

Фациальные обстановки отложений неокома северной части Приобского нефтяного месторождения

Галиев Р.Р.¹, Абдрахимов Р.И.², Волошина А.А.¹, Новиков А.П.¹

¹ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия, ²ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
nas.voloshina2012@yandex.ru

Аннотация

В работе представлены результаты построения фациальной модели неокомских отложений северной части Приобского нефтяного месторождения на основе сейсмофациального анализа и интерпретации керновой и геофизической скважинной информации.

Для получения качественных результатов анализа использован инструмент интерпретации, основанный на технологии «нейронных сетей». Применен статистический подход при определении оптимального количества сейсмодиагностических классов.

Новая литолого-фациальная модель более точно отражает состояние запасов нефти, легла в основу геологического представления о строении месторождения, защищенного в 2020 году, использовалась при принятии проектных решений, позволив увеличить динамику добычи.

Материалы и методы

Рассматриваемый участок изучен 194 скважинами с отбором керна и сейсморазведочными исследованиями в объеме более 2 800 км². Для проведения сейсмофациального анализа по целевым интервалам меловых отложений использовано программное обеспечение трехмерной сеймостратиграфической интерпретации Stratimagic компании Paradigm. Были привлечены материалы работ [1] и [2], описывающие региональное развитие

мезозойско-кайнозойских отложений на территории Приобской нефтегазоносной зоны.

Ключевые слова

фациальные обстановки осадконакопления, клиноформенные отложения, сейсмофациальный анализ, керн, ГИС, атрибутивный анализ

Для цитирования

Галиев Р.Р., Абдрахимов Р.И., Волошина А.А., Новиков А.П. Фациальные обстановки отложений неокома северной части Приобского нефтяного месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7. С. 40–43. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-40-43

Поступила в редакцию: 02.11.2022

GEOLOGY

UDC 550.8.053 | Original Paper

Facies conditions of neocomian deposits of the northern part of the Priobskoye oil field

Galiev R.R.¹, Abdrahimov R.I.², Voloshina A.A.¹, Novikov A.P.¹

¹“RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia, ²“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
nas.voloshina2012@yandex.ru

Abstract

The paper presents the results of constructing a facies model of the Neocomian deposits of the northern part of the Priobskoye oil field based on seismic facies analysis and interpretation of core and geophysical well information.

To obtain qualitative analysis results, an interpretation tool based on the technology of “neural networks” was used. A statistical approach is applied to determine the optimal number of seismic classes.

The new lithological-facies model more accurately reflects the state of oil reserves, formed the basis of the geological representation of the structure of the field protected in 2020, was used in making design decisions, allowing to increase the dynamics of production.

Materials and methods

The site under consideration has been studied by 194 wells with core sampling and seismic surveys in the amount of more than 2 800 km². The software of the three-dimensional seismostratigraphic interpretation of Stratimagic by Paradigm company was used to carry out seismic facies analysis for the target interval of Cretaceous sediments. The materials of works [1] and [2] describing the regional development

of Mesozoic-Cenozoic deposits on the territory of the Priobskaya oil and gas bearing zone were involved.

Keywords

facies sedimentation conditions, clinoform deposits, seismofacial analysis, core, GIS, attribute analysis

For citation

Galiev R.R., Abdrahimov R.I., Voloshina A.A., Novikov A.P. Facies conditions of neocomian deposits of the northern part of the Priobskoye oil field. Exposition Oil Gas, 2022, issue 7, P. 40–43. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-40-43

Received: 02.11.2022

Актуальность

Прогнозирование изменений свойств осадочных отложений является актуальной задачей на всех стадиях разведки и разработки месторождения. Геофизические методы исследования, такие как сейсморазведочные, на сегодняшний день становятся обязательным условием полноценного изучения месторождений. Однако такие методы имеют большую погрешность в интерпретации данных, но без них невозможен процесс выбора участков месторождения для дальнейшего более детального анализа [3].

Помехой для проведения сейсмофациального анализа могут послужить: ограниченный спектр сейсмических сигналов, плохое качество записи, наличие большого числа влияющих геологических факторов, которые приводят к неоднозначной интерпретации параметров волновых полей [4, 5]. В связи с этим в данной работе рассмотрен подход проведения сейсмофациального анализа с опорой на керновую и геофизическую скважинную информацию, включающую оценку форм сейсмотрасс, подбор оптимального количества классов для построения информативных карт и использование пропорциональных срезов по кубу амплитуд.

Отложения осадочного чехла Западной Сибири в основном представлены терригенными породами. Их промысловые характеристики зависят от множества факторов, в том числе от условий формирования [6]. Знания обстановки осадконакопления значительно облегчают задачу прогнозирования пород-коллекторов на всех этапах освоения месторождения [7].

Наиболее перспективными являются отложения ачимовской толщи, которые представлены ловушками неструктурного типа и характеризуются литологической изменчивостью коллекторов. В таких условиях анализ изменения характеристик сейсмической записи является первым шагом для оценки изменения фациальной неоднородности резервуара.

Согласно общепринятой методике сейсмофациального анализа, подбор количества классов форм сейсмических сигналов проводится на основе знаний об обстановках осадконакопления и определения комплексов фаций по керну и геофизических исследований скважин (ГИС). Авторы статьи предлагают дополнительно использовать фактор оптимального количества сейсмочастот, что позволяет детализировать итоговые прогнозные карты распространения песчаных тел и таким образом повысить достоверность геологических карт.

Цель работы

Целью данной работы является восстановление фациальных обстановок осадконакопления пластов ачимовской толщи северного участка Приобского нефтяного месторождения по результатам сейсмических исследований в комплексе со скважинной информацией. Данный подход использован для решения следующих задач: уточнение границ распространения залежей; построение карт эффективных нефтенасыщенных толщин с учетом обстановок осадконакопления и сейсмической информации; корректировка стратегии разбуривания месторождения.

Результаты и обсуждения

Согласно теории, при помощи сейсморазведки можно определить аномалии волнового поля, которые обусловлены различным



Рис. 1. Методика проведения сейсмофациального анализа
Fig. 1. Methodology of seismic facies analysis

распространением волн в горных породах. Одним из параметров волнового поля являются динамические характеристики, которые находят отражение в сейсмической трассе. Изменение динамических характеристик связано с изменением литологии пласта, петрофизических свойств породы. Сейсмофациальный анализ, выполненный на исследуемой территории, подразумевает анализ сейсмических трасс, а именно их форм [8]. Так, породы, сформировавшиеся в единых палеогеографических условиях, должны иметь идентичную форму трассы. Вследствие этого ранжирование трасс является одной из основных задач сейсмофациального анализа. На практике разрешающая способность сейсмических исследований бывает недостаточной для фациальной детализации разрезов скважин, как по колонкам керна и ГИС [9]. В этом случае аномалии волнового поля сопоставляются не с отдельно взятой фацией, а с комплексом фаций, например, фаций конусов выноса (распределительные каналы, песчаные лопасти). При этом отождествление аномалий волнового поля с подобным комплексом фаций вполне оправдано для целей картирования границ распространения крупных песчаных линз глубоководных конусов выноса, как в рассматриваемом примере.

Сейсмофациальный анализ является давно испытанным и апробированным инструментом сейсмогеологии, который основывается на привязке сейсмических аномалий, выделяемых по форме сейсмотрасс, с информацией, полученной по скважинам (рис. 1).

Результатом проведения сейсмофациального анализа (рис. 1) является прогнозирование литологии межскважинного пространства.

На первоначальном этапе работы были определены фации по разрезу скважин с керном, типовые каротажные диаграммы, соответствующие тем или иным фациальным комплексам, и закартированы условные границы распространения данных фациальных комплексов. Рассматриваемый клиноформный пласт представлен двумя типами отложений: мелководно-морские и глубоководно-морские. К мелководно-морским отнесены фации шельфовых баров, характеризующиеся «вытянутостью» в северо-восточном направлении. К глубоководно-морским отнесены фации лопастей конусов выноса, а также палеоканалы, по которым проходила разгрузка осадочного материала [10, 11].

На рисунке 2 представлена литофациальная модель пласта, построенная по данным ГИС и керна. Мелководно-морской тип осадконакопления однозначно

определяется по скважинным данным (косая и волнистая слоистость по керну, высокая степень сортировки осадков, характерная регрессивная форма кривых ПС и ГК). Граница распространения данного типа отчетливо прослеживается по характерным признакам (керна, ГИС) и вытянута в субмеридиональном направлении — зоны 1, 2, 3 на рисунке 2.

Субпараллельно кромке палеошельфа формировались отложения склонового шлейфа. Западнее склона пласт представлен глинистыми отложениями дна палеобассейна и глубоководных конусов выноса, наложенных друг на друга (по данным ГИС и керна). Палеоструктурный план по отражающему горизонту (ОГ) в подошве пласта подтверждает мелководный тип осадков пласта в восточной части месторождения и глубоководный — в северо-западной и юго-западной частях изучаемого района. Отличительной особенностью западной части пласта являются обширные зоны глинизации (зона дна палеобассейна), которые значительно отличаются по литологическому составу от зон лопастей выноса. Данное обстоятельство находит отражение и в изменении волновых характеристик на карте сейсмочастот.

Кластеризация сейсмических трасс и построение карт сейсмочастот является следующим этапом работ. Как правило, процесс кластеризации заключается в визуальной идентификации рисунков отражения сейсмических трасс и распределения их по классам фаций [12]. Подобный интерпретационный процесс имеет ряд существенных недостатков и требует больших временных затрат в случае ручной обработки, что вносит в результаты анализа значительный авторский субъективизм. Программный комплекс трехмерной сейсмической стратиграфической интерпретации использует технологию «нейронной сети» (neural network), которая способна распознавать и классифицировать сейсмические трассы по разнообразию их форм записи. Процедура предусматривает создание «интерпретационного окна» между соседними ОГ, в котором рассматриваются волновые аномалии, представляющие поисковый интерес. Конечной целью изучения исследуемого интервала является построение карты фаций.

Обработка сейсмических данных также подразделяется на два этапа. На первом этапе различные формы трасс в рассматриваемом интервале анализируются «нейронной сетью», которая создается последовательно из синтетических трасс. Эта последовательность хорошо представляет многообразие форм в интервале и организует синтетические

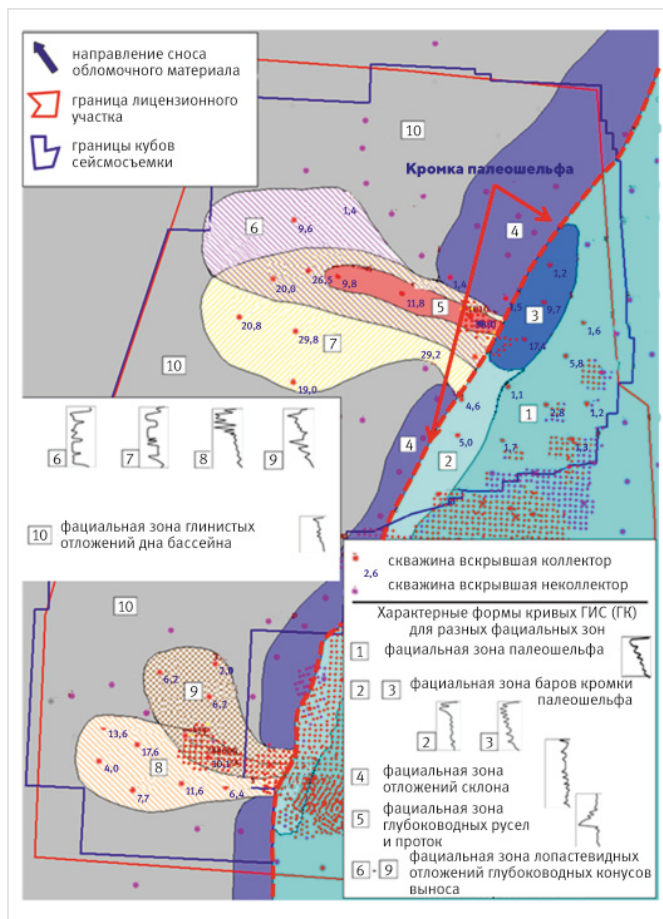


Рис. 2. Схема распространения фаций по данным ГИС и керн
Fig. 2. Scheme of facies distribution according to GIS and core data

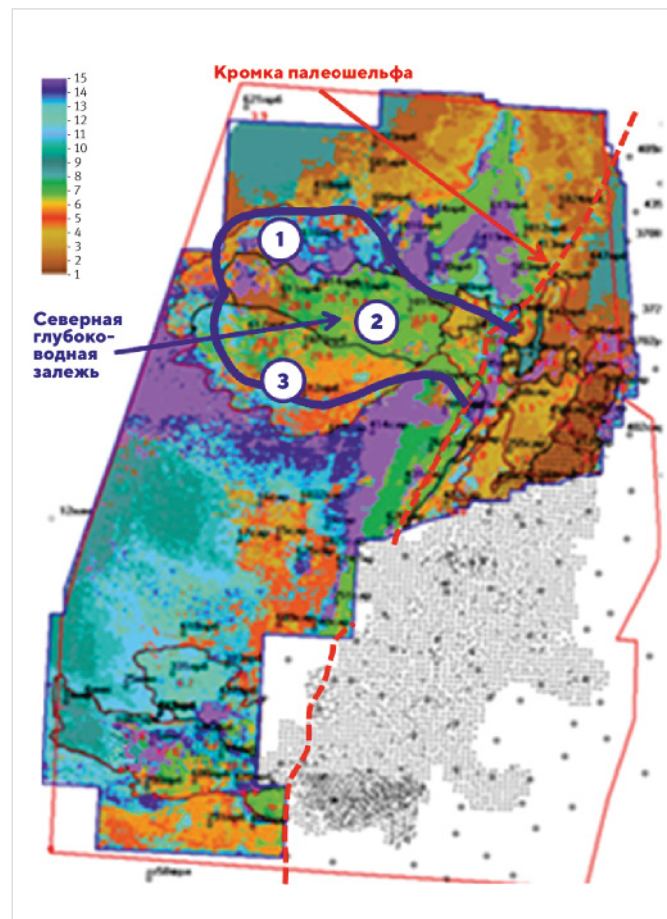


Рис. 4. Карта сейсмофаций по кубу сейсмических амплитуд
Fig. 4. A map of seismofacies along the cube of seismic amplitudes

трассы, придавая каждой из них цвет и номер. На втором этапе по порядку определяется степень тождественности каждой трассы в интервале со всеми синтетическими, присваивается цвет и номер той, с которой она лучше совпадает [13]. Полученные результаты используются для построения 2D-карты сейсмических фаций, которая является картой сходства реальных трасс с рядом синтетических.

Одной из задач при группировке сейсмотрасс является определение достаточного количества классов, к которым следует относить сейсмические трассы. Для различных обстановок осадконакопления данный параметр варьируется, однако должен отражать все возможные фациальные зоны на исследуемой территории. Как правило, участок

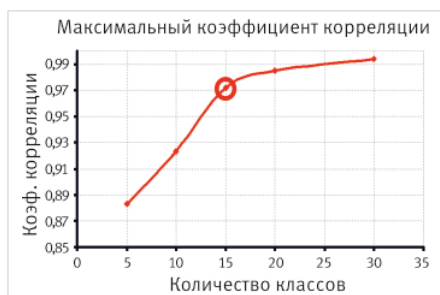


Рис. 3. График зависимости коэффициентов корреляции между модельными трассами исходя из количества модельных трасс
Fig. 3. Plot of correlation coefficients between model traces, depending on the number of model traces

недр не всегда бывает разбурен достаточным количеством скважин, вследствие чего не все фациальные зоны могут быть вскрыты, а значит общее количество фаций (комплекса фаций) неизвестно [14]. Поэтому авторы предлагают использовать статистический подход при определении оптимального количества классов. Смысл подхода заключается в том, чтобы определить количественные критерии отличия типовых трасс друг от друга при изменении числа классов. Для этого были рассчитаны карты сейсмофаций с количеством классов в диапазоне от пяти до 30. Далее были рассчитаны коэффициенты взаимной корреляции между полученными модельными трассами, соответствующими классам сейсмофаций. Как видно из графика (рис. 3), оптимальное количество модельных трасс составляет 15, так как после этого происходит эффект «насыщения» — и модельные трассы перестают отличаться друг от друга и не несут новой информации.

Карта сейсмофаций рассчитывалась между ОГ, которые отождествляются с кровлей и подошвой соответствующего пласта. Следующим действием было сопоставление карты геологических фаций и сейсмической информации (карта сеймоклассов) и итоговое картирование границ фациальных зон и границ замещения коллектора.

Глубоководная залежь на севере рассматриваемого района, по данным интерпретации сейсмических данных, представлена как минимум тремя конусами выноса, наложенными друг на друга (рис. 4). Эффективная толщина изменяется от 1,4 до 29,8 м. Таким образом, использование сейсмических

данных позволило достоверно определить южные и западные границы распространения залежи и значительно их расширить.

Мелководно-морские отложения рассматриваемого объекта охвачены сейсмическими исследованиями только в северо-восточной части месторождения. На картах сейсмофаций прослеживается субмеридиональная вытянутость цветных областей, что указывает на выдержанность литологии и свойств в данном направлении. Эффективная толщина изменяется от 1,1 до 9,7 м.

В результате построения литолого-фациальной модели месторождения достоверно определены границы песчаной линзы глубоко-водной залежи на севере месторождения, что позволило оптимизировать систему разработки; сменить тип заканчивания добывающих скважин; в местах наложения конусов выноса уплотнить проектную сетку; в краевых частях реализовать рядное уплотнение горизонтальными скважинами. Выполненный комплекс мероприятий позволил повысить эффективность разработки: выбрать оптимальный способ заканчивания скважин и повысить качество прогнозных показателей новых скважин. По результатам бурения скважин 2020–2021 гг., пробуренных в краевых частях конусов выноса, запусковой дебит нефти горизонтальных скважин в 2,5 раза превышает дебит наклонно направленных скважин.

Итоги

В результате проведенного сейсмофациального анализа отложений неокома северной

части Приобского нефтяного месторождения уточнены границы залежи и распределение свойств коллектора в межскважинном пространстве для целей оптимизации разработки месторождения.

Выводы

Итоговая литолого-фациальная модель легла в основу принятия решений при планировании системы разработки месторождения, которые позволили увеличить динамику добычи нефти.

Литература

1. Карогодин Ю.Н. и др. Приобская нефтеносная зона Западной Сибири: Системно-литологический аспект. Новосибирск: СО РАН, 1996. 252 с.
2. Конторович В.А. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири // Геология и геофизика. 2009. Т. 50. № 4. С. 461–474.
3. Авербух А.Г., Чернобыльская А.М., Хавкин В.С. Математическое моделирование волновых полей как основа комплексной интерпретации сейсмической, промыслово-геофизической и геологической информации. М.: ВНИИОЭНГ, 1985. 79 с.
4. Гогоненков Г.Н. Изучение детального строения осадочных толщ сейсморазведкой. М.: Недра, 1987. 222 с.
5. Крылов Д.Н., Кучеря М.С., Наумова Л.А., Рыбальченко В.В. Особенности проведения сейсмофациального анализа по данным оптимизированной статистической фильтрации площадных характеристик отраженных волн // Геология нефти и газа. 2013. № 1. С. 59–67.
6. Карогодин Ю.Н. Ритмичность осадконакопления и нефтегазоносность. М.: Недра, 1974. 177 с.
7. Егоров С.В., Приезжев И.И. Сейсмогеологическое моделирование с целью определения влияния полноты исходной информации и геологических условий на результат прогноза емкостных свойств коллекторов по сейсмическим данным // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2020. Т. 15. № 2. С. 1–12.
8. Бондарев В.И. Сейсморазведка // Современные проблемы науки и образования. 2009. № 1. С. 81–82.
9. Байков В.А., Рыкус М.В., Рыжиков Е.А., Ахметов Ч.Р. Применение математических технологий обработки данных каротажа при построении фациальных моделей терригенных пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. 2019. № 9. С. 12–15.
10. Буторин А.В. Строение продуктивного клиноформного пласта по данным сейсморазведки // Геофизика. 2015. № 1. С. 10–18.
11. Жарков А.М. Особенности геологического строения и прогноз распространения залежей углеводородов в ачимовской толще Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2016. Т. 11. № 4. 10 с.
12. Ольнева Т.В. Сейсмофациальный анализ. Образы геологических процессов и явлений в сейсмическом изображении. СПб.: Нефтегазовый инжиниринг, 2017. 152 с.
13. Абдрахимов Р.И., Галиев Р.Р., Сулейманов Д.Д. Комплексная интерпретация данных сейсморазведки для прогноза распространения песчаных тел и повышения эффективности бурения // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2011. № 3. С. 4–7.
14. Приезжев И.И., Солоха Е.В., Манрал С. Фациальный анализ по форме сейсмического сигнала // Геофизика. 2014. № 1. С. 63–67.

ENGLISH

Results

As a result of the seismic facies analysis of the Neocomian deposits of the northern part of the Priobskoye oil field, the boundaries of the deposit and the distribution of reservoir properties in the inter-well space were clarified for the purpose of optimizing the development of the field.

References

1. Karogodin Yu.N. The Priob oil zone in West Siberia: System-lithmological aspect. Novosibirsk: SB RAS, SPC UIGGM, 1996, 252 p. (In Russ).
2. Kontorovich V.A. The meso-cenozoic tectonics and petroleum potential of West Siberia. Geology and geophysics, 2009, Vol. 50, issue 4, P. 461–474. (In Russ).
3. Averbukh A.G., Chernobylskaya A.M., Havkin V.S. Mathematical modelling of wave fields as a foundation of complex interpretation of seismic, field geophysical and geological information. Moscow: VNIIOENG, 1985, 79 p. (In Russ).
4. Gogonenkov G.N. Exploring the detailed structure of sedimentary strata by seismic survey. M.: Nedra, 1987, 222 p. (In Russ).
5. Krylov D.N., Kucherya M.C., Naumova L.A., Ribalchenko V.V. Distinctive features of seismic attributes facial analysis based on optimized surface statistic filtration. Oil and gas geology, 2013, issue 1, P. 59–67. (In Russ).
6. Karogodin Yu.N. The rhythm of sedimentation and oil and gas. M.: Nedra, 1974, 177 p. (In Russ).
7. Egorov S.V., Priezzhev I.I. Seismogeological modeling in order to determine the influence of the completeness of initial information and geological conditions on the result of forecast of poro-perm reservoirs properties. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika. 2020, Vol. 15, issue 2, P. 1–12. (In Russ).
8. Bondarev V.I. Seismic prospecting. Modern Problems of Science and Education. Surgery, 2009, issue 1, P. 81–82. (In Russ).
9. Baykov V.A., Rykus M.V., Ryzhikov Ye.A., Akhmetov Ch.R. Use of mathematical technologies for processing geophysical logging to build facial models of terrigenous reservoir rocks. Oil industry, 2019, issue 9, P. 12–15. (In Russ).
10. Butorin A.V. Structure of productive cliniform horizon by seismic data. Geophysics, 2015, issue 1, P. 10–18. (In Russ).
11. Zharkov A.M. Geological structure and forecast of hydrocarbon accumulation distribution in Achimov formation of Western Siberia. Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika, 2016, Vol. 11, issue 4, 10 p. (In Russ).
12. Olneva T.V. Seismofacial analysis. Images of geological processes and phenomena in seismic imaging. St. Petersburg: Oil and gas engineering, 2017, 152 p. (In Russ).
13. Abdrakhimov R.I., Galiev R.R., Sulejmanov D.D. Comprehensive interpretation of seismic data for forecasting the spread of sand bodies and improving drilling efficiency. Scientific and technical bulletin “NK “Rosneft” JSC, 2011, issue 3, P. 4–7. (In Russ).
14. Priezzhev I.I., Soloxa E.V., Manral S. Facies analysis by seismic waveform. Geophysics, 2014, issue 1, P. 63–67. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Волошина Анастасия Александровна, главный специалист, ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия
Для контактов: nas.voloshina2012@yandex.ru

Галиев Руслан Рамилович, эксперт, ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия

Абдрахимов Роберт Иршатovich, старший менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Новиков Андрей Петрович, заместитель начальника управления, ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия

Voloshina Anastasia Aleksandrovna, main specialist, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: nas.voloshina2012@yandex.ru

Galiev Ruslan Ramilovich, expert, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia

Abdrakhimov Robert Irshatovich, senior manager, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Novikov Andrey Petrovich, deputy head of the department, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia