

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МНОГОЭТАПНОГО ЦИКЛИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗРЕЛЫХ ЗАЛЕЖАХ С ТРЕЩИННО-ПОРОВЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА

А. О. Чекан

РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»
Филиал «БН-Научно-технический центр»
ул. Василия Гольцова, 24, 625051, Тюмень, Россия
E-mail: 1chekan.alex@gmail.com

В статье рассмотрены результаты комплексного исследования влияния петрофизических свойств пород-коллекторов Припятского прогиба на эффективность на залежах с трещинно-поровыми коллекторами. На основе факторного анализа изучены основные геолого-физические факторы (пористость, проницаемость, расчлененность, вязкость нефти, нефтенасыщенность, глинистость и др.), определяющие геологическую эффективность технологии МНЦВ при извлечении остаточных запасов нефти. Представлены итоги опытно-промысловых работ (ОПР), выполненных на семилукско-саргаевской залежи Золотухинского месторождения, подтвердивших результативность МНЦВ. Уточнены и расширены критерии отбора потенциальных объектов под технологию на основании результатов факторного анализа.

Ключевые слова: многоэтапное нестационарное циклическое воздействие (МНЦВ), циклическое заводнение, петрофизические свойства, Припятский прогиб, факторный анализ, дополнительная добыча нефти, глинистость, неоднородность, трещинно-поровые коллекторы.

ВВЕДЕНИЕ

Развитие ресурсной базы нефтяной отрасли Республики Беларусь требует поиска и апробации новых методов увеличения нефтеотдачи (МУН), позволяющих эффективно вовлекать в разработку остаточные трудноизвлекаемые запасы нефти, сосредоточенные в матрице трещинно-поровых коллекторов. На зрелых месторождениях Припятского прогиба, где степень выработки запасов превышает 60 %, а обводненность достигает 80–95 %, традиционные методы добычи становятся малоэффективными. Это обусловлено истощением пластовой энергии, высокой неоднородностью остаточной нефтенасыщенности и преобладанием трудноизвлекаемых запасов в низкопроницаемых трещинно-поровых коллекторах [14]. Под зрелыми понимают месторождения, соответствующие критериям III–IV стадий по общепринятой классификации [6], где коэффициент извлечения нефти приближается к технологическому пределу для применяемых систем разработки.

Одним из перспективных направлений на поздней стадии разработки является циклическое заводнение (ЦЗ). Эта технология базируется на периодическом (циклическом) чередовании этапов закачки воды и остановки нагнетательного и добывающего фонда, а также включает этапы регу-

лирования направлений фильтрационных потоков и форсированные отборы жидкости. Подобный подход позволяет повышать охват пласта воздействием за счет создания знакопеременных градиентов давления между низко- и высокопроницаемыми зонами пласта и вовлечения в дренаж застойных зон [13; 16; 17]. Одной из модификаций ЦЗ является многоэтапное нестационарное циклическое воздействие (МНЦВ), представляющее собой усовершенствованный метод, реализуемый путем проведения ряда последовательных технологических операций по изменению режимов работы нагнетательного и добывающего фонда скважин [11].

Выполненные в последние годы исследования свидетельствуют о высокой эффективности МНЦВ на неоднородных трещинно-поровых коллекторах при наличии трудноизвлекаемых остаточных запасов нефти, особенно если оптимизировать амплитуду изменения пластового давления и режимы работы фонда скважин [1; 2; 3; 4; 7; 8; 9; 10]. Ключевым остается вопрос: какие петрофизические свойства коллектора являются определяющими для успешного планирования амплитуды и режимов реализации МНЦВ и в каких пределах должны варьироваться их значения?

Цель данной статьи – оценить влияние основных петрофизических параметров (пористости, проницаемости, расчлененности, глинистости,

вязкости нефти и др.) на технологическую эффективность МНЦВ на зрелых месторождениях Припятского прогиба. Для достижения цели использован факторный анализ, выполнена серия расчетов на гидродинамических моделях, по которым определены оптимальные режимы и проведены опытно-промысловые работы (ОПР) на семилукско-саргаевской залежи Золотухинского месторождения.

ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Геологическая характеристика Припятского прогиба и актуальность проблемы

Припятский прогиб располагается на юго-востоке Беларуси и представляет собой западное структурное замыкание Припятско-Днепровско-Донецкого авлакогена, осложненное разломами и характеризующееся развитой соляной тектоникой. Продуктивные залежи в основном приурочены к карбонатному типу коллектора, иногда сильно трещиноватому, с неоднородным строением. Реже встречаются залежи, сложенные терригенными коллекторами (песчаники, алевролиты и т. д.), которые обладают более предсказуемым строением, но зачастую имеют тонкие пропластки низкопроницаемых пород [4].

На большинстве зрелых месторождений Припятского прогиба (Речицкое, Вишанское, Тишковское, Осташковичское, Золотухинское и др.) многократно реализованы различные технологии повышения нефтеотдачи: обычное заводнение, селективные методы, закачка потокоотклоняющих составов, бурение боковых стволов и др. В последние годы эффективность этих технологий значительно снизилась [12]. Однако в залежах еще сосредоточены значительные трудноизвлекаемые запасы нефти, основные объемы которых находятся в матрице трещинно-поровых коллекторов. Поэтому актуальной задачей является поиск и опытно-промысловые опробования новых технологий доизвлечения этих запасов нефти. Одной из таких технологий является технология многоэтапного нестационарного циклического заводнения. В условиях трещинно-поровых коллекторов залежей Припятского прогиба она позволяет активизировать процессы обмена флюидами между матрицей, содержащей остаточные запасы нефти, и уже заводненными трещинами. Опыт применения циклического заводнения на залежах месторождений Припятского прогиба пока ограничен. Но уже получены данные, свидетельствующие о его потенциале для увеличения конечной нефтеотдачи в условиях высокой неоднородности трещинно-поровых коллекторов (табл. 1). Выполненные

операции по ЦЗ без математического обоснования доминирующих факторов, влияющих на эффективность технологии. В данной работе автором принята попытка решить эту проблему.

Обоснование путем факторного анализа критериев отбора объектов для МНЦВ

В исследовании применялся факторный анализ [5; 15] на основе метода главных компонент с ортогональным вращением (Варимакс). Для оценки влияния петрофизических факторов при применении ЦЗ на объектах Припятского прогиба используется впервые. Исходными данными для анализа служили значения переменных по объектам Речицкого, Вишанского, Тишковского и Осташковичского месторождений, на которых ранее были уже проведены опытно-промысловые работы по циклическому заводнению (табл. 1). При планировании ЦЗ на этих объектах использовалась матрица критериев применимости МНЦВ [3], включающая как геолого-физические (глинистость, пористость, проницаемость, нефтенасыщенность, расчлененность и др.), так и технологические показатели (газовый фактор, давление насыщения, наличие сформированной системы ППД и др.).

- Пористость, %.
- Проницаемость, мД.
- Расчлененность пласта, ед.
- Нефтенасыщенность, %.
- Вязкость нефти (при пластовых условиях), сП.
- Глинистость, %.
- Коэффициент неоднородности (Дикстра-Парсонса), д. ед.
- Песчанистость, д. ед.
- Эффективная нефтенасыщенная толщина, м.
- Дополнительная добыча нефти, т.

Для оценки силы линейной связи между переменными составлялась корреляционная матрица, где в каждой ячейке указан коэффициент корреляции Пирсона (формула 1):

$$r = \frac{\sum (X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})}{\sqrt{\sum (X_i - \bar{X})^2} \cdot \sqrt{\sum (Y_i - \bar{Y})^2}}, \quad (1)$$

где X_i и Y_i – значения переменных, $\bar{X}$, $\bar{Y}$ – средние значения этих переменных.

При проведении факторного анализа исходные переменные преобразуются в меньшую группу факторов, которые лучше всего описывают структуру данных. Каждый фактор имеет свое собственное значение, которое отражает его вклад в объяснение общей дисперсии набора данных. Собственные значения

ния в контексте факторного анализа представляют собой величины, которые показывают долю дисперсии данных и объясняются соответствующим фактором. Чем больше собственное значение, тем более значимый фактор, так как он объясняет большую долю дисперсии в данных. Основным критерием отбора числа факторов выступал принцип Кайзера. Принцип Кайзера предполагает, что фактор следует считать значимым, если его собственное значение больше 1, поскольку это означает, что фактор объясняет больше дисперсии, чем отдельная переменная (собственное значение каждой переменной всегда равно 1). Для упрощения интерпретации полученных факторов был использован метод Варимакс, который представляет собой ортогональную процедуру вращения факторов. Этот метод направлен на максимизацию дисперсии факторных нагрузок по каждому из факторов, что позволяет получить более четкую и интерпретируемую структуру взаимосвязей между переменными. Применение метода Варимакс обеспечило увеличение нагрузки значимых переменных на соответствующие факторы и минимизацию их связи с другими факторами, что способствует лучшему пониманию структуры данных.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Оценка доминирующих петрофизических факторов эффективного применения МНЦВ

В таблице 1 представлены исследуемые геолого-физические свойства продуктивных пластов нефтяных залежей, на которых проводилось циклическое заводнение. По итогам расчетов корреляционной матрицы (табл. 2) и последующего факторного анализа (табл. 3, 4) выявлено наличие следующих 3 доминирующих факторов: емкостные, фильтрационные свойства и неоднородность пласта.

По результатам факторного анализа было установлено, что эти 3 фактора объясняют более 90 % общей дисперсии данных. Первый фактор имеет наибольшее собственное значение (5,54) и объясняет 55,4 % вариативности. Второй и третий факторы объясняют соответственно 23,2 % и 12,1 % общей дисперсии. Кумулятивная дисперсия, объясненная этими 3 факторами, составляет 90,7 %, что позволяет интерпретировать их как основные элементы, объясняющие структуру данных. Остальные факторы, чьи собственные значения менее 1, были исключены из анализа, так как их вклад в объяснение дисперсии является минимальным (табл. 3).

После определения количества факторов проанализировано, какие переменные имеют высокие (близкие к 1 или –1) или низкие (близкие к 0) нагрузки на

каждый фактор. Нагрузка – это мера того, насколько сильно каждая переменная связана с фактором. Переменные с высокой нагрузкой (обычно больше 0,5 или меньше –0,5) на фактор определяют, что этот фактор представляет собой скрытую переменную, которая влияет на все эти переменные (табл. 4).

После выделения и анализа факторов выполнена их интерпретация:

1. Фактор 1 (емкостные свойства):

- Положительные нагрузки: пористость, эффективная нефтенасыщенная толщина, нефтенасыщенность, песчанистость.
- Отрицательные нагрузки: расчлененность, глинистость, вязкость нефти.

Фактор отражает, насколько хорошие емкостные свойства пласта преобладают над факторами, снижающими подвижность нефти (глинистость коллектора, повышенная вязкость нефти). Высокая пористость в сочетании с невысокой глинистостью приводит к лучшему обмену флюидами между матрицей и трещинами; циклы закачки и отбора повышают нефтеотдачу за счет создания градиентов давления между трещинами и матрицей, преодоления капиллярных сил в поровой среде матрицы и вовлечения ее в разработку.

2. Фактор 2 (фильтрационные свойства):

- Наибольшие положительные нагрузки связаны с проницаемостью.

Наличие высокой проницаемости существенно облегчает процессы движения флюидов в трещинах, увеличивает интенсивность создания градиента давления между матрицей и трещинами, повышая эффективность циклического заводнения. При низкой проницаемости для получения необходимого градиента давления, достаточного для преодоления капиллярных сил в матрице, может потребоваться более продолжительный цикл закачки воды с повышением пластового давления.

3. Фактор 3 (неоднородность):

- Отражает неравномерность по пласту проницаемости трещин и, соответственно, сложность охвата воздействием матрицы.

Чем выше неоднородность, тем больше риск преждевременного прорыва воды по отдельным высокопроницаемым трещинам. Для ограничения преждевременного прорыва воды по отдельным высокопроницаемым трещинам в таких пластах необходимо выравнивание проницаемости трещин и наряду с МНЦВ применять закачку потокоотклоняющих композиций. Именно за счет циклических изменений давления после закачки потокоотклоняющих композиций в таких пластах можно более эффективно вовлечь в разработку остаточные запасы, сосредоточенные в матрице коллектора.

Таблица 1 – Геолого-физические свойства объектов ЦЗ

Месторождение	Пористость, %	Проницаемость, мД	Расчетная толщина, д. ед.	Эффективная толщина, м	Нефте-насыщен-ность, %	Вязкость нефти, сП	Глини-стость, %	Коэфф. Неодно-родности Дикстра-Парсонса, д. ед.	Песчани-стость, д. ед.	Дополни-тельная добыча нефти, т
D ₃ zd IV п. Речицкое	8	297	4,1	6,3	76,2	5,24	7	0,85	0,3	3604
D ₃ vt-sr Вишанское	7	10	4,6	8,7	87	2,52	7	0,89	0,32	1229
D ₃ sm-вст. блок Тишковское	10	65	2,2	11,7	89	0,63	3,2	0,92	0,86	8770
D ₃ sm Осташковичское	9,2	83	1,74	11	88,3	0,75	3	0,55	0,55	112

Таблица 2 – Корреляционная матрица

	Пористость	Проницаемость	Расчетная толщина	Эфф. нефтенас. толщина	Нач. нефтенас.	Вязкость нефти	Глинистость	Коэфф. Дикстра-Парсонса	Песчанность	Доп. добыча нефти
Пористость	1	-0,06	-0,91	0,74	0,41	-0,63	-0,91	-0,23	0,91	0,58
Проницаемость	-0,06	1	0,21	-0,71	-0,93	0,79	0,36	0,03	-0,38	0,07
Расчетная толщина	-0,91	0,21	1	-0,82	-0,55	0,76	0,98	0,58	-0,79	-0,21
Эфф. нефтенас. толщина	0,74	-0,71	-0,82	1	0,92	-0,99	-0,90	-0,27	0,86	0,28
Нач. нефтенас.	0,41	-0,93	-0,55	0,92	1	-0,96	-0,68	-0,20	0,64	0,06
Вязкость нефти	-0,63	0,79	0,76	-0,99	-0,96	1	0,85	0,32	-0,78	-0,15
Глинистость	-0,91	0,36	0,98	-0,90	-0,68	0,85	1	0,49	-0,86	-0,27
Коэфф. Дикстра-Парсонса	-0,23	0,03	0,58	-0,27	-0,20	0,32	0,49	1	0,03	0,65
Песчанность	0,91	-0,38	-0,79	0,86	0,64	-0,78	-0,86	0,03	1	0,70
Доп. добыча нефти	0,58	0,07	-0,21	0,28	0,06	-0,15	-0,27	0,65	0,70	1

Таблица 3 – Собственные значения корреляционной матрицы и дисперсия

Фактор	Собственное значение	Доля объясненной дисперсии, %	Кумулятивная дисперсия, %
1	5,54	55,4	55,4
2	2,32	23,2	78,6
3	1,21	12,1	90,7
4	0,53	5,3	96
5	0,22	2,21	98,21
6	0,11	1,1	99,31
7	0,04	0,4	99,71
8	0,02	0,2	99,91
9	0,008	0,08	99,99
10	0,001	0,01	100

Таблица 4 – Факторные нагрузки

Переменная	Фактор 1	Фактор 2	Фактор 3
Пористость	0,88	–0,1	0,05
Проницаемость	0	0,92	–0,05
Расчлененность	–0,9	0,15	0,12
Эффективная нефтенасыщенная толщина	0,83	–0,2	0,02
Начальная нефтенасыщенность	0,72	–0,35	0,08
Вязкость нефти в пластовых условиях	–0,83	0,25	–0,1
Глинистость	–0,9	0,08	0,05
Коэффициент Дикстра-Парсонса	–0,05	0,12	0,84
Песчанистость	0,9	–0,08	0,18
Дополнительная добыча нефти	0,6	0	0,76

Уточнение петрофизических характеристик коллекторов для планирования МНЦВ

Выполненный факторный анализ по объектам месторождений Припятского прогиба позволил обосновать и включить в перечень основных критериев планирования МНЦВ в трещинно-поровых коллекторах такие параметры, как пористость, проницаемость, глинистость коллектора и вязкость нефти (табл. 5). Уточнены оптимальные диапазоны значений этих параметров для успешной реализации МНЦВ:

- пористость $\geq 7\%$ (предпочтительно 8–10 % и выше);
- проницаемость ≥ 50 мД, при низких проницаемостях не обеспечивается достаточно интенсивная передача градиента давления на матрицу, необходимая для эффективного обмена флюидом между матрицей и трещинами;
- глинистость $\leq 7\%$, высокое содержание глин увеличивает капиллярные силы, снижает проницаемость матрицы;

- вязкость нефти < 7 сП, более высокие значения вязкости требуют высоких градиентов давления между матрицей и трещинами и дополнительных технологий воздействия (ПАВ, термохимические воздействия и др.).

Разработка программы ОПР по технологии МНЦВ.

Геолого-гидродинамическое моделирование

На основании анализа значений параметров благоприятствования МНЦВ с учетом доработанной матрицы планирования для трещинно-поровых коллекторов (табл. 5) рассмотрен ряд залежей-кандидатов для проведения опытно-промысловых работ (ОПР). В результате в качестве полигона для ОПР выбрана семилукско-саргаевская (sm-sr) залежь Золотухинского месторождения. Залежь представлена трещинно-поровыми коллекторами, которые характеризуются низкой проницаемостью матричной системы и высокой проницаемостью трещиной составляющей, различие которых может

достигать несколько порядков. Семилукский горизонт более однороден по сравнению с воронежским и саргаевским, но также характеризуется наличием высокопроводящих трещин.

Для выбранного объекта разработаны 10 возможных вариантов реализации МНЦВ, отличающиеся режимами реализации этапов технологии. Для предварительной оценки наиболее эффективного варианта проведено гидродинамическое моделирование, включающее шесть этапов выполнения технологии с чередованием:

- остановки-запуски в эксплуатацию нагнетательного и добывающего фонда скважин;
- форсированные отборы жидкости из добывающих скважин;
- интенсивную закачку воды в периоды остановки добывающего фонда скважин;
- закачку потокоотклоняющих составов для выравнивания проницаемости трещиноватой среды;
- различную последовательность ввода в работу нагнетательных и добывающих скважин (изменение направлений фильтрационных потоков).

Для обоснования оптимальных режимов закачки/отбора при МНЦВ была создана трехмерная гидродинамическая модель с учетом неоднородности петрофизических свойств (пропластки с разной проницаемостью, трещиноватость). На модели выполнены расчеты разработки залежи с МНЦВ при:

- изменении амплитуды пластового давления (перепада давления между матрицей и трещинами) от 4 до 12 МПа;
- изменении интенсивности закачки воды в периоды остановки добывающего фонда скважин от 100 % до 200 % относительно базового варианта (при эксплуатации залежи без МНЦВ);

- форсированных отборах жидкости (увеличение дебитов добывающих скважин) на 30–100 % относительно базового варианта;

- переносе по площади фронта нагнетания (изменении направлений фильтрационных потоков на 70–90°) для вовлечения в разработку застойных зон.

Расчеты велись на 15-летние периоды прогноза эффективности разработки. Это позволило определить динамику изменения во времени обводненности, накопленной добычи, нефтеотдачи при разных сценариях МНЦВ.

Ключевые выводы по результатам моделирования. Наилучший эффект достигается при выполнении МНЦВ на следующих режимах.

1. Амплитуда изменения пластового давления 4 МПа (с 23,8 до 27,8 МПа) дает лучший результат по дополнительной добыче нефти при умеренной продолжительности этапов отбора и закачки (4–10 месяцев на этап). При большем перепаде давления между матрицей и трещинами (8–12 МПа) существенно возрастает длительность этапов и риск преждевременного прорыва воды по высокопроницаемым зонам.

2. Умеренное увеличение отборов жидкости (на 30–50 % относительно текущих дебитов) повышает эффективность МНЦВ, поскольку расширяет зону дренирования в пласте. Однако увеличение дебитов на 100 % с одновременным с увеличением закачки воды в два раза резко сокращает время циклов и снижает общий эффект – фильтрация идет преимущественно по высокопроницаемым каналам.

3. Изменение фильтрационных потоков позволяет вовлечь в разработку труднодренируемые блоки. Однако значительного прироста в дополнительной добыче нефти не дает. Тем не менее локальный эффект может быть ощутим в неоднородных зонах пласта.

Таблица 5 – Доработанная матрица планирования МНЦВ в трещинно-поровых коллекторах (с дополнениями) [3]

№ п/п	Наименование критериев выбора объекта	Определяемые критерии	
		Тип коллектора	
		Трещинно-поровый	Поровый
Основные критерии			
1	Обводненность добываемой продукции > 65 %	+	+
2	Текущая нефтенасыщенность низкопроницаемых пропластков (зон, блоков) > 0,30 д. ед.	+	+
3	Давление насыщения < 0,5 Р гидр.	+	+
4	Плотность остаточных подвижных извлекаемых запасов нефти > 0,5 тыс. т/га	+	+
5	Коэффициент гидродинамической связанности по разрезу > 0,5 д. ед.	–	+
6	Коэффициент литологической связанности пластов по площади > 0,5 д. ед.	–	+

Окончание табл. 5

№ п/п	Наименование критериев выбора объекта	Определяемые критерии	
		Тип коллектора	
		Трещинно-поровый	Поровый
7	Отношение толщины связанных низкопроницаемых пропластков к суммарной эффективной толщине пласта в интервале перфорации > 0,3 д. ед.	–	+
8	Наличие корреляции пропластков между зоной нагнетания и отборов	+	+
9	Расчлененность пласта: > 1,5 ед. для карбонатных трещинно-поровых коллекторов; > 3 ед. для терригенных пород	+	+
10	Различия в проницаемости низко- и высокопроницаемых пропластков (трещин и матрицы) > 5 раз	+	+
11	Отставание выработки от НИЗ по от текущей обводненности добываемой продукции > 5 %	+	+
12	Наличие сформированной системы ППД	+	+
13	Возможность изменения направлений фильтрационных потоков до 90°	+	+
14*	Глинистость < 7 %	+	–
15*	Пористость > 7 %	+	–
16*	Проницаемость > 50 мД	+	–
17*	Вязкость нефти < 7 сП	+	–
Вспомогательные критерии			
18	Газосодержание нефти > 50 м³/т	+	+
19	Средняя начальная нефтенасыщенность > 0,55 д. ед.	+	+
20	Наличие хорошей гидродинамической связи между зоной отбора и нагнетания	+	+
21	Снижение пластового давления относительно начального < 40 %	+	+
22	Запас пластовой энергии для стабильной работы добывающего фонда (определяется на качественном уровне)	+	+
23	Расстояние между зоной нагнетания и зоной отборов до 700 м	+	+
24	Реагирующий фонд скважин – не менее 2 добывающих скважин на каждую нагнетательную	+	+
25	Возможность регулирования компенсации отборов закачкой в пределах от 0 до 200 %,	+	+

* – дополнения к матрице, полученные в ходе проведения анализа

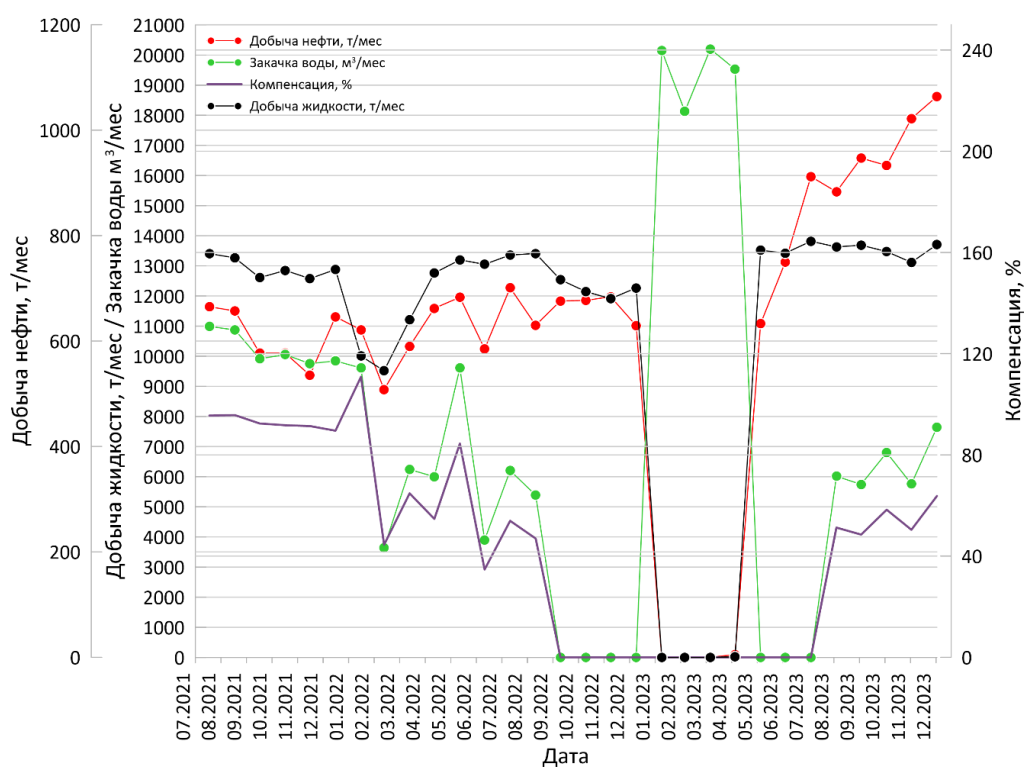
Геологическая эффективность ОПР МНЦВ

Полученные в процессе геолого-гидродинамического моделирования режимы разработки sm-sr залежи Золотухинского месторождения были заложены в программу ОПР. Опытно-промысловые работы в соответствии с разработанной программой ОПР проведены в 2022–2023 гг. График разработки sm-sr залежи Золотухинского месторождения с МНЦВ представлен на рисунке 1.

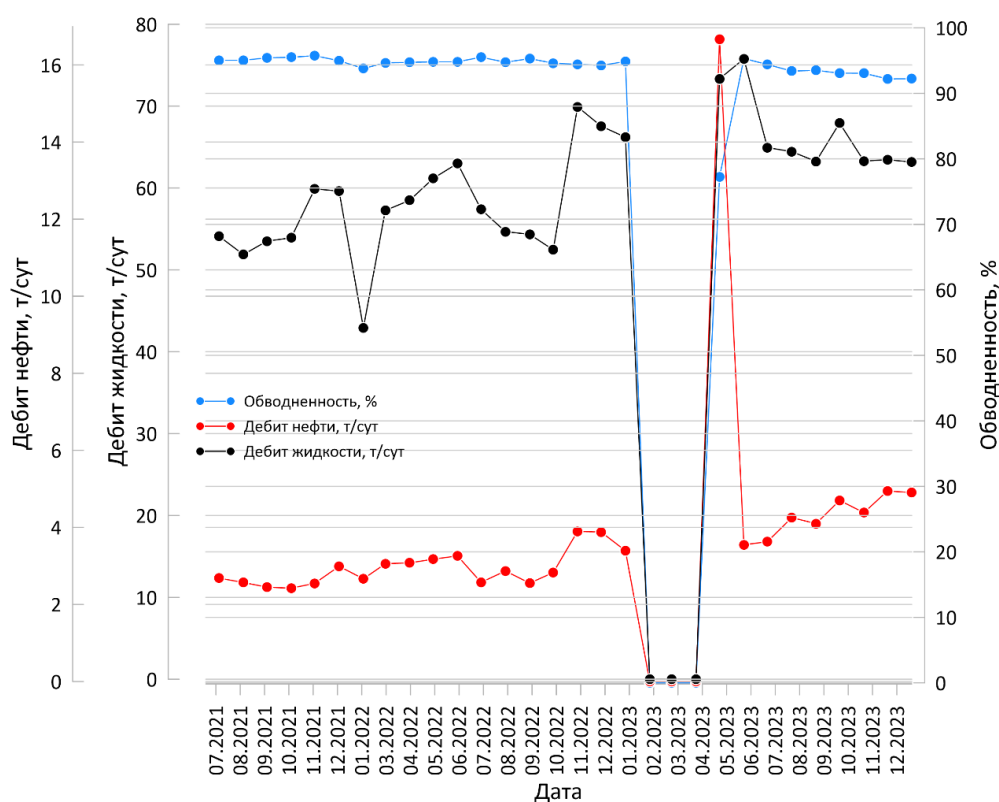
При проведении ОПР:

- **объемы закачки** воды на большинстве этапов соответствовали расчетным с отклонением 0,8–1,5 % (частично было недозакачено ~10 % воды по причине технологических ограничений);
- **объемы добычи жидкости** были стабильными, а в ряде месяцев за счет остановки низкодебитных скважин вырос средний дебит по жидкости работающих скважин;

КАРЬСКИЙ ВЫКАПНИ



а)



б)

Рисунок 1 – График разработки sm-sг залежи Золотухинского месторождения в период ОПР с МНЦВ:
а – объемы добычи нефти, жидкости, закачки воды и текущая компенсация отборов жидкости закачкой;
б – динамика изменения дебитов нефти, жидкости и обводненности добываемой продукции

- **обводненность** добываемой продукции снизилась в среднем на 2,0–0,5 %;

- **средний дебит нефти** на одну скважину увеличился с 2,4–3,0 т/сут. (в конце 2021 г.) до 3,5–3,6 т/сут. (май – июнь 2023 г.);

- **дополнительная добыча нефти**, определенная методом прямого счета, составила 3095 т, по кривым вытеснения – 2759 т. Величины близки друг к другу и подтверждают реальность приращения добычи за счет разработки залежи в режиме МНЦВ.

Таким образом, ОПР на sm-sr залежи Золотухинского месторождения, программа и режимы которых была сформирована на основании доработанной матрицы планирования МНЦВ в трещинно-поровых коллекторах и геолого-гидродинамического моделирования, подтвердили эффективность МНЦВ.

Уточнение петрофизических критериев эффективного применения МНЦВ в трещинно-поровых коллекторах по результатам МНЦВ на sm-sr залежи Золотухинского месторождения

Повторное выполнение факторного анализа по выше приведенной методике с включением в выборку новых данных, полученных по sm-sr залежи Золотухинского месторождения, позволило подтвердить обоснованные выше показатели планирования МНЦВ для трещинно-поровых коллекторов:

- пористость ($> 7\%$);
- проницаемость (> 50 мД);
- глинистость ($< 7\%$);
- вязкость нефти (< 7 сП).

Критерий минимальной расчлененности пласта снижен с 3 ед. до 1,5. Первоначально критическим считалось значение > 3 ед., как и для терригенных коллекторов. Однако по результатам ОПР на Золотухинском месторождении (где фактические значения расчлененности колебались в диапазоне 1,9–2,7 ед.) данный критерий был снижен до 1,5 ед. Данные изменения отражают специфические особенности трещинно-поровых коллекторов Припятского прогиба, где есть развитая сеть трещин и фильтрационные свойства высокопроницаемых разностей пород определяются проницаемостью трещин.

ВЫВОДЫ

1. Факторный анализ:

- показал, что большое влияние на дополнительную добычу нефти при МНЦВ оказывают фильтрационно-емкостные свойства пласта: пористость, проницаемость, невысокая глинистость, песчаность и неоднородность;

- позволил уточнить и увеличить количество основных критериев отбора объектов для МНЦВ. Эти уточнения включают снижение порога по расчлененности до 1,5 ед. и учет при обосновании объектов для МНЦВ таких параметров, как пористость, проницаемость, глинистость, вязкость нефти. Это связано с особенностями строения трещинно-поровых коллекторов Припятского прогиба и показано на примере Золотухинского месторождения.

2. Оптимальная амплитуда изменения пластового давления при циклическом заводнении в условиях выбранного объекта составила около 4 МПа. При более высоких амплитудах изменения пластового давления растут риски прорыва воды по наиболее проницаемым трещинным зонам и увеличения длительности этапов. Для каждого объекта необходимо обосновывать амплитуду изменения пластовых давлений расчетами на гидродинамических моделях.

3. Форсированные отборы на 30–50 % для условий sm-sr залежи Золотухинского месторождения доказали свою эффективность для увеличения интенсивности обмена флюидами между матрицей и трещинами и увеличения добычи нефти. В то же время увеличение отборов и закачки жидкости в 2 раза сокращает длительность этапов МНЦВ, но снижает суммарный прирост в добыче нефти.

4. Опытнo-промысловые работы на семилукско-саргаевской залежи Золотухинского месторождения подтвердили эффективность предложенной стратегии планирования и выполнения МНЦВ, возможность получения дополнительной добычи нефти. При этом отмечено повышение среднего дебита нефти и снижение обводненности добываемой продукции.

5. Технология МНЦВ демонстрирует высокий потенциал для повышения нефтеотдачи на поздней стадии разработки залежей с трещинно-поровыми коллекторами месторождений Припятского прогиба. При соблюдении расширенных критериев выбора объектов для применения технологии, оптимизации технологических режимов закачки и отбора возможно обеспечить дополнительное вовлечение трудноизвлекаемых запасов нефти в экономически эффективных масштабах.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Белоногова, Е. А.** Нестационарное извлечение нефти из заводненного зонально-неоднородного по проницаемости пласта / Е. А. Белоногова, Е. П. Патракова, В. А. Иванов // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 3. – С. 30–34.
2. **Васильев, В. В.** Оценка применимости циклического заводнения на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / В. В. Васильев, Л. Е. Тонков // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 12. – С. 36–38.
3. **Временный** регламент «Обоснование и планирование технологии многоэтапного циклического нестационарного воздействия (МНЦВ) на пласт на месторождениях РУП «ПО «Белоруснефть»». – Гомель, 2020. – 51 с.
4. **Геология** Беларуси / А. С. Махнач [и др.]. – Минск : Ин-т геол. наук НАН Беларуси, 2001. – 815 с.
5. **Гитис, Л. Х.** Факторный анализ. Лекция 1. Постановка задачи и области применения / Л. Х. Гитис. – М. : МГГУ, 2000. – 24 с.
6. **Иванова, М. М.** Динамика добычи нефти из залежей / М. М. Иванова. – М. : Недра, 1976. – 247 с.
7. **Медведев, К. Ю.** Повышение эффективности разработки неоднородных высокообводненных карбонатных залежей путем совершенствования технологии нестационарного заводнения : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.17 / К. Ю. Медведев. – М., 2018. – 118 с.
8. **Нанишвили, О. А.** Анализ эффективности комплексного воздействия нестационарного заводнения в сочетании с обработками нагнетательных скважин потокоотклоняющими составами на месторождении «х» / О. А. Нанишвили, Д. Д. Пермин, В. Р. Самойлов / Международный исследовательский журнал. – 2019. – № 4-1 (82). – С. 72–77.
9. **Насыбуллин, А. В.** Оптимизация системы заводнения на основе трехмерного геолого-гидродинамического моделирования и искусственного интеллекта / А. В. Насыбуллин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 7. – С. 14–17.
10. **О нефтеотдаче** трещиновато-пористых пластов при циклическом и полимерно-циклическом заводнении / В. В. Баушин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – № 1. – 2023. – С. 40–44.
11. **Особенности** влияния геолого-технических мероприятий на эффективность повышения нефтеотдачи с применением нестационарного (циклического) заводнения / М. Р. Дулкарнаев [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 10. – С. 26–34.
12. **Повжик, П. П.** Системно-адресный подход к разработке, планированию и внедрению технологий активизации добычи трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов нефти на месторождениях Припятского прогиба / П. П. Повжик, Н. А. Демяненко. – Минск : Четыре четверти, 2023. – 296 с.
13. **Сургучев, М. Л.** Циклическое (импульсное) воздействие на пласт как метод повышения нефтеотдачи при заводнении / М. Л. Сургучев // Нефтяное хозяйство. – 1965. – № 3. – С. 52–57.
14. **Технико-экономическая** эффективность мероприятий по регулированию охвата пластов заводнением на нефтяных залежах месторождений РУП «ПО «Белоруснефть» / Н. А. Демяненко [и др.] // Проблемы освоения ресурсов нефти и газа Беларуси и пути их решения : материалы науч.-практ. конф. – Гомель : РУП «ПО «Белоруснефть», 2003. – С. 365–375.
15. **Факторный**, дискриминантный и кластерный анализ : пер. с англ. / Дж.-О. Ким [и др.] ; под ред. И. С. Енюкова. – М. : Финансы и статистика, 1989. – 215 с.
16. **Чалов, С. В.** О применении циклического заводнения на нефтяном месторождении / С. В. Чалов, В. В. Поплыгин // Недропользование. – 2010. – № 5. – С. 65–69.
17. **Шарбатова, И. Н.** Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты / И. Н. Шарбатова, М. Л. Сургучев. – М. : Недра, 1988. – 117 с.

Артыкул паступіў у рэдакцыю 16.02.2025

Рэцэнзент І. Р. Захарыя

ДАСЛЕДАВАННЕ ўПЛЫВУ ПЕТРАФІЗІЧНЫХ УЛАСЦІВАСЦЕЙ КАЛЕКТАРАЎ НА ЭФЕКТЫЎНАСЦЬ ПРЫМЯНЕННЯ ШМАТЭТАПНАГА ЦЫКЛІЧНАГА ўЗДЗЕЯННЯ НА СТАРЫХ ЗАЛЕЖАХ З ТРЭШЧЫННА-ПАРАВЫМІ КАЛЕКТАРАМІ РАДОВІШЧАЎ ПРЫПЯЦКАГА ПРАГІНУ

А. А. Чэкан

РУП «Вытворчае аб'яднанне “Беларуснафта”»
Філіял «БН-Навукова-тэхнічны цэнтр»
вул. Васіля Гальцова, 24, 625051, Цюмень, Расія
E-mail: 1chekan.alex@gmail.com

У артыкуле разгледжаны вынікі комплекснага даследавання ўплыву петрафізічных уласцівасцей парод калектараў Прыпяцкага прагіну на эфектыўнасць шматэтапнага нестационарнага цыклічнага ўздзеяння на залежах з трэшчынна-паравымі калектарамі. На аснове фактарнага аналізу вывучаны асноўныя геалага-фізічныя фактары (порыстасць, пранікальнасць, расчлянёнасць вязкасць нафты, нафтанасычанасць, гліністасць і інш.), якія вызначаюць геалагічную эфектыўнасць тэхналогіі пры здабыванні астаткавых запасаў нафты. Прадстаўлены вынікі доследна-прамысловых работ, выкананых на семілуцка-саргаеўскім пакладзе Залатухінскага радовішча, якія пацвердзілі выніковасць тэхналогіі. Удакладнены і пашыраны крытэрыі адбору патэнцыяльных аб'ектаў пад тэхналогію на базе даных фактарнага аналізу.

Ключавыя словы: шматэтапнае нестационарнае цыклічнае ўздзеянне, петрафізічныя ўласцівасці, Прыпяцкі прагін, фактарны аналіз, дадатковая здабыча нафты, гліністасць, неаднастайнасць, трэшчынна-паравы калектар.

STUDY OF THE INFLUENCE OF PETROPHYSICAL PROPERTIES OF RESERVOIRS ON THE EFFECTIVENESS OF MULTI-STAGE CYCLIC WATERFLOODING IN MATURE FIELDS WITH FRACTURED-PORE RESERVOIRS OF THE PRIPYAT TROUGH

A. Chekan

RUE “Production Association “Belorusneft”
Branch “BN-Scientific and Technical Center”
24 Vasiliya Goltsova St, 625051, Tyumen, Russia
E-mail: 1chekan.alex@gmail.com

The article presents the results of a comprehensive study of the impact of the petrophysical properties of reservoir rocks in the Pripyat Trough on the effectiveness of multi-stage non-stationary cyclic waterflooding (MNSCW) in fields with fractured-pore reservoirs. Using factorial analysis, the main geological-physical factors (porosity, permeability, dissection, oil viscosity, oil saturation, clay content, etc.) determining the geological efficiency of MNSCW technology for extracting residual oil reserves are examined. The results of pilot production tests (PPT) conducted on the Semiluk-Sargaevskoye reservoir of the Zolotukhinskoye field are presented, confirming the effectiveness of MNSCW. The criteria for selecting potential sites for the technology based on factorial analysis data have been refined and expanded.

Keywords: multi-stage non-stationary cyclic waterflooding (MNSCW), cyclic waterflooding, petrophysical properties, Pripyat Trough, factorial analysis, additional oil recovery, clay content, heterogeneity, fractured-pore reservoirs.