

Выбор оптимальной системы разработки сверхнизкопроницаемых коллекторов на примере Эргинского лицензионного участка Приобского месторождения

Капишев Д.Ю.¹, Рахимов М.Р.¹, Мироненко А.А.¹, Родионова И.И.¹, Федоров А.Э.¹, Гареев Р.Р.¹, Мирошниченко В.П.², Паровинчак К.М.³

¹ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия, ²ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия, ³ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия
kapishevdy@bniipi.rosneft.ru

Аннотация

Данная статья открывает цикл статей, посвященного работе по оптимизации системы разработки коллекторов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами на примере Эргинского лицензионного участка. Приведено описание истории развития актива, от первой оценки его потенциала до запуска в промышленную эксплуатацию и постоянной борьбы за рентабельность проекта. Эргинский ЛУ Приобского месторождения приобретён ПАО «НК «Роснефть» в 2017 году. По результатам бурения первых эксплуатационных скважин выяснилось, что первоначальная оценка продуктивности пластов была ошибочной. Для дальнейшей рентабельной разработки ЛУ предложен переход на системы горизонтальных скважин, расположенных поперек направления распространения регионального стресса с увеличением количества стадий гидроразрыва пласта.

Материалы и методы

По результатам гидродинамического моделирования была предложена смена стратегии разработки участка: переход на разработку горизонтальными скважинами, расположенными поперек направления распространения регионального стресса с увеличением количества стадий ГРП. Запланированы опытно-промышленные работы по бурению длинных горизонтальных

скважин с применением МГРП по технологии Plug & Perf и высокоскоростной закачкой проппанта.

Ключевые слова

разработка месторождений, низкопроницаемые коллекторы, ультратрудноизвлекаемые запасы, горизонтальные скважины с многостадийным гидроразрывом пласта

Для цитирования

Капишев Д.Ю., Рахимов М.Р., Мироненко А.А., Родионова И.И., Федоров А.Э., Гареев Р.Р., Мирошниченко В.П., Паровинчак К.М. Выбор оптимальной системы разработки сверхнизкопроницаемых коллекторов на примере Эргинского лицензионного участка Приобского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7. С. 62–65. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-62-65

Поступила в редакцию: 03.11.2022

OIL PRODUCTION

UDC 622 | Original Paper

The choice of the optimal system for the development of ultra-low-permeable reservoirs on the example of the Erginsky license area on the Priobskoye field

Kapishev D.Yu.¹, Rahimov M.R.¹, Mironenko A.A.¹, Rodionova I.I.¹, Fedorov A.E.¹, Gareev R.R.¹, Miroshnichenko V.P.², Parovinchak K.M.³

¹“RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia, ²“RN-Yuganskneftegaz” LLC, Nefteyugansk, Russia, ³“NK “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia
kapishevdy@bniipi.rosneft.ru

Annotation

This article opens a series of articles devoted to the work on optimizing the system of developing collectors with low filtration properties on the example of the Erginsky license area. The article describes the history of the asset's development, from the first assessment of its potential to the launch into commercial operation and the constant struggle for the profitability of the project. Erginsky LA of the Priobskoye field was acquired by oil company “NK “Rosneft” PJSC in 2017. According to the results of drilling the first production wells, it turned out that the initial assessment of reservoir productivity was erroneous. For further cost-effective development of the area, a transition to systems of horizontal wells located across the direction of regional stress propagation with an increase in the number of hydraulic fracturing stages is proposed.

Materials and methods

Based on the results of hydrodynamic modeling, a change in the site development strategy was proposed: the transition to development by horizontal wells located across the direction of regional stress propagation with an increase in the number of hydraulic fracturing stages. Pilot-industrial work on drilling long horizontal wells with the

use of MGRP using Plug & Perf technology and high-speed injection of proppant is planned.

Keywords

field development, unconventional reservoirs, low-permeability reservoirs, ultrahard-to-recover reserves, horizontal wells with multistage hydraulic fracturing

For citation

Kapishev D.Yu., Rahimov M.R., Mironenko A.A., Rodionova I.I., Fedorov A.E., Gareev R.R., Miroshnichenko V.P., Parovinchak K.M. The choice of the optimal system for the development of ultra-low-permeable reservoirs on the example of the Erginsky license area on the Priobskoye field. Exposition Oil Gas, 2022, issue 7, P. 62–65. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-62-65

Received: 03.11.2022

В настоящее время выбор оптимальной системы разработки низкопроницаемых коллекторов является одной из важнейших задач как на новых активах, так и в краевых зонах старых месторождений Западной Сибири. Это связано с вводом в эксплуатацию трудноизвлекаемых запасов сверхнизкопроницаемых коллекторов (менее 0,3 мД) — «ультра ТРИЗ», свойства которых все более ухудшаются к границам распространения залежей.

Приобское месторождение является настоящей жемчужиной и ключевым месторождением не только ПАО «НК «Роснефть», но и всей страны — и уже более 10 лет занимает лидирующее место по годовой добыче нефти. Данный гигант является уникальным по объему запасов, которые сосредоточены в самых разных геологических условиях: от благоприятных шельфовых отложений до сверхнизкопроницаемых глубоководных зон. Приобское месторождение является полигоном Компании по совершенствованию технологий разработки сложных коллекторов: именно здесь были пробурены первые горизонтальные скважины (ГС) с МГРП и апробируются самые разные системы разработки. Одним из таких полигонов является Эргинский ЛУ, обеспечивающий 7 % годовой добычи Приобского месторождения и обладающий на текущий момент наилучшими коллекторскими свойствами.

Данная статья является частью цикла статей, посвященной работе по оптимизации системы разработки коллекторов с низкими ФЕС, так называемых ультра ТРИЗ, на примере Эргинского ЛУ.

Эргинский ЛУ Приобского месторождения приобретен ПАО «НК «Роснефть» в 2017 г. и находится на первой стадии разработки. На участке выделено 8 продуктивных пластов, объединенных в 5 объектов разработки. Более 80 % начальных извлекаемых запасов нефти относятся к терригенным отложениям нижнего мела черкашинской свиты. Пласт АС10/0-1 является основным по запасам и накопленной добыче нефти, запасы относятся к категории ТРИЗ.

Продуктивные отложения пласта АС10/0-1 представляют собой фондоформенную часть клиноформенного комплекса, осложненных системой конусов выноса и оползневых тел. Отложения конусов выноса представляют собой аккумулятивное тело линзовидной формы, с одной стороны; с другой — утоняющееся в сторону открытого моря [1]. В строении конусов выноса выделяют проксимальную, среднюю и дистальную части. Накопление и сброс материала в виде турбидитных потоков является циклическим в данной фациальной обстановке, поэтому с течением времени сбрасываемые толщи осадочного материала накладываются друг на друга, образуя систему «лопастей». Данный набор фаций характеризуется сверхнизкой проницаемостью, высокой расчлененностью, низкой латеральной связностью. Зернистость уменьшается вниз по направлению сноса. Так, рассматриваемый пласт АС10/0-1 представляет собой слияние лопастей в целостную систему конусов выноса [2]. Коллектор в основном сложен переслаиванием песчаников от мелкозернистых до алевролитистых. Коллектор порового типа, сверхнизкопроницаемый за счет малого размера поровых каналов и высокой расчлененности глинистости.

С середины 2019 г. начато эксплуатационное бурение по рядной системе разработки горизонтальными добывающими и нагнетательными скважинами с длиной

горизонтального участка 1 200 м и десятью стадиями ГРП. Горизонтальный участок расположен вдоль регионального стресса (максимального горизонтального напряжения) для создания галереи трещин (рис. 2 а). Расстояние между соседними скважинами в ряду и между рядами составляет 200 м. Ввод в промышленную разработку Эргинского ЛУ осуществлен в августе 2020 г.

С момента приобретения актива выполнена масштабная работа по актуализации геологической модели по результатам поисково-разведочного (7 скважин) и эксплуатационного бурения (397 скважин, в т.ч. 354 с горизонтальным окончанием), интерпретации объединенного куба 3D-сейсмике (в объеме 797,5 км³), пересмотра интерпретации ГИС в 18 старых поисково-разведочных скважинах. Согласно лабораторным исследованиям керн (>1 800 образцов) установлено существенное ухудшение ФЕС в направлении дистальной части конуса выноса, что потребовало решений в части оптимизации ранее принятой системы разработки.

Оценка актива по объектам-аналогам

В 2017–2018 гг. при первых рассматриваемых объектах в качестве аналога принималась южная часть Горшковской площади Приобского месторождения, которая успешно разрабатывается рядной системой ГС. Бурение на Эргинском ЛУ происходило одновременно с западной частью ГП и проведением лабораторных исследований керн. В процессе бурения и запуска скважин стало ясно, что ближайшим аналогом по ФЕС является именно западная часть ГП, обладающая худшими коллекторскими свойствами, то есть идет речь о разработке объекта ультра ТРИЗ (табл. 1).

Анализ фактических данных по коэффициенту проницаемости

По результатам короткого повторного испытания разведочных скважин длительностью до 15 суток в зимний период в 2019 г. уточнена проницаемость на уровне 0,4 мД, при этом эти разведочные скважины оказались в лучших геологических зонах пласта АС10/0-1. На полученные геологические параметры пласта и имеющиеся данные была запрокирована рядная система разработки горизонтальными скважинами, ориентированными вдоль регионального стресса, длиной 1 200 м с десятью стадиями ГРП, по аналогии с южной частью ГП. К концу 2021 г. на лицензионном участке по данной системе пробурено более 350 скважин, в том числе более 80 % с горизонтальным окончанием. В результате запуска горизонтальных скважин в добычу фактический запускной дебит жидкости оказался ниже планового на 44 %. Фактический коэффициент падения дебита жидкости выше планового на 7 % [1].

В период 2020–2021 гг. по результатам первых данных добычи по скважинам, с длительностью эксплуатации от 3 до 6 месяцев и оснащенных датчиками погружной телеметрии скважин (ТМС), проведено 46 гидродинамических исследований. Согласно интерпретации данных гидродинамических исследований (ГДИС) и промысловых исследований оценка величины коэффициента проницаемости составила 0,27 мД. По результатам появившейся новой геологической и промысловой информации была актуализирована модель коллектора и карта распространения проницаемости пласта АС10/0-1 с учетом ухудшения ФЕС к краевой части залежи в неразбуренных

зонах. Среднее значение величины проницаемости по неразбуренной зоне оценено на уровне 0,25 мД (табл. 2).

Для дальнейшей рентабельной разработки ЛУ подготовлены мероприятия по оптимизации системы разработки для неразбуренных частей пласта с учетом уточненного геологического строения.

На упрощенной гидродинамической модели (ГДМ) выполнена оперативная оценка оптимального режима дальнейшей разработки пласта горизонтальными скважинами. На рисунке 1 приведена полученная палетка выбора способа разработки для различных величин эффективной проницаемости — k^* и коэффициента песчаности (NTG) и ориентации ГС — вдоль и поперек регионального стресса.

По результатам выполненных расчетов были сделаны следующие заключения:

- для разбуренной зоны базовая система разработки Эргинского ЛУ характеризуется большей экономической эффективностью при организации системы ППД, чем при ее отсутствии при NTG > 0,3;
- для краевых неразбуренных зон, характеризующихся ухудшенными коллекторскими свойствами, меньшей связанностью и размерами песчаных тел, базовая система разработки Эргинского ЛУ по экономической эффективности уступает системе разработки с поперечным расположением ГС, расстоянием между рядами скважин (dX) = 300 м и полудлиной трещин ГРП (x_{f_prod}) = 150 м при NTG < = 0,45. При этом важно учитывать, что для создания трещины ГРП с эффективной полудлиной > 150 м требуется применение новых более агрессивных методов ГРП, что приводит к повышению коэффициента охвата пластов.

С использованием детальных ГДМ, описывающих геологическое строение зон ближайшего бурения Эргинского ЛУ, были выполнены дальнейшие технико-экономические расчеты. Для рассматриваемого участка выполнена оценка среднего размера длин геологических песчаных тел по фактическим данным гамма-каротажа горизонтальных скважин [3]. Основываясь на полученных значениях, исследовано поле вероятностей при вариограммном анализе на более короткой дистанции. Учитывая новые корреляционные радиусы и характер распределения ФЕС в дистальной части турбидитового комплекса глубоководных отложений, построена уточненная детальная геологическая модель, средний размер песчаных тел составил 220 м. Выполнена адаптация модели на данные добычи фактических ГС, расположенных вдоль границы (~ 2 км) зоны с рассматриваемой областью.

Формирование расчетных вариантов в неразбуренной части пласта

Первая серия расчетов предусматривает дальнейшую реализацию текущей системы разработки, т.е. бурение горизонтальных стволов (длина горизонтального ствола $L = 1 200$ м, полудлина трещины ГРП $x_f = 125$ м) с ориентацией вдоль регионального стресса (табл. 3, вар. 1.1–1.2, рис. 2 а, б).

Для второй серии расчетов предусмотрено разработка с разворотом сетки скважин, увеличением количества стадий и более прогрессивных дизайнов ГРП с целью повышения Коэф, с увеличением расстояния между скважинами с 200 до 300 м и увеличением

количества стадий ГРП с 10 до 16 и 25 (табл. 3, вар. 2.0–2.6, рис. 2 в). В таблице 3 на примере одного из кустов зоны ближайшего бурения приведено сопоставление технико-экономических параметров расчетных вариантов и сравнение экономической эффективности по вариантам разработки. Ввиду того, что кустовые площадки на момент расчета уже были спроектированы и отсыпаны, сравнение показателей приводится для запланированных 20 скважин во всех вариантах.

Согласно выполненной экономической оценке модельных расчетов лучшим по накопленному чистому дисконтированному доходу (NPV) характеризуется вариант 2.6 (табл. 3) с 25 стадиями ГРП с поперечным размещением скважин при $dx = 300$ м. При этом данный вариант несет в себе технологические риски в части реализации заявленных полудлин трещин ГРП. Для отработки новой для Компании системы разработки и более прогрессивных дизайнов ГРП в качестве рекомендуемого был принят вариант 2.3 (табл. 3).

Итоги

Определены два пилотных куста для проведения опытно-промышленных работ, на текущий момент один из них полностью разбурен — и запущенные скважины подтверждают более высокую технико-экономическую эффективность.

Следующий шаг оптимизации проектных решений на пилотных кустах — это совершенствование технологий заканчивания, применение большеобъемных ГРП с реализацией большого количества стадий и кластеров гидроразрыва, применение низковязких жидкостей с повышенными расходами закачки, а также организация системы заводнения на

скважинах, расположенных поперек направления стресса. На рисунках 2 г и д приведена схема размещения скважин по вариантам. Полученные результаты будут рассмотрены в дальнейших публикациях.

Выводы

По результатам бурения первых эксплуатационных скважин выяснилось, что Эргинский ЛУ обладает худшими ФЕС по сравнению с хорошо изученной ГП Приобского месторождения, которая была принята первоначально в качестве аналога.

В связи с этим предложено осуществлять переход на системы разработки с разворотом проектных горизонтальных скважин поперек направления распространения регионального стресса для повышения Кохв, увеличивая при этом и количество стадий ГРП, и удельную массу проппанта на единицу эффективной толщины.

Также запланировано проведение опытно-промышленных работ по бурению длинных ГС (более 2 000 м) с применением многостадийных ГРП по технологии Plug & Perf [4]; проведение МГРП с высокоскоростной закачкой проппанта для максимального распространения трещин как по высоте, так и по длине; вовлечение в разработку наибольшего дренируемого объема коллектора.

Литература

1. Родионова И.И., Шабалин М.А., Капишев Д.Ю., Бакиров Р.И., Хабибуллин А.Ф., Насыров Р.Р., Сергейчев А.В. Выбор стратегии разработки месторождения с трудноизвлекаемыми запасами на стадии освоения // Нефтяное хозяйство. 2019. № 12. С. 132–135.

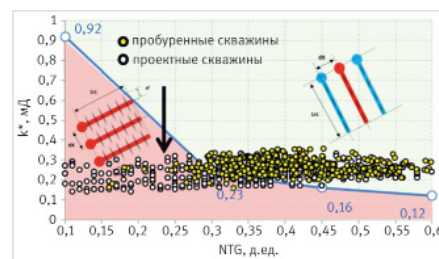


Рис. 1. Расчет граничного значения проницаемости, при котором рекомендуется переход на системы с поперечным размещением скважин относительно регионального стресса
Fig. 1. Calculation of the boundary value of permeability, at which it is recommended to switch to systems with transverse placement of wells relative to regional stress

2. Закревский К.Е., Нассонов Н.В. Геологическое моделирование клиноформ неокома Западной Сибири. Тверь: ГЕРС, 2012. 80 с.
3. Петрук А.А., Родионова И.И., Мухаметов А.Р., Галеев Э.Р., Искевич И.Г., Фазылов Д.С., Мумбер П.С. Опыт моделирования конусов выноса на примере низкопроницаемого участка Приобского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 2. С. 45–50.
4. Якуба А.Н. Разработка нового оборудования для технологии Plug & Perf — развитие и технические решения на основании накопленного опыта // Нефть. Газ. Новации. 2022. № 3. С. 78–85.

Табл. 1. Динамика уточнения проницаемости и проницаемость в зонах нового эксплуатационного бурения Приобского месторождения, в том числе Эргинского ЛУ

Tab. 1. Dynamics of permeability refinement and permeability in the zones of new production drilling of the Priobskoye field, including the Erginsky LA

| Период | Стадия развития Приобского месторождения | | Оценка эффективной проницаемости, мД |
|-------------|---|--|--------------------------------------|
| | Северная лицензионная территория | Эргинский ЛУ | |
| 1990-е годы | Разработка шельфовой части месторождения | - | 10 |
| 2000-е годы | Продвижение бурения в склоновую часть | - | 5 |
| 2010-е годы | Ввод в разработку Горшковской площади | - | ≤ 2 |
| 2015 год | Разработка южной части ГП | - | 1,2 |
| 2017 год | | Приобретение актива ПАО НК «Роснефть» | 0,8 |
| 2019 год | Разработка западной части ГП | Переиспытания разведочных скважин с ГРП | 0,4 |
| 2021 год | | Запуск эксплуатационных скважин в работу, оценка промысловых данных. Начало реализации ОПР | 0,27 |
| 2022+ годы | ОПР, основанные на результатах отработки технологий на Эргинском ЛУ | Неразбуренная зона. Учет рисков ухудшения проницаемости к границе коллектора | ≤ 0,25 |

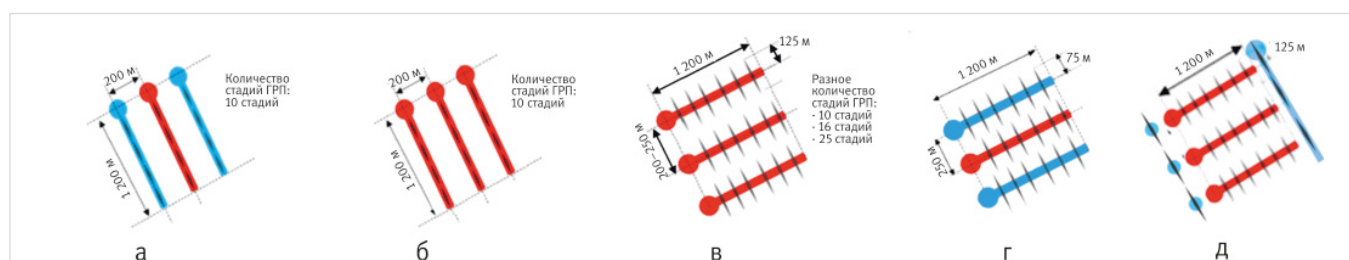


Рис. 2. Схема расположения скважин по вариантам
Fig. 2. Layout of wells by options

Табл. 3. Технико-экономическая оценка сформированных расчетных вариантов
Tab. 3. Technical and economic assessment of the formed design options

| Вариант | Технологические показатели | | | | Экономические показатели, %* | | | |
|---------|----------------------------------|-----------------------------|------------------------|------------------------------|------------------------------|---------|--------|--------|
| | Направление относительно стресса | Расстояние м/у рядами dx, м | Кол-во стадий ГРП, шт. | Знак. нефти за 5 лет, тыс. т | NPV | NPV/S** | DPI*** | IRR*** |
| 1.1 | Вдоль | 200 | 10 | 995,1 | - | - | - | - |
| 1.2 | Вдоль | 200 | 10 | 531,5 | +12 | +12 | +0 | +27 |
| 2.0 | Поперек | 200 | 10 | 572,1 | +43 | +43 | +12 | +0 |
| 2.1 | Поперек | 200 | 16 | 684,7 | +80 | +80 | +25 | +54 |
| 2.2 | Поперек | 200 | 25 | 769,2 | +81 | +81 | +25 | +54 |
| 2.3 | Поперек | 250 | 16 | 817,2 | +126 | +120 | +25 | +118 |
| 2.4 | Поперек | 250 | 25 | 936,7 | +141 | +133 | +37 | +136 |
| 2.5 | Поперек | 300 | 16 | 933,2 | +167 | +144 | +37 | +172 |
| 2.6 | Поперек | 300 | 25 | 1095,9 | +193 | +162 | +37 | +200 |

* — экономические показатели приведены в относительном изменении от базового варианта (вар. 1.1);

** — NPV, приведенный на единицу площади;

*** — DPI (дисконтированный индекс доходности), IRR (внутренняя норма доходности).

ENGLISH

Results

Two pilot bushes have been identified for pilot-industrial work, at the moment one of them is fully drilled, and the launched wells confirm a higher technical and economic efficiency.

The next step in optimizing design solutions at pilot bushes is the improvement of completion technologies, the use of large-volume fractures with the implementation of a large number of stages and clusters of hydraulic fracturing, the use of low-viscosity liquids with increased injection costs, as well as the organization of a flooding system at wells located across the stress direction. The results obtained will be discussed in further publications.

Conclusions

According to the results of drilling the first production wells, it turned out that the Erginsky LA has worse filtration properties compared to the

well-studied Gorshkovskaya area of the Priobskoye field, which was initially adopted as an analogue.

In this regard, it is proposed to make the transition to development systems with a reversal of the design horizontal wells across the direction of regional stress propagation, while increasing both the number of hydraulic fracturing stages and the specific mass of the proppant per unit of effective thickness.

It is also planned to conduct pilot work on drilling long wells (more than 2 000 m) with multi-stage fracturing using Plug & Perf technology [4] and high-speed injection of proppant for maximum crack propagation both in height and length, and involvement in the development of the largest the drained volume of the collector.

References

- Rodionova I.I., Shabalin M.A., Kapishev D.Y., Bakirov R.I., Khabibullin A.F., Nasyrov R.R., Sergeichev A.V. Choosing strategy of development of hard-to-recovery oil reserves at early stage of exploration. Oil industry, 2019, issue 12, P. 132–135. (In Russ).
- Zakrevsky K.E., Nasonov N.V. Geological modeling of the Neocomian clinofolds of Western Siberia. Tver: GERS, 2012, 80 p. (In Russ).
- Petruk A.A., Rodionova I.I., Mukhametov A.R., Galeev E.R., Iskevich I.G., Fazylov D.S., Mumber P.S. The experience of modeling removal cones on the example of a low-permeable section of the Priobskoye field. Exposition Oil Gas, 2022, issue 2, P. 45–50. (In Russ).
- Yakuba A.N. Development of new equipment for Plug & Perf technology – development and technical solutions based on accumulated experience. Oil. Gas. Innovations, 2022, issue 3, P. 78–85. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Капишев Денис Юрьевич, главный инженер проекта, ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия
Для контактов: kapishevdy@bnipi.rosneft.ru

Kapishev Denis Yurievich, chief project engineer, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: kapishevdy@bnipi.rosneft.ru

Рахимов Марат Рашитович, главный инженер проекта, ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия

Rakhimov Marat Rashitovich, chief project engineer, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia

Мироненко Артем Александрович, начальник управления, ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия

Mironenko Artem Aleksandrovich, head of department, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia

Родионова Инесса Игоревна, начальник отдела, ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия

Rodionova Inessa Igorevna, head of department, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia

Федоров Алексей Эдуардович, начальник управления, ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия

Fedorov Alexey Eduardovich, head of department, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia

Гареев Рафаэль Радикович, директор по геологии и проектированию разработки месторождений, ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия

Gareev Rafael Radikovich, director of geology and field development design, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia

Мирошниченко Вадим Петрович, начальник управления, ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

Miroshnichenko Vadim Petrovich, head of department, LLC “RN-Yuganskneftegaz”, Nefteyugansk, Russia

Паровинчак Константин Михайлович, к.г.-м.н., руководитель проекта, ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Parovinchak Konstantin Mikhailovich, candidate of geological and mineralogical sciences, project manager, field development department, “NK “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia