

УДК 622.276

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПАРОЦИКЛИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ НА ПРИМЕРЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ УЧАСТКА МОЛДАБЕК ВОСТОЧНЫЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КЕНБАЙ

А.Т. Жолдыбаева, В.В. Шишкин, В.З. Хажитов, А.Б. Ниязбаева,
Д.А. Сидоров, А.Т. Курманкулов

Высоковязкие нефти относятся к трудноизвлекаемым запасам углеводородов, которые отличаются от традиционных повышенной вязкостью в естественных условиях. Разработка месторождений с высоковязкой нефтью является актуальной задачей инженеров нефтегазовой отрасли не только в Казахстане, но и во всем мире. Настоящая статья посвящена оценке эффективности известных в нефтегазовой отрасли технологий, направленных на интенсификацию добычи и увеличение нефтеотдачи на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами. Один из видов подобных технологий – это термическое воздействие на залежи. В данной работе рассматривается возможность применения технологии пароциклической обработки скважин. Оценка пароциклической обработки скважин проведена с помощью 3D геолого-гидродинамической модели на примере участка Молдабек Восточный месторождения Кенбай. В результате моделирования проведен анализ текущего состояния разработки, выполнена адаптация гидродинамической модели на историю добычи и произведен расчет прогнозных показателей разработки для различных вариантов.

Ключевые слова: высоковязкие нефти, тепловые методы разработки, закачка пара, пароциклическая обработка скважин.

Анализ текущего состояния разработки уч. Молдабек Восточный месторождения Кенбай

Около половины всех работающих скважин уч. Молдабек Восточный приходится на объекты М-I и М-II. В настоящее время уровни добычи нефти и жидкости значительно отстают от проектных. В 2019 г. фактические уровни добычи нефти по I объекту (горизонт М-I) составили 16,6 тыс. т, по II объекту (горизонт М-II) – 29,7 тыс. т, что ниже проектных на 38 и 18% соответственно. Неподтверждение продуктивности добывающих скважин и дебитов нефти, которые значительно ниже проектных, обусловлено более сложными горно-геологическими условиями залегания и высокой вязкостью нефти, содержащейся в меловых горизонтах.

В табл. 1 приведены исходные геолого-физические характеристики меловых объектов уч. Молдабек Восточный.

Результаты эксплуатации скважин указывают на слабую эффективность традиционных способов воздействия на объекты М-I и М-II, в которых сосредоточено наибольшее количество геологических запасов нефти всего месторождения, составляющее порядка 63%. В 2019 г. суммарно из объектов М-I и М-II было добыто 46,3 тыс. т нефти, что составляет 15% от всей добытой нефти. За весь период разработки удельный отбор нефти на скважину для объекта М-I является самым минимальным и составляет 1,8 тыс. т; для объекта М-II аналогичный показатель оценивается в 3,4 тыс. т. Наблюдается высокий уровень обводнения действующего

Таблица 1. Исходные геолого-физические характеристики меловых объектов уч. Молдабек Восточный

Объекты	М-I	М-II
Средняя глубина залегания, м	277	285
Тип залежи	пластовые, тектонически экранированные	
Тип коллектора	терригенный	
Режим разработки	площадное заводнение	
Система размещения скважин	девятиточечная на основе квадратной сетки	
Коэффициент охвата процессом вытеснения, д. ед.	0,799	0,799
Соотношение скважин в элементе, доб/нагн.	3/1	3/1
Площадь нефтегазоносности, тыс. м ²	16219	5094
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	9,8	10,2
Пористость по керну, д. ед.	0,34	0,35
Пористость по ГИС, д. ед.	0,34	0,35
Средняя нефтенасыщенность, д. ед.	0,7	0,75
Проницаемость, мкм ² (по ГДИС)	0,751	0,799
Коэффициент песчаности, д. ед.	0,235	0,65
Коэффициент расчлененности, д. ед.	2,38	2,3
Начальная пластовая температура, °С	23,9	25
Начальное пластовое давление, МПа	2,56	2,6
Текущее пластовое давление, МПа	1,8	2,4
Средняя продуктивность, м ³ /сут*МПа	4,84	16,9
Средняя приемистость, м ³ /сут	24,3	31,8
Вязкость нефти в пластовых усл., МПа*с	377,6	246,6
Плотность нефти в пластовых услов., кг/м ³	889	889
Плотность нефти в поверхност. услов., кг/м ³	918,2	908,3
Объемный коэффициент нефти, д. ед.	1,035	1,023
Содержание в нефти серы, %	0,4	0,3
Содержание в нефти парафина, %	0,8	0,5
Давление насыщения нефти газом, МПа	1,29	1,6
Вязкость воды, МПа*с	1,01	

фонда скважин: к концу 2019 г. обводненность по скважинам объекта М-I и М-II увеличилась до 85,7 и 85,8% соответственно. Таким образом, специалисты нефтегазового сектора, занимающиеся разработкой данного месторождения, столкнулись со сложностью добычи высоковязких нефтей (далее – ВВН) и недостижением КИН при разработке традиционными методами. В

связи с этим встает задача поиска оптимальной технологии, применимой в условиях м. Кенбай

Оценка термических воздействий на залежи высоковязкой нефти посредством секторной 3D гидродинамической модели уч. Молдабек Восточный

месторождения Кенбай

В рамках оценки эффективности одной из технологий термического воздействия на залежи ВВН построена термическая секторная 3D геолого-гидродинамическая модель западной части объекта М-1 уч. Молдабек Восточный м. Кенбай (рис. 1).

Секторная 3D гидродинамическая модель уч. Молдабек Восточный м. Кенбай

(далее – ГДМ) построена в ПО Petrel компании Schlumberger. Описание секторной ГДМ представлено в табл. 2.

На основе адаптированной ГДМ (рис. 2) рассчитаны технологические показатели разработки месторождения с применением технологии пароциклической обработки скважин (далее – ПЦОС) с температурой 250°C, сухостью пара 0,5.

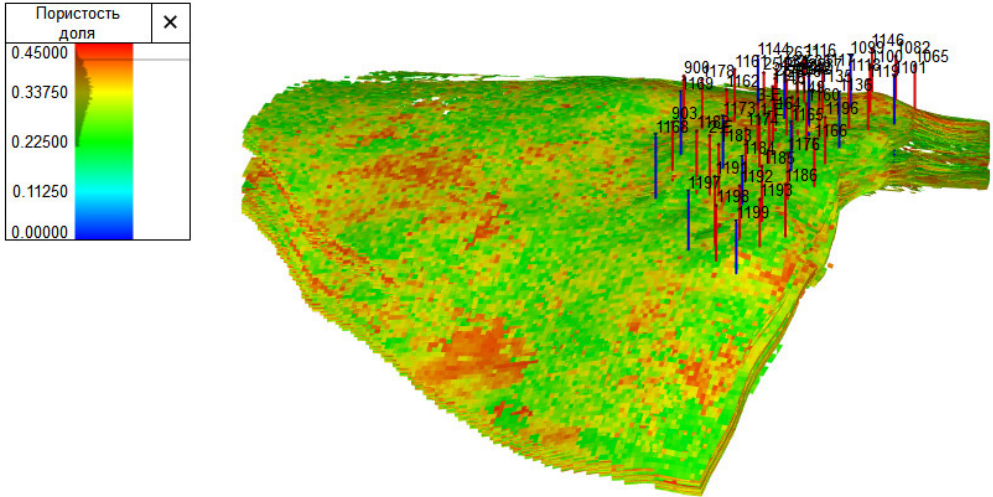


Рисунок 1. 3D куб пористости секторной модели месторождения Кенбай

Таблица 2. Описание секторной 3D гидродинамической модели

Наименование	Параметры ГДМ
Размер	143 x 127 x 201
ИТОГО ячеек	3650361
Активных ячеек	2476283
Размер ячеек, м	30 x 30 x 0.5
Тип модели	Композиционная

Посредством симулятора Eclipse 300 и ПО Intersect был произведен расчет прогнозных вариантов на построенной модели с применением технологии ПЦОС на участке с 8 скв. (№1134, 2536, 2537, 2542, 2544, 2545, 2546, 2631).

Схема расположения скважин пред-

ставлена на рис. 3.

Оценка технологии ПЦОС была произведена в 2 этапа. На первом этапе было рассчитано 8 прогнозных вариантов посредством симулятора Eclipse 300 без учета эффекта набухания глин (табл. 3).

Прогнозные кейсы сформированы та-

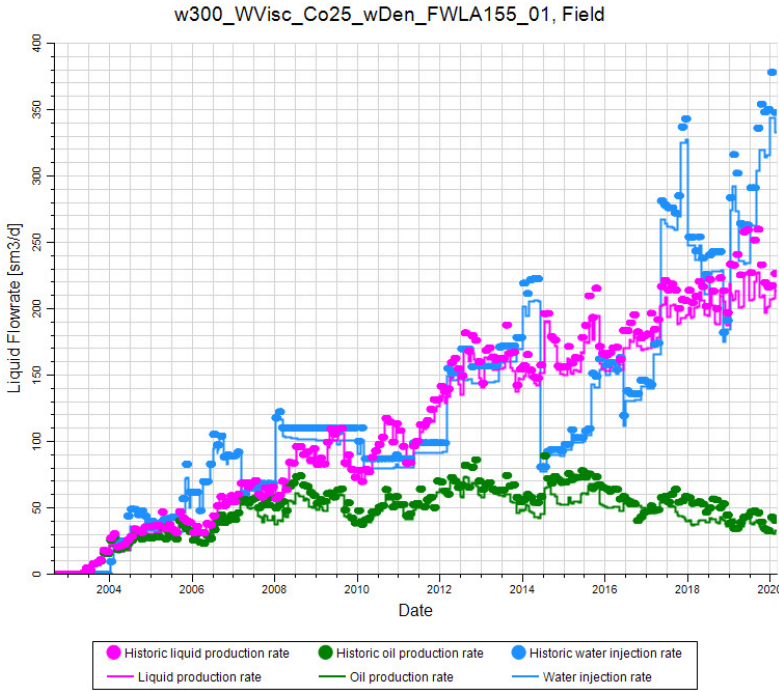


Рисунок 2. Качество адаптации на историю добычи

ким образом, чтобы провести анализ чувствительности модели к следующим параметрам технологии ПЦОС: сухость пара, период закачки, период добычи. За базовый вариант принят вариант 1 с последовательным переводом добывающих скважин под закачку пара в течение 14 дней, далее

3 дня пропитки, после чего обратный перевод в добычу. Период добычи определен таким образом, чтобы 1 скв. вновь была переведена под закачку пара, когда все 8 отработают и закончится первый цикл. Также определен период добычи в 123 дня. Температура закачки пара во всех вариан-

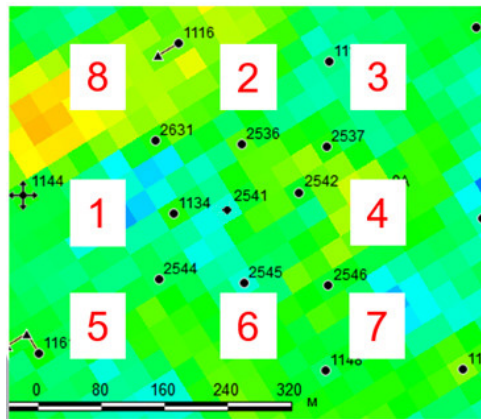


Рисунок 3. Схема расположения скважин

Таблица 3. Описание прогнозных вариантов без учета набухания глин

Вариант	Включение скважин	Период закачки	Период пропитки	Период добычи	Сухость пара	Температура пара, °С
1	последовательное	14	3	123	0,9	300
2	последовательное	7	3	123	0,9	300
3	последовательное	28	3	123	0,9	300
4	последовательное	14	3	25	0,9	300
5	параллельное	14	3	25	0,9	300
6	параллельное	14	3	39	0,9	300
7	последовательное	14	3	123	0,5	300
8	параллельное	25	3	28	0,9	300

тах составляет 300°С, сухость пара составляет 0,9.

Анализ чувствительности к сухости пара

Для проведения анализа чувствительности к сухости пара были рассчитаны 2 прогнозных варианта. В базовом варианте сухость пара составляет 0,9, что описывает идеальное качество пара. В 7 варианте сухость пара составляет 0,5. В двух последних вариантах параметры по периодам закачки, пропитки и добычи одинаковые. Результаты моделирования по группе скважин представлены на рис. 4.

Как видно из рис. 4, при уменьшении сухости пара с 0,9 на 0,5 уменьшение накопленной добычи нефти составляет около 10% за 5 лет, что доказывает незначительное влияние сухости пара на результаты прогноза.

Анализ чувствительности к периоду закачки

Для проведения анализа чувствительности к периоду закачки было рассчитано 3 прогнозных варианта: базовый вариант, вариант 2 и вариант 3. В трех вариантах температура пара, сухость пара, период пропитки, период добычи одинаковые. Пе-

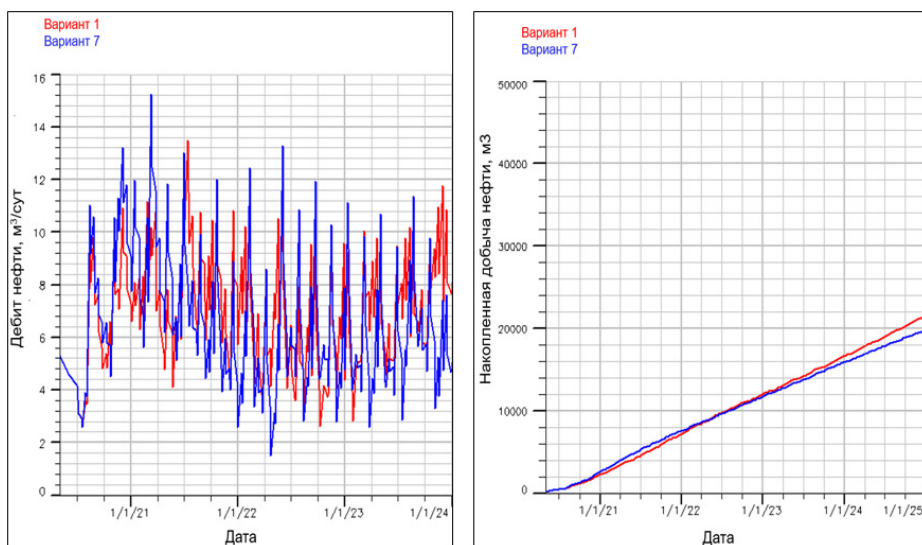


Рисунок 4. Результаты анализа чувствительности к сухости пара

риод закачки варьирует от 7 до 28 дней. Результаты моделирования по группе скважин представлены на рис. 5.

Как видно из рисунка, наибольшая накопленная добыча приходится на вариант 3, где период закачки равняется 28 дням.

Анализ чувствительности к периоду добычи

Для проведения анализа чувствитель-

ности к периоду добычи было рассчитано 4 прогнозных варианта: базовый вариант, вариант 4, вариант 5 и вариант 6. В четырех вариантах температура пара, сухость пара, период пропитки, период закачки приняты одинаковыми. Период добычи варьирует от 25 до 123 дней. При этом в вариантах 1 и 4 предусматривается последовательное включение скважин под закачку, в вариантах 5 и 6 – параллельное включение. При параллельном включении парный поря-

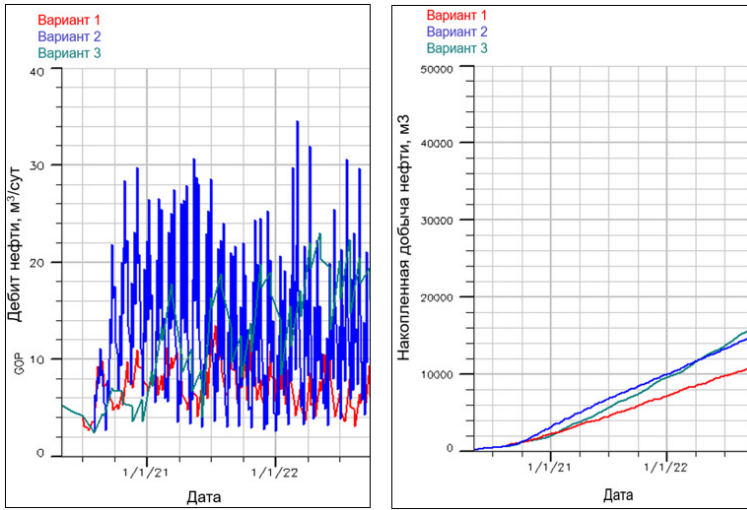


Рисунок 5. Результаты анализа чувствительности к периоду закачки пара

док запуска скважин происходит согласно рис. 6.

Результаты моделирования по группе скважин представлены на рис. 7.

Как видно из рис. 7, наибольшая накопленная добыча нефти приходится на вариант 5, где скважины переводятся под закачку параллельно, при этом период до-

бычи составляет 25 дней.

По результатам моделирования этапа 1 и проведенного анализа чувствительности рекомендуется парное включение скважин под закачку пара с периодом закачки и добычи около 1 мес и периодом пропитки 3 дня. В этой связи был проведен расчет 8 варианта применения технологии ПЦОС,

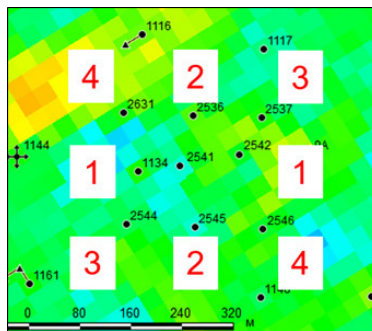


Рисунок 6. Параллельное включение скважин

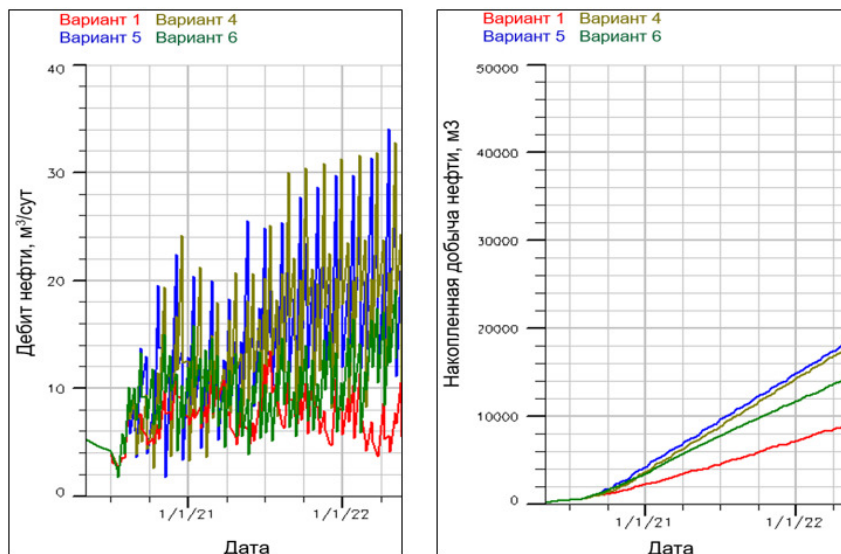


Рисунок 7. Результаты анализа чувствительности к периоду добычи

параметры которого в ходе анализа были определены наилучшими для технологии ПЦОС на первом этапе моделирования. Сравнительный анализ по всем вариантам представлен в виде графика зависимости накопленной добычи нефти от времени на рис. 8.

Исходя из анализа чувствительности, на втором этапе, посредством ПО Intersect было рассчитано 5 прогнозных вариантов технологии ПЦОС на обновленной модели с учетом эффекта набухания глин. Результаты лабораторных исследований зерна на предмет набухания пластовых глин при

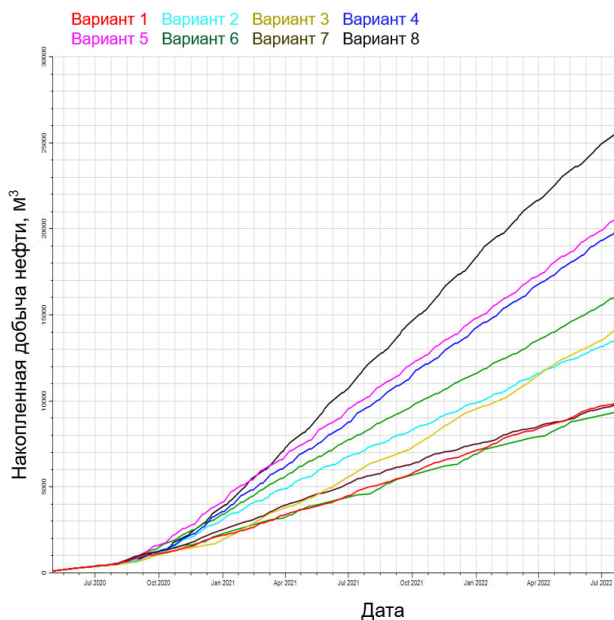


Рисунок 8. Сравнительный анализ накопленной добычи нефти по вариантам этапа 1

различной минерализации представлены в табл. 4.

По данным исследований была выведена зависимость изменения проницаемости от минерализации закачиваемого агента (рис. 9).

Отслеживание концентрации пресной воды в обновленной ГДМ реализовано

посредством моделирования трассера. Алгоритм изменения проницаемости от минерализации закачиваемого агента реализован в скрипте посредством влияния трассера на проницаемость. Результаты моделирования относительного изменения проницаемости от концентрации трассера представлены на рис. 10.

Таблица 4. Лабораторные исследования влияния минерализации на проницаемость

Наименование	Значение							
	Данные по керну (модель образца)							
№ модели образцов	4№3	1№7	1№4	5№5	5№2	5№6	6№1	5№8
№ скв.	2657	2657	2657	2657	2657	2657	2657	2657
Интервал, м	224,45 (M-I)	197,8 (M-I)	197,2 (M-I)	237,7 (M-II)	236,95 (M-II)	237,95 (M-II)	240,1 (M-II)	238,4 (M-II)
Длина, см	5,20	4,99	4,86	5,21	5,30	5,16	5,44	5,24
Диаметр, см	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82
S поперечного сечения, см ²	11,46	11,46	11,46	11,46	11,46	11,46	11,46	11,46
Поровый объем, см ³	21,45	19,73	18,22	22,38	20,41	21,88	24,30	20,35
Пористость, %	36,00	34,50	32,70	37,50	33,70	36,90	39,10	39,10
Проницаемость по газу, мД	518,00	572,00	232,00	2060,00	1350,00	1580,00	3630,00	5050,00
Общая минер. пластовой воды, мг/л	115702	115702	115702	115702	115702	115702	115702	115702
Общая минер. дистил. воды, мг/л	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	-	-
Общая минер. воды водоз. скв. 8П, мг/л	-	-	-	-	4920,00	4920,00	4920,00	4920,00
Соотношение вод, %	Проницаемость по воде							
100% пластовая вода	323,2	112,5	49,8	407,1	332,5	396,1	643,7	712,9
75–25%	277,1	109,3	44,0	443,2	190,7	288,1	573,9	719,1
50–50%	228,3	105,2	36,4	396,3	242,3	247,2	581,7	620,7
25–75%	197,0	96,0	27,1	285,4	214,0	207,0	470,4	579,5
100% дистил.(водозаборной скв.) вода	11,2	10,2	2,2	8,2	184,9	61,7	485,6	256,7
% снижение проницаемости при 100% дистил. или водоз. воды	97%	91%	96%	98%	44%	84%	25%	64%

Причинами миграции E300 в Intersect послужили два основных фактора:

1. отсутствие возможности реализации влияния минерализации закачиваемого

агента на проницаемость коллектора в E300;

2. скорость расчётов.

Таким образом, моделирование глин

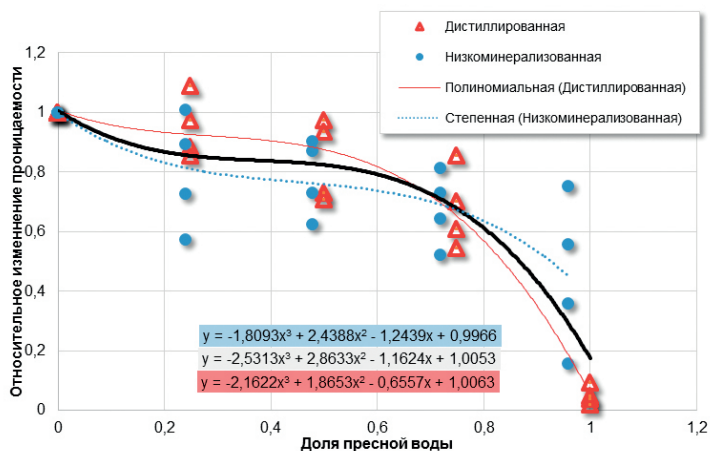


Рисунок 9. Результаты лабораторных исследований на предмет изменения проницаемости от минерализации

было реализовано в ПО Intersect посредством языка программирования Python. Для реализации данного проекта модель E300 сконвертирована в Intersect с помощью ПО Migrator компании Schlumberger. В ПО Intersect была проведена дополнитель-

ная настройка конечных точек. После чего рассчитан и проанализирован базовый кейс обновленной модели для контроля качества миграции. По результатам проверки миграция прошла успешно и результаты моделирования представлены на рис. 11.

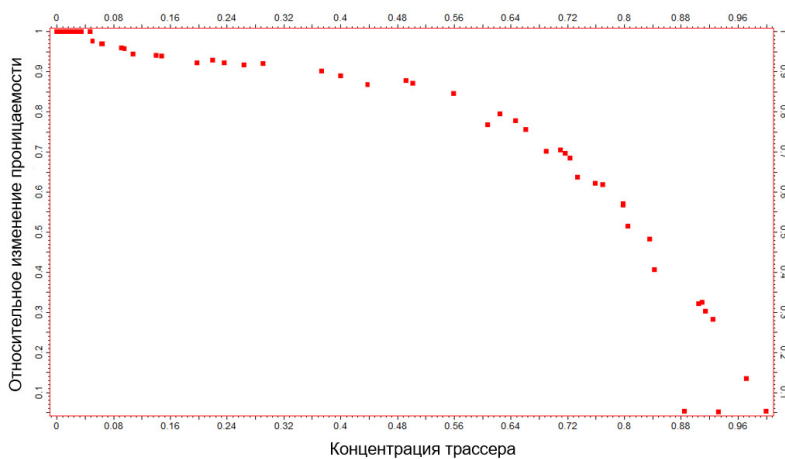


Рисунок 10. Результаты моделирования относительного изменения проницаемости от концентрации трассера

При этом время симуляции в ПО Intersect было сокращено почти в 19 раз.

Необходимо отметить, что на этапе 1 сухость пара и температура заданы как идеальные условия технологии, на этапе 2 данные параметры уточнены по опыту

применения технологии на аналогичном месторождении и представлены в табл. 5.

Результаты моделирования этапа 2 по группе скважин, где применяется ПЦОС, представлены на рис. 12.

Как видно из рис. 12, наибольшая на-

копленная добыча нефти приходится на вариант 2, где скважины переводятся под закачку параллельно, при этом период до-

бычи составляет 39 дней, период закачки – 14 дней, сухость пара – 0,5, температура пара – 250°С.

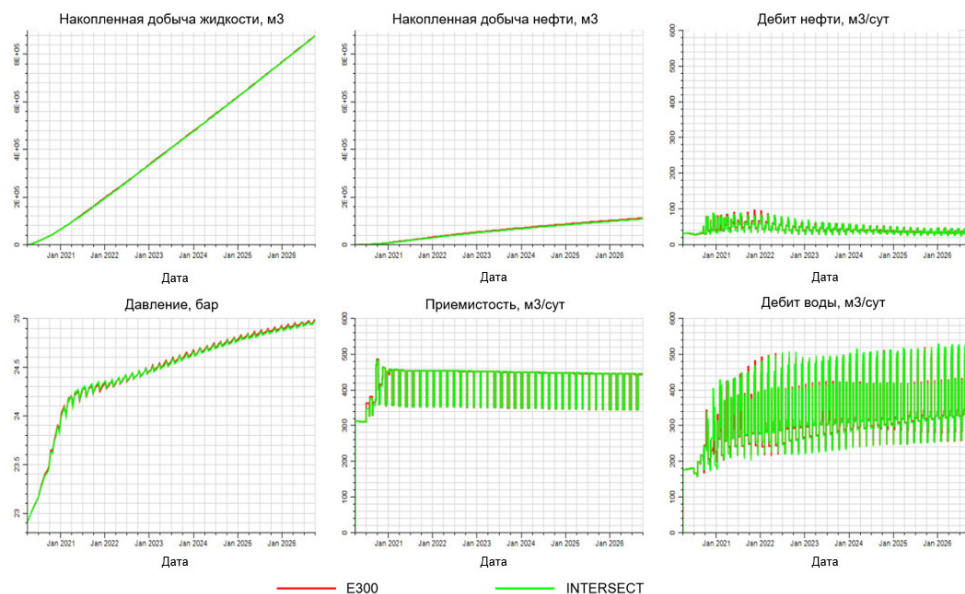


Рисунок 11. Сравнение результатов моделирования в E300 и Intersect

Для оценки влияния эффекта набухания глин произведен пересчёт наилучших вариантов двух этапов на аналогичные условия. Таким образом, наилучшие варианты этапов 2 и 3 рассчитаны без учета

набухания глин с сухостью пара 0,5 и температурой 250°С.

По результатам сравнительного анализа имеется значительное уменьшение объемов добычи при моделировании эффекта

Таблица 5. Параметры ПЦОС этапа 2 по вариантам

Вариант	Включение скважин	Период закачки	Период пропитки	Период добычи	Сухость пара	Температура пара
Вариант 1	последовательное	14	3	123	0,5	250
Вариант 2	параллельное	14	3	39	0,5	250
Вариант 3	параллельное	25	3	28	0,5	250
Вариант 4	параллельное	3	3	39	0,5	250
Вариант 5	параллельное	14	3	78	0,5	250

набухания глин (рис. 13).

Согласно полученным результатам сравнительного анализа двух наилучших

вариантов с применением эффекта набухания глин и без вытекает, что чем больше период закачки пара, тем меньший объем

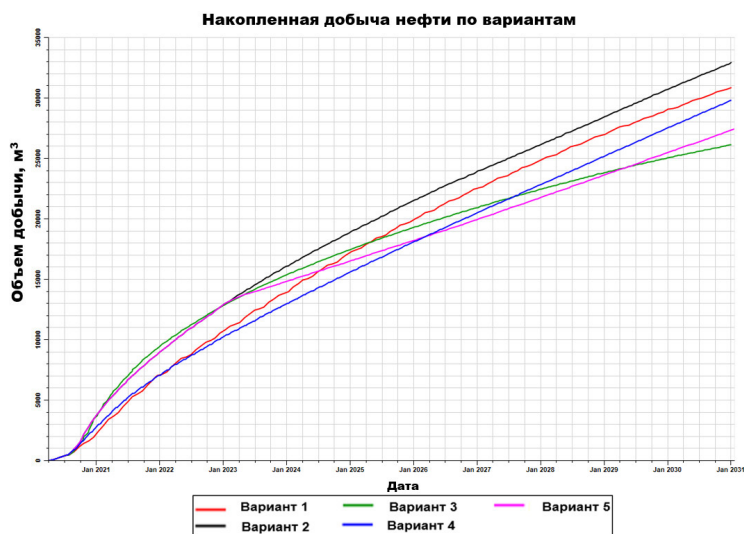


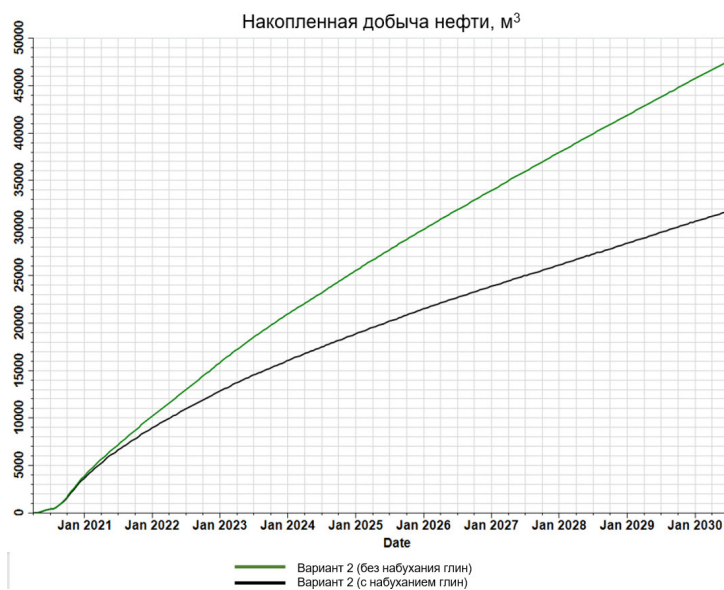
Рисунок 12. Накопленная добыча нефти по вариантам по группе скважин ПЦОС

добычи получаем. В варианте 2 период закачки пара составляет 14 дней, в варианте 3 период закачки составляет 25 дней.

Так как по данным лабораторных исследований на уч. Молдабек Восточный м. Кенбай выявлено влияние минерализации закачиваемого агента на проницаемость, то для экономической оценки технологии ПЦОС будет применяться обновленная мо-

дель с учетом эффекта набухания глин.

Для оценки технико-экономических показателей применения технологии ПЦОС произведен расчет дополнительной добычи нефти (табл. 6) для наилучшего варианта применения термического воздействия на рассматриваемом участке с учетом эффекта набухания глин и передан экономистам.



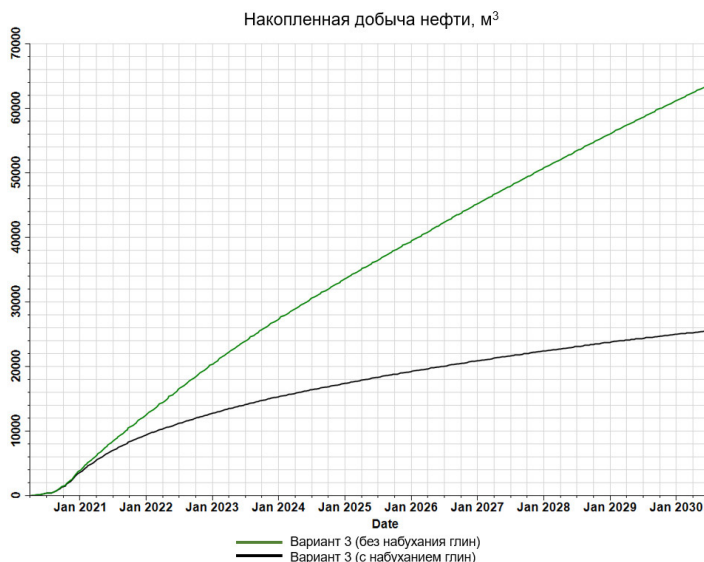


Рисунок 13. Сравнение показателей накопленной добычи с применением эффекта набухания глин и без

При принятых прогнозных технологических и макроэкономических параметрах, а также при текущих экономических условиях результаты экономической оценки показали нерентабельность технологии.

Выводы

Для разработки месторождения с применением технологии ПЦОС необходимо провести детальный геолого-промысловый анализ динамики основных показателей эксплуатации, провести необходимые

лабораторные исследования, в частности исследования на предмет набухания глин в зависимости от закачиваемого агента. Согласно результатам моделирования, объем накопленной добычи меньше на 35–60% при учете эффекта набухания глин в зависимости от параметров ПЦОС.

Также важно провести анализ чувствительности на такие параметры как:

- период закачки;
- период добычи;
- сухость пара.

Таблица 6. Дополнительная добыча нефти по варианту 2

Год	Дополнительная добыча нефти, т.
2020	1 920
2021	3 803
2022	2 499
2023	2 049
2024	1 638
2025	1 428
2026	1 337
2027	1 360
2028	1 342
2029	1 360
2030	1 296

По результатам моделирования варианта 2 второго этапа, в котором реализован эффект набухания глин, период добычи составляет 39 дней, период закачки пара – 14 дней, сухость пара – 0,5, температура пара – 250°C является наиболее эффективным по показателям накопленной добычи нефти в период с 2020 по 2030 гг. Но согласно экономической оценке технология не окупается и является нерентабельной. Одна из причин нерентабельности технологии – это эффект набухания глин на уч. Молдабек Восточный м. Кенбай. Влияние данного эффекта приводит к уменьшению проницаемости, что в свою очередь ведет к

снижению коэффициента продуктивности, а значит и к полученным объемам дополнительной добычи нефти. Таким образом, важно отметить, что полученные результаты применимы для рассмотренного месторождения. При обосновании на подобные месторождения необходимо учитывать индивидуальные геологические особенности данного месторождения.

Как видно из полученных результатов не всегда традиционные методы и подходы к разработке того или иного месторождения будут эффективны. Это еще раз доказывает, что каждое месторождение уникально.

Список использованной литературы

1. Анализ разработки уч. Молдабек Восточный месторождения Кенбай. – Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг, г. Атырау, 2019. // Analiz razrabotki uch. Moldabek Vostochnyi mestorozhdeniya Kenbay [Analysis of the development of the Eastern Moldabek of the Kenbay field]. – Atyrauskiy filial TOO «KMG Inzhiniring [Atyrau branch KMG Engineering LLP], Atyrau, 2019.
2. Пересчет запасов нефти и газа юрских отложений уч. Молдабек Восточный месторождения Кенбай, по состоянию на 02.01.2019 г. – Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг». // Pereschet zapasov nefiti i gaza yurskih otlozheniy uch. Moldabek Vostochnyi mestorozhdeniya Kenbay, po sostoyaniyu na 02.01.2019 g. [Recalculation of oil and gas reserves of Jurassic deposits of the eastern Moldabek of the Kenbay field, as of 01/02/2019] – Atyrauskiy filial TOO «KMG Inzhiniring» [Atyrau branch KMG Engineering LLP].
3. Башкирцева Н.Ю. Высоковязкие нефти и природные нефти. – Вестник Казанского технологического университета, 2014, с. 296–299. // Bashkirtseva N.YU. Vysokovyazkie nefiti i prirodnye nefiti [High-viscosity oils and natural oils]. – Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta [Bulletin of the Kazan Technological University], 2014, pp. 296–299.

ШЫҒЫС КЕНБАЙ КЕН-ОРНЫНЫҢ МОЛДАБЕК ҮЛЕСКІСІНІҢ ГИДРОДИНАМИКАЛЫҚ МОДЕЛІН МЫСАЛ РЕТІНДЕ ҚАРАСТЫРА ОТЫРЫП ТҰТҚЫРЛЫҒЫ ЖОҒАРЫ МҰНАЙЛЫ ҚАБАТҚА ТЕРМИКАЛЫҚ ӘСЕРДІҢ ТИІМДІЛІГІН БАҒАЛАУ

А.Т. Жолдыбаева, В.В. Шишкин, В.З. Хажитов, А.Б. Ниязбаева,
Д.А. Сидоров, А.Т. Курманкулов

Тұтқырлығы жоғары мұнай (бұдан әрі-ТЖМ) табиғи жағдайда дәстүрлі мұнай кен-орындарынан ерекшеленеді және көмірсутектердің қиын алынатын қорларына жатады. Қазақстанда 0,7 млрд та ТЖМ мұнайы бар кен-орындардан келеді. Тұтқырлығы жоғары мұнай кен-орындарын игеру тек Қазақстанда ғана емес, Бүкіл Әлем мұнай-газ саласы инженерлерінің өзекті мәселесі болып табылады. Осы әлемдік мәселені шешу мақсатымен бұл мақала – қиын өндірілетін қорлары бар кен-орындарында мұнай өндіруді қарқындатуға және мұнай алуды ұлғайтуға бағытталған мұнай-газ саласында белгілі технологиялардың тиімділігін бағалауға арналған. Осындай технологиялардың кейбір түрлері болып, қойнауқаттарға термикалық әсер ету әдісі қарастырылған (ыстық суды айдау, буды

айдау), сондай-ақ ұңғымаларды пароциклді өңдеу жоғарыда көрсетілген технологияларды бағалау барысында Кенбай кен-орнының Шығыс Молдабек үлескісін мысалға ала отырып, 3D геологиялық-гидродинамикалық модельдің көмегімен жүргізілді. Модельдеу нәтижесінде игерудің ағымдағы жағдайына талдау жасап, гидродинамикалық модельдеуді мұнай-өндірудің тарихи деректеріне ескере отырып, игерудің болжамды көрсеткіштері түрлі нұсқаларға сәйкес есептеулер жүргізілді.

Түйін-сөздер: тұтқырлығы жоғары мұнай, игерудің жылу әдістері, буды айдау, ұңғымаларды бумен циклді түрде өңдеу.

ESTIMATION OF THE EFFICIENCY OF THE CYCLIC STEAM SIMULATION WITH HIGH VISCOSITY OIL WELLS BASED ON THE HYDRODYNAMIC MODEL OF THE EAST MOLDABEK DEPOSIT, KENBAI FIELD

A.T. Zholdybayeva, V.V. Shishkin, V.Z. Khazhitov, A.B. Niyazbayeva, D.A. Sidorov, A.T. Kurmankulov

High-viscosity oils classified as hard-to-recover oil reserves, where they differ from traditional oils with increased viscosity in reservoir conditions. There is about 0.7 billion tons of high-viscosity oils in Kazakhstan. Development of fields with high-viscosity oils is an urgent task for oil and gas engineers not only in Kazakhstan but also all over the world. This article is concerned with estimation of the efficiency of known in the oil and gas industry technologies aimed at intensifying production and increasing oil recovery in fields with hard-to-recover reserves. One of the types of such technologies is thermal recovery. This paper presents cyclic steam simulation. Estimation of the efficiency of the cyclic steam simulation based on the hydrodynamic model of the East Moldabek deposit of Kenbai filed.

As a result of modeling, the current state of field development has been analyzed, reservoir simulation model has been history matched and different production forecast estimations have been made.

Key words: high-viscosity oil, thermal methods, steam injection, cyclic steam treatment.

Информация об авторах

***Жолдыбаева Асель Талгатовна** – ведущий инженер службы моделирования, a.zholdybayeva@niikmg.kz.

Шишкин Владимир Владимирович – руководитель службы моделирования, v.shishkin@niikmg.kz.

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан

Хажитов Вячеслав Занбекович – магистр экономики, руководитель службы разработки месторождений КГМ, КТМ, КОА, УО, khazhitov.v@llpcmg.kz.

Ниязбаева Айнура Бауржанқызы – эксперт службы разработки месторождений ЭМГ, niyazbaeva.a@llpcmg.kz.

Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, Казахстан

Сидоров Дмитрий Анатольевич – руководитель департамента разработки нефтяных и газовых месторождений, dsidorov@slb.com.

Курманкулов Алихан Талгатулы – инженер по разработке нефтяных и газовых месторождений, akurmankulov@slb.com.

ТОО «Шлюмберге Лоджелко Инк.», г. Нур-Султан, Казахстан

*Автор, ответственный за переписку