

УДК 552.578.2.061.4

## ПЕРВЫЙ ОПЫТ ЗАКАЧКИ ВОДЫ В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ НЕТРАДИЦИОННОГО ТИПА ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ПРИМЕРЕ ЕЛЕЦКО-ПЕТРИКОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ РЕЧИЦКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А. О. Цыганков, А. О. Чекан, А. А. Кудряшов

РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»  
Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти  
ул. Книжная, 156, 246003, Гомель, Беларусь  
e-mail: a.tsygankov@beloil.by, a.chekan@beloil.by, kudryashov@beloil.by

*Представлен обзор мирового опыта по закачке вытесняющих агентов в низкопроницаемые коллекторы нетрадиционного типа с целью увеличения их нефтеотдачи. Отражены результаты первого промыслового опыта по закачке воды в такого типа коллекторы межсолевой толщи Припятского прогиба. Рассмотрены схемы и режимы закачки вытесняющих агентов, обозначены перспективы увеличения нефтеотдачи елецко-петриковских продуктивных отложений Речицкого месторождения нефти при организации системы поддержания пластового давления (ППД).*

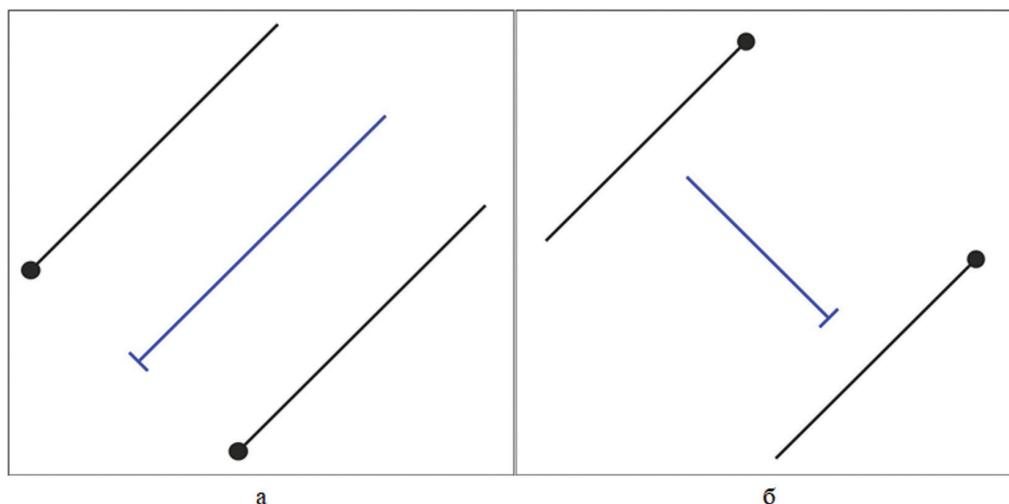
**Ключевые слова:** коллекторы нетрадиционного типа, методы увеличения нефтеотдачи, низкопроницаемые коллекторы, Речицкое месторождение.

### ВВЕДЕНИЕ

Основной проблемой, возникающей при разработке залежей углеводородов с низкопроницаемыми и ультранизкопроницаемыми коллекторами, является быстрое снижение начального (обычно высокого) дебита жидкости. Низкая проницаемость и высокая неоднородность фильтрационно-емкостных свойств (ФЭС) коллекторов затрудняют фильтрацию флюида в пласте. Залежи с коллекторами подобного типа разрабатываются горизонтальными эксплуатационными скважинами с проведением многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП). Пробуренные в подобных отложениях скважины характеризуются изолированностью, а геолого-физические и гидродинамические условия вынуждают вести разбуривание подобных объектов плотной сеткой скважин с целью увеличения общей площади дренирования. Вышеизложенное приводит к непродолжительному периоду работы добывающих скважин в основном с невысокими, относительно начального, дебитами нефти. Данные обстоятельства определяют низкие значения конечного коэффициента извлечения нефти (КИН) и ставят вопрос об экономической целесообразности разработки подобных объектов. Поэтому применение методов увеличения нефтеотдачи жизненно необходимо в условиях распространения низкопроницаемых коллекторов нетрадиционного типа.

Анализ научных публикаций зарубежных изданий показал, что для увеличения нефтеотдачи в условиях распространения низкопроницаемых

коллекторов нетрадиционного типа чаще всего в качестве вытесняющего агента используются вода и газ (в основном  $\text{CO}_2$ ) [6; 7; 11]. Наиболее часто встречающимися в опубликованных материалах режимами эксплуатации нагнетательных скважин являются постоянный, при котором опытная скважина используется только для закачки вытесняющего агента, а соседние – для добычи флюида (при этом известны примеры закачки вытесняющего агента как в постоянном, так и в периодическом режимах), а также режим «huff-n-puff», который заключается в проведении технологического цикла по закачке вытесняющего агента, остановке на реакцию и возобновлении добычи одной и той же скважиной [4; 5; 9]. Кроме режима закачки вытесняющего агента, важным фактором является схема закачки, которая определяется характером расположения потенциально реагирующих добывающих скважин к опытной нагнетательной. Принцип схемы заключается во взаимном расположении трещин, создаваемых при МГРП, распространяющихся субперпендикулярно (вкрест) относительно ствола скважины. Основными применяемыми на практике схемами являются параллельная, при которой горизонтальные участки стволов добывающих и нагнетательных скважин ориентированы параллельно или субпараллельно друг другу (соответственно ориентированы и создаваемые при МГРП трещины); перпендикулярная, при которой горизонтальные участки стволов добывающих и нагнетательных скважин ориентированы вкрест (рис. 1).



**Рисунок 1** – Схема возможного размещения нагнетательных горизонтальных скважин относительно добывающих скважин: *а* – параллельная; *б* – вкрест

Анализ международного опыта по закачке вытесняющего агента в низкопроницаемых коллекторах нетрадиционного типа при разных режимах закачки показал, что:

известны примеры эффективных опытных работ по организации закачки вытесняющего агента (как воды, так и газа), в условиях распространения низкопроницаемых коллекторов нетрадиционного типа [4–6; 9; 11];

основной проблемой закачки вытесняющего агента является его быстрый (чаще всего в первый же месяц) прорыв к забоям соседних добывающих скважин [4; 5; 7–9];

главным негативным фактором при использовании параллельной схемы размещения нагнетательных и добывающих скважин является быстрое обводнение последних вследствие сообщения созданных при МГРП трещин [6; 7; 10; 12; 13];

главным негативным фактором при использовании схемы размещения нагнетательных и добывающих скважин вкрест друг к другу является отсутствие влияния закачки на добывающие скважины, при этом как при параллельной, так и при схеме расположения скважин вкрест отмечались как эффективные, так и неэффективные результаты опытно-промысловых работ [10; 12; 13];

регулирование объемов и давления закачки является главным фактором предотвращения преждевременного прорыва воды к добывающим скважинам при любом режиме закачки [10; 12; 13];

в среднем эффект от закачки вытесняющего агента отмечается по соседним добывающим скважинам через 7–8 месяцев (до полутора лет) в зависимости от режима закачки при расстоянии от опытной нагнетательной до соседних добывающих скважин 200–400 м [10; 12; 13];

опыт закачки газа и воды в низкопроницаемые коллекторы нетрадиционного типа США, Канады и Китая указывает на то, что при проницаемости отложений ниже 0,5 мД наиболее эффективным агентом будет углекислый газ [6–8];

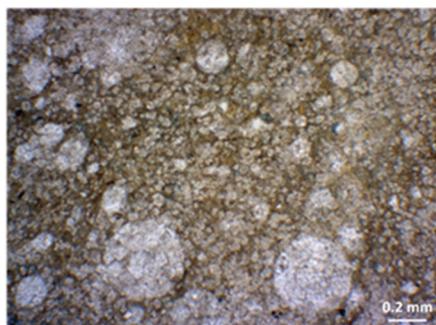
по результатам реализованных опытно-промысловых работ средний прирост КИН составляет 10–12 %, при этом результаты геолого-гидродинамического моделирования прогнозируют прирост на уровне 15–20 % [6–8; 10; 12; 13].

В настоящее время в пределах Припятского прогиба отсутствует инфраструктура, необходимая для закачки газа, для строительства которой необходимы значительные капиталовложения, а также доступный или близкий по расположению источник углекислого газа. В то же время налаженная инфраструктура, доступность, отсутствие необходимости в значительных дополнительных капиталовложениях, а также наличие международного опыта с эффективными примерами, по мнению авторов, делает воду наиболее подходящим агентом увеличения нефтеотдачи в условиях распространения низкопроницаемых коллекторов нетрадиционного типа елецко-петриковских отложений Речицкого месторождения.

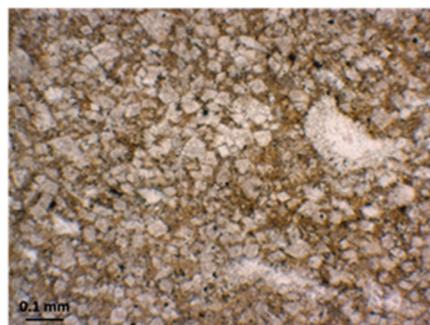
### ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЙ.

#### ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ

Объектом исследований являются елецко-петриковские отложения Речицкого месторождения (I–III пачки), которые представлены доломитами известково-кремнистыми, породами смешанного глинисто-карбонатно-кремнистого состава, реже известняками глинисто-доломитистыми с неравномерно тонкослоистой, линзовидной, интракласовой, пятнистой текстурой (рис. 2).



Реликты радиолярий, замешенные доломитом в кремнисто-карбонатном цементе (шлиф 328/127)



Доломит известковистый кремнистый мелкокристаллический (шлиф 328/4)



Спикула губки в известняке глинистом редкими тонкими межзеренными порами (шлиф 328/109)



Микротрещина, выполненная битумоидом, в доломите кремнистом, кристаллическом (шлиф 328/61)

Рисунок 2 – Микрофотографии шлифов по керну из скважины № 328 Речицкой (отложения I–III пачек)

По минеральному составу елецко-петриковские отложения относятся к глинисто-кремнисто-карбонатным породам. Среднее содержание в породе доломита – 42 %, кальцита – 27 %, кварца – 16 %, глинистых минералов – 9 %.

Особенностью отложений является изменение состава по разрезу снизу-вверх: от преобладания кальцита (до 86 %) по III пачке до преобладания доломита (44 %) и кварца (26 %) по I пачке. Наблюдается уменьшение содержания глинистых минералов от III к I пачке с 14 % до 9 %. Преобладает межзерновой тип пористости, при этом 80 % пор фактически являются субкапиллярными (размер меньше 15 мкм), что позволяет относить елецко-петриковские нефтенасыщенные отложения Речицкого месторождения к низкопроницаемым коллекторам нетрадиционного типа. Среднее значение пористости составляет 10,81 %. Модальное значение эффективной пористости относительно открытой смещено с 15 до 5 % за счет сложной структуры порового пространства и высокого содержания связанной воды. Проницаемость матрицы породы в среднем составляет 0,44–1,04 мД и увеличивается вверх по разрезу. По результатам пиролитических исследований, среднее содержание органического вещества (ТОС) в отложениях I–III пачек составляет 1,58 % (0,24–8,14 %), газо-

образных и жидких УВ (S0+S1) – 3,86 (0,01–28,59) мг УВ/г породы, керогена и тяжелых УВ (S2) – 6,85 (0,06–54,01) мг УВ/г породы, индекс продуктивности (PI) – 0,24 (0,02–0,7), индекс нефтенасыщенности (OSI) – 149 (2–555) мг УВ/ТОС. Углеводороды в отложениях I–III пачек имеют смешанный состав – частично связаны с нефтематеринскими породами (аутигенной генерацией), не исключена миграция углеводородов из нижележащих отложений [1].

Таким образом, существенной особенностью отложений I–III пачек Речицкого месторождения является изменение минералогического состава, а следовательно, и фильтрационно-емкостных свойств по разрезу.

Объект разработки – залежь нефти I–III пачек елецко-петриковских отложений Речицкого месторождения – активно разрабатывается: в 2014–2015 гг. были построены две горизонтальные оценочные скважины в восточной и западной частях объекта (скважины № 310г и № 292г) с протяженностью горизонтальной части ствола до 500 м, результаты ввода и эксплуатации которых подтвердили промышленные скопления нефти в описываемых отложениях и возможность их разработки [2; 3]. Результаты выполнения комплексных работ по изучению елецко-петриковских отложений (лабораторные

исследования керна, в том числе геохимические и геомеханические, работы по транзитному фонду скважин и др.) стали основанием для активизации работ на изучаемом объекте: за период 2020–2022 гг. построено 10 эксплуатационных скважин с протяженностью горизонтальной части ствола 1000–1500 м (до 2100 м). На 2023–2025 гг. запланирован ввод еще 47 скважин. Ниже представлена краткая информация о текущем состоянии и проблемах разработки елецко-петриковской залежи нефти (I–III пачки) Речицкого месторождения.

По состоянию на 01.08.2023 объект разрабатывается 16 добывающими скважинами. Подавляю-

щее большинство действующих скважин пробурены в пределах отложений петриковского горизонта (I пачка, реже I–II пачки).

Основной проблемой разработки изучаемого объекта является быстрое снижение начального дебита жидкости по добывающим скважинам (за первые месяцы эксплуатации). Из графиков на рисунке 3 видно, что, например, по скважинам западного участка начальный дебит жидкости снижается на 40–50 % в первые 30–40 дней работы скважин, за первые 60–70 дней – на 60–70 %.

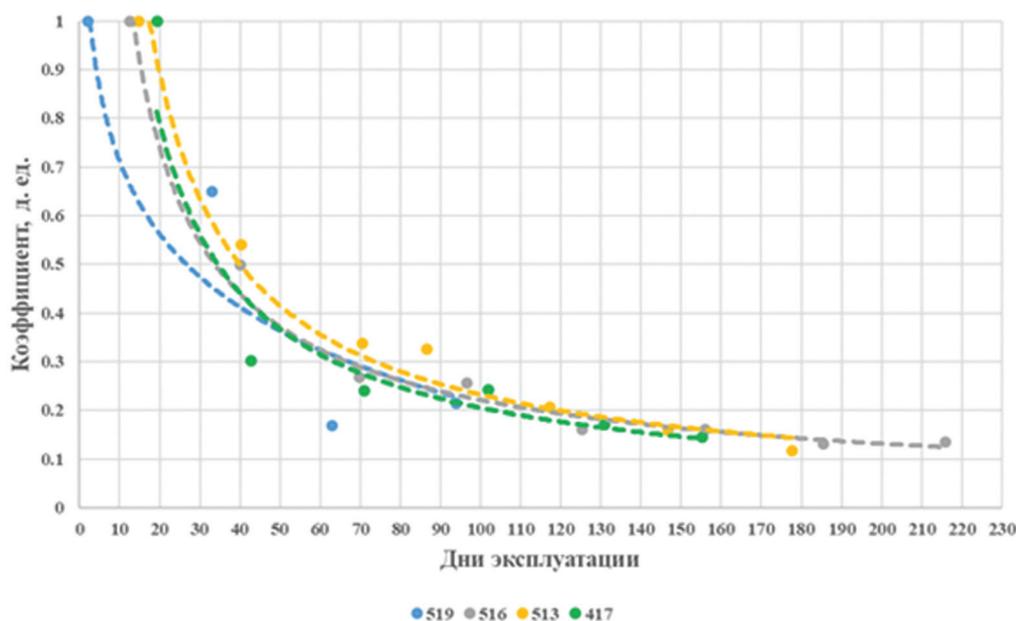


Рисунок 3 – Темп падения дебита жидкости по добывающим скважинам западного участка объекта разработки

Подобное снижение дебита жидкости характерно для скважин, пробуренных в условиях распространения низкопроницаемых коллекторов нетрадиционного типа, вследствие ограниченности зоны дренирования скважины из-за низких значений ФЭС и их высокой неоднородности. Описанная проблема является главной причиной низкого значения КИН.

Еще одной проблемой является гидродинамическая связь рассматриваемого объекта со смежными залежами. Многопластовое строение Речицкого месторождения при небольшой мощности перемычек (от первых десятков до сотни метров) обуславливает риск прорыва трещин, создаваемых при МГРП, в вышележащие (лебежанские) и нижележащие (IV пачка задонского горизонта) продуктивные отложения. При сравнении значений вертикальных глубин до нижней границы закрепленной трещины

ГРП и вертикальной глубины до коллекторов отложений IV пачки задонского горизонта установлена вероятность внедрения трещин, создаваемых при МГРП, в продуктивные отложения нижележащей залежи на 20–100 м. Прорыв трещин в выработанные (обводненные) периферийные участки нижележащей залежи может обеспечивать поступление воды к скважинам, эксплуатирующим елецко-петриковские отложения.

Для подтверждения данной гипотезы в 2022 г. были выполнены работы по трассированию фильтрационных потоков с закачкой раствора индикатора (роданид аммония, нитрит натрия, карбамид) в нагнетательные скважины № 12, 29 и 64 задонской залежи нефти (IV пачка). Отбор проб осуществлялся по скважинам № 424g, 467g, 513g, 519g и 516g2, эксплуатирующим елецко-петриковскую залежь. По результатам исследований установлено

присутствие индикатора в пробах скважин № 513g, 516g2, 424g и 467g, что подтвердило наличие гидродинамической связи между двумя объектами разработки посредством трещин, созданных при МГРП. Данная проблема разработки оказывает негативное влияние в виде преждевременного обводнения добывающих скважин, что также ведет к снижению конечного значения КИН.

При прохождении скважинами отложений боричевских слоев лебедянского горизонта отмечались осложнения при бурении в виде проявлений (например, выход фильтрата бурового раствора), вызванных превышением фактического пластового давления над гидростатическим. Неоднократно отмечался рост статических уровней в контрольных скважинах лебедянской залежи при выполнении МГРП в соседних скважинах петриковского горизонта, что указывает на потенциальное наличие гидродинамической связи продуктивных отложений I–III пачек с вышележащей лебедянской залежью.

Проблемой разработки залежи I–III пачек также является довольно высокая обводненность по добывающим скважинам, которая обусловлена, преимущественно, большими объемами закачки жидкости разрыва при освоении скважин (от 7 до 34 тыс. м<sup>3</sup> на скважину). Так, скважины вступают в работу с обводненностью от 30 до 95 %, однако снижение обводненности в процессе эксплуатации происходит не всегда.

Особенности разработки залежей нефти с низкопроницаемыми коллекторами нетрадиционного типа, которые проявляются в резком снижении начальных дебитов жидкости в добывающих скважи-

нах (из-за ограниченности энергетики по причине низких ФЕС и их высокой неоднородности, приводящей к низким значениям конечного коэффициента извлечения нефти) и необходимости уплотнения сетки добывающих скважин с целью увеличения общей площади дренирования, требуют применения методов увеличения нефтеотдачи.

## РЕЗУЛЬТАТЫ ЗАКАЧКИ ВОДЫ

Как отмечалось выше, экономически обоснованным вытесняющим агентом для условий Речицкого месторождения, имеющим примеры эффективного применения за рубежом, является вода. Пилотным проектом по закачке воды в низкопроницаемые коллекторы нетрадиционного типа стала ранее добывающая скважина № 310g Речицкая, эксплуатировавшая отложения петриковского горизонта (I пачка). Опытно-промысловые работы выполнялись в период с июля 2022 г. по июнь 2023 г.

В июле 2022 г. скважина № 310g была переведена под закачку воды с приемистостью 230–260 м<sup>3</sup>/сут при давлении нагнетания 22–23 МПа. Ствол скважины № 310g ориентирован вквост простирания горизонтальных стволов соседних добывающих скважин (рис. 4).

За указанный период в скважину № 310g закачено 42,87 тыс. м<sup>3</sup> воды. С целью оценки влияния закачки воды в скважину № 310g на соседние добывающие скважины анализировалась динамика дебита жидкости, давления на приеме насоса и обводненности в этих скважинах, а также были выполнены работы по трассированию фильтрационных потоков (рис. 5).

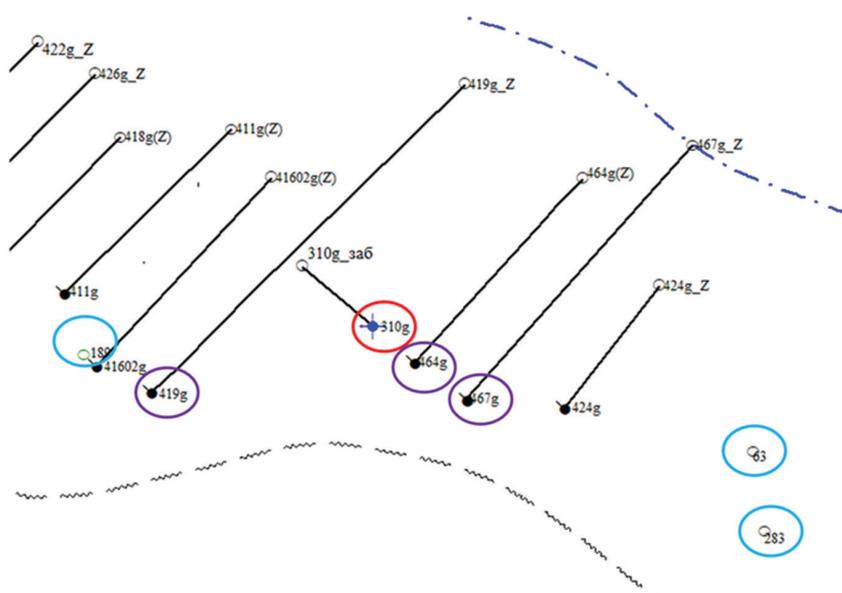


Рисунок 4 – Карта-схема размещения скважин, участвовавших в трассерных исследованиях (красный цвет – нагнетательная скважина, в которую качался трассер; фиолетовый цвет – скважины I пачки, по которым отбирали пробы; голубой цвет – скважины IV пачки, по которым отбирали пробы)

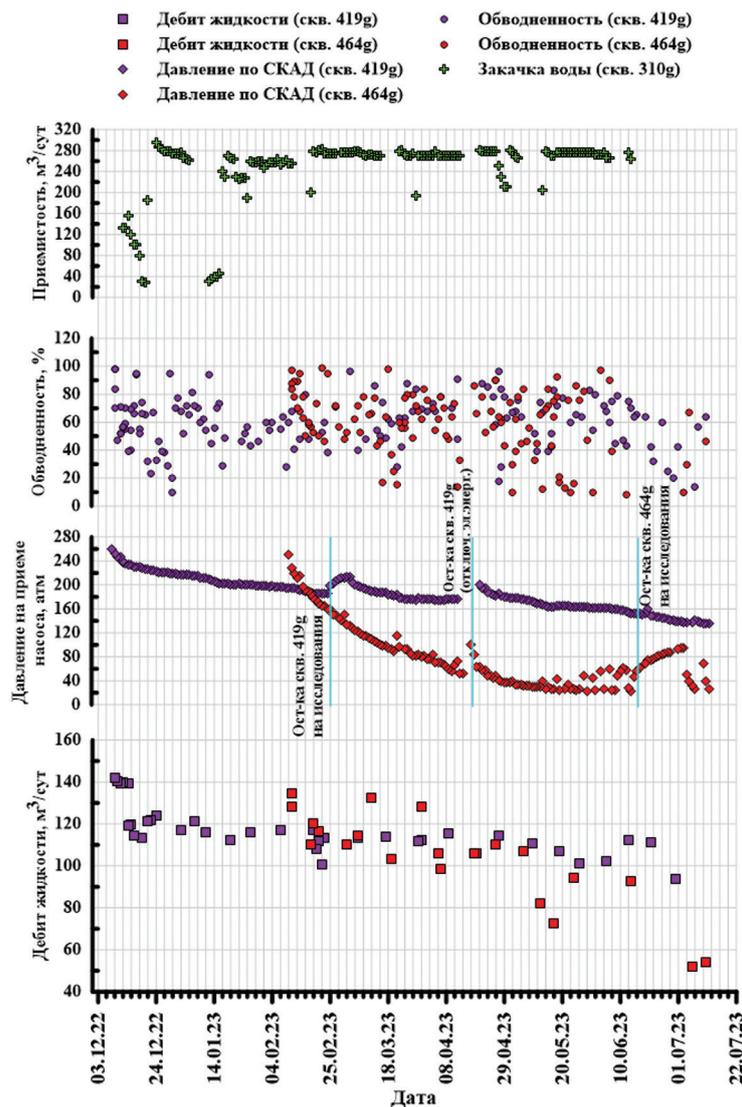


Рисунок 5 – График зависимости показателей работы добывающих скважин № 419g и 464g от закачки воды в скважину № 310g

Как видно из графиков, представленных на рисунке 5, по добывающей скважине № 464g отмечается снижение дебита жидкости с начального  $135 \text{ м}^3/\text{сут}$  до текущего  $54 \text{ м}^3/\text{сут}$  за шесть месяцев работы. Давление на приеме насоса снизилось с 250 до 26 атм. В июне 2023 г. по скважине № 464g отмечен рост давления на приеме насоса с 25–30 до 90–95 атм, что связано с остановкой скважины на исследования.

По скважине № 419g также отмечается снижение дебита жидкости и давления на приеме насоса, однако, в сравнении со скважиной № 464g, степень снижения указанных параметров заметно ниже (см. рис. 5). Можно утверждать о некоторой зависимости обводненности и темпов снижения давления на приеме насоса ( $P_{\text{СКАД}}$ ) от объемов закачки воды в скважину № 310g Речицкую. Так при снижении месячных объемов закачки воды в скважину № 310g Речицкую с  $6256 \text{ м}^3$  (май 2023 г.) до  $2167 \text{ м}^3$  (июнь

2023 г.) наблюдается снижение текущей обводненности (более отчетливо это видно в период остановки закачки воды), а также увеличении темпа снижения давления на приеме насоса.

Характер обводненности добываемой по обеим соседним скважинам продукции нестабильный и изменяется в пределах 20–90 %. На хаотичный характер обводненности, помимо прочего, оказывают влияние технологические обработки затрубного пространства, которые выполняются по обеим скважинам (10  $\text{м}^3$  горячей воды по 2–3 раза в месяц).

С целью определения природы воды, выполнен химический анализ проб, отобранных в скважинах № 419g и 464g. Исходя из результатов химического анализа проб, вода по скважине № 419g представляет собой пластовый рассол, а по скважине № 464g преимущественно воду, закачиваемую для поддержания пластового давления (табл. 1).

**Таблица 1** – Заключение по природе попутно добываемых вод

№ скважины	Дата отбора	Заключение
419g Речицкая	06.01.2023	Пластовый рассол
464g Речицкая	05.04.2023	Смесь закачиваемой для ППД воды (около 75 %) и пластовых рассолов (около 25 %), обогащенная NaCl

В мае – июне 2023 г. по нагнетательной скважине № 310g выполнялись работы по трассированию фильтрационных потоков с целью оценки влияния нагнетательной скважины № 310g на соседние добывающие скважины и выявления гидродинамической связи между елецко-петриковскими отложениями (I–III пачки) и залежью нефти задонского горизонта (IV пачка).

В скважину № 310g было закачано 10 м<sup>3</sup> раствора индикатора (10 м<sup>3</sup> пресной воды, нитрит натрия – 0,5 т). Отбор проб осуществлялся из соседних скважин залежи I–III пачек № 419g, 464g, 467g, 513g и 516g2, а также из скважин нижележащей задонской залежи (IV пачка): № 63, 189, 283 (см. рис. 4). За период исследований, который длился 41 сут, через добывающие скважины получено 6,28 кг нитрита натрия, что составляет 1,26 % от объема закачанного в скважину № 310g индикатора.

По результатам выполненных исследований установлено, что 99,4 % от отобранного объема трассера поступает в скважину № 419g, 0,6 % – в скважину № 516g2. В скважинах № 464g, 467g, 513g (I–III пачки), 63, 189 и 283 (IV пачка) трассер не выявлен. Представленные результаты показывают на существенное влияние нагнетательной скважины № 310g на соседнюю добывающую скважину № 419g и подтверждают вышеизложенные предположения, выдвинутые на основе динамики показателей работы скважины № 419g.

## ВЫВОДЫ

Изученный мировой опыт организации закачки вытесняющего агента с целью повышения нефтеотдачи в условиях залежей с низкопроницаемыми коллекторами нетрадиционного типа различных регионов мира показал принципиальную возможность закачки воды с получением эффекта, выраженного в дополнительной добыче нефти.

В настоящее время на елецко-петриковском объекте разработки Речицкого месторождения нефти реализуются опытно-промысловые работы по закачке воды в скважину № 310g с целью увеличения нефтеотдачи в условиях низкопроницаемых коллекторов нетрадиционного типа. Реализуемая схема закачки – вкрест простирания соседних добывающих скважин. Режим закачки постоянный. По состоянию на 01.08.2023 по соседним добывающим скважинам не отмечается роста дебита жидкости. Потенциальное влияние проявляется по косвенным

признакам, в виде снижения уровня текущей обводненности и давления на приеме насоса в соседней добывающей скважине № 419g в периоды остановок опытной скважины № 310g.

Результаты выполненных работ по трассированию фильтрационных потоков также указывают на продвижение закачиваемой в скважину № 310g воды к добывающей скважине № 419g. Поступление закачиваемой воды к этой скважине без явного роста ее эксплуатационных параметров, которые могут указывать на влияние от нагнетания (рост дебита жидкости, давления на приеме насоса, пластового давления, текущей обводненности), может объясняться ограниченным охватом продуктивного пласта вытеснением вследствие большой протяженности горизонтальной части ствола скважины № 419g (2114 м), что при схеме размещения вкрест простирания относительно нагнетательной скважины обеспечивает потенциальное влияние только на ограниченное количество портов, а большая часть ствола не участвует в этом процессе. Отбор флюида по скважине № 310g компенсирован закачкой воды в нее же на 400 % (с учетом закачанного объема жидкости разрыва при МГРП и повторных МГРП). Ежемесячные отборы жидкости по скважине 419g (~3300 м<sup>3</sup>/мес.) также компенсируются закачкой воды в скважину № 310g (5500–6500 м<sup>3</sup>/мес.) на 170–200 %, поэтому существует необходимость выполнения промыслово-геофизических исследований для установления работающих интервалов и уточнения источников поступления воды в добывающие скважины.

Таким образом, результаты вышеописанных работ по скважине № 310g свидетельствуют о продвижении основных объемов закачиваемой воды в западном направлении, в сторону скважины № 419g, что объясняется близким расположением скважин (менее 80 м в плане). В соседней скважине № 464g, расположенной восточнее скважины № 310g, трассер не выявлен. Расстояния между этими скважинами в плане около 260 м.

Анализ мирового опыта закачки воды в породы-коллекторы нетрадиционного типа показывает, что оптимальным расстоянием между нагнетательной и добывающей скважинами является 200–400 м при параллельной схеме закачки. При схеме закачки вкрест простирания горизонтальных стволов скважин вероятность сообщения трещин ГРП значительно ниже, а значит, для получения эффекта от закачки воды необходимо меньшее расстояние. Несмотря на

то, что в скважине № 464g не был выявлен трассер, текущая обводненность добываемой продукции для низкопроницаемого коллектора довольно высока (начальная обводненность 77,3 %, текущая – 46,2 % при снижении начального дебита жидкости со 131 т/сут до 46 т/сут), а химический анализ проб воды показывает близкий состав к воде, закачиваемой для поддержания пластового давления. Принимая во внимание результаты работ по трассированию фильтрационных потоков, выполненных в 2022 г. на залежи нефти IV пачки задонского горизонта с отбором проб в добывающих скважинах вышележащих отложений I–III пачек, можно полагать, что основным источником обводнения скважины № 464g является вода, закачиваемая для поддержания пластового давления на залежи нефти IV пачки задонского горизонта, а не нагнетательная скважина № 310g. Результаты работ по трассированию показали, что наиболее активная связь между двумя объектами разработки (по трещинам ГРП) отмечается в восточной части площади, где и расположена скважина № 464g, по которой в тот момент контрольные пробы не отбирались ввиду недавнего ввода скважины в эксплуатацию. При выполнении работ по трассированию в скважине № 310g отбор проб в соседних добывающих скважинах второго ряда западнее скважины № 310g (№ 41602g и 411g) не выполнялся, поэтому судить о степени продвижения фронта нагнетания в западном направлении не представляется возможным, однако, учитывая значительные расстояния для выбранной схемы закачки, продвижение воды западнее скважины № 419g представляется маловероятным. Трассер в добывающих скважинах нижележащей залежи отмечен не был, что указывает на отсутствие гидродинамической связи между двумя объектами в районе расположения скважины № 310g. В целом результаты исследований указывают на то, что скважина № 310g не является главным источником высокой текущей обводненности по соседним добывающим скважинам (45–90 %).

Нетипичный для нетрадиционных коллекторов уровень обводненности объясняется комплексом факторов. Во-первых, при освоении эксплуатационных скважин закачиваются большие объемы жидкости разрыва (от 7 до 34 тыс. м<sup>3</sup>). При этом по состоянию на 01.08.2023 по большинству действующих добывающих скважин не отобран закачанный при освоении объем жидкости разрыва, что затрудняет

анализ природы воды. Во-вторых, поступление воды в отложения I–III пачек происходит из нижележащих отложений. Так, в скважинах № 424g и 467g по данным трассирования фильтрационных потоков установлено поступление воды, закачиваемой для ППД в IV пачку задонского горизонта. Не исключено также поступление воды из вышележащих боричевских слоев лебедянского горизонта, где закачка воды осуществляется в нагнетательные скважины № 153s2 и 117s2, что, однако, требует подтверждения дальнейшими исследованиями. Определение источников поступления воды позволит разработать и осуществить комплекс мер, направленных на снижение уровня обводненности или его стабилизацию, что приведет к увеличению конечного КИН.

Несмотря на приобретенный фактический опыт организации закачки воды в белорусские низкопроницаемые коллекторы нетрадиционного типа, у специалистов пока не сложилось однозначного представления о влиянии единственной нагнетательной скважины на соседние добывающие. Вместе с этим получено понимание того, что для эффективного управления системой разработки подобных объектов (регулируя объемов нагнетания воды и обеспечения максимального охвата пласта вытеснением) необходим комплекс мер контроля за эффективностью закачки воды, включающий наземный сейсмический мониторинг процесса заводнения, проведение промыслово-геофизических исследований по определению принимающих интервалов в нагнетательных скважинах и работающих интервалов в добывающих скважинах.

Продолжающийся активный ввод новых горизонтальных добывающих скважин по всей продуктивной площади объекта разработки низкопроницаемых коллекторов нетрадиционного типа требует создания стратегии организации закачки воды по всей его площади. В данный момент организация мероприятий по увеличению нефтеотдачи елецко-петриковских отложений Речицкого месторождения находится на начальной стадии, однако уже получен первый собственный опыт, подтверждающий возможность закачки воды в подобные отложения. Опробование в обозримом будущем разных схем и режимов закачки в совокупности с комплексом промысловых исследований обозначат перспективы увеличения нефтеотдачи по елецко-петриковской залежи Речицкого месторождения.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кудряшов, А. А. Результаты комплексного изучения нетрадиционных коллекторов и первая попытка их освоения [Электронный ресурс] / А. А. Кудряшов // Proceedings of the SPE Eastern Europe Subsurface Conference, Киев, 23–24 нояб. 2021. – Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/208524-MS>. – Дата доступа: 16.08.2023.

2. **Повжик, Г. П.** Состояние и перспективы освоения нетрадиционных ресурсов нефти I–III пачек девонского межсолевого комплекса Припятского прогиба (Речицкое месторождение) / Г. П. Повжик, А. А. Кудряшов, А. О. Цыганков // *Літасфера*. – 2020. – № 2 (53). – С. 150–157.

3. **Цыганков, А. О.** Совершенствование подходов в разработке коллекторов нетрадиционного типа в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» / А. О. Цыганков, А. А. Кудряшов // *Современные проблемы машиноведения* : сб. науч. тр. : в 2 ч. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2023. – Ч. 2. – С. 185–188.

4. **Alfarge, D.** IOR Methods in Unconventional Reservoirs of North America: Comprehensive Review [Electronic resource] / D. Alfarge, M. Wei, B. Bai // *Proceedings of the 2017 SPE Western Regional Meeting, Bakersfield, California, USA, 23 April 2017*. – Mode of access: <https://doi.org/10.2118/185640-MS>. – Date of access: 18.08.2023.

5. **Ganesh, T.** Enhanced Recovery Technologies for Unconventional Oil Reservoirs / T. Ganesh // *Journal of petroleum technology*. – 2019. – Vol. 71, Iss. 09. – P. 66–69.

6. **Hoffman, B.** Improved Oil Recovery IOR Pilot Projects in the Bakken Formation [Electronic resource] / B. Hoffman // *Proceedings of the SPE Low Perm Symposium, Denver, Colorado, USA, 5–6 May 2016*. – Mode of access: <https://doi.org/10.2118/180270-MS>. – Date of access: 18.08.2023.

7. **Hoffman, B.** Huff-N-Puff Gas Injection Pilot Projects in the Eagle Ford [Electronic resource] / B. Hoffman // *Proceedings of the SPE Canada Unconventional Resources Conference, Calgary, Alberta, Canada, 13–14 March 2018*. – Mode of access: <https://doi.org/10.2118/189816-MS>. – Date of access: 18.08.2023.

8. **Li, L.** Bakken Roadmap : Final Report / L. Li, S. Li. – Regina : Petroleum Technology Alliance Canada, 2015. – 96 p.

9. **Recent** Advances in Enhanced Oil Recovery Technologies for Unconventional Oil Reservoirs [Electronic resource] / S. Balasubramanian [et al.] // *Proceedings of the Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, 30 April – 3 May 2018*. – Mode of access: <https://doi.org/10.4043/28973-MS>. – Date of access: 19.08.2023.

10. **Roostapour, A.** Optimizing Tight Oil Assets on Water Flood Utilizing Polymer Gel Technology; A Cost-Effective Approach with High Rate of Success [Electronic resource] / A. Roostapour, N. Champion, M. Qaid // *Proceedings of the SPE Improved Oil Recovery Conference, 31 August – 4 September 2020*. – Mode of access: <https://doi.org/10.2118/200401-MS>. – Date of access: 19.08.2023.

11. **Sheng, J. J.** Enhanced Oil Recovery in Shale and Tight Reservoirs / J. J. Sheng. – USA : Gulf Professional Publishing, 2019. – 538 p.

12. **Wagia-Alla, A.** Longitudinal Fracturing in a Mature Permian Waterflood: A Case Study [Electronic resource] / A. Wagia-Alla, R. Roach, J. El-Azzi // *Proceedings of the SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, USA, 14–18 April 2018*. – Mode of access: <https://doi.org/10.2118/190208-MS>. – Date of access: 19.08.2023.

13. **Wood, T.** Waterflood potential could unlock billions of barrels / T. Wood, B. Milne. – Toronto : Dundee capital markets, Dundee Securities ltd, 2011. – 12 p.

Артыкул наступіў у рэдакцыю 22.08.2023

Рэцэнзент В. Дз. Парошын

## ПЕРШЫ ВОПЫТ ЗАПАМПОЎВАННЯ ВАДЫ Ў НИЗКАПРАЊКАЛЬНЫХ КАЛЕКТАРЫ НЕТРАДЫЦЫЙНАГА ТЫПУ ДЛЯ ПАВЕЛІЧЭННЯ НАФТААДДАЧЫ НА ПРЫКЛАДЗЕ ЯЛЕЦКА-ПЕТРЫКАЎСКІХ АДКЛАДАЎ РЭЧЫЦКАГА РАДОВІШЧА

А. А. Цыганкоў, А. А. Чэкан, А. А. Кудрашоў

РУП «Вытворчае аб'яднанне «Беларуснафта»  
Беларускі навукова-даследчы і праектны інстытут нафты  
вул. Кніжная, 156, 246003, г. Гомель, Беларусь  
e-mail: a.tsyganov@beloil.by, a.chekan@beloil.by, kudryashov@beloil.by

Прадстаўлен агляд сусветнага вопыта па запампоўванню выцясняльных агентаў у нізкапранікальныя калектары нетрадыцыйнага тыпу з мэтай павелічэння іх нафтааддачы. Адлюстраваны вынікі першага прамысловага вопыту па запампоўванню вады ў такога тыпу калектары міжсалявой тоўшчы Прыпяцкага прагіна. Разгледжаны схемы і рэжымы запампоўвання выцясняльных агентаў, пазначаны перспектывы

павелічэння нафтааддачы ялецка-петрыкаўскіх прадуктыўных адкладаў Рэчыцкага радовішча нафты пры арганізацыі сістэмы падтрымлівання пластовага ціску (ППД).

**Ключавыя словы:** калектары нетрадыцыйнага тыпу, метады павелічэння нафтааддачы, нізкапранікальныя калектары, Рэчыцкае радовішча.

## FIRST EXPERIENCE OF WATER INJECTION IN LOW-PERMEABILITY NON-CONVENTIONAL RESERVOIRS IN THE EXAMPLE OF ELETSKO-PETRIKOVSKIE DEPOSITS OF RECHITSA OIL FIELD

A. Tsyhankou, A. Chekan, A. Kudrashou

State Production Association «Belarusneft»  
Belarussian Scientific Research and Design Institute of Oil  
15b Knizhnaya St, Gomel, 246003, Belarus  
E-mail: a.tsygankov@beloil.by, a.chekan@beloil.by, kudryashov@beloil.by

A review of world experience in the injection of displacing agents into low-permeability unconventional reservoirs in order to increase their oil recovery is presented. The results of the first field experiment on the water injection into reservoirs of such type of the inter-salt strata of the Pripyat trough are reflected. Schemes and modes of injection of displacing agents are presented, prospects for increasing oil recovery from the Yelets-Petrikov productive deposits of the Rechitsa oil field are outlined and organizing a reservoir pressure maintenance system.

**Keywords:** unconventional reservoirs, enhanced oil recovery methods, low-permeability reservoirs, Rechitsa oil field.