УДК 622.276

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА ДЛЯ ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

THE ANALYSIS OF EFFICIENCY OF USE OF CARBON DIOXIDE FOR VERKHNEYURSKY DEPOSITS OF WESTERN SIBERIA

Романова Мария Юрьевна
магистр,
Тюменский индустриальный университет
Romanovamyu@mail.ru

Синцов Иван Алексеевич
кандидат технических наук,
доцент кафедры РЭНГМ,
Тюменский индустриальный университет
ivan_sintsov@mail.ru

Аннотация. В данной работе проведена оценка эффективности применения углекислого газа с достижением эффекта смешивающегося вытеснения для верхнеюрских отложений Западной Сибири, которые характеризуются невысоким коэффициентом вытеснения нефти водой и относительно небольшими нефтенасыщенными толщинами. В качестве источника предлагается сжигать природный газ, при этом на выходе объем углекислого газа будет в пять раз больше сжигаемого. Для расчетов была выбрана поздняя стадия разработки месторождения для оценки эффективности метода после закачки воды. Расчеты проводились на секторной гидродинамической модели в Tempest More. В результате исследований был предложен новый метод разработки месторождений, который позволит получить дополнительную добычу нефти и повысить экономическую эффективность проекта.

Ключевые слова: углекислый газ, нефть, верхнеюрские отложения, гидродинамическая модель, анализ эффективности.

Romanova Maria Yurevna
Master,
Tyumen industrial university
Romanovamyu@mail.ru

Sintsov Ivan Alekseevich
Candidate of Technical Sciences,
Associate professor of RENGM,
Tyumen industrial university
ivan_sintsov@mail.ru

Annotation. In this work the assessment of efficiency of use of carbon dioxide with achievement of effect of the mixing-up replacement for the verkhneyurskikh of deposits of Western Siberia which are characterized by low coefficient of replacement of oil by water and rather small petrosaturated thickness is carried out. As a source it is offered to burn natural gas, at the same time at the exit the volume of carbon dioxide will be five times more than burned. For calculations the late stage of mining for an assessment of efficiency of a method after pumping water has been chosen. Calculations were carried out on sector hydrodynamic model to Tempest More. As a result of researches, the new method of development of fields has been offered that will allow to receive additional oil production and to increase economic efficiency of the project.

Keywords: carbon dioxide, oil, verkhneyursky deposits, hydrodynamic model, analysis of efficiency.

Рост доли трудноизвлекаемых запасов в России заставляет искать новые решения по разработке нефтяных месторождений. Ключом к поддержанию уровней добычи является применение методов увеличения нефтеотдачи, которые нашли широкое распространение в мире, однако отечественных проектов очень мало. Большинство МУН, осуществляемых в России, относятся к тепловым методам. Также принято считать, что в России широко применяются физико-химические методы, однако это не совсем так, поскольку применение физико-химических методов носит в большинстве случаев лишь локальных характер. Все больший интерес со стороны нефтяных компаний проявляется к газовым методам увеличения нефтеотдачи, которые заслужили признание на месторождения США, Канады, Венесуэлы и других. В восьмидесятых годах в СССР велись обширные промышленные эксперименты по применению газовых методов, однако последующие экономические и политические события привели к тому, что до двухтысячных годов никаких промышленных работ в этом направлении не велось, в то время как в остальном мире технология закачки газов разного состава была отработана, внедрены десятки проектов, доказана эффективность смешивающего вытеснения [1].

Среди всех внедренных проектов около 95 % приходится на смешивающееся вытеснение и только 5 % на несмешивающееся вытеснение. Такое распределение вполне логично, поскольку при смешивающемся вытеснении достигается максимальная нефтеотдача, которая в лабораторных условиях может доходить до 100 %. В качестве агентов воздействия могут ипользоваться углеводородный, дымовой, углекислый газы, азот, кислород, воздух, то есть те газы, которые могут быть доступны в больших количествах. При применении азота сложно добиться смешивающего вытеснения, поэтому его применяют достаточно редко для поддержания пластового давления там, где есть про-

блема использовать для закачки воду. Кислород и воздух достаточно хорошие агенты, однако характеризуются высокой взрывоопасностью, что делает их применение достаточно рискованным. Широкое применение нашли только углеводородный и углекислый газы, при закачке которых можно добиться полной смешиваемости. Закачка углекислого газа считается более предпочтительной с точки зрения смешивающегося вытеснения [2].

При условии наличия требуемого физического состояния CO_2 легко смешивается с нефтью, выступая в большей степени в качестве растворителя. Однако газовое воздействие имеет свои недостатки, связанные с тем, что жидкий или сверхкритический углекислый газ имеет плотность, которая меньше, чем у нефти, как минимум, в два раза. Это приводит к снижению коэффициента охвата и, как следствие, меньшей нефтеотдаче. При водогазовом воздействии происходит замещение водой. Смешиваемость газа позволяет уменьшать значение остаточной нефтенасыщенности почти до нулевого показателя, в результате чего происходит значительное увеличения дебита нефти. Дальнейшая закачка воды позволяет сохранять равномерный фронт вытеснения. В некоторых случаях для смешивающегося вытеснения *КИН* может достигать 99 %.

Использование углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов широко распространено в мировой практике. Данный способ закачки нашел массовое применение в США, Канаде, Турции, Бразилии, Китае и странах Европы, а также был опробован в 80-е годы на отечественных месторождениях (Радаевском, Сергеевском, Ольховском, Козловском). В то время как эффективность закачки углекислого газа доказана, в России данный метод не нашел своего применения. До сих пор в России не осуществлено ни одного полноценного проекта смешивающегося вытеснения с использованием углекислого газа. Одной из главных проблем является поиск источника CO_2 для закачки. Все источники можно разделить на две группы – естественные и антропогенные. К естественным относятся месторождения углекислого газа, которые на территории России практически не разведаны. Вопрос наличия или отсутствия этих источников остается открытым, специальные исследования на территории России не велись. С другой стороны, существуют антропогенные источники – предприятия химической промышленности, электростанции. В случае, если они располагаются вблизи месторождений, то могут служить источником дымовых газов, из которых можно извлечь CO_2. Также дымовой газ можно получить путем сжигания углеводородного газа, при этом из одного объема углеводородного газа получают шесть объемов дымового газа. [3].

В данной работе рассмотрена возможность применения газового воздействия с достижением эффекта смешивающегося вытеснения для верхнеюрских отложений Западной Сибири, которые характеризуются невысоким коэффициентом вытеснения нефти водой и относительно небольшими нефтенасыщенными толщинами. В качестве источника предлагается сжигать природный газ, при этом на выходе объем углекислого газа будет в пять раз больше сжигаемого [4]. Для расчетов была выбрана поздняя стадия разработки месторождения.

Для оценки эффективности была построена универсальная гидродинамическая модель верхнеюрского коллектора в программном комплексе «Tempest More 7.0». Параметры универсальной модели были заданы на основании статистического анализа верхнеюрских отложений по 25 месторождениям, находящимся в пределах Нижневартовского свода. Основные характеристики модели:

- пористость – 0,169 д.ед.;
- проницаемость – 25,5 мД;
- эффективная толщина – 8,5 м;
- размер модели – 5000 х 5000 м;
- количество добывающих скважин – 36;
- количество нагнетательных скважин – 25;
- расстояние между скважинами – 500 м;
- начальное пластовое давление – 26 МПа;
- давление насыщения – 11 МПа;
- начальная нефтенасыщенность – 0,63;
- коэффициент вытеснения – 0,57;
- расчетный период – 15 лет

С использованием реальных статистических данных были заданы фазовые проницаемости и кривые капиллярного давления в соответствии с рисунком 1.

Для рассмотрения процесса закачки углекислого были размещены двадцать пять пятиточечных элементов. На объекте присутствует двадцать пять нагнетательных скважин (1_0, 2_0, 3_0, 4_0, 5_0, 6_0, 7_0, 8_0, 9_0, 10_0,11_0, 12_0, 13_0, 14_0, 15_0, 16_0, 17_0, 18_0, 19_0, 20_0, 21_0, 22_0, 23_0, 24_0, 25_0) и тридцать шесть добывающих. Это позволяет проводить простейшие эксперименты для оценки эффективности применения углекислого газа.

Модель имеет следующие геометрические характеристики – 5000 х 5000 х 50 м. Всего было задано 17 слоев с различной проницаемостью, при этом, согласно универсальной модели, было выделено два непроницаемых пропластка, характеризующие глинистые отложения с очень низкой проницаемостью (вертикальная – 0,001 мД, горизонтальная 0,00001 мД), а также три проницаемых пропластка. Проницаемость пропластков составила 25,5 мД и 5 мД соответственно.

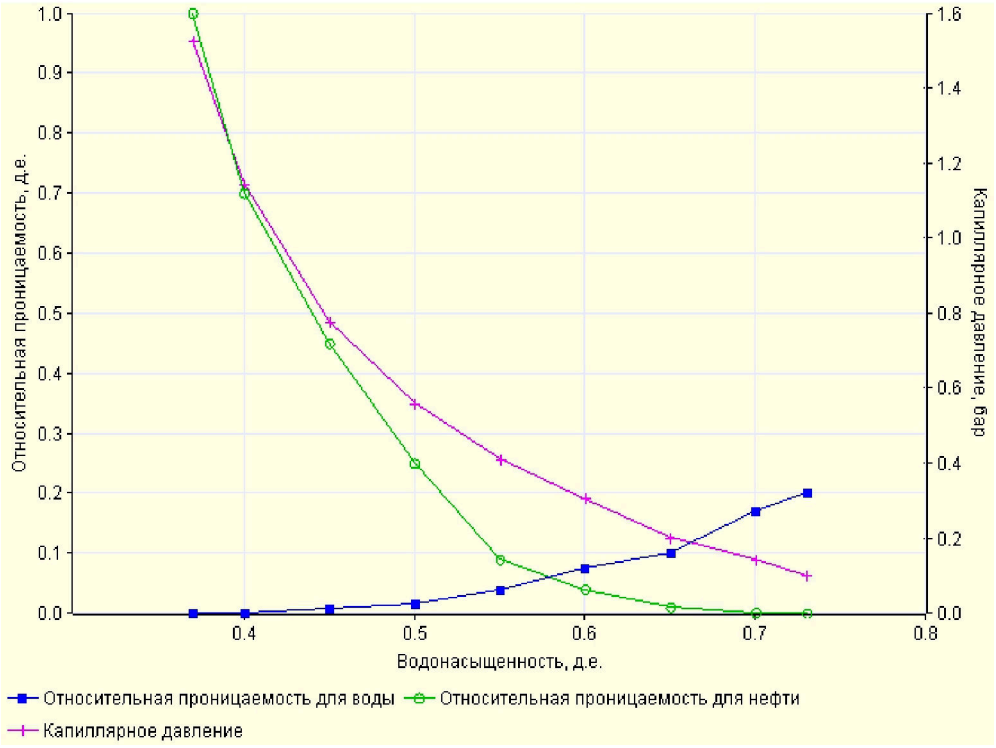

Рисунок 1 – Относительные фазовые проницаемости, капиллярное давление

В послойно-неоднородной модели проницаемость для каждого слоя задана различной, при этом слои с большей и меньшей проницаемостью сгруппированы по трем пропласткам. Распределение по пропласткам следующее: в первом пропластке вертикальная проницаемость слоев изменяется от 7 до 13 мД, во втором пропластке – от 21,5 до 26,5 мД, в третьем пропластке – от 29,5 до 47 мД. Значение горизонтальной проницаемости варьируются от 1,4 до 9,4 мД. в соответсвии с таблицей 1.

Таблица 1 – Значение горизонтальной и вертикальной проницаемости в послойно-неоднородном коллекторе

		Ось X, мД	Ось Y, мД	Ось Z, мД
1-й проницаемый пропласток	1 слой	7,000	7,000	1,400
	2 слой	13,000	13,000	2,600
	3 слой	11,000	11,000	2,200
Непроницаемый пропласток	4 слой	0,0010	0,0010	0,000001
	5 слой	0,0010	0,0010	0,000001
	6 слой	0,0010	0,0010	0,000001
2-й проницаемый пропласток	7 слой	21,500	21,500	4,300
	8 слой	26,500	26,500	5,300
	9 слой	24,000	24,000	4,800
	10 слой	23,500	23,500	4,700
Непроницаемый пропласток	11 слой	0,0010	0,0010	0,000001
	12 слой	0,0010	0,0010	0,000001
	13 слой	0,0010	0,0010	0,000001
3-й проницаемые пропласток	14 слой	38,000	38,000	7,600
	15 слой	47,000	47,000	9,400
	16 слой	39,500	39,500	7,900
	17 слой	29,500	29,500	5,900

Данное распределение проницаемости по слоям произведено по методу Гаусса. По данному графику в нашей модели количество интервалов в проницаемых пропластках с проницаемостью от 0 до 10 мД – один, также один интервал с проницаемостью от 40 до 50 мД, два интервала с проницаемостью от 10 до 20 мД и два интервала с проницаемостью от 30 до 40 мД, наибольшее количество интервалов – 5, имеют проницаемость от 20 до 30 мД. Распределение проницаемости приведено на рисунке 2.

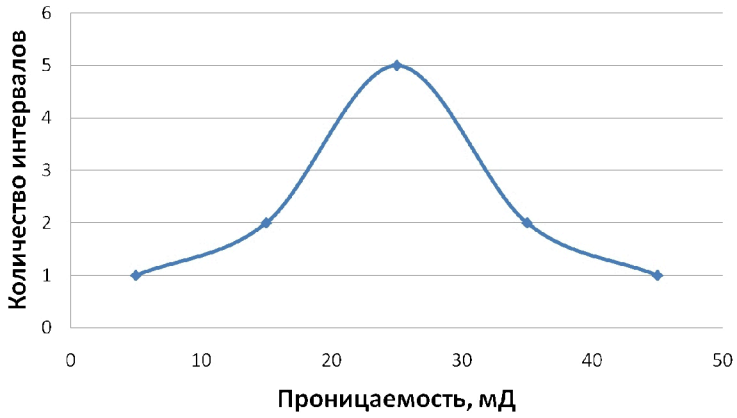

Рисунок 2 – График распределения проницаемости по методу Гаусса

Такое распределение позволяет увеличить степень неоднородности пласта [5]. Как ранее было отмечено, циклическое заводнение тем эффективнее, чем неоднороднее пласт. Модель послойно-неоднородного коллектора приведена на рисунке 3.

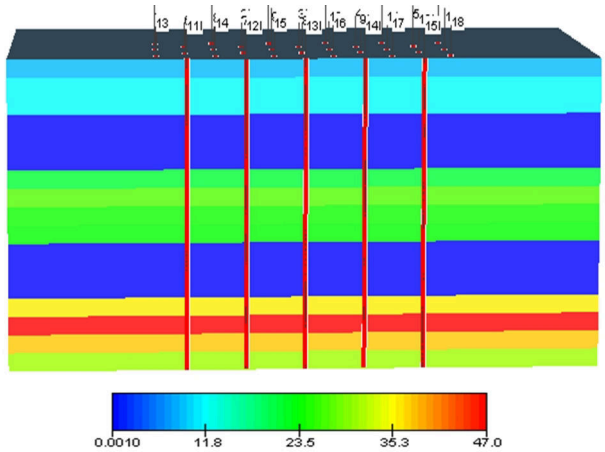

Рисунок 3 – Базовый вариант послойно-неоднородной гидродинамической модели

Результаты гидродинамических расчетов различных вариантов закачки CO_2 на поздней стадии разработки.

Для начала рассмотрим базовый вариант. Базовый вариант предполагает постоянную закачку воды в течение 15 лет, при этом достигаются критические значения обводненности 97–98 %. Гидродинамические расчеты проводились с 2014 по 2029 год, закачка воды осуществлялась с первого года разработки. Хочется отметить, что более 90 % разработки нефтяных месторождений осуществляется с помощью обычного заводнения. Согласно расчетам, за 15 лет накопленная добыча нефти по базовому варианту послойно-неоднородной модели составила 2062,98 тыс. $м^3$.

Для изучения эффективности применения углекислого газа на поздних стадиях разработки были рассмотрены следующие варианты:

- Вариант № 2 с закачкой CO_2 при обводненности 80 %;
- Вариант № 3 с закачкой CO_2 при обводненности 80 % ниже линии ВНК
- Вариант № 2 с закачкой CO_2 при обводненности 80 %

Вариант № 2 предполагает собой закачку CO_2 на поздней стадии разработки в нефтенасыщенные интервалы при обводненности 80 %. Для моделирования закачки CO_2 использовалась функция SOLVENT – растворитель, а также коэффициент TODDA был принят за 1, т.е. полное смешивание.

Результаты расчетов отображены на рисунке 4. За первый год накопленная добыча нефти не увеличивается, однако со 2-го года происходит значительное увеличение накопленной добычи.

На графике обводненности (рис. 4), наоборот, в первый год значение обводненности резко увеличивается, затем снижается.

Это объяснется тем, что фронт закачки CO_2 проталкивает сначала воду, только затем нефть [6]. Коэффициент извлечения нефти данного варианта по сравнению с базовым увеличивается на 68 %. Дополнительная добыча по сравнению с базовым вариантом увеличивается на 953 тыс. $м^3$.

Модель смешивающего вытеснения нефти углекислым газом представлена на рисунке 6.

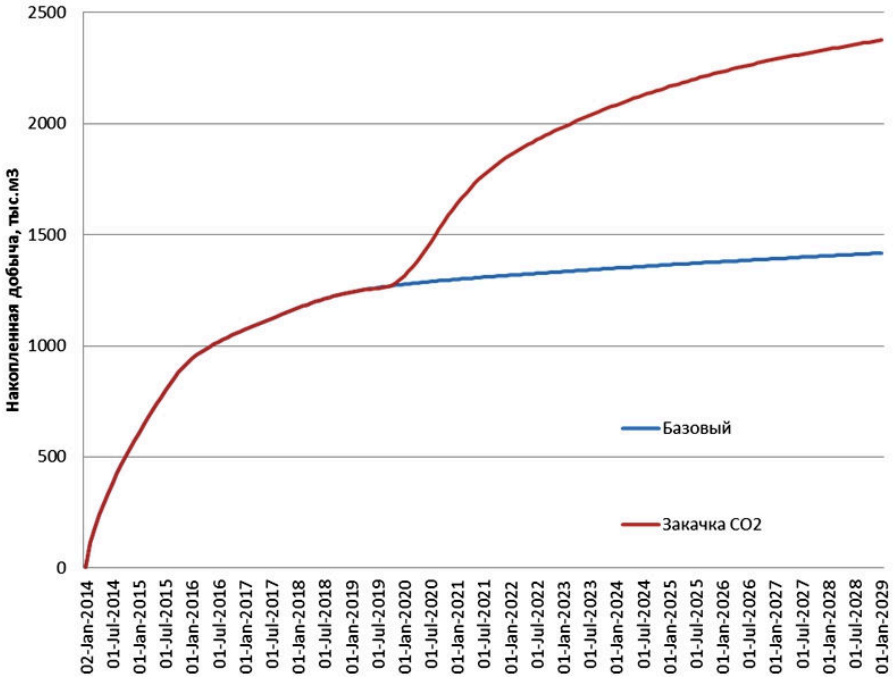

Рисунок 4 – Накопленная добыча нефти Варианта№ 2

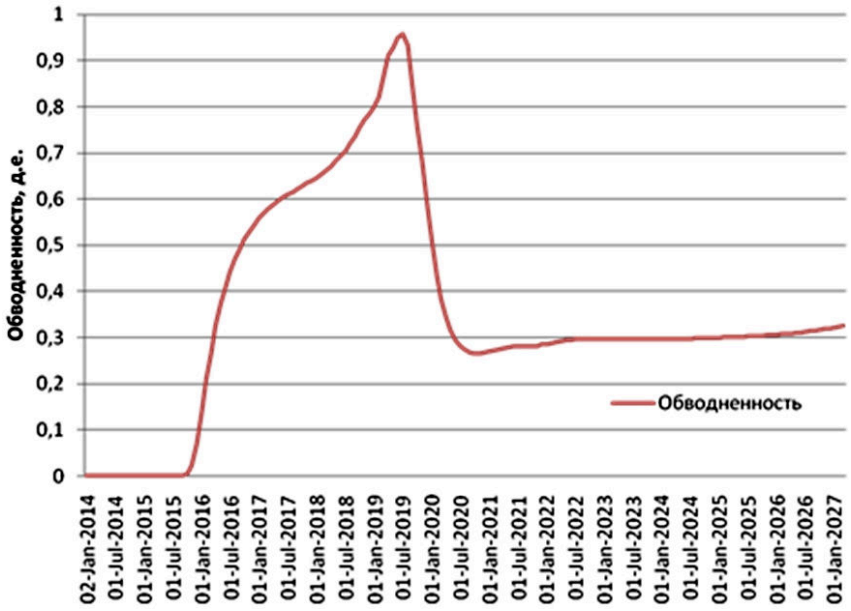

Рисунок 5 – Значение обводненности Варианта№ 2

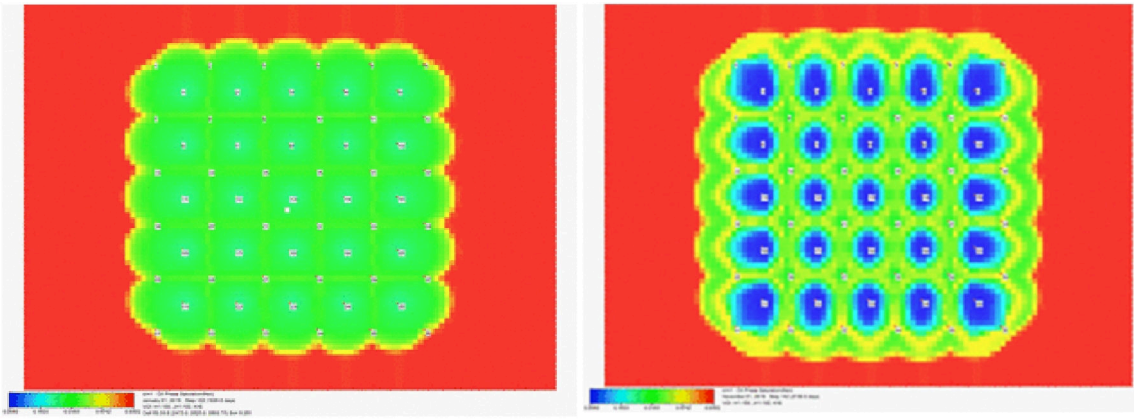

Рисунок 6 – Модель смешивающего вытеснения CO2

Вариант № 3 с закачкой CO_2 при обводненности 80 % ниже линии ВНК

При изучении проблематики вопроса мы обратили внимание, что данный метод применяется не только для нефтенасыщенных коллекторов, но и в водонасыщенных, где присутствует остаточная нефть (ниже линии ВНК) [7]. Гидродинамические расчеты были проведены для месторождений на поздней стадии разработки ниже линии ВНК с учетом перфорации нижних интервалов. Проницаемость водонасыщенных интервалов в модели была задана аналогично проницаемости нефтенасыщенных толщин.

По результатам расчета с первых лет применения CO_2 происходит увеличение накопленной добычи нефти нефти. Существенный рост нефтеотдачи происходит за счет добычи из водонасыщенной части. Добыча нефти увеличивается в 2 раза по сравнению с обычным заводнением. Дополнительная добыча по сранению с базовым вариантом составляет 1104 тыс. м^3. Коэффициент извлечения нефти по сравнению с базовым увеличивается на 78 %. Расчеты представлены на рисунке 7.

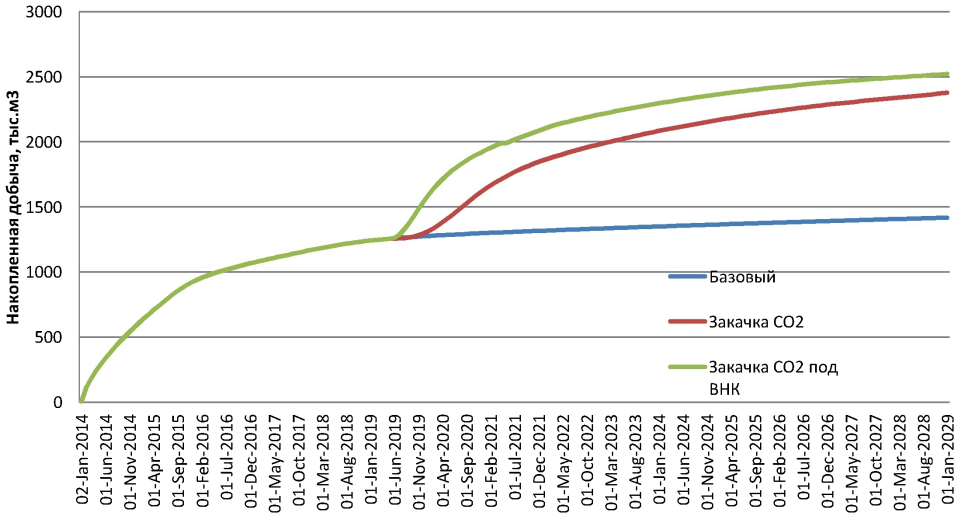

Рисунок 7 – Накопленная добыча нефти Варианта № 3

Расчет экономической эффективности вариантов

В результате гидродинамических расчетов были проведены экономические расчеты Варианта № 2 и Варианта № 3 по сравнению с базовым, которые показали, что при цене 40–50 $ за баррель Вариант№ 2 не является рентабельным. На поздней стадии разработки при сжигании ПНГ данный метод является экономически не выгодным. Данные расчетов приведены на рисунке 8.

Показатели	Ед. измер.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
1.Дополнительная добыча	тыс.т	0,0	294,0	213,0	115,0	85,0	69,0	55,0	43,0	30,0	25,0
2.Прирост выручки	тыс. руб.	0	5586000	4047000	2185000	1615000	1311000	1045000	817000	570000	475000
3.Прирост прибыли от реализации	тыс. руб.	-1000000	3263000	2088500	667500	232500	500	-202500	-376500	-565000	-637500
4.Прирост прибыли, облаг-й налогом	тыс. руб.	-1198000	3087000	1934500	535500	122500	-87500	-268500	-420500	-587000	-637500
5.ПДН.	тыс. руб.	-10198000	3469600	2547600	1428400	1098000	912500	731500	579500	413000	362500
6.НПДН.	тыс. руб.	-10198000	-6728400	-4180800	-2752400	-1654400	-741900	-10400	569100	982100	1344600
7.ДПДН.	тыс. руб.	-9270909	2867438	1914050	975616	681772	515082	375375	270341	175152	139759
8.ЧТС.	тыс. руб.	-9270909	-6403471	-4489421	-3513805	-2832033	-2316951	-1941576	-1671235	-1496082	-1356323

Рисунок 8 – Результаты экономического расчета Варианта № 2

Вариант № 3 не имеет большого дохода, однако является рентабельным. При использовании данного варианта можно увеличить нефтеотдачу в 2 раза, при этом оставаться с положительной экономикой. Это позволит поддерживать уровень добычи нефти, а также продлит срок жизни месторождения на завершающей стадии разработки. Расчеты представлены на рисунке 9.

Сравнение экономических показателей по Варианту № 2 и Варианту № 3 приедены на рисунке 10.

Таким образом, смешивающееся вытеснение углекислым газом на поздних стадиях разработки для Верхнеюрских отложений может быть эффективно технологически, но не экономически, однако подключение интервалов, находящихся под ВНК может повысить экономическую эффективность проекта.

Показатели	Ед. измер.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
1.Дополнительная добыча	тыс.т	263,0	358,0	149,0	102,0	69,0	54,0	41,0	29,0	25,0	21,0
2.Прирост выручки	тыс. руб.	4997000	6802000	2831000	1938000	1311000	1026000	779000	551000	475000	399000
3.Прирост прибыли от реализации	тыс. руб.	2813500	4191000	1160500	479000	500	-217000	-405500	-579500	-637500	-695500
4.Прирост прибыли, облаг-й налогом	тыс. руб.	2615500	4015000	1006500	347000	-109500	-305000	-471500	-623500	-659500	-695500
5.ПДН.	тыс. руб.	-6907600	4212000	1805200	1277600	890500	695000	528500	376500	340500	304500
6.НПДН.	тыс. руб.	-6907600	-2695600	-890400	387200	1277700	1972700	2501200	2877700	3218200	3522700
7.ДПДН.	тыс. руб.	-6279636	3480992	1356273	872618	552930	392309	271204	175640	144405	117398
8.ЧТС.	тыс. руб.	-6279636	-2798645	-1442371	-569753	-16823	375487	646691	822331	966736	1084134

Рисунок 9 – Результаты экономического расчета Варианта № 3

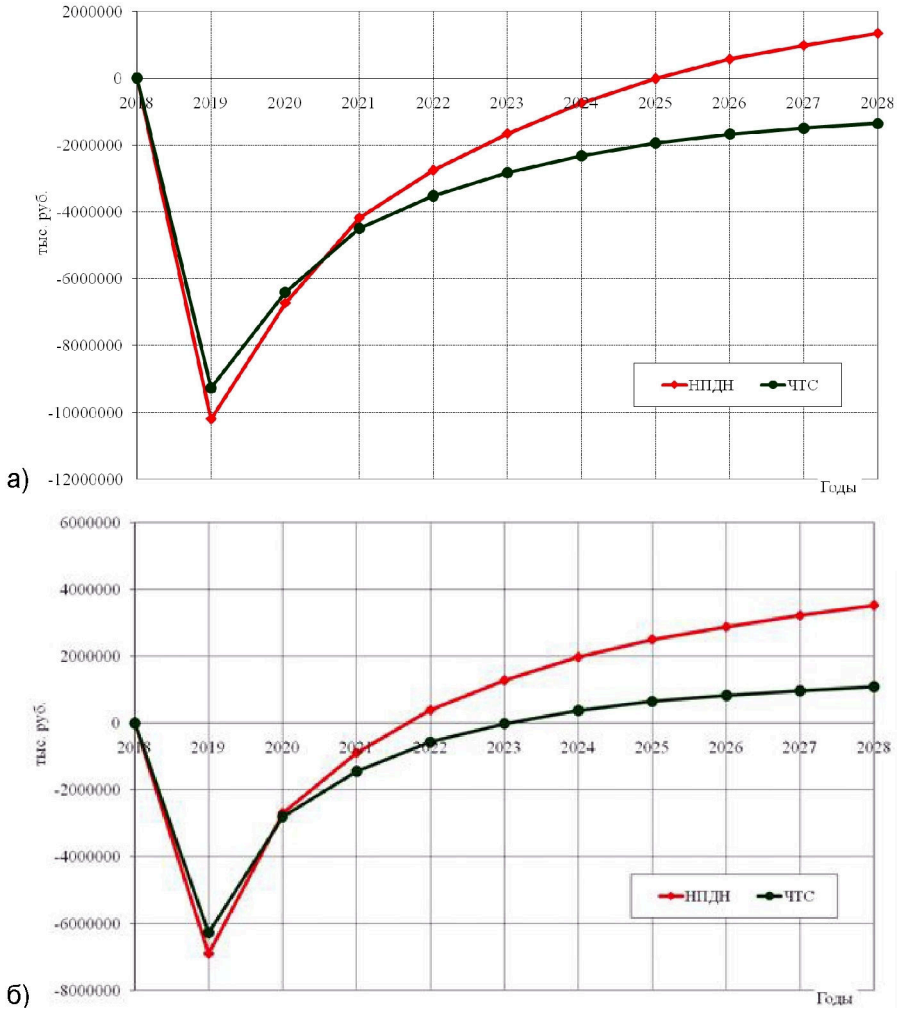

Рисунок 10 – а) экономические показатели по варианту с закачкой CO_2,
б) экономические показатели по варианту с закачкой CO_2 под ВНК

Выводы

В нашей работе рассмотрена возможность применения газового воздействия с достижением эффекта смешивающегося вытеснения для верхнеюрских отложений Западной Сибири, которые характеризуются невысоким коэффициентом вытеснения нефти водой и относительно небольшими нефтенасыщенными толщинами. В качестве источника предлагается сжигать природный газ, при этом на выходе объем углекислого газа будет в пять раз больше сжигаемого. Для расчетов была выбрана поздняя стадия разработки месторождения для оценки эффективности метода после закачки воды. Расчеты проводились на секторной гидродинамической модели в Tempest More с использованием опции Solvent. Закачка углекислого газа была начата при обводненности 80 %, прирост нефтеотдачи составил 68 % по сравнению с обычным заводнением. Были проведены экономические расче-

ты, которые показали, что при цене 40–50 $ за баррель данный вариант не является рентабельным. Однако учитывая геологические особенности данного коллектора, заключающиеся в наличии под ВНК обширной переходной зоны с достаточно высокими значениями остаточной нефтенасыщенности (20–30 %), был рассмотрен еще один вариант, когда добывающие и нагнетательные скважины достреливались под ВНК. Увеличение нефтеотдачи составило 78 % по сравнению с базовым вариантом, а чистый дисконтированный доход оказался в положительной области при ценах 40–50 $ за баррель. Несмотря на то, что проект по смешивающемуся вытеснению характеризуется большими рисками, он может быть рентабельным и обеспечить в перспективе прирост нефтеотдачи на 60–70 % даже на поздних стадиях разработки при условии, что в разработку будет подключаться не только нефтенасыщенная, но и переходная зона водонасыщенной части пласта

Литература:

1. Дженнифер Пресли (спец. корреспондент). American Oil&Gas / Reporter за июль 2012. Успешная практика использования углекислого газа на месторождении Солт Крик.
2. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М. : Недра, 1985. – 308 с.
3. Хисамутдинов Н.И. и др. Опыт повышения нефтеотдачи пластов чередующийся закачкой двуокиси углерода и воды. – М. :, 1991. – (Обзор информ. / ВНИИОЭНГ. Сер. «Техника и технология добычи нефти и обустройства нефтяных месторождений»); вып .6.
4. Вэлло Эй. Куускраа. American Oil&Gas / Reporter за апрель 2012. Применение закачки CO_2 с целью повышения нефтеотдачи в низкопроницаемых коллекторах открывает большие возможности для небольших частных компаний США.
5. Баталов Д.А., Гусев С.В., Девяткова С.Г., Киселев К.В. Справочник химических методов увеличения нефтеотдачи: справочное пособие. Сургут: рекламно-издательский информационный центр «Нефть Приобья» ОАО «Сургутнефтегаз», 2012. – 312 с.
6. Ривертон (шт. Вайоминг), Чарльз А. Петерсон, Devon Energy Corporation, Эдвард Дж. Пирсон, Devon Energy Corporation, Вероника Т. Чодур, Devon Energy Corporation, Карлос Перьера, M3 Petroleum Engineering. Проект по использованию углекислого газа (CO_2) с целью повышения нефтеотдачи (EOR), реализуемый на месторождении Бивер Крик (пласт Мэдисон) (Проект Бивер Крик Мэдисон) (Статья SPE 152862. Настоящий документ был подготовлен для участников 18-го Международного симпозиума по повышению нефтеотдачи Общества инженеров-нефтяников SPE, проводимого 14–18 апреля 2012 г. в г. Талса (шт. Оклахома)).
7. B. Todd Hoffman, Колорадское горное училище. Сравнение различных газовых методов увеличения нефтеотдачи в нефтяных сланцах (Статья SPE 154329. Настоящий документ был подготовлен для участников 18-го Международного симпозиума по повышению нефтеотдачи Общества инженеров-нефтяников SPE, проводимого 14–18 апреля 2012 г. в г. Талса (шт. Оклахома)).

References:

1. Jennifer Presley (special correspondent). American Oil&Gas / Reporter for July, 2012. Successful practice of use of carbon dioxide on the field Solt Krik.
2. Surguchev M.L. Secondary and tertiary methods of increase in oil recovery of layers. – M. : Nedra, 1985. – 308 p.
3. Hisamutdinov N.I., etc. The experience of increase in oil recovery of layers alternating pumping dioxide of carbon and water. – M. : 1991. – (Review inform. / VNIIOENG. It is gray. «Equipment and technology of oil production and arrangement of oil fields»); issue 6.
4. Vello Ey. Kuuskraa. American Oil&Gas / Reporter for April, 2012. Application of downloading CO_2 for the purpose of increase in oil recovery in low-permeability collectors opens great opportunities for the small private companies of the USA.
5. Batalov D.A., Gusev S.V., Devyatkova S.G., Kiselyov K.V. Reference book of chemical methods of increase in oil recovery : handbook. Surgut: advertizing and publishing information center «Oil of Priobye» of JSC Surgutneftegas, 2012. – 312 p.
6. Riverton (piece Wyoming), Charles A. Peterson, Devon Energy Corporation, Edward Dzh. Pearson, Devon Energy Corporation, Veronika T. Chodur, Devon Energy Corporation, Carlos Peryera, Petroleum Engineering M3. The project on use of carbon dioxide (CO_2) for the purpose of increase in oil recovery (EOR) realized on the field Biver Krik (layer Madison) (the Project Biver Krik Madison) (the Article SPE 152862. The present document has been prepared for participants of the 18th International symposium on increase in oil recovery of Society of oil engineers of SPE which is carried out on April 14–18, 2012 in Tulsa (piece Oklahoma)).
7. B. Todd Hoffman, Colorado mountain school. Comparison of various gas methods of increase in oil recovery in oil slates (the Article SPE 154329. The present document has been prepared for participants of the 18th International symposium on increase in oil recovery of Society of oil engineers of SPE which is carried out on April 14–18, 2012 in Tulsa (piece Oklahoma)).