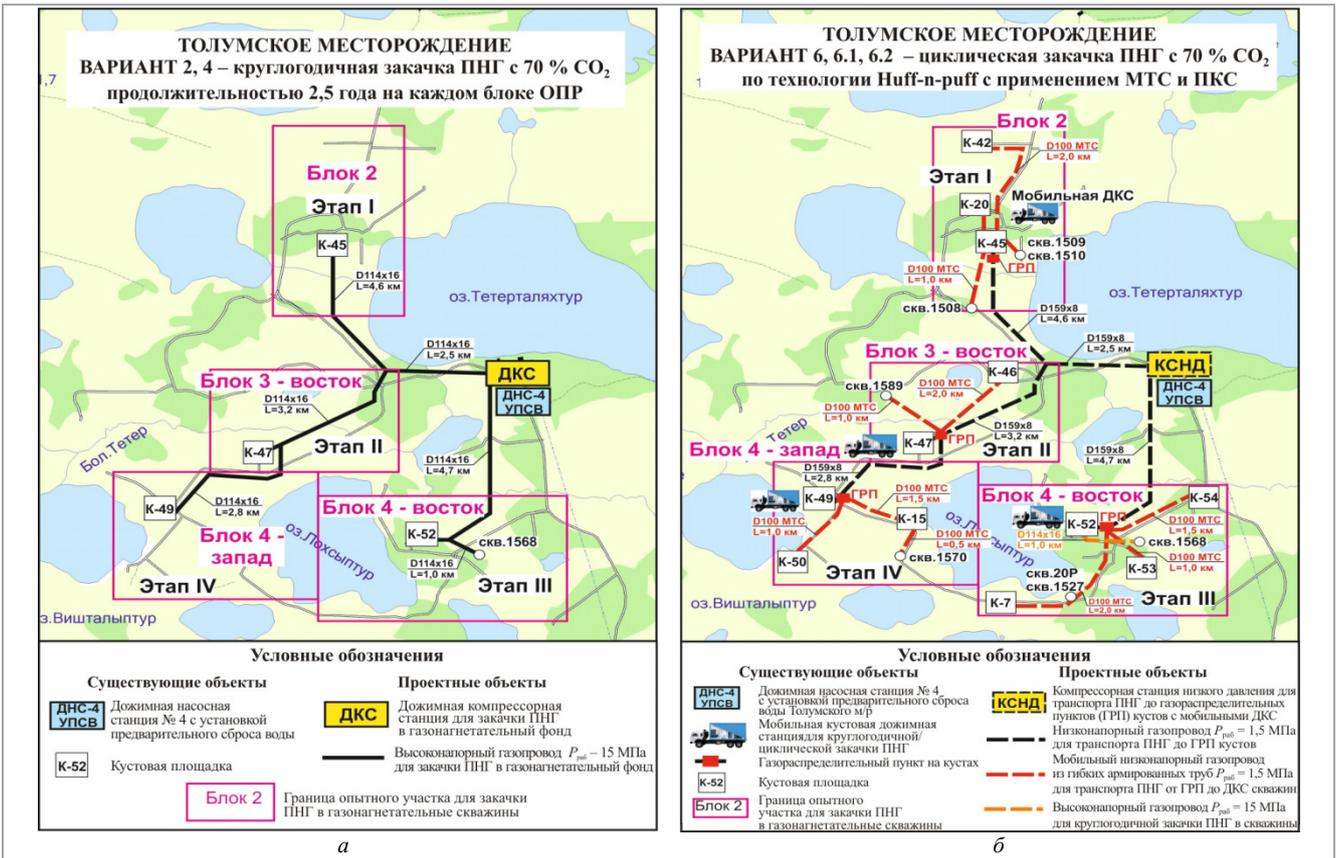


Рис. 4. Варианты 2, 4 (а); 6, 6.1, 6.2 (б) закачки попутного нефтяного газа с CO₂ для участков ОПР Толумского месторождения

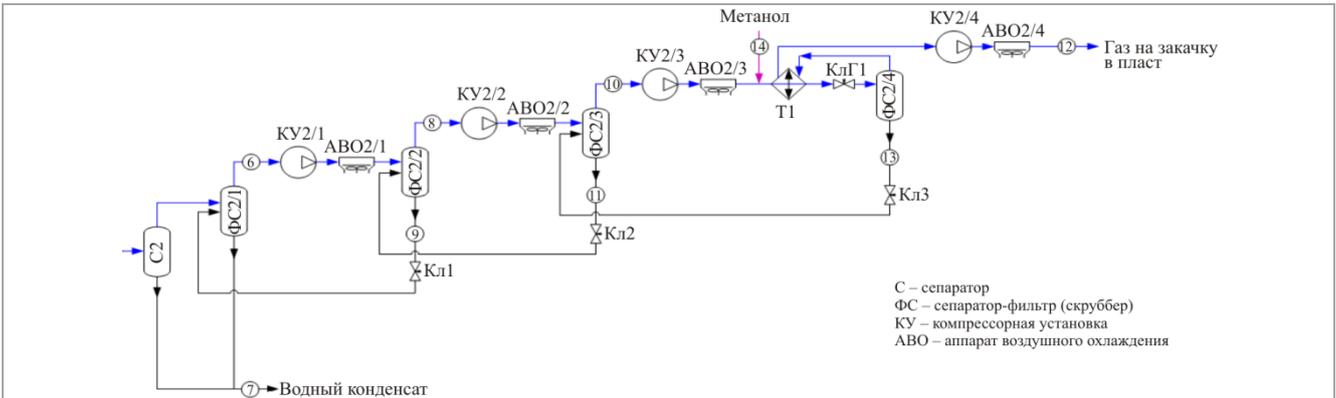


Рис. 5. Принципиальная технологическая схема дожимной компрессорной станции

- мобильной дожимной компрессорной станции МДКС-1 на кустовой площадке № 45 с максимальной закачкой газа $Q_r = 128$ тыс. м³/сут (круглогодичная закачка);
- мобильной дожимной компрессорной станции МДКС-2 (Huff-n-puff) на кустовой площадке № 45 с максимальной закачкой газа $Q_r = 48$ тыс. м³/сут (циклическая закачка);
- мобильной трубопроводной системы (МТС) низкого давления $P_{раб} = 1,5$ МПа от ГРП куста № 45 до МДКС-2 Ø125/100 мм и максимальной протяженностью 3 км;
- оборудование устья нагнетательных скважин № 3954, 3995 БРГ и ГФУ (для аварийного сброса газа);
- 2-я очередь строительства:
 - 2-й компрессорной станции низкого давления на ДНС-4 УПСВ с максимальной подачей газа на МДКС-1, 2 $Q_r = 176$ тыс. м³/сут (для вариантов 6.1, 6.2 с одновременной круглогодичной закачкой в пласт на двух опытных участках);
 - подводящего газопровода низкого давления $P_{раб} = 1,5$ МПа от куста № 45 до куста № 47 Ø159×8 мм и протяженностью 3,2 км;
 - 2-й мобильной дожимной компрессорной станции МДКС-1 на кустовой площадке № 47 с максимальной

- закачкой газа $Q_r = 128$ тыс. м³/сут (для вариантов 6.1, 6.2 с одновременной круглогодичной закачкой в пласт на двух опытных участках);
- 2-й мобильной дожимной компрессорной станции МДКС-2 (Huff-n-puff) на кустовой площадке № 47 с максимальной закачкой газа $Q_r = 48$ тыс. м³/сут. (для варианта 6.1 с одновременной циклической закачкой в пласт на двух опытных участках);
- оборудование устья нагнетательных скважин № 3969, 3996 БРГ и ГФУ;
- 3-я очередь строительства:
 - подводящего газопровода низкого давления $P_{раб} = 1,5$ МПа от КСНД (ДНС-4 УПСВ) до куста № 52 Ø159×8 мм и протяженностью 4,7 км;
 - оборудование устья нагнетательных скважин № 1568, 3976 БРГ и ГФУ;
- 4-я очередь строительства:
 - подводящего газопровода низкого давления $P_{раб} = 1,5$ МПа до куста №49 Ø159×8 мм и протяженностью 2,8 км;
 - оборудование устья нагнетательных скважины № 1553 БРГ и ГФУ.

Таблица 5

График движения МДКС для закачки попутного нефтяного газа с CO₂ по вариантам

Год	Сезон закачки	Вариант закачки CO ₂ (ПНГ)							
		Блок 2		Блок 3-восток		Блок 4-восток		Блок 4-запад	
		цикл	год	цикл	год	цикл	год	цикл	год
Вариант 6									
2025	Зима	1	1						
	Лето	1	1						
2026	Зима	1	1						
	Лето	1	1						
2027	Зима	1	1						
	Лето			1	1				
2028	Зима			1	1				
	Лето			1	1				
2029	Зима			1	1				
	Лето			1	1				
2030	Зима					1	1		
	Лето					1	1		
2031	Зима					1	1		
	Лето					1	1		
2032	Зима					1	1		
	Лето							1	1
2033	Зима							1	1
	Лето							1	1
2034	Зима							1	1
	Лето							1	1
Вариант 6.1									
2025	Зима	1	1						
	Лето	1	1						
2026	Зима	1	1						
	Лето	1	1	2	2				
2027	Зима	1	1	2	2				
	Лето			2	2				
2028	Зима			2	2	1	1		
	Лето			2	2	1	1		
2029	Зима					1	1		
	Лето					1	1	2	2
2030	Зима					1	1	2	2
	Лето							2	2
2031	Зима							2	2
	Лето							2	2
Вариант 6.2									
2025	Зима	1	1						
	Лето	1	1						
2026	Зима	1	1						
	Лето			1	2				
2027	Зима			1	2				
	Лето			1	2				
2028	Зима					1	1		
	Лето					1	1		
2029	Зима					1	1		
	Лето							1	2
2030	Зима							1	2
	Лето							1	2
2031	Зима							1	2
	Лето							1	2
Фонд Huff-n-puff	Круглогодично	16 скв	2 скв	13 скв	2 скв	19 скв	2 скв	9 скв	1 скв

Примечание: 1 – одна передвижная компрессорная станция с мобильной трубопроводной системой для Huff-n-puff;
 1 – одна передвижная компрессорная станция для круглогодичной закачки ПНГ;
 2 – две передвижных компрессорных станции с мобильной трубопроводной системой для Huff-n-puff;
 2 – две передвижных компрессорных станции для круглогодичной закачки ПНГ.



Рис. 6. Мобильные технические станции: а – внешний вид мобильной технической станции и соединительных узлов СРТ; б – разворачивание станции с подключением к существующей инфраструктуре

Попутный нефтяной газ от КСНД транспортируется до МДКС, по составу оборудования, аналогичному описанию ДКС (ДНС-4 УПСВ) для вариантов 2, 4 закачки ПНГ с CO₂ (централизованное компримирование). МДКС-1 для круглогодичной закачки ПНГ с CO₂ в пласт включают четыре

поршневых компрессора (два рабочих + два резервных), МДКС-2 (Huff-n-puff) для циклической закачки ПНГ с CO₂ в пласт – два компрессора (один рабочий + один резервный).

Для циклической закачки ПНГ с CO₂ в пласт (Huff-n-puff) предусматривается проезд МДКС-2 с одной добывающей

скважины на другую в пределах опытного участка, в связи с чем стационарные газопроводы транспорта ПНГ от КСНД (ДНС-4 УПСВ) до МДКС оборудованы ГРП для подключения МДКС-2 с помощью МТС [41] из плоскостворачиваемых рукавов (рис. 6). МТС включает шланголинию BALTICFLEX 100-20-3000 Ø100 мм общей длиной 3 км ($P_{\text{раб}} = 2,0$ МПа), специализированный контейнер 20' Open Top (1СС) с тентом, с подготовкой для установки модулей затягивающего устройства ТН-4 и балконом оператора, затягивающее устройство ТН-4 для DN 100. Затягивающее устройство ТН-4 – специальный модуль, оборудованный автономным двигателем и гидравлическим приводом на вальцы, которые позволяют аккуратно сматывать трубопровод, удалять из него остатки перекачиваемой жидкости и подавать его в открытый контейнер в плоскостроженном виде. Для соединения плоскостворачиваемых рукавов (мобильных трубопроводов) используется быстроразъемная соединительная арматура типа СРТ, состоящая из рукавных наконечников СРТ, соединительных замков СРТ, самогерметизирующихся уплотнительных манжет и переходов для присоединения к имеющимся трубопроводным сетям.

Наиболее капиталоемкими являются варианты 6.1 и 6.2 в связи с необходимостью удвоения компрессорных мощностей для одновременной закачки ПНГ на двух блоках, наименее затратными – варианты 2 и 4 с централизованной закачкой ПНГ от одной компрессорной станции.

Мобильная техническая станция из плоскостворачиваемых рукавов (с рабочим давлением от 0,5 до 4,0 МПа) требует создания подпора на ДНС-4 УПСВ до $P_{\text{раб}} = 1,5 \div 2,0$ МПа для нормальной ее эксплуатации.

Оценка экономической эффективности применения технологии закачки ПНГ с CO₂ на Толумском месторождении

Все технико-экономические расчеты выполнены в формате паспортов инвестиционных проектов (ПИП) [42] с использованием единых сценарных условий (ЕСУ) компании.

Для экономической оценки вариантов использованы основные показатели эффективности: накопленный чистый доход пользователя недр – чистый денежный поток и дисконтированный поток денежной наличности – чистый дисконтированный поток при сценарных условиях с учетом инфляции.

В систему оценочных показателей включены инвестиционные вложения, операционные расходы, налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды РФ. В качестве товарной продукции рассматривается объем дополнительно добытой нефти.

В рамках модели ПИП налогооблагаемая база, периодичность, порядок начисления налогов и ставки налоговых платежей приняты в соответствии с действующим порядком налогообложения и с учетом внесенных в налоговое законодательство Российской Федерации изменений, касающихся деятельности нефтегазовой отрасли.

Толумское месторождение расположено в границах Толумского лицензионного участка с системой налогообложения НДД (налог на дополнительный доход) пп. 3 п. 1 ст. 333.45 НК РФ [43].

На основе прогнозных технологических данных о динамике добычи нефти, жидкости, закачки воды, действующего фонда добывающих и нагнетательных скважин выполнена технико-экономическая оценка эффективности применения технологии закачки ПНГ с CO₂ согласно методическим рекомендациям [44]. Расчеты выполнены по базовому варианту и дополнительным вариантам с регулированием объемов закачки. Все рассмотренные варианты, кроме базового, с учетом ставки дисконта 15 % являются отрицательными при текущей системе налогообложения в связи с высокими капитальными вложениями. NPV (чистый приведенный доход) при этом варьируется в диапазоне от –7 до –81 млн

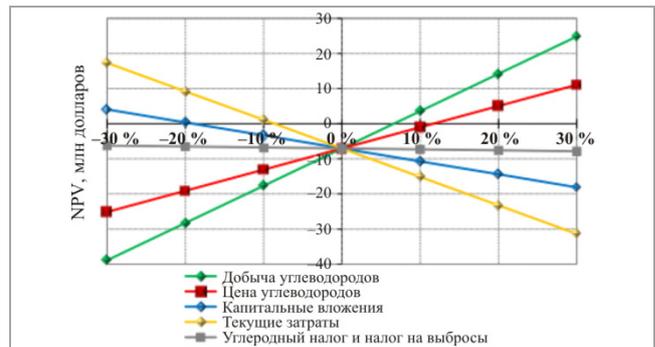


Рис. 7. Анализ чувствительности NPV на изменение основных исходных показателей по варианту 4

долларов. При снижении ставки дисконта до 12,2 % в положительную зону выходят варианты 2 и 4 (+8,8 и +9,7 млн долларов соответственно). Наиболее рентабельным является вариант 4. Однако следует отметить, что эффективность проекта целесообразно оценивать с учетом введения будущего углеродного налога [45].

Проведен анализ чувствительности эффективности проекта (рис. 7) на изменение ключевых факторов (объем добычи углеводородов, цена углеводородов, капитальные вложения, текущие затраты).

Анализ чувствительности при ставке дисконта 15 % показал, что разработка становится рентабельной в случае увеличения добычи нефти на 6,6 %, роста цены реализации нефти на 11,7 %, снижения текущих затрат на 8,7 % или сокращения капитальных вложений на 19 %. Изменение остальных факторов в пределах 30 % не оказывает влияния на выводы по проекту.

Заключение

Выполненный комплекс расчетов по гидродинамическому моделированию и вариантов реализации закачки ПНГ с CO₂ и анализ возможных схем обустройства позволяют сделать следующие выводы:

Все рассмотренные варианты предполагают прирост добычи относительно базового варианта от 2,7 до 88,3 %.

Наилучший (рекомендуемый) вариант по дополнительной добыче нефти в краткосрочный период (четыре года) и в долгосрочный период (девять лет) является расчет с остановкой добычи на один месяц с закачкой ПНГ с CO₂ с темпом 64 тыс. м³/сут в скважины 3995 и 3954, с Huff-n-puff на скважины 1583, 1584 с ограничением на минимальное забойное давление на всех добывающих скважинах до 10,5 МПа, увеличение объема закачки воды на 8 %. Дополнительная добыча по всем скважинам за девять лет составляет 101 тыс. м³ (87 тыс. т) относительно базового варианта.

Закачка газа позволяет снизить среднюю обводненность по сравнению с базовым вариантом (закачка воды).

Наиболее капиталоемкими являются варианты 6.1 и 6.2 в связи с необходимостью удвоения компрессорных мощностей для одновременной закачки ПНГ с CO₂ на двух блоках, наименее затратным – варианты 2 и 4 с централизованной закачкой ПНГ с CO₂ от одной компрессорной станции.

Все необходимое оборудование подобрано на срок действия проекта с учетом результатов экспериментов воздействия коррозионно-активной среды.

Наиболее оптимальным является вариант 4 с итоговым NPV –7 млн долларов при ставке дисконта 15 % и +9,7 млн долларов при ставке дисконта 12,2 %. Выполненный анализ чувствительности при ставке дисконта 15 % показал, что разработка становится рентабельной в случае увеличения добычи нефти на 6,6 %, роста цены реализации нефти на 11,7 %, снижения текущих затрат на 8,7 % или сокращения капитальных вложений на 19 %. Изменение остальных факторов в пределах 30 % не оказывает влияния на выводы по проекту.

Библиографический список

1. Требования к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения нефти. – М., 2008. – С. 5.
2. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки: Национальный стандарт Российской Федерации. – М., 2008. – С. 3.
3. Ружин Л.М., Морозюк О.А. Методы повышения нефтеотдачи пластов: учебное пособие. – Пермь, 2014. – С. 5–8.
4. Шмаль Г.И. Проблемы при разработке трудноизвлекаемых запасов нефти в России и пути их решения // Георесурсы. – 2016. – Т. 18, № 4, ч. 1. – С. 256–260. DOI: 10.18599/grs.18.4.2
5. Gladkov E.A. Geological and hydrodynamic modeling of oil and gas fields. – Tomsk: Izd-vo Tomsk. politexn. un-ta, 2012. – С. 4–9.
6. Nurgatin R.I., Lysov B.A. Application of 3D modeling in the oil and gas industry // Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле РАН. – 2014. – № 1 (44). – С. 1–3.
7. Grishchenko M.A., Avramenko E.B., Lytkin A.E. Evaluation of the quality of reserves based on the analysis of geological uncertainties // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 11. – С. 32–36.
8. Оценка влияния попутного нефтяного газа с высоким содержанием диоксида углерода на режим вытеснения нефти при разработке Толумского месторождения / О.А. Морозюк [и др.] // Недропользование. – 2021. – Т. 21, № 1. – С. 42–48.
9. Лабораторные исследования применения попутного нефтяного газа с высоким содержанием CO₂ для закачки на Толумском месторождении / Р.Р. Мардамшин, А.В. Стенькин [и др.] // Недропользование. – 2021. – Т. 21, № 4. – С. 163–170. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.4.3
10. Байков Н.М. Опыт повышения нефтеотдачи на месторождениях США путем закачки CO₂ // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 141–143.
11. Рамочная конвенция об изменении климата. Парижское соглашение [Электронный ресурс]. – URL: <https://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/109r01.pdf> (дата обращения: 20.06.2021).
12. Отчет об устойчивом развитии группы «ЛУКОЙЛ». – 2020. – С. 25–26, 56–57.
13. Основные показатели добычи природного и попутного нефтяного газа Российской Федерации [Электронный ресурс]. – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1215> (дата обращения: 20.06.2021).
14. Эдер Л.В., Проворная И.В., Филимонова И.В. Добыча и утилизация попутного нефтяного газа как направление комплексного освоения недр: роль государства и бизнеса, технологий и экологических ограничений // Бурение и нефть. – 2016. – № 10. – С. 8–15.
15. Бочаров Д.Д. Комплексная оценка инновационных проектов рационального использования попутного нефтяного газа: автореф. ... канд. техн. наук. – М.: НИУ ВШЭ, 2011. – С. 27.
16. Декарбонизация нефтегазовой отрасли: международный опыт и приоритеты России / Е. Грушевенко [и др.]. – М.: МШУ «Сколково», 2021.
17. Международные подходы к углеродному ценообразованию / Департамент многостороннего экономического сотрудничества минэкономразвития России. – М., 2021.
18. Брагинский О.Б. Утилизация попутного нефтяного газа – фактор рационального использования углеводородного сырья [Электронный ресурс] // Экономический анализ: теория и практика. – 2014. – № 23 (374). – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/utilizatsiya-poputnogo-neftyanogo-gaza-faktor-ratsionalnogo-ispolzovaniya-uglevodородnogo-syru> (дата обращения: 20.06.2021).
19. Книжников А.Ю., Ильин А.М. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России / Всемирный фонд дикой природы (WWF). – М., 2017.
20. Результаты закачек мелкодисперсной водогазовой смеси для увеличения нефтеотдачи объекта БВ8 Самотлорского месторождения / Ю.В. Земцов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 10. – С. 49–55.
21. Ваньков А., Нургалеев Р. Схема закачки водогазовой смеси в пласт с утилизацией попутного нефтяного газа // Технологии топливно-энергетического комплекса. – 2007. – № 5. – С. 63–69.
22. Stright D.H., Aziz K. Carbon dioxide injection into bottom-water, undersaturated viscous oil reservoirs // Journal of Petroleum Technology. – 1977. – Vol. 29, № 10. – P. 1248–1258. DOI: 10.2118/6116-PA
23. Patton J.T., Coats K.H., Spence K. Carbon Dioxide well stimulation: Part 1-A parametric study // Journal of Petroleum Technology. – 1982. – Т. 34, № 08. – P. 1798–1804. DOI: 10.2118/9228-PA
24. Authors' reply to discussion of carbon dioxide well stimulation: Part 2-design of Aminoil's North Bolsa Strip project / J.T. Patton [et al.] // J. Pet. Technol. (United States). – 1983. – Vol. 35, № 7.
25. Monger T.G., Coma J.M. A laboratory and field evaluation of the CO₂ huff'n'puff process for light-oil recovery // SPE reservoir engineering. – 1988. – Vol. 3, № 04. – P. 1168–1176. DOI: 10.2118/15501-PA
26. Enhanced light oil recovery from tight formations through CO₂ huff'n'puff processes / J. Ma [et al.] // Fuel. – 2015. – Vol. 154. – P. 35–44. DOI: 10.1016/j.fuel.2015.03.029
27. Haines H.K., Monger T.G. A laboratory study of natural gas huff'n'puff // CIM/SPE International Technical Meeting. – OnePetro, 1990. DOI: 10.2118/21576-MS
28. A quarter century of progress in the application of CO₂ immiscible EOR project in Bati Raman heavy oil field in Turkey / S. Sahin [et al.] // SPE Heavy Oil Conference Canada. – OnePetro, 2012. DOI: 10.2118/157865-MS
29. Cyclic CO₂ injection for heavy-oil recovery in Halfmoon field: laboratory evaluation and pilot performance / S. Olenick [et al.] // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – OnePetro, 1992. DOI: 10.2118/24645-MS
30. Isever K., Pamir A.N., Tirek A. Performance of a heavy-oil field under CO₂ injection, Bati Raman, Turkey // SPE Reservoir Engineering. – 1993. – Vol. 8, № 04. – P. 256–260. DOI: 10.2118/20883-PA
31. Comparative evaluation of immiscible, near miscible and miscible CO₂ huff'n'puff to enhance oil recovery from a single matrix-fracture system (experimental and simulation studies) / F. Torabi [et al.] // Fuel. – 2012. – Vol. 93. – P. 443–453. DOI: 10.1016/j.fuel.2011.08.037
32. РИТЭК впервые в России применил технологию Huff & Puff: новость от 16.10.2017 [Электронный ресурс]. – URL: <http://ritek.lukoil.ru/ru/News/News?rid=164926> (дата обращения: 29.10.2021).
33. Реализация технологии закачки углекислого газа в добывающие скважины / В.В. Дарищев [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2020. – № 7. – С. 33–38.
34. Computer modelling group [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.petec.ru/cmng> (дата обращения: 29.10.2021).
35. Дополнение к технологическому проекту разработки Толумского нефтяного месторождения. – 2018.
36. Уточнение геолого-гидродинамической модели сложнопостроенной залежи нефти путем комплексного анализа данных / Н.Д. Козырев [и др.] // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331, № 10. – С. 164–177. DOI: 10.18799/24131830/2020/10/2866
37. Боженок Н.Н. Методы адаптации и снижения неопределенностей при геолого-гидродинамическом моделировании терригенных коллекторов на примере ряда месторождений Западной Сибири. – М., 2018.
38. Чистякова Н.Ф., Масунов Д.В. Применение метода гидродинамического моделирования для оптимизации разработки месторождений углеводородного сырья в условиях высокой обводненности пластов-коллекторов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2019. – Т. 5, № 1. – С. 176–186. DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-1-176-186
39. Исходная геолого-гидродинамическая модель Толумского месторождения: файлы в программном комплексе «ROXAR» / ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». – Тюмень, 2018.
40. Промысловые данные по эксплуатации скважин Толумского месторождения: банк данных; внутренняя база данных по геолого-технологическим параметрам работы скважин за весь период эксплуатации с 1974 по 2021 год / ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». – Когалым, 2021.
41. Рукава плосковорачиваемые [Электронный ресурс]. – URL: <https://balticflex.ru/catalog/rukava-i-shlangi/rukava-ploskovorachivaemye/> (дата обращения: 05.10.2021).
42. Регламент инвестиционного планирования / ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». – Когалым, 2020.
43. Налоговый кодекс Российской Федерации, статья 333.45, п. 1, пп. 3 [Электронный ресурс]. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/0a9978f745a73f005b47362cfbea3a30154607/ (дата обращения: 05.10.2021).
44. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов / ПАО «ЛУКОЙЛ». – М., 2019.
45. Международные подходы к углеродному ценообразованию [Электронный ресурс] / Департамент многостороннего экономического сотрудничества МИНЭКОНОМРАЗВИТИЯ России. – URL: <https://www.economy.gov.ru/material/file/c13068c695b51eb60ba8cb2006dd81c1/13777562.pdf> (дата обращения: 29.09.2021).

References

1. Trebovaniia k sostavu i pravilam oformleniia predstavliaemykh na gosudarstvennuiu ekspertizu materialov po tekhniko-ekonomicheskomu obosnovaniuu koeffitsientov izvlecheniia nefi [Requirements for the composition and rules of execution of materials submitted for state examination on the feasibility study of oil recovery factors]. Moscow, 2008, 5 p.
2. Mestorozhdeniia nefi i gazoneftiane. Pravila razrabotki: Natsional'nyi standart Rossiiskoi Federatsii [Oil and gas fields. Development rules: National standard of the Russian Federation]. Moscow, 2008, 3 p.
3. Ruzin L.M., Morozjuk O.A. Metody povysheniia nefteotdachi plastov [Methods for enhanced oil recovery]. Perm', 2014, pp. 5-8.
4. Shmal' G.I. Problemy pri razrabotke trudnoizvlekaemykh zapasov nefi v Rossii i puti ikh resheniia [The Problem of Developing Oil Difficult to Recover in Russia and Solution Approaches]. *Georesursy*, 2016, vol. 18, no. 4, part 1, pp. 256-260. DOI: 10.18599/grs.18.4.2
5. Gladkov E.A. Geological and hydrodynamic modeling of oil and gas fields. Tomsk: Tomskii politekhnicheskii universitet, 2012, pp. 4-9.
6. Nurgatin R.I., Lysov B.A. Primeneniie 3D modelirovaniia v neftegazovoi ottrasli [Application of 3D modeling in the oil and gas industry]. *Izvestiia Sibirskogo otdeleniia Sektssi nauk o Zemle RAEN*, 2014, no. 1 (44), pp. 1-3.
7. Grishchenko M.A., Avramenko E.B., Lytkin A.E. Otsenka kachestva zapasov na osnove analiza geologicheskikh neopredelennosti [Evaluation of the quality of reserves based on the analysis of geological uncertainties]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2011, no. 11, pp. 32-36.
8. Morozjuk O.A. et al. Otsenka vliianiia poputnogo nefiyanogo gaza s vysokim soderzhaniiem dioksida ugleroda na rezhim vytesneniia nefi pri razrabotke Tolumskogo mestorozhdeniia [Estimation of the Influence of Associated Petroleum Gas with a High Carbon Dioxide Content on the Oil Displacement Regime in the Development of the Tolumskoye Field]. *Nedropolzovanie*, 2021, vol. 21, no. 1, pp. 42-48. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.1.7
9. Maradamshin R.R., Stenkin A.V. et al. Laboratornye issledovaniia primeneniia poputnogo nefiyanogo gaza s vysokim soderzhaniiem SO₂ dlja zakachki na Tolumskom mestorozhdenii [Laboratory investigations of using high CO₂ associated petroleum gas for injection at the Tolum field]. *Nedropolzovanie*, 2021, vol. 21, no. 4, pp. 163-170. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.4.3
10. Baikov N.M. Opyt povysheniia nefteotdachi na mestorozhdeniiakh SShA putem zakachki SO₂ [Experience of enhanced oil recovery at US fields by CO₂ injection]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 11, pp. 141-143.
11. Ramochnaia konventsiia ob izmenenii klimata. Parizhskoe soglasenie [Framework Convention on Climate Change. Paris Agreement], available at: <https://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/109r01.pdf> (accessed 20 June 2021).
12. Otchet ob ustoiчивom razvitiu gruppy "LUKOIL" [Sustainability Report of the LUKOIL Group], 2020, pp. 25-26, 56-57.

13. Osnovnye pokazateli dobychi prirodnogo i poputnogo neftianogo gaza Rossiiskoi Federatsii [Main indicators of natural and associated petroleum gas production in the Russian Federation], available at: <https://minenergo.gov.ru/node/1215> (accessed 20 June 2021).
14. Eder L.V., Provorniaia I.V., Filimonova I.V. Dobycha i utilizatsiia poputnogo neftianogo gaza kak napravlenie kompleksnogo osvoiniia nedr: rol' gosudarstva i biznesa, tekhnologii i ekologicheskikh ogranichenii [The recovery and utilization of associated petroleum gas as the direction of comprehensive exploitation of mineral resources: the role of the state and business, technology and ecological limits]. *Burenie i nef'*, 2016, no. 10, pp. 8-15.
15. Bocharov D.D. Kompleksnaia otsenka innovatsionnykh proektov ratsional'nogo ispol'zovaniia poputnogo neftianogo gaza [Comprehensive assessment of innovative projects for the rational use of associated petroleum gas]. Abstract of Ph. D. thesis. Moscow: NIU Vysshiaia shkola ekonomiki, 2011, 27 p.
16. Grushevenko E. et al. Dekarbonizatsiia neftegazovoi otrasli: mezhdunarodnyi opyt i priorityty Rossii [Decarbonization of the Oil and Gas Industry: International Experience and Russia's Priorities]. Moscow: MShU "Skolkovo", 2021.
17. Mezhdunarodnye podkhody k uglerodnomu tsenoobrazovaniiu [International approaches to carbon pricing]. Moscow: Departament mnogostoronnego ekonomicheskogo sotrudnichestva minekonomrazvitiia Rossii, 2021.
18. Braginskii O.B. Utilizatsiia poputnogo neftianogo gaza - faktor ratsional'nogo ispol'zovaniia uglevodorodnogo syr'ia [Utilization of associated petroleum gas - a factor in the rational use of hydrocarbon raw materials]. *Ekonomicheskii analiz: teoriia i praktika*, 2014, no. 23 (374), available at: <https://cyberleninka.ru/article/n/utilizatsiya-poputnogo-neftianogo-gaza-faktor-ratsionalnogo-ispolzovaniya-uglevodorodnogo-syrya> (accessed 20 June 2021).
19. Knizhnikov A.Iu., Il'in A.M. Problemy i perspektivy ispol'zovaniia poputnogo neftianogo gaza v Rossii [Problems and prospects for the use of associated petroleum gas in Russia]. Moscow: Vsemirnyi fond dikoi prirody (WWF), 2017.
20. Zemtsov Iu.V. et al. Rezul'taty zakachek melkodispersnoi vodogazovoi smesi dlia uvelicheniia nefteodachi ob'ekta BV8 Samotlorskogo mestorozhdeniia [Results of injection of finely-dispersed water and gas blend to enhance oil recovery of Samotlor field's BV₈ target]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2013, no. 10, pp. 49-55.
21. Van'kov A., Nurgaliev R. Skhema zakachki vodogazovoi smesi v plast s utilizatsiei poputnogo neftianogo gaza [Scheme of injection of a water-gas mixture into a reservoir with utilization of associated petroleum gas]. *Tekhnologii toplivno-energeticheskogo kompleksa*, 2007, no. 5, pp. 63-69.
22. Stright D.H., Aziz K. Carbon dioxide injection into bottom-water, undersaturated viscous oil reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, 1977, vol. 29, no. 10, pp. 1248-1258. DOI: 10.2118/6116-PA
23. Patton J.T., Coats K.H., Spence K. Carbon Dioxide well stimulation: Part 1-A parametric study. *Journal of Petroleum Technology*, 1982, vol. 34, no. 08, pp. 1798-1804. DOI: 10.2118/9228-PA
24. Patton J.T. et al. Authors' reply to discussion of carbon dioxide well stimulation: Part 2-design of Aminoil's North Bolsa Strip project. *J. Pet. Technol. (United States)*, 1983, vol. 35, no. 7.
25. Monger T.G., Coma J.M. A laboratory and field evaluation of the CO₂ huff'n'puff process for light-oil recovery. *SPE reservoir engineering*, 1988, vol. 3, no. 04, pp. 1168-1176. DOI: 10.2118/15501-PA
26. Ma J. et al. Enhanced light oil recovery from tight formations through CO₂ huff 'n' puff processes. *Fuel*, 2015, vol. 154, pp. 35-44. DOI: 10.1016/j.fuel.2015.03.029
27. Haines H.K., Monger T.G. A laboratory study of natural gas huff'n'puff. *CIM/SPE International Technical Meeting. OnePetro*, 1990. DOI: 10.2118/21576-MS
28. Sahin S. et al. A quarter century of progress in the application of CO₂ immiscible EOR project in Bati Raman heavy oil field in Turkey. *SPE Heavy Oil Conference Canada. OnePetro*, 2012. DOI: 10.2118/157865-MS
29. Olenick S. et al. Cyclic CO₂ injection for heavy-oil recovery in Halfmoon field: laboratory evaluation and pilot performance. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. OnePetro*, 1992. DOI: 10.2118/24645-MS
30. Issever K., Pamir A.N., Tirek A. Performance of a heavy-oil field under CO₂ injection, Bati Raman, Turkey. *SPE Reservoir Engineering*, 1993, vol. 8, no. 04, pp. 256-260. DOI: 10.2118/20883-PA
31. Torabi F. et al. Comparative evaluation of immiscible, near miscible and miscible CO₂ huff-n-puff to enhance oil recovery from a single matrix-fracture system (experimental and simulation studies). *Fuel*, 2012, vol. 93, pp. 443-453. DOI: 10.1016/j.fuel.2011.08.037
32. RITEK vpervye v Rossii primenil tekhnologii Huff & Puff: novost' ot 16.10.2017 [RITEK applied Huff & Puff technology for the first time in Russia: news from 10/16/2017], available at: <http://ritek.lukoil.ru/ru/News/News?rid=164926> (accessed 29 October 2021).
33. Darishchev V.V. et al. Realizatsiia tekhnologii zakachki uglekislogo gaza v dobyvaiushchie skvazhiny [CO₂ Huff & Puff Injection Into Production Wells]. *Neft' Gaz. Novatsii*, 2020, no. 7, pp. 33-38.
34. Computer modelling group, available at: <https://www.petec.ru/cmng> (accessed 29 October 2021).
35. Dopolnenie k tekhnologicheskomu proektu razrabotki Tolumskogo neftianogo mestorozhdeniia [Addition to the technological project for the development of the Tolumskoye oil field], 2018.
36. Kozyrev N.D. et al. Utochnenie geologo-gidrodinamicheskoi modeli slozhnopostroennoi zalezhi nefi putem kompleksnogo analiza dannykh [Refinement of the geological and hydrodynamic model of a complex oil reservoir by means of a comprehensive data analysis]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring geosursov*, 2020, vol. 331, no. 10, pp. 164-177. DOI: 10.18799/24131830/2020/10/2866
37. Bozheniuk N.N. Metody adaptatsii i snizheniia neopredelennosti pri geologo-gidrodinamicheskom modelirovanii terrigenykh kollektorov na primere riada mestorozhdenii Zapadnoi Sibiri [Methods of adaptation and reduction of uncertainties in the geological and hydrodynamic modeling of terrigenous reservoirs on the example of a number of fields in Western Siberia]. Moscow, 2018.
38. Chistiakova N.F., Masunov D.V. Primenenie metoda gidrodinamicheskogo modelirovaniia dlia optimizatsii razrabotki mestorozhdenii uglevodorodnogo syr'ia v usloviakh vysokoi obvodnennosti plastov-kollektorov [Applying the method of hydrodynamic modeling to optimize the development of hydrocarbon raw materials in the conditions of high volume of collector plants]. *Vestnik Tiimenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matematicheskoe modelirovanie. Neft', gaz, energetika*, 2019, vol. 5, no. 1, pp. 176-186. DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-1-176-186
39. Iskhodnaia geologo-gidrodinamicheskaiia model' Tolumskogo mestorozhdeniia: faily v programnom komplekse "ROXAR" [Initial geological and hydrodynamic model of the Tolumskoye field: files in the ROXAR software package]. Tiumen': OOO "LUKOIL-Zapadnaia Sibir", 2018.
40. Promyslovyie dannye po ekspluatatsii skvazhin Tolumskogo mestorozhdeniia: bank dannykh; vnutrenniaia baza dannykh po geologo-tekhnologicheskim parametram raboty skvazhin za ves' period ekspluatatsii s 1974 po 2021 god [Field data on the operation of wells of the Tolumskoye field: data bank; internal database on geological and technological parameters of well operation for the entire period of operation from 1974 to 2021]. Kogalym: OOO "LUKOIL-Zapadnaia Sibir", 2021.
41. Rukava ploskosvorachivaemye [Flat-roll sleeves], available at: <https://balticflex.ru/catalog/rukava-i-shlangi/rukava-ploskosvorachivaemye/> (accessed 05 October 2021).
42. Reglament investitsionnogo planirovaniia [Investment planning regulation]. Kogalym: OOO "LUKOIL-Zapadnaia Sibir", 2020.
43. Nalogovyi kodeks Rossiiskoi Federatsii, statia 333.45, p. 1, pp. 3 [Tax Code of the Russian Federation, article 333.45, part 1, paragraph 3], available at: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/0a997e8f74f5a73f005b47362cfbea3a30154607/ (accessed 05 October 2021).
44. Metodicheskie rekomendatsii po otsenke effektivnosti investitsionnykh proektov [Guidelines for evaluating the effectiveness of investment projects]. Moscow, PAO "LUKOIL", 2019.
45. Mezhdunarodnye podkhody k uglerodnomu tsenoobrazovaniiu [International approaches to carbon pricing]. Departament mnogostoronnego ekonomicheskogo sotrudnichestva MINEKONOMRAZVITIIA Rossii, available at: <https://www.economy.gov.ru/material/file/c13068c695b51eb60ba8cb2006dd81c1/13777562.pdf> (accessed 29 September 2021).

Финансирование. Исследование не имело спонсорской поддержки.

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.