

Стратегия планирования опытно-промышленных работ по вовлечению в разработку пластов с высоковязкой нефтью нефтегазоконденсатного месторождения

Широков А.С.¹, Пупков Н.В.¹, Зубов И.Н.¹, Молоков Р.А.¹, Титенкова К.В.¹, Хаерзаманов Т.М.², Кочнев В.А.²

¹ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия; ²ООО «РН-Ванкор», Красноярск, Россия

ramolokov@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация

При реализации сложных проектов в области геологии и разработки месторождений возникает необходимость выбора стратегии разработки в условиях недостатка исходных данных. В связи с отсутствием точных данных по геологическому строению и физико-химическим свойствам флюидов реализация проекта была разделена на два этапа. По результатам исследований оптимальной технологией признана циклическая закачка нагретого раствора полиакриламида. Выбрана система заканчивания скважин — проволочные фильтры 200 мкм с автоматическими устройствами контроля притока.

Материалы и методы

Представлен опыт выполнения работ по вовлечению в разработку пласта с высоковязкой нефтью. Приведены и проанализированы возможные риски при разработке, приведены возможные пути решения. Выбрана технология для получения максимальной нефтеотдачи пласта.

Ключевые слова

высоковязкая нефть, слабоконсолидированный коллектор, стратегия разработки, термополимерное заводнение

Для цитирования

Широков А.С., Пупков Н.В., Зубов И.Н., Молоков Р.А., Титенкова К.В., Хаерзаманов Т.М., Кочнев В.А. Стратегия планирования опытно-промышленных работ по вовлечению в разработку пластов с высоковязкой нефтью нефтегазоконденсатного месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 6. С. 72–76. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-72-76

Поступила в редакцию: 24.07.2026

OIL PRODUCTION

UDC 608, 622.276.2, 622.276.23 | Original Paper

The strategy of planning pilot production operations to involve in the development of a reservoir with high-viscosity oil for an oil and gas condensate field

Shirokov A.S.¹, Pupkov N.V.¹, Zubov I.N.¹, Molokov R.A.¹, Titenkova K.V.¹, Khaerzamanov T.M.², Kochnev V.A.²

¹“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia; ²“RN-Vankor” LCC, Krasnoyarsk, Russia

ramolokov@rn-gir.rosneft.ru

Abstract

When implementing complex projects in the field of geology and field development, it becomes necessary to choose a development strategy in conditions of a lack of initial data. Due to the lack of accurate data on the geological structure and physico-chemical properties of fluids, the project was divided into two stages. According to the research results, cyclic injection of a heated polyacrylamide solution has been recognized as the optimal technology. A well completion system was selected – 200 microns wire filters with automatic flow control devices.

Materials and methods

The experience of work involving the development of a reservoir with high-viscosity oil is presented. Possible risks during development are presented and analyzed, and possible solutions are provided. A technology has been selected to achieve maximum oil recovery.

Keywords

high-viscosity oil, poorly consolidated reservoir, development strategy, thermopolymer flooding

For citation

Shirokov A.S., Pupkov N.V., Zubov I.N., Molokov R.A., Titenkova K.V., Khaerzamanov T.M., Kochnev V.A. The strategy of planning pilot production operations to involve in the development of a reservoir with high-viscosity oil for an oil and gas condensate field. Exposition Oil Gas, 2026, issue 6, P. 72–76. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-72-76

Received: 24.07.2026

Введение

Настоящая работа направлена на обоснование выбора оптимальной стратегии разработки залежей с высоковязкой нефтью (ВВН) на примере терригенного слабоконсолидированного пласта крупного месторождения [1–3]. На долю основного пласта с ВВН приходится около 40 % геологических запасов нефти всего месторождения.

На этапе бурения первых скважин наблюдалась высокая степень неопределённости в отношении величины вязкости нефти в пластовых условиях, темпов падения дебитов жидкости, значений нефтенасыщенности, а также фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта. Определение указанных параметров является необходимым условием для выполнения оценки экономической эффективности проекта.

На основании анализа разработки пластов-аналогов были выявлены типовые факторы, оказывающие влияние на эффективность добычи: вынос механических примесей, добыча нецелевых флюидов и скин-фактор (загрязнение призабойной зоны пласта (ПЗП) или фильтра, сокращение работающей длины скважины). Для снижения геологических рисков и доизучения пласта были запланированы опытно-промышленные работы (ОПР) и лабораторные исследования.

На момент начала реализации проекта исследуемый пласт характеризовался следующими параметрами:

- глубина залегания — 1 100 м;
- общая мощность — до 25 м;
- фациальная обстановка осадконакопления — прибрежно-морская;
- тип коллектора — слабоконсолидиро-

ванный песчаник с невыдержанными пропластками;

- отдельные участки залежи имеют различные уровни водонефтяных (ВНК) и газонефтяных (ГНК) контактов;
- вязкость нефти — 200 сП;
- абсолютная проницаемость — 700 мД.

Выбор системы разработки на начальном этапе

Для выбора системы разработки пласта с ВВН были рассмотрены месторождения-аналоги. В результате анализа установлено, что единого подхода к выбору системы разработки и технологии заканчивания скважин в рассматриваемых геологических условиях не существует (табл. 1). Для равномерного дренирования была выбрана рядная система расположения горизонтальных скважин (ГС), обеспечивающая более контролируемую выработку по сравнению с площадной или очаговой системой. Согласно первоначальному представлению о минеральном составе пласта было принято решение об оборудовании ГС хвостовиком с проволочным фильтром (зазор 300 мкм).

В процессе бурения скважин на месторождении из данного пласта был отобран керновый материал для определения ФЕС и гранулометрического состава горных пород, а также глубинные пробы нефти для уточнения физико-химических свойств насыщающих флюидов.

Результаты бурения и эксплуатации первых скважин

В 2018 году на рассматриваемом пласте были пробурены первые эксплуатационные

скважины с горизонтальным стволом 500 м. Эффективность проводки горизонтального ствола по коллектору составила 80 % (20 % — неколлектор). Снижение эффективности проводки, вероятно, связано с фациальной изменчивостью пласта, что характерно для слабоконсолидированных терригенных коллекторов.

Отработка скважин осуществлялась в режиме истощения. Показатели эксплуатации скважин приведены в таблице 2.

В ходе эксплуатации этих скважин подтвердились прогнозируемые риски. Зафиксирован прорыв нецелевых флюидов (приток воды и газа подтвержден данными промыслово-геофизических исследований), а также интенсивный вынос механических примесей (до 5 000 мг/л).

Результаты эксплуатации первых скважин позволили уточнить начальное насыщение пласта и ФЕС. Одновременно с этим были выявлены следующие негативные факторы, оказывающие влияние на эффективность разработки:

- ограниченность допустимого коридора проводки горизонтального ствола вследствие неопределенности отметок ГНК и ВНК в различных участках пласта и наличия коллектора;
- образование естественных конусов воды или газа в процессе снижения забойного давления;
- некорректно подобранный типоразмер фильтра, способствующий образованию «червоточин» — участков пласта с высокой техногенной проницаемостью вследствие выноса механических примесей, по которым опережающе фильтруется нецелевой флюид.

Табл. 1. Краткая информация по пластам — аналогам
Tab. 1. Brief information on analog formations

Месторождение	Сетка скважин	Длина ГС, м	Расстояние между рядами	Типы заканчивания	Применяемые технологии	Эффективность применяемой технологии разработки	Плановые ОПР
1	Однорядная с ГС	2 000	200	Проволочные фильтры, АУКП (RCP и AICV)	Закачка воды	Временное решение для ППД	Полимерное заводнение
					Пароциклическая обработка скв.	Неуспешно	
2	Однорядная с ГС	1 000	300	Проволочные фильтры, премиальные сетчатые фильтры, перфорированная труба, АУКП (RCP)	Закачка воды, полимерное заводнение	Успешно	—
3	Однорядная с ГС	500	200	Фильтры с гравийной набивкой	Закачка воды	Временное решение для ППД	—
4	Однорядная с ГС/МЗС	500, 1 000, МЗС до 2 000	150	Проволочные фильтры, сетчатые фильтры	Закачка воды	Успешно	Полимерное заводнение
					Исследования на керне — закачка пара	Неуспешно	

Табл. 2. Запускные и остановочные параметры скважин
Tab. 2. Starting and stopping parameters of wells

Параметры	Запускные показатели				Остановочные показатели				Накопленные показатели			
Скважина	Qж	Qн	Обв	ГФ	Qж	Qн	Обв	ГФ	Нефть	Жидкость	ПНГ	Время
	м³/сут	т/сут	%	м³/сут	м³/сут	т/сут	%	м³/сут	тыс. т	тыс. т	млн м³	сут
1	34	26	20	29	26	1	97	15	3	32	0	900
2	10	6	36	10 945	10	4	61	12 891	0	1	5	78

Коэффициент однородности D_{40}/D_{90}	Очень мелкий песок, мкм			Мелкозернистый песок, мкм	Средне и крупнозернистый песок, мкм
	$D_{50} > 50$	$D_{50} > 75$	$100 < D_{50} < 125$	$125 < D_{50} < 250$	$D_{50} > 250$
2	Фильтр Premium			Фильтр Premium	Фильтр Premium
3					
4				Фильтр Premium	Фильтр Premium
5					
6				Фильтр Premium	Фильтр Premium
7					
8				Гравийная набивка или расширяемый фильтр	Гравийная набивка или расширяемый фильтр
9					
10				Гравийная набивка или расширяемый фильтр	Гравийная набивка или расширяемый фильтр
11					
12+	Гравийная набивка	Расширяемый фильтр		Гравийная набивка или расширяемый фильтр	Гравийная набивка или расширяемый фильтр

Ориентировочная матрица основана на типоразмере D_{50} .
Для проволочных фильтров: если содержание мелких фракций
> 5 % — применять фильтры Premium;
> 10 % — гравийную набивку

Рис. 1. Матрица D. Tiffin
Fig. 1. The D. Tiffin matrix

Лабораторные исследования

В результате лабораторных исследований глубинных проб нефти была уточнена вязкость нефти (600 сП) и ее компонентный состав. Начальная подвижность нефти оказалась значительно ниже подвижности вытесняющего агента (вязкость воды — 1 сП).

На основе гранулометрического анализа был осуществлен выбор фильтров по методологии D. Tiffin (рис. 1). Рекомендованная технология заканчивания — гравийная набивка и ее аналоги, обеспечивающие контроль выноса механических частиц породы и защиту подземного оборудования от износа. Выбор гравийной набивки обоснован её высокой эффективностью в слабоконсолидированных коллекторах, однако данная технология характеризуется значительной стоимостью. Резервным вариантом заканчивания выбраны проволочные фильтры с прямой намоткой 200 мкм.

По результатам геомеханического моделирования обоснована предельная депрессия, не оказывающая разрушающего воздействия на пласт. Обоснованы предельные режимы эксплуатации скважины: депрессия

не выше 3,7 МПа, минимальное забойное давление — 5,8 МПа (рис. 2).

Установлена зависимость коэффициента продуктивности ($K_{прод}$) от скорости снижения забойного давления при выводе скважины на режим: для достижения оптимального значения $K_{прод}$ необходимо снижать забойное давление со скоростью не более 2 атм/сут.

Определены мероприятия по недопущению превышения давления авто-ГРП, снижению гидромеханического воздействия на стенки скважины и уменьшению загрязнения ПЗП при бурении и освоении:

- проектирование профиля скважины и технологии проводки с ограничением забойного давления на уровне давления авто-ГРП с коэффициентом запаса 10 %;
- применение долота большего диаметра, СБТ и замков меньшего диаметра, а также мероприятий по поддержанию проектной динамической вязкости бурового раствора;
- сокращение количества маневров для корректировки траектории ГС, оказывающих дополнительное негативное

механическое воздействие на стенки скважины;

- мониторинг баланса бурового раствора с недопущением потерь в поровом пространстве пласта вследствие размыва ПЗП;
- подбор дизайна долота PDC с насадками, исключающими или снижающими эффект размыва стенок скважины напором струи;
- недопущение скачков давления на манифольде;
- контроль скорости спуска эксплуатационной колонны и хвостовика для исключения эффекта прямого поршневания;
- подбор гранулометрического состава бурового раствора исходя из ожидаемого диапазона проницаемости;
- непрерывный мониторинг проницаемости пласта в процессе бурения ГС и корректировка загрузки кольматанта при необходимости.

Исходя из мирового опыта разработки ВВН, основными технологиями разработки являются термальные методы и полимерное заводнение [5–9]. Для выбора оптимальной технологии воздействия на пласт были проведены лабораторные исследования коэффициента вытеснения ($K_{выт}$) для различных агентов вытеснения:

1. Закачка пара — на завершающей стадии закачки пара зафиксировано прекращение фильтрации («стоп»). Основная причина — набухание глинистых минералов.
2. Вытеснение нефти раствором воды и полимера (ПАА) при температуре от 17 до 90 °С.

Результаты проведенных исследований по определению коэффициента вытеснения приведены в таблице 3.

По результатам выполненных исследований наиболее эффективным агентом вытеснения оказался нагретый термополимер. Увеличение $K_{выт}$ при 90 °С составляет 30 % относительно $K_{выт}$ при 17 °С. Максимальный градиент давления при 90 °С снижается в 10 раз, что является одним из ключевых

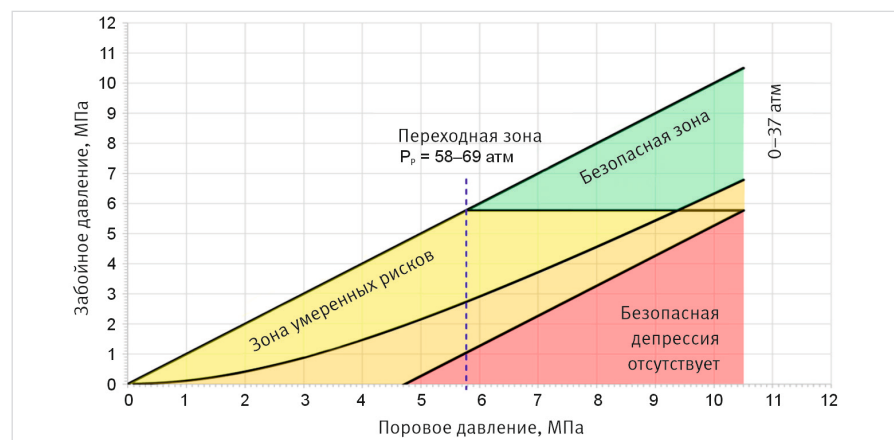


Рис. 2. Зоны безопасной депрессии для пласта
Fig. 2. Safe depression for the reservoir

Табл. 3. Результаты определения коэффициента вытеснения раствором ПАА на керне
Tab. 3. Results of determining the displacement coefficient of the PAA solution on the core

№	T, °C	Агент вытесн.	Конц. ПАА, ppm	Кп, %	Кнн, %	Кон, %	Кпр по газу, мД	Кпр по нефти, мД	Кпр по воде, мД	Макс. град Р при закачке воды, атм/м	К выт, д. ед.
1	17		800	32	58	35	347	174	1	101,3	0,407
2	17	ПАА+Вода	1 050	32	59	32	346	192,5	1	101,5	0,465
3	17		1 300	31	62	31	346	185,6	1	151,7	0,499
4	17	Вода	800	33	58	31	340	176,3	1	110,9	0,464
5	40		800	32	71	28	762	322,8	2	23,7	0,608
6	40	ПАА+Вода	1 050	33	76	32	763	270,8	1	25,5	0,584
7	40		1 300	33	68	35	705	263,9	1	55	0,487
8	90		800	31	75	31	760	202,5	8	4,3	0,589
9	90	ПАА+Вода	1 050	32	69	30	763	311,5	2	9,7	0,572
10	90		1 300	33	66	24	736	333,6	1	13,2	0,635

факторов для достижения максимальной приёмистости при ограничении давления нагнетания с целью исключения авто-ГРП.

Гидродинамическое моделирование и технико-экономическая оценка

На основании результатов пробной эксплуатации скважин, а также многовариантных имитационных расчетов на гидродинамической модели (ГДМ) были определены допустимые коридоры проводки горизонтальных стволов между ВНК и ГНК (отступ на 1/3 от ВНК и на 2/3 от ГНК).

Для оценки эффективности от применения различных агентов воздействия на пласт на ГДМ участка ОПР были рассчитаны следующие варианты: естественный режим, организация ППД с закачкой холодной воды (17 °С), горячей воды (90 °С), нагретого термополимера (90 °С) и циклической закачки горячей воды и термополимера [4]. Оценка прогнозной добычи нефти при применении различных методов воздействия приведена на рисунке 3.

По результатам оценки технико-экономических показателей (ТЭП) вариантов наибольшую эффективность (максимальный индекс PI – 1,2) продемонстрировала технология циклической закачки: термополимер (цикл – 3 месяца, раствор ПАА концентрацией 2 000 ppm) + горячая вода (цикл – 9 месяцев, температура – 90 °С). Данная технология рекомендуется к реализации на участке ОПР как основная с последующей оценкой эффективности.

Планы ОПР

В 2024 году в рамках реализации ОПР на рассматриваемом пласте были пробурены пять горизонтальных скважин. По результатам опроса рынка и уточнения стоимости заканчивания скважин было принято решение об отказе от применения технологии гравийной набивки в связи с высокой стоимостью для проекта и замене на проволочные фильтры 200 мкм с автоматическими устройствами контроля притока (АУКП). АУКП обеспечивают возможность регулирования отдельных сегментированных интервалов ствола ГС как в автоматическом режиме, так и посредством ручного перемещения муфт в следующие положения: «добыча», «закрыто», «нагнетание». Автоматические устройства контроля притока способствуют равномерной выработке пласта по разрезу вследствие ограничения образования конусов газа и воды по стволу скважин.

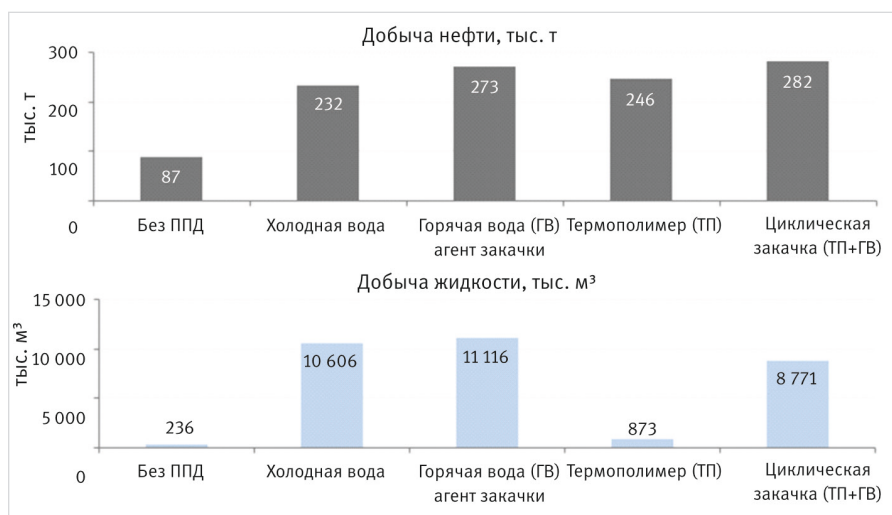


Рис. 3. Результаты оценки прогнозной добычи на ГДМ
Fig. 3. The results of the estimated production at the HDM

На момент написания статьи часть скважин находится на этапе освоения, часть скважин запущены на режиме истощения для оценки эффективности выбранной системы заканчивания скважин. Проводятся гидродинамические исследования скважин для уточнения фильтрационных свойств. Первые результаты эксплуатации по участку ОПР ожидаются в течение 2026 года. После оценки добычных характеристик скважин участка ОПР на естественном режиме планируется начать циклическую закачку горячей воды и термополимера.

Итоги

- Бурение первых скважин позволило снять неопределённости в отношении фильтрационно-емкостных свойств и начального насыщения пласта, режимов эксплуатации скважин, технологии бурения и выбора систем заканчивания скважин.
- Предложенные технологии по вовлечению в разработку пласта с ВВН отличаются от реализуемых на пластах-аналогах, поскольку данный пласт осложнён низкой пластовой температурой (17 °С), слабоконсолидированным коллектором и наличием контактных запасов ВВН.
- Предложенная комбинация циклического термополимерного заводнения с оснащением скважин фильтрами 200 мкм и АУКП позволяет комплексно решить

проблемы низкой подвижности нефти, выноса песка и прорывов нецелевых флюидов.

- В 2024 году в рамках опытно-промышленных работ пробурены пять скважин, проводится их освоение и запуск, после оценки добычных характеристик скважин на естественном режиме планируется начать циклическую закачку термополимера.

Выводы

Проведенное исследование предлагает план действий и необходимых исследований для вовлечения в разработку пластов с высоковязкой нефтью, в дальнейшем имеет потенциал тиражирования на другие месторождения и объекты, позволит повысить экономическую и технологическую эффективность разработки пластов с ВВН.

Литература

- Берлин А.В. Физико-химические методы повышения нефтеотдачи. Полимерное воздействие (обзор). Часть II. Изучение эффективности полимерного воздействия // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2011. № 2. С. 20–29.
- Балин В.П., Малышев И.О. К вопросу освоения сеноманских залежей высоковязкой нефти. Территория нефтегаз. 2017. № 9. С. 46–56.

3. Желтов Ю.В., Кудинов В.И., Малофеев Г.Е. Разработка сложнопостроенных месторождений вязкой нефти в карбонатных коллекторах. Москва, Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ Регулярная и хаотическая динамика, 2011, 327 с.
4. Степанов А.В., Зубарева И.А., Волгин Е.Р. Гидродинамическое моделирование лабораторных экспериментов по вытеснению нефти термополимерным раствором. Вестник Тюменского государственного университета. 2022. Т. 8. № 2. С. 77–100.
5. Крейг Ф.Ф. Разработка нефтяных месторождений при заводнении. М.: Недра, 1974. 192 с.
6. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. Москва; Ленинград: Гостоптехиздат, 1949. 628 с.
7. Кудинов В.И., Желтов Ю.В., Кисленко Б.Е. Увеличение нефтеотдачи пластов, содержащих нефть повышенной вязкости, путем закачки загущенной воды. // Нефтяное хозяйство. 1976. № 1. С. 3
8. Ентов В.М., Рыжик В.М., Хавкин А.Я. Расчет процесса вытеснения нефти водой с адсорбирующими добавками // Проблемы геологии нефти. Труды института ИГиРГИ. 1977. Вып. 14. С. 123–129.
9. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985. 308 с.

ENGLISH

Results

- Drilling of the first wells made it possible to remove uncertainties regarding filtration and reservoir properties and initial saturation of the reservoir, well operating modes, drilling technology and the choice of well completion systems.
- The proposed technologies for involving a high-pressure reservoir in the development differ from those implemented on analog reservoirs, since this reservoir is complicated by a low reservoir temperature (17 °C), a poorly consolidated reservoir and the presence of high-pressure contact reserves.
- The proposed combination of cyclic thermopolymer flooding with 200 microns and AUCP filters allows us to comprehensively solve the problems of low oil mobility, sand removal and breakthroughs

of non-target fluids.

- In 2024, five wells were drilled as part of pilot operations, their development and launch are underway, and after evaluating the production characteristics of wells in natural conditions, it is planned to begin cyclic injection of thermopolymer.

Conclusions

The conducted research suggests an action plan and the necessary research to involve in the development of reservoirs with high-viscosity oil, which in the future has the potential to be replicated to other fields and facilities, and will increase the economic and technological efficiency of the development of reservoirs with high-viscosity oil.

References

1. Berlin A.V. Physical and chemical methods of enhanced oil recovery. Polymer flooding (review). Part II. Scientific and Technical Bulletin of JSC "NK "Rosneft", 2011, issue 2, P. 20–29. (In Russ).
2. Balin V.P., Malyshev I.O. About senoman high-viscosity oil deposits developing. Oil and gas territory, 2017, issue 9, P. 46–56. (In Russ).
3. Zheltov Yu.V., Kudinov V.I., Malofeev G.E. Development of complexly constructed viscous oil deposits in carbonate reservoirs. Moscow, Izhevsk: Institute of Computer Research, SIC Regular and Chaotic Dynamics, 2011, 327 p. (In Russ).
4. Stepanov A.V., Zubareva I.A., Volgin E.R. Hydrodynamic modeling of laboratory experiments related to oil displacement with thermopolymer solution. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, 2022, Vol. 8, issue 2, P. 77–100. (In Russ).
5. Craig F.F. The Reservoir engineering aspects of waterflooding. Moscow: Nedra, 1974, 192 p. (In Russ).
6. Masket M. The flow of homogeneous liquids in a porous medium. Moscow, Leningrad: Gostoptekhizdat, 1949, 628 p. (In Russ).
7. Kudinov V.I., Zheltov Yu.V., Kislenco B.E. Increasing oil recovery from reservoirs containing high-viscosity oil by pumping thickened water. Oil industry, 1976, issue 1, P. 3. (In Russ).
8. Entov V.M., Ryzhik V.M., Khavkin A.Ya. Calculation of the oil displacement process by water with adsorbing additives. Problems of petroleum geology. Proceedings of the IGIRGI Institute, 1977, issue 14, P. 123–129. (In Russ).
9. Surguchev M.L. Secondary and tertiary methods of increasing oil recovery. Moscow: Nedra, 1985, 308 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Молюков Роман Александрович, руководитель группы, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
Для контактов: ramolokov@rn-gir.rosneft.ru

Molokov Roman Aleksandrovich, group leader, "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: ramolokov@rn-gir.rosneft.ru

Широков Андрей Сергеевич, директор по геологии и разработке крупных проектов Западно-Сибирского региона, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Shirokov Andrey Sergeevich, director of geology and development of large projects in the West Siberian region, "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia

Пупков Николай Владимирович, начальник управления, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Pupkov Nikolay Vladimirovich, head of department, "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia

Зубов Илья Николаевич, главный менеджер, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Zubov Ilya Nikolaevich, chief manager, "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia

Титенкова Ксения Викторовна, главный специалист, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Titenkova Kseniya Viktorovna, chief specialist, "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia

Хаерзаманов Тимур Мударисович, главный геолог, ООО «РН-Ванкор», Красноярск, Россия

Khaerzamanov Timur Mudarisovich, chief geologist, "RN-Vankor" LLC, Krasnoyarsk, Russia

Кочнев Владимир Андреевич, менеджер, ООО «РН-Ванкор», Красноярск, Россия

Kochnev Vladimir Andreevich, manager, "RN-Vankor" LLC, Krasnoyarsk, Russia