

Оценка коэффициента вытеснения для девонских отложений по результатам специализированных исследований скважин

И.М. Индрупский^{1*}, К.В. Коваленко¹, Д.М. Газизова², А.Ф. Сибгатуллин², Д.П. Аникеев¹,
Н.В. Шабалин², К.Р. Садеев³, А.А. Лутфуллин³

¹Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

²Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия

³СП «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

Коэффициент вытеснения и остаточная нефтенасыщенность являются важнейшими характеристиками, определяющими извлекаемые запасы и эффективность процесса заводнения. Основной объем информации об этих параметрах предоставляют лабораторные исследования керн. Специализированные комплексные промысловые и геофизические исследования позволяют оценить те же характеристики на скважине непосредственно в пластовых условиях, исключив влияние масштабного эффекта и техногенное воздействие при отборе и подготовке керн.

Представлены результаты промыслового эксперимента по оценке коэффициента вытеснения и остаточной нефтенасыщенности на скважине, дренирующей терригенные отложения девона на одной из площадей Ромашкинского месторождения. Полученные результаты сопоставлены с обобщенными зависимостями, построенными по керновым данным. Отмечено существенное влияние масштабного эффекта (эффекта кратности промывки) на оцениваемые параметры, что указывает на необходимость дополнения лабораторных экспериментов специализированными скважинными исследованиями.

Ключевые слова: коэффициент вытеснения, остаточная нефтенасыщенность, промысловые исследования, геофизические исследования, исследования скважин, импульсный нейтронный каротаж, масштабный эффект

Для цитирования: Индрупский И.М., Коваленко К.В., Газизова Д.М., Сибгатуллин А.Ф., Аникеев Д.П., Шабалин Н.В., Садеев К.Р., Лутфуллин А.А. (2023). Оценка коэффициента вытеснения для девонских отложений по результатам специализированных исследований скважин. *Георесурсы*, 25(2), с. 236–244. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.17>

Введение

При проектировании и сопровождении разработки нефтяных месторождений определение значений коэффициента вытеснения нефти и его зависимости от параметров продуктивного пласта осуществляется на основе лабораторных исследований керн. Коэффициент вытеснения и остаточная нефтенасыщенность при заводнении зависят от состава и свойств коллектора, вытесняемой нефти и нагнетаемой воды, от начальной нефтенасыщенности и скорости вытеснения (капиллярного числа) (Lake, 1989; Михайлов, 1992).

Для терригенных коллекторов традиционного типа, таких как девонские песчано-алевритовые породы, обычно характерна слабая зависимость остаточной нефтенасыщенности от скорости вытеснения в диапазоне значений капиллярных чисел, соответствующих реальным условиям вытеснения в пласте (Lake, 1989; Михайлов, 1992). В то же время отмечается влияние масштабного эффекта: коэффициент вытеснения может существенно возрастать с увеличением длины керновой модели за счет эффектов доотмыва (Николаев и др., 2011; Закиров и др., 2010).

В этой связи актуальна задача сравнительной оценки коэффициента вытеснения по керновым данным и результатам специализированных скважинных исследований. Помимо повторных геофизических измерений в открытом или обсаженном стволе, проводимых в условиях локального воздействия на околоскважинную зону (Михайлов, 1992; Методические рекомендации..., 1987; Ипатов, Кременецкий, 2005), были предложены методы оценки коэффициента вытеснения совместно с кривыми относительных фазовых проницаемостей в эксплуатируемых обсаженных скважинах при режимах, близких к фактическим условиям фильтрации в пласте при заводнении (Индрупский и др., 2008; Закиров, 2016; Закиров и др., 2017). В статье представлены опыт и результаты проведения таких исследований на скважине, эксплуатирующей пласты терригенного девона на одной из площадей Ромашкинского месторождения.

Общие сведения о проведенных исследованиях

Рассматриваемые комплексные исследования проводились на скважине одной из площадей Ромашкинского месторождения, эксплуатирующей терригенные отложения девона. Целью исследований являлась оценка в промысловых условиях коэффициента вытеснения $K_{\text{выт}}$ (остаточной нефтенасыщенности $K_{\text{но}}$) и кривых относительных фазовых проницаемостей (ОФП) для нефти и воды по методике, реализованной ранее на нескольких скважинах в Западной Сибири (Индрупский и др., 2008;

* Ответственный автор: Илья Михайлович Индрупский
e-mail: i-ind@ipng.ru

© 2023 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Закиров и др., 2016, 2017, 2012). Результаты получены для $K_{\text{выт}}$ и $K_{\text{но}}$. Количественно оценить кривые ОФП не получилось из-за проблем с приемистостью скважины, что не позволило обеспечить достаточный объем закачки воды в пласт для получения информативных результатов в отношении ОФП.

Общая процедура исследований включала следующие этапы:

- проведение фоновых геофизических (ГИС) и гидродинамических (ГДИ) исследований скважины для оценки параметров пласта и околоскважинной зоны до закачки воды;
- закачку воды;
- запись ГИС для оценки параметров околоскважинной зоны после закачки;
- обработку скважины на режимах с добычей смеси закачанной воды и пластового флюида с промежуточной записью ГИС;
- финальную запись ГИС и ГДИ для определения итоговых параметров пласта и околоскважинной зоны при добыче пластового флюида.

В качестве метода ГИС для контроля изменения нефтенасыщенности околоскважинной зоны использован метод импульсного нейтронного каротажа (ИНК) в модификации импульсного нейтронного гамма-метода (ИНГМ).

Скважина была оборудована стандартной компоновкой штангового глубинного насоса (ШГН). Спуск приборов для записи ГИС и закачка воды производились по затрубному пространству. Закачка воды производилась из автоцистерн. Использовалась высокоминерализованная пластовая вода, применяемая в системе поддержания давления на соседних нагнетательных скважинах. Как показано в (Закиров и др., 2016, 2017), учет смешивания закачиваемой воды и флюидов в околоскважинной зоне имеет принципиальное значение для корректной интерпретации последовательных записей ИНК в процессе исследования. Далее данному аспекту уделено отдельное внимание.

Интерпретация записей ИНГМ по оценке изменения нефтенасыщенности околоскважинной зоны в процессе исследования

Данные выполненных замеров ИНГМ в эксплуатационной колонне в комплексе с результатами интерпретации имеющихся данных ГИС по открытому стволу использовались для определения коэффициента нефтенасыщенности на разные моменты исследования. Разрез, включающий исследуемый интервал перфорации 1687–1689,4 м, представлен песчано-алевролитовыми породами с глинистыми прослоями. Интервал перфорации имеет улучшенные фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), эффективная пористость $K_{n\text{эф}} > 15\%$. Вышележащий интервал 1684–1687 м заглинизирован, $K_{n\text{эф}}$ в среднем составляет 5%. Ниже интервала перфорации отмечается резкое ухудшение ФЕС, с глубины 1690 м фиксируется глинистый прослой. Тем не менее сопоставление кривых времени жизни тепловых нейтронов τ по результатам четырех разновременных замеров показало изменение измеренных значений τ как в интервале перфорации 1687–1689,4 м, так и выше и несколько ниже указанного интервала. После закачки в пласт минерализованной

воды (замер 2) имеет место закономерное уменьшение τ не только в интервале перфорации, но и на 3 м выше, до глубины 1684 м, что указывает на проникновение закачанной минерализованной воды в пласт выше интервала перфорации. Замеры 3 и 4 отражают увеличение значений τ относительно замера 2 в интервале перфорации, что указывает на отбор закачанной минерализованной воды и замещение ее нефтью в прискважинной зоне пласта в радиусе исследования зондом. Для ИНГМ он оценивается в случае проникновения пресной воды на уровне 44 см, соленой – порядка 50 см.

Для определения коэффициента нефтенасыщенности K_n использован традиционный подход:

$$K_n = \frac{1}{K_n} \frac{\frac{1}{\tau_{\text{ен}}} - \frac{1}{\tau}}{\frac{1}{\tau_{\text{подв}}} - \frac{1}{\tau_n}}, \quad (1)$$

где K_n – коэффициент пористости (открытой), τ – время жизни тепловых нейтронов в пласте по данным ИНГМ при текущем насыщении, $\tau_{\text{ен}}$ – время жизни тепловых нейтронов в пласте при насыщении водой (связанной и подвижной), $\tau_{\text{подв}}$ – время жизни тепловых нейтронов в подвижной воде, τ_n – время жизни тепловых нейтронов в нефти при пластовых условиях.

Расчет времени жизни тепловых нейтронов в водонасыщенном пласте $\tau_{\text{ен}}$ проводился по следующим формулам:

$$\frac{1}{\tau_1} = \frac{1}{\tau_{\text{ск}}} (1 - K_{n\text{ск}}), \quad (2)$$

$$\frac{1}{\tau_2} = \left[B^{-1} \sum_i p_{ci} \frac{1}{\tau_{ci}} + (1 - B^{-1}) \frac{1}{\tau_{\text{свц}}} \right] (K_{n\text{эфск}} - K_{n\text{эф}}) + \frac{1}{\tau_{\text{свск}}} K_{n\text{ск}} K_{\text{воск}}, \quad (3)$$

$$\frac{1}{\tau_3} = \frac{1}{\tau_{\text{подв}}} K_{\text{подв}} K_n, \quad (4)$$

$$\frac{1}{\tau_{\text{ен}}} = \frac{1}{\tau_1} + \frac{1}{\tau_2} + \frac{1}{\tau_3}, \quad (5)$$

где $\tau_{\text{ск}}$ – время жизни тепловых нейтронов в скелете (матрице) коллектора, $K_{n\text{ск}}$ – пористость скелета; τ_{ci} – время жизни тепловых нейтронов в минералах цемента с содержанием p_i , B – коэффициент набухания цемента (водоудерживающей способности цемента); $\tau_{\text{свц}}$ – время жизни тепловых нейтронов в связанной воде в цементе, $\tau_{\text{свск}}$ – время жизни тепловых нейтронов в связанной воде скелета (матрицы), $\tau_{\text{подв}}$ – время жизни тепловых нейтронов в подвижной воде, $K_{n\text{эфск}}$ – эффективная пористость скелета, $K_{\text{воск}}$ – остаточная (связанная) водонасыщенность скелета, $K_{\text{подв}}$ – подвижная водонасыщенность, $K_{n\text{эф}}$ – эффективная пористость, K_n – общая (открытая) пористость.

Для повышения информативности интерпретации имеющихся данных ГИС по открытому стволу результаты петрофизических исследований ядра обработаны с использованием петрофизической модели терригенного коллектора (Кожевников, Коваленко, 2011), которая позволяет дифференцировать петрофизические зависимости с учетом неоднородного состава глинистого цемента. Установлены параметры скелета (матрицы) неглинистого коллектора ($K_{n\text{ск}}$, $K_{n\text{эфск}}$, $K_{\text{воск}}$) и диапазон изменения

коэффициента набухания цемента. По результатам комплексной интерпретации данных ГИС на каждом кванте глубины исследования определены общая (открытая) пористость K_n , эффективная пористость $K_{эф}$ и коэффициент набухания цемента B .

Настройка алгоритма интерпретации ИНГМ проводилась на фоновый замер (запись 1), выполненный в начале исследований по оценке $K_{выт}$ до закачки воды. Интерпретация фонового и последующих замеров проводилась по всему интервалу песчано-алевролитовых пород. В таблице 1 представлены использованные значения времени жизни тепловых нейтронов τ для компонентов коллектора. Перед замером скважина работала практически безводной нефтью, что позволило использовать в качестве дополнительного ориентира в интервале перфорации данные о K_n по открытому стволу.

Для учета изменения времени жизни тепловых нейтронов в цементе в зависимости от коэффициента набухания B использованы следующие составы:

- при $B < 1,35$ состав цемента: 60% каолинит, 30% хлоритид, 10% ССО;
- при $1,35 < B < 2,35$ состав цемента: 50% каолинит, 20% хлоритид, 30% ССО;
- при $B > 2,35$ состав цемента: 20% каолинит, 20% хлоритид, 60% ССО.

Состав цемента принят с учетом настройки на фоновую запись ИНГМ в пределах всего рассматриваемого разреза.

Для расчета времени жизни нейтронов в зависимости от минерализации воды C_g (г/л) использована аппроксимация:

$$\tau = 1000 / (4,83 + 0,77 \cdot C_g), \quad (6)$$

Для расчета времени жизни нейтронов в нефти в зависимости от химической формулы и плотности нефти в пластовых условиях использована известная аппроксимация (Методические рекомендации..., 2006):

$$\tau = 4550 / [\sigma_n 198m / (12n + m)], \quad (7)$$

где для нефти принято $n = 16$, $m = 34$, плотность нефти в пластовых условиях $0,805$ г/см³.

С учетом предшествующих операций глушения скважины при ПРС в процессе подготовки к исследованиям и проведенной закачки в пласт минерализованной воды для настройки общего алгоритма интерпретации (1)–(5) необходимо раздельное задание минерализации подвижной и связанной воды по всему разрезу и интервалу перфорации. Минерализация подвижной пластовой воды и воды матрицы по разрезу принята равной 269 г/л по данным для терригенных отложений девона рассматриваемой площади Ромашкинского месторождения. Минерализация связанной (условно-подвижной) воды, ассоциированной с цементом пластов-коллекторов, принята равной 150 г/л по разрезу и 30 г/л в интервале 1684,4–1689,6 м

Компонент	τ мкс
Кварц (скелет)	1065
Каолинит (цемент)	353
ССО (цемент)	550
Хлоритид (цемент)	138

Табл. 1. Принятые значения τ для компонентов коллектора

в предположении ее замещения в околоскважинной зоне остаточным технологическим раствором глушения. В том же предположении минерализация связанной воды матрицы в интервале 1684,4–1689,6 м также принята равной 30 г/л. Данное значение соответствует результатам химического анализа попутной воды при работе скважины до закачки минерализованного раствора.

Минерализация закачиваемой воды составила 290 г/л, что является достаточным для контроля изменения нефтенасыщенности по ИНГМ. Соответственно, при проведении замеров 3 и 4 минерализация подвижной воды также составила 290 г/л (обратное вытеснение закачанной воды). Отдельно выполнена оценка возможной динамики смешения вод по данным гидродинамического моделирования (рассмотрена далее).

С учетом интенсивного отбора жидкости из пласта с течением флюидов в направлении скважины в период между замерами 3 и 4 можно допустить изменение минерализации связанной (условно-подвижной) воды, ассоциированной с цементом пластов-коллекторов в интервале 1684,4–1689,6 м, в предположении ее замещения (или ионного обмена) в околоскважинной зоне с закачанной воды на подвижную пластовую воду с минерализацией 269 г/л.

Использование приведенных значений минерализации для воды различного типа позволило получить хорошую настройку на выполненные записи ИНГМ по всему рассмотренному разрезу с параметрами петрофизической модели, полученными по данным интерпретации ГИС в открытом стволе. В таблице 2 представлены принятые значения τ для флюидов, рассчитанные по выражениям (6) и (7) для проведенных четырех замеров.

На показания, полученные с помощью нейтронных методов, влияют свойства флюида в скважине и свойства прискважинной зоны пласта, включая стальную колонну и цементный камень за колонной. Известно, что последний обладает способностью аккумулировать хлор из пластовых вод. Д.А. Кожевниковым показано, что для активных методов (с использованием источника излучения) результирующий декремент затухания (величина $1/\tau$) аддитивен относительно затухания в каждой из выделенных цилиндрических зон, взвешенных с соответствующими функциями влияния G_k («геометрическими» факторами) (Теория методов ГИС..., 2015). Таким образом, учет влияния прискважинной зоны пласта на показания ИНГМ возможен с использованием времени жизни тепловых нейтронов во флюиде ($\tau_{св}$), заполняющем скважину, и цементном камне и колонне ($\tau_{цк}$) с заданием соответствующих значений «геометрических» факторов. Точные значения параметров

Флюид	τ , мкс
Вода подвижная, пластовая (минерализация 269 г/л)	39,15
Вода связанная (условно-подвижная), цемент (минерализация 150 г/л)	61,05
Вода связанная (условно-подвижная), цемент (минерализация 30 г/л)	140,06
Вода подвижная, закачиваемая (минерализация 290 г/л)	36,82
Нефть	189,75

Табл. 2. Принятые значения τ для флюидов

$G_{скв}$ и $G_{цк}$ для данной аппаратуры в указанных технических условиях измерений неизвестны, поэтому для учета влияния промежуточной зоны использованы оценочные значения, приведенные в (Теория методов ГИС..., 2015). Время жизни тепловых нейтронов в цементном камне и колонне принято равным $\tau_{цк} = 112$ мкс, что соответствует цементу, затворенному на воде средней минерализации, и учитывает возможное осолонение цемента при контакте с минерализованными пластовыми водами. Время жизни для флюидов, заполняющих скважину, изменяется в соответствии с условиями проведения замеров (табл. 3).

При определении коэффициента нефтенасыщенности K_n по данным ИНГМ проверялось выполнение следующих критериев увязки полученных результатов.

1. K_n по ИНГМ для замера 1 должен согласовываться с K_n по открытому стволу.

2. Произведение $K_n \cdot K_n$ (объемная нефтенасыщенность) по замеру 1 не должно превышать коэффициент эффективной пористости (объем нефти не может превышать эффективный объем пор).

3. K_n по всем замерам должен совпадать в интервалах всех пластов-коллекторов, кроме интервала исследования.

На рисунке 1 приведены поточечные и осредненные сопоставления профилей K_n по четырем замерам в интервале исследования. При осреднении для исключения влияния конечной мощности интервала исследования отсчеты взяты на 60 см выше и ниже границ зарегистрированной аномалии.

В таблице 4 представлены результаты осредненных определений K_n по четырем замерам и осредненный коэффициент вытеснения, рассчитанный по данным замеров 1 и 2. На рис. 2 приведено сопоставление результатов поточечных и осредненных расчетов коэффициента вытеснения, определенного по изменению K_n при 1 и 2 замерах.

Моделирование динамики минерализации воды в околоскважинной зоне в процессе исследования

Для дополнительной оценки адекватности принятых при интерпретации записей ИНК предположений проводились расчеты изменения минерализации воды в околоскважинной зоне в процессе исследования на адаптированной секторной гидродинамической модели. Отметим, что гидродинамические симуляторы предполагают минерализацию подвижной и связанной воды одинаковыми, что не позволяет учесть их различие для полной аналогии с интерпретацией ИНК.

По данным химического анализа воды до закачки минерализация попутной воды составила 30 г/л. Согласно опыту предшествующих работ, такое значение может быть связано с полным или частичным замещением в окрестности скважины остаточной пластовой воды технологическим раствором, используемым для глушения при проведении ПРС (Закиров и др., 2016).

Замер	τ , мкс	Примечание
1	191	Нефть (пресная техническая вода)
2	68	Смесь минерализованной воды при закачке (290 г/л, 20%) и технической воды (30 г/л, 80%)
3	191,5	Эмульсия нефть (90%) и вода (10%)
4	191,5	Эмульсия нефть (90%) и вода (10%)

Табл. 3. Принятые значения τ для флюидов в скважине

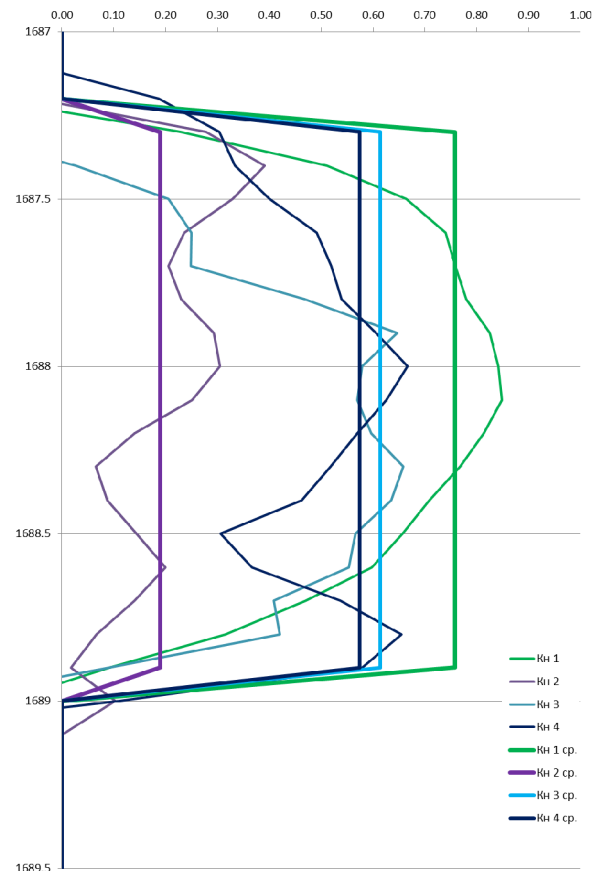


Рис. 1. Сопоставление поточечных и осредненных значений K_n по четырем замерам в интервале исследования

Номер замера	K_{n1}	K_{n2}	K_{n3}	K_{n4}	$K_{выт}$
Среднее значение	0,80	0,19	0,61	0,57	0,76

Табл. 4. Результаты осредненных определений K_n по четырем замерам и расчетный коэффициент вытеснения по данным замеров 1 и 2

Для учета наличия в окрестности скважины остаточного технологического раствора в перфорированных слоях модели начальная минерализация воды была задана 30 г/л в некоторой окрестности скважины, размер которой варьировался от 1,5 до 7,5 м. В остальной части пласта минерализация воды была задана равной 290 г/л (пластовая вода), так же как и для закачиваемой воды во время проведения исследования.

На рисунке 3 представлены графики изменения минерализации воды в верхней ячейке интервала перфорации для разных вариантов начального размера зоны остаточного технологического раствора с минерализацией 30 г/л. Данные графики показывают модельный прогноз динамики изменения минерализации воды в прискважинной зоне, которую «видит» каротаж при проведении ИНК. С увеличением начального размера зоны проникновения

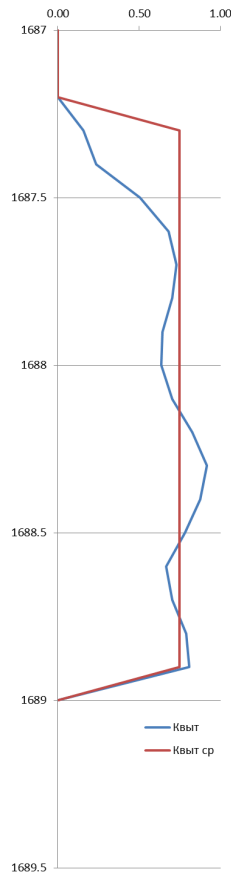


Рис. 2. Сопоставление результатов поточечных и осредненного расчетов $K_{\text{выт}}$ по данным замеров 1 и 2

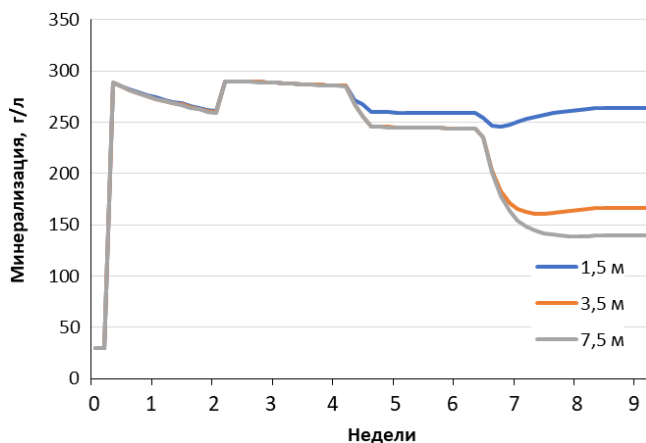


Рис. 3. Изменение минерализации воды в верхней ячейке интервала перфорации в процессе исследования для трех вариантов задания размера зоны с остаточным технологическим раствором вокруг скважины: 1,5, 3,5 и 7,5 м

технологического раствора наблюдается снижение минерализации воды на конец исследования, т.е. имеет место большее смещение закачиваемой пластовой воды и остаточного раствора в пласте в процессе закачки и при обратном извлечении флюидов.

При интерпретации записей ИНК были приняты значения минерализации различных типов воды в дренируемом интервале пласта, представленные в табл. 2. Средняя минерализация воды в прискважинной зоне на моменты замеров после закачки (замеры 2–4) соответствует смеси нагнетаемой (подвижной) воды и остаточной воды.

На момент замера 1 средняя минерализация составляет 30 г/л (остаточный технологический раствор).

Опираясь на рассчитанные по гидродинамической модели осредненные доли подвижной и остаточной воды в перфорированных ячейках на разные даты замеров, можно оценить среднюю минерализацию воды в прискважинной зоне двумя способами. Первый способ предполагает использование значений минерализации из табл. 2 с взвешиванием по долям подвижной и связанной воды. Второй способ непосредственно использует прогнозное значение минерализации, рассчитанное по гидродинамической модели с учетом динамики концентрации соли в водной фазе. На рисунке 4 показано сравнение значений средней минерализации воды в прискважинной зоне, полученных двумя указанными способами, для варианта с начальным размером зоны остаточного технологического раствора 3,5 м.

Из рисунку 4 видно, что значения минерализации, полученные на модели и принятые в расчете при интерпретации ИНК, хорошо согласуются для замеров 1 и 4. На моменты замеров 2–3 имеет место некоторое завышение значений, полученных по модели. Учитывая, что при интерпретации ИНК полученные результаты контролировались по согласованности замеров 1–4 вне пределов интервала перфорации, принятые по табл. 2 значения минерализации можно считать обоснованными, а модельные – завышенными. Такое различие объясняется высокой неопределенностью данных об объемах поступления закачиваемой воды в пласт и отбираемой воды из пласта, а также об их минерализации из-за малых объемов закачки воды во время проведения исследования. Влияние также могут оказывать перемешивание воды разной минерализации внутри ствола скважины, неопределенность размера начальной зоны проникновения технологического раствора и невозможность учета на модели различной минерализации подвижной и связанной воды. Тем не менее по рис. 4 в целом наблюдается качественное соответствие между принятыми при интерпретации данных ИНК значениями минерализации в прискважинной зоне и прогнозируемой по модели динамикой ее изменения.

Согласно рисункам 3 и 4, на конец исследования в пласте должна была оставаться вода с достаточно высокой минерализацией. Однако уже к моменту четвертой записи ИНК по данным химического анализа проб добываемой воды фиксировались стабильно низкие значения

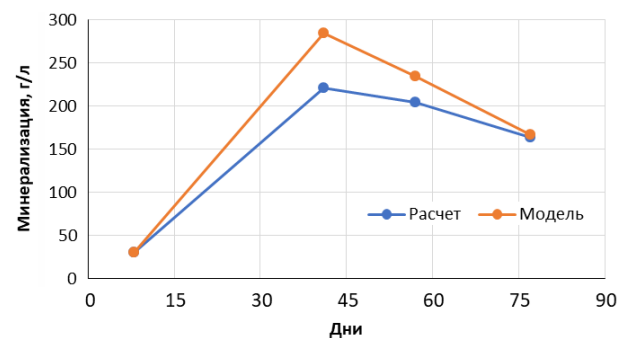


Рис. 4. Сравнение значений средней минерализации воды в прискважинной зоне на даты замеров, полученных непосредственно по модели (оранжевая кривая) и по расчету согласно табл. 2 (синяя кривая)

минерализации при фоновых значениях обводненности. По-видимому, это указывает на удержание оставшейся в пласте закачанной минерализованной воды в связанном состоянии, тогда как по модели прогнозируется некоторый продолжающийся выход подвижной воды. Этим также объясняется небольшое занижение по модели текущей продуктивности скважины по сравнению с фактическими данными по финальным ГДИ.

Сопоставление результатов скважинных исследований с обобщенными керновыми данными

На рис. 5 представлена зависимость коэффициента вытеснения от проницаемости (абсолютной) $K_{пр}$ по терригенным отложениям девона рассматриваемой площади Ромашкинского месторождения. На рис. 6 аналогичные зависимости построены для начальной нефтенасыщенности $K_{ин}$ и остаточной нефтенасыщенности $K_{но}$. Оранжевые и синие точки на рис. 5 и 6 соответствуют результатам лабораторных исследований керна. Видно, что керновые данные достаточно хорошо следуют единым трендам логарифмической зависимости $K_{выт}$ от $K_{пр}$ и степенных зависимостей $K_{ин}$ и $K_{но}$ от $K_{пр}$.

Красными точками на рис. 5 и 6 показаны значения $K_{выт} = 0,76$ и $K_{но} = 0,19$, оцененные по итогам промышленного эксперимента. Соответствующие им значения $K_{ин}$ и $K_{пр}$ приняты по осредненным данным РИГИС для вскрытого интервала пласта.

Как видно из рис. 5 и 6, полученное по итогам промышленного эксперимента значение $K_{выт}$ значительно выше, а $K_{но}$ ниже прогнозируемого по керновым данным. При этом точка начальной нефтенасыщенности хорошо соответствует керновому тренду, что указывает на корректность сопоставления данных по керну и РИГИС как для $K_{ин}$, так и для $K_{пр}$. Следовательно, горизонтальное положение красных точек на рис. 5 и 6 является корректным. Таким образом, по результатам промышленного эксперимента отмечается большая эффективность вытеснения, чем в лабораторных исследованиях.

Превышение коэффициента вытеснения по промышленному эксперименту в сравнении с керном отмечалось авторами во всех ранее проведенных работах по оценке $K_{выт}$ на скважинах (Индрупский и др., 2008; Закиров и др., 2016, 2017). Два основных возможных объяснения связаны с различием скоростей вытеснения (градиентов давления) и кратностей промывки.

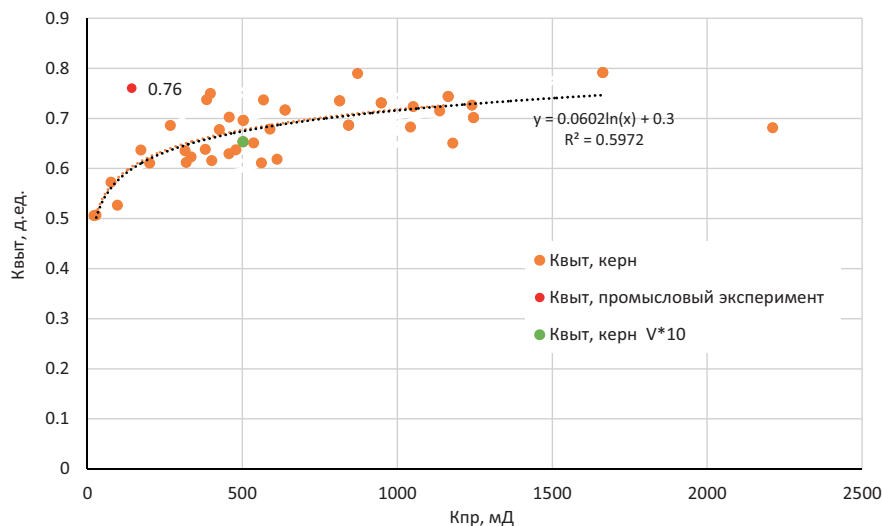


Рис. 5. Зависимость коэффициента вытеснения от проницаемости для терригенных отложений девона рассматриваемой площади Ромашкинского месторождения

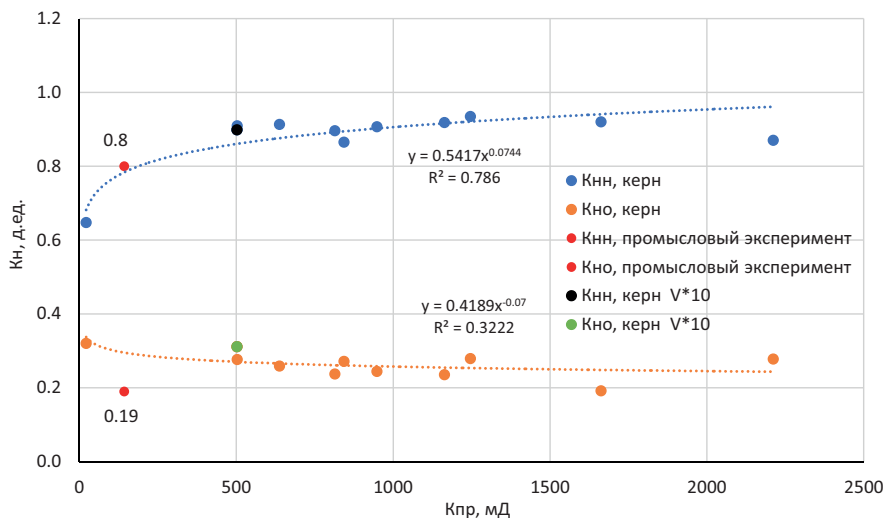


Рис. 6. Зависимость начальной и остаточной нефтенасыщенности от проницаемости для терригенных отложений девона рассматриваемой площади Ромашкинского месторождения

Известно, что остаточная нефтенасыщенность может снижаться, а коэффициент вытеснения – возрастать с увеличением скорости вытеснения и, соответственно, градиента давления, а в общем случае – капиллярного числа (Lake, 1989; Михайлов, 1992). Зона чувствительности ИНК, по которому осуществляются промысловые оценки $K_{но}$ и $K_{выт}$, ограничена 0.5 м от скважины. Следовательно, градиент давления в этой зоне может существенно превышать значения, характерные для вытеснения в удаленной зоне пласта.

На рис. 5 и 6 зелеными точками показаны результаты лабораторного эксперимента, в котором скорость вытеснения была увеличена в 10 раз по сравнению с остальными керновыми моделями на этих рисунках, включая и керновую модель с такими же параметрами – черная точка на рис. 6 и накладывающаяся на нее синяя. Видно, что увеличение скорости вытеснения на порядок не привело к приросту коэффициента вытеснения (и даже отмечается небольшое снижение) относительно общего тренда.

Данный результат нельзя считать однозначным свидетельством отсутствия зависимости $K_{выт}$ от градиента давления для терригенных отложений девона. Он требует дополнительной проверки по результатам исследований как на других керновых моделях, так и при дальнейшем увеличении скорости вытеснения (капиллярного числа). Тем не менее по имеющимся данным не отмечается влияние фактора скорости на коэффициент вытеснения.

Второй фактор, который может объяснять увеличение $K_{выт}$ в промысловом эксперименте, – это кратность промывки. Подробно данный вопрос рассматривался в работах (Николаев и др., 2011; Закиров и др., 2010). Согласно существующим методическим документам и принятой практике, эксперимент по вытеснению на керновых моделях обычно осуществляют до достижения кратности промывки порового объема модели 3–5. В дальнейшем выход нефти обычно не фиксируется. Однако эксперименты на моделях пласта большой длины (до 20 м) показали, что с увеличением длины модели возрастает величина коэффициента вытеснения (Николаев и др., 2011). В работе (Закиров и др., 2010) такому явлению было дано теоретическое обоснование, связанное с масштабным эффектом. Даже однократная промывка всей длинной керновой модели соответствует многократной промывке отдельных ее участков меньшей длины. Доотмываемые микрообъемы нефти, не фиксируемые на «коротких» моделях, накапливаются по мере продвижения по длинной модели и увеличивают коэффициент вытеснения.

В случае пластовых процессов кратность промывки любого отдельного элемента пласта, где прошел фронт вытеснения, в сопоставимых размерах с керновыми моделями, быстро достигает десятков, сотен и даже тысяч единиц. Следовательно, в пластовых условиях следует ожидать прирост величин $K_{выт}$, как минимум, сопоставимый с экспериментами на длинных моделях. Полученные в рассмотренном промысловом эксперименте результаты, как и результаты работ (Индрупский и др., 2008; Закиров и др., 2016, 2017), вполне соответствуют данному выводу.

Таким образом, с учетом фактора кратности промывки полученные промысловые оценки $K_{выт}$ и $K_{но}$ соответствуют фактическим условиям течения в пласте. При этом целесообразна дополнительная проверка возможного влияния скорости вытеснения.

Надежность полученных оценок $K_{выт}$ и $K_{но}$ в промысловом эксперименте зависит от достоверности интерпретации данных ИНГМ. Как показано выше, этому вопросу в работе уделялось повышенное внимание с детальной настройкой на фоновый замер по разрезу в целом, данные ГИС по открытому стволу и показания метода вне пределов интервала воздействия. Тем не менее дальнейшего изучения требует механизм формирования текущей минерализации связанной воды в процессе разработки месторождения и ее влияние на оценку насыщения по данным ГИС. В этом плане представляют интерес данные работы (Афанасьев, Хисамов, 2016) о формировании техногенного водного раствора пониженной минерализации, представляющего остаточную воду коллектора.

Выводы

В статье представлены результаты комплексных исследований на скважине одной из площадей Ромашкинского месторождения по оценке остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения для терригенных коллекторов девонских отложений. Для контроля изменения нефтенасыщенности при закачке в пласт воды и обратном извлечении флюидов использованы повторные измерения по методу ИНГМ. При интерпретации учитывалось изменение минерализации воды в прискважинной зоне с учетом смешивания закачиваемой воды, пластовой воды из удаленной зоны и остаточного технологического раствора в ближней зоне после предшествующих операций на скважине. Принятые при интерпретации предположения об изменении минерализации между моментами записи каротажа качественно согласуются с результатами численного расчета на секторной гидродинамической модели.

Полученные оценки коэффициента вытеснения и остаточной нефтенасыщенности сопоставлены с обобщенными зависимостями $K_{выт}$ и $K_{но}$ от проницаемости по данным исследования ядра для пластов терригенного девона на рассматриваемой площади. Отмечается более высокая эффективность вытеснения по промысловым данным в сравнении с лабораторными. При этом по лабораторным данным не зафиксировано влияние скорости вытеснения. Вероятной причиной различия является масштабный эффект (эффект кратности промывки), что указывает на целесообразность:

- дальнейшей апробации комплексных скважинных исследований в качестве метода оценки $K_{выт}$ и $K_{но}$ в условиях дренирования девонских терригенных отложений Ромашкинского месторождения;
- проведения дополнительных лабораторных экспериментов по оценке влияния масштабного эффекта и скорости вытеснения;
- исследования механизмов изменения минерализации связанной воды в процессе разработки и ее влияния на оценку текущей нефтенасыщенности.

Реализация соответствующих исследований позволит повысить достоверность оценки остаточных подвижных запасов и эффективность доразработки девонских отложений Ромашкинского месторождения.

Финансирование/Благодарность

Представленные в статье результаты получены в рамках совместных исследований АГНИ и ПАО «Татнефть»,

а также выполнения государственного задания ИПНГ РАН по темам «Совершенствование методов моделирования, лабораторных и промысловых исследований для создания новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях» (ФММЕ-2022-0005, 122022800272-4) – И.М. Индрупский, Д.П. Аникеев, и «Создание научных основ новой системной методологии прогноза, поисков и освоения залежей углеводородов, включая залежи матричной нефти в газонасыщенных карбонатных отложениях нефтегазоконденсатных месторождений» (ФММЕ-2022-0006, 122022800274-8) – К.В. Коваленко. Авторы благодарят компанию Rock Flow Dynamics за предоставленную возможность использования программного обеспечения RFD tNavigator на правах академической лицензии.

Литература

- Афанасьев В.С., Хисамов Р.С. (2016). Новые экспериментальные данные об изменении объема связанной воды в длительно разрабатываемой залежи нефти пашийского горизонта и теоретическое обоснование этого явления. *Нефтяное хозяйство*, (9), с. 50–54.
- Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П., Васильев И.В., Северинов Э.В., Гайдуков Л.А., Родионов А.Е., Лачугин Д.С., Цаган-Манджиев Т.Н. (2012). Проведение исследований по определению функций ОФП для нефти и воды в пластовых условиях. *SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition*, SPE 162011, Москва.
- Закиров С.Н., Николаев В.А., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Рассохин А.С. (2010). Нетрадиционные результаты экспериментов по вытеснению вязких нефтей различными агентами и их обработка. *Георесурсы, геознергетика, геополитика*, (2). https://oilgasjournal.ru/vol_2/articles/24.html
- Закиров Э.С., Индрупский И.М., Васильев И.В., Аникеев Д.П., Цаган-Манджиев Т.Н., Родионов А.Е., Лачугин Д.С., Афанасьев В.С., Афанасьев С.В., Антонович А.А. (2016). Проведение комплексных исследований по оценке относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды и коэффициента вытеснения в условиях anomalно низкой проницаемости пласта (часть 1). *Нефтяное хозяйство*, (9), с. 56–60.
- Закиров Э.С., Индрупский И.М., Васильев И.В., Аникеев Д.П., Цаган-Манджиев Т.Н., Родионов А.Е., Лачугин Д.С., Афанасьев В.С., Афанасьев С.В., Антонович А.А. (2017). Проведение комплексных исследований по оценке относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды и коэффициента вытеснения в условиях anomalно низкой проницаемости пласта (часть 2). *Нефтяное хозяйство*, (10), с. 90–93.
- Индрупский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П., Ипатов А.И., Фахретдинов Р.Н., Гуляев Д.Н., Клочан И.П. (2008). Определение относительных фазовых проницаемостей в скважинных условиях. *Нефтяное хозяйство*, (5), с. 39–42.
- Ипатов А.И., Кременецкий М.И. (2005). Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. М.-Ижевск: РХД, 780 с.
- Кожевников Д.А., Коваленко К.В. (2011). Изучение коллекторов нефти и газа по результатам адаптивной интерпретации геофизических исследований скважин. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 219 с.
- Методические рекомендации по исследованию скважин импульсным нейтронным каротажем с закачкой меченого вещества (1987). Под ред. О.Л. Кузнецова. М.: ВНИИгеоинформсистем, 89 с.

Методические рекомендации по применению ядерно-физических методов ГИС, включающих углерод-кислородный каротаж, для оценки нефте- и газонасыщенности пород-коллекторов в обсаженных скважинах (2006). Под ред. В.И. Петерсилье, Г.Г. Яценко. М.-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 40 с.

Михайлов Н.Н. (1992). Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. М.: Недра, 240 с.

Николаев В.А., Закиров С.Н., Закиров Э.С. (2011). Новые представления о коэффициенте вытеснения вязких нефтей на основе лабораторных экспериментов. *Доклады академии наук*, 436(1), с. 69–71.

Теория методов ГИС. Геофизические методы исследований скважин (2015). Под ред. Д.А. Кожевникова. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 618 с.

Lake L.W. (1989). *Enhanced oil recovery*. New Jersey: Prentice-Hall, Englewood Cliffs, 550 p.

Сведения об авторах

Илья Михайлович Индрупский – доктор тех. наук, главный научный сотрудник, заместитель директора по научной работе, Институт проблем нефти и газа РАН
Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3
e-mail: i-ind@ipng.ru

Казимир Викторович Коваленко – доктор геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН
Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Диляра Марселевна Газизова – магистрант, Альметьевский государственный нефтяной институт
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 2

Алмаз Фаридович Сибгатуллин – магистрант, Альметьевский государственный нефтяной институт
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 2

Даниил Павлович Аникеев – кандидат тех. наук, старший научный сотрудник, заведующий лабораторией, Институт проблем нефти и газа РАН
Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Никита Витальевич Шабалин – магистрант, Альметьевский государственный нефтяной институт
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 2

Камиль Робертович Садеев – руководитель группы по разработке актива Управления разработки месторождений Департамента разработки месторождений, СП «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть»
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

Азат Абузарович Лутфуллин – кандидат тех. наук, заместитель начальника Департамента разработки месторождений, СП «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть»
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

Статья поступила в редакцию 25.01.2023;

Принята к публикации 31.03.2023; Опубликована 30.06.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Estimation of displacement efficiency for Devonian formations based on the results of specialized well tests

I.M. Indrupskiy^{1}, K.V. Kovalenko¹, D.M. Gazizova², A.F. Sibgatullin², D.P. Anikeev¹, N.V. Shabalin², K.R. Sadeev³, A.A. Lutfullin³*

¹Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

²Almetyevsk State Oil Institute, Almetyevsk, Russian Federation

³Tatneft Dobycha SP Tatneft PJSC, Almetyevsk, Russian Federation

*Corresponding author: Ilya M. Indrupskiy, e-mail: i-ind@ipng.ru

Abstract. The displacement efficiency and residual oil saturation are the most important characteristics determining the recoverable volumes of oil and the waterflooding efficiency. The main data about these parameters are provided by laboratory core studies. Specialized field tests make it possible to evaluate the same characteristics in-situ, directly on a well, thus excluding the influence of scale effect and impact of core sampling and preparation.

This paper presents the results of a field study to evaluate the displacement efficiency and residual oil saturation on a well draining terrigenous Devonian formations on one of the areas of the Romashkinskoye field. The results are compared with generalized dependencies based on core data. Significant influence of the scale effect (the effect of sweep multiplicity) on the estimated parameter values was noted, which indicates the need to supplement laboratory experiments with specialized field studies.

Keywords: displacement efficiency, residual oil saturation, field study, well logging, well tests, pulsed neutron logging, scale effect

Recommended citation: Indrupskiy I.M., Kovalenko K.V., Gazizova D.M., Sibgatullin A.F., Anikeev D.P., Shabalin N.V., Sadeev K.R., Lutfullin A.A. (2023). Estimation of displacement efficiency for Devonian formations based on the results of specialized well tests *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 236–244. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.17>

Acknowledgements

The results presented in the article were obtained in the framework of joint research by the Almet'yevsk State Oil Institute, Almet'yevsk, Russian Federation and Tatneft PJSC, as well as the fulfillment of the state task of the Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences on the topics "Improvement of modeling methods, laboratory and field research to create new technologies for efficient environmentally friendly extraction of hydrocarbons in complex mining and geological conditions" (FMME-2022-0005, 122022800272-4) – I.M. Indrupskiy, D.P. Anikeev, and "Creating the scientific foundations of a new system methodology for forecasting, prospecting and developing hydrocarbon deposits, including matrix oil deposits in gas-saturated carbonate deposits of oil and gas condensate fields" (FMME-2022-0006, 122022800274-8) – K.V. Kovalenko. The authors thank Rock Flow Dynamics for the opportunity to use the RFD tNavigator software under the rights of an academic license.

References

- Afanasiev V.S., Khisamov R.S. (2016). New experimental data of bound water volume change during long reservoir production of Pashiskiy horizon and theoretical explanation of its phenomena. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, (9), pp. 50–54. (In Russ.)
- Guidelines for the study of wells by pulsed neutron logging with the injection of a labeled substance (1987). Ed. O.L. Kuznetsov. Moscow: VNIIGeoinformsistem, 89 p. (In Russ.)
- Guidelines for the use of nuclear logging methods, including carbon-oxygen logging, to assess the oil and gas saturation of reservoir rocks in cased wells (2006). Ed. V.I. Petersilie, G.G. Yatsenko. Moscow-Tver: VNIGNI, NPTs «Tvergeofizika», 40 p. (In Russ.)
- Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Anikeev D.P., Ipatov A.I., Fakhretdinov R.N., Gulyaev D.N., Klochan I.P. (2008). Determination of relative phase permeabilities in well conditions. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, (5), pp. 39–42. (In Russ.)
- Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I. (2005). Geophysical and hydrodynamic control of the development of hydrocarbon deposits. Moscow-Izhevsk: RKhD, 780 p. (In Russ.)
- Kozhevnikov D.A., Kovalenko K.V. (2011). Study of oil and gas reservoirs based on the results of adaptive interpretation of well logging Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 219 p. (In Russ.)

Lake L.W. (1989). Enhanced oil recovery. New Jersey: Prentice-Hall, Englewood Cliffs, 550 p.

Mikhaylov N.N. (1992). Residual oil saturation of developed reservoirs. Moscow: Nedra, 240 p. (In Russ.)

Nikolaev V.A., Zakirov S.N., Zakirov E.S. (2011). New ideas about the displacement efficiency of viscous oils based on laboratory experiments. *Doklady akademii nauk*, 436(1), pp. 69–71. (In Russ.) <https://doi.org/10.1134/S1028334X11010089>

Theory of GIS methods. Geophysical methods of well research (2015). Ed. D.A. Kozhevnikov. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 618 p. (In Russ.)

Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Anikeev D.P., Vasiliev I.V., Severinov E.V., Gaydukov L.A., Rodionov A.E., Lachugin D.S., Tsagan-Mandzhiev T.N. (2012). Carrying out studies to determine the RPP functions for oil and water in reservoir conditions. SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition. *SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition*, SPE 162011, Moscow. (In Russ.)

Zakirov S.N., Nikolaev V.A., Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Rassokhin A.S. (2010). Unconventional results of experiments on the displacement of viscous oils by various agents and their processing. *Georesursy, geoenergetika, geopolitika*, (2). (In Russ.) https://oilgasjournal.ru/vol_2/articles/24.html

Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Vasil'ev I.V., Anikeev D.P., Tsagan-Mandzhiev T.N., Rodionov A.E., Lachugin D.S., Afanas'ev V.S., Afanas'ev S.V., Antonovich A.A. (2016). Carrying out comprehensive studies to assess the relative phase permeability for oil and water and the displacement efficiency under conditions of abnormally low reservoir injectivity (part 1). *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, (9), pp. 56–60. (In Russ.)

Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Vasil'ev I.V., Anikeev D.P., Tsagan-Mandzhiev T.N., Rodionov A.E., Lachugin D.S., Afanas'ev V.S., Afanas'ev S.V., Antonovich A.A. (2017). Carrying out comprehensive studies to assess the relative phase permeability for oil and water and the displacement efficiency under conditions of abnormally low reservoir injectivity (part 2). *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, (10), pp. 90–93. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-10-90-93>

About the Authors

Ilya M. Indrupskiy – Dr. Sci. (Engineering), Head of the Laboratory, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation
e-mail: i-ind@ipng.ru

Kazimir V. Kovalenko – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

Dilyara M. Gazizova – Master student, Almet'yevsk State Oil Institute

2, Lenin st., Almet'yevsk, 423450, Russian Federation

Almaz F. Sibgatullin – Master student, Almet'yevsk State Oil Institute

2, Lenin st., Almet'yevsk, 423450, Russian Federation

Daniil P. Anikeev – Cand. Sci. (Engineering), Senior Researcher, Head of Laboratory, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

Nikita V. Shabalin – Master student, Almet'yevsk State Oil Institute

2, Lenin st., Almet'yevsk, 423450, Russian Federation

Kamil R. Sadeev – Head of the Group of the Field Development Department, Tatneft Dobycha SP Tatneft PJSC

75, Lenin st., Almet'yevsk, 423450, Russian Federation

Azat A. Lutfullin – Cand. Sci. (Engineering), Deputy Head of the Department of Field Development, Tatneft Dobycha SP Tatneft PJSC

75, Lenin st., Almet'yevsk, 423450, Russian Federation

*Manuscript received 25 January 2023;
Accepted 31 March 2023; Published 30 June 2023*