

Что мы прогнозируем? Связь упругих характеристик разреза с фациальными и литологическими особенностями строения пластов ПК19-20 Берегового месторождения

Грищенко М.А.^{1,2}, Решетников А.А.¹

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, ²ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия
magrischenko@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

Данная статья продолжает цикл научных публикаций ПАО «НК «Роснефть», посвященных развитию научного направления в области фациального моделирования сложнопостроенных геологических объектов нефтегазовых месторождений в пределах РФ. В статье приведены результаты интерпретации стохастической инверсии, выполненных в интервалах продуктивных пластов ПК19-20 Берегового месторождения Западной Сибири. Целью работ являлась оценка возможности прогноза фациальных объектов, и оценка применимости результатов прогноза в геологическом моделировании. Полученные результаты позволили сделать вывод, что прогноз параметров в межскважинном пространстве по данным стохастической инверсии ограничен фациальными и литологическими особенностями строения вышеуказанных пластов.

Материалы и методы

Материалы: геолого-геофизическая, промысловая информация, седиментологические исследования ядра, петрофизическая интерпретация ядра, ГИС, результаты сейсмических исследований (включая результаты стохастической инверсии).

Методы: комплексирование литолого-седиментологических данных ядра, ГИС, инверсионных преобразований и стохастических алгоритмов трехмерного моделирования.

Ключевые слова

литологический и седиментологический анализ, концептуальная модель осадконакопления, фации, стохастическая инверсия, упругие параметры среды

Для цитирования

Грищенко М.А. Что мы прогнозируем? Связь упругих характеристик разреза с фациальными и литологическими особенностями строения пластов ПК19-20 Берегового месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7. С. 30–36. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-30-36

Поступила в редакцию: 17.11.2023

GEOLOGY

UDC 552.122 | Original Paper

What do we predict? Relationship of elastic characteristics of the section with facies and lithological features of the formation structure PK19-20 the field Beregovoe

Grishchenko M.A.^{1,2}, Reshetnikov A.A.¹

¹“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia, ²Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia
magrischenko@tnnc.rosneft.ru

Abstract

This article continues the cycle of scientific publications of “NK “Rosneft” PJSC devoted to the development of the scientific direction in the field of facies modeling of complex geological objects of oil and gas fields within the Russian Federation. The article presents the results of interpretation of stochastic inversions performed in the intervals of pay zones PK19-20 the Onshore field of Western Siberia. The purpose of the work was to assess the possibility of predicting facies objects and to assess the applicability of the forecast results in geological modeling. The obtained results made it possible to conclude that the forecast of parameters in the interwell space according to the data of stochastic inversion is limited by facies and lithological features of the structure of the above formations.

Materials and methods

Materials: geological and geophysical, field information, sedimentological core studies, petrophysical core interpretation, logging, seismic data (including stochastic inversion results).

Methods: integration of lithological and sedimentological data of the core, logging, inversion transformations and stochastic algorithms of three-dimensional modeling.

Keywords

lithological and sedimentological analysis, conceptual model of sedimentation, facies, stochastic inversion, elastic parameters of the environment

For citation

Grishchenko M.A., Reshetnikov A.A. What do we predict? Relationship of elastic characteristics of the section with facies and lithological features of the formation structure PK19-20 the field Beregovoe. Exposition Oil Gas, 2023, issue 7, P. 30–36. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-30-36

Received: 17.11.2023

Актуальность и проблематика

Восполнение запасов углеводородов (УВ) в настоящее время сдвигает геологоразведочные работы в сторону сложно сформированных геологических залежей с крайне неоднородным литологическим строением, приуроченных к осадочным комплексам полифациального характера. В пределах Западной Сибири к таким комплексам, наряду с другими, относятся отложения покурской свиты верхнемеловой системы с пластами группы ПК1-ПК23. Разработка данных пластов осложнена слабопрогнозируемым распределением коллектора в межскважинном пространстве и особым распределением начальных геологических запасов УВ по объему залежей. Среди основных проблем прогноза геолого-геофизических параметров межскважинного пространства данного комплекса можно выделить следующие:

- сложности межскважинной корреляции в связи с отсутствием выдержанных реперов внутри комплекса;
- сложное распределение коллекторов, литологических разностей и гидродинамических экранов внутри продуктивных пластов;
- большое количество фациальных тел различного генезиса;
- высокая вариативность значений ФЕС пород-коллекторов;
- невыдержанный коллектор, высокая расчлененность, неконтрастный акустический разрез;
- ограниченный комплекс ГИС (малое количество скважин с АКШ и расширенным комплексом ГИС).

Основной целью фациального моделирования продуктивных пластов

ПК19-20 являлась оценка возможности прогноза литолого-фациальных параметров в межскважинном пространстве по данным стохастической инверсии и возможность применения результатов в геологическом моделировании.

Материалы и методы исследования

Исходными данными для прогноза фациальных зон и литологических разностей послужила геолого-геофизическая и промысловая информация, седиментологические и литологические исследования ядра, петрофизическая интерпретация ядра, ГИС, результаты сейсмических исследований (включая результаты стохастической инверсии).

Основными приемами послужили методы изучения и восстановления истории развития района: палеотектонический, морфоструктурный, циклостратиграфический, секвенс-стратиграфический анализы, а также геостатистический анализ связей между упругими параметрами пластов и их фациальной характеристикой, комплексирование исследований ядра, ГИС и стохастических алгоритмов трехмерного геологического моделирования.

Основой сейсмогеологической фациальной модели послужила седиментологическая концепция объекта, которая была разработана сотрудниками центра исследования ядра Тюменского нефтяного центра совместно с геологами-модельерами данного проекта.

Общая характеристика района, изученность площади

В административном отношении Береговой нефтегазоконденсатное месторождение

расположено в северо-восточной части Пуровского района ЯНАО Тюменской области, было открыто в 1982 г. Ближайшими месторождениями являются нефтегазоконденсатные — Южно-Русское, Северо-Часельское, Новочасельское, Кынское, газовые — Западно-Часельское, Хадырьяхинское.

Береговой ЛУ приурочен к восточному борту Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта, который оказал существенное влияние на тектоническое развитие площади (рис. 1а). В период формирования отложений продуктивных пластов покурской свиты ПК1-ПК23 (апт-альбское время) произошла кардинальная тектоническая перестройка территории, именно в этот период впервые были сформированы значительные по размерам структурные ловушки в указанных пластах [1]. В пределах Берегового ЛУ в фундаменте выделяется несколько тектонических блоков, разделённых разломами СЗ и СВ простирания (рис. 1б). Следует отметить, что разломная зона СЗ простирания, разделяющая Тазовскую зону и Колтогорско-Уренгойский грабен-рифт, находит отображение на карте современного рельефа (рис. 1в). Близость грабен рифта сказалась на распределении осадочного материала в период формирования продуктивных пластов ПК19-20 и обусловила сложное распределение УВ.

Сейсмическая изученность площади представлена данными шести 3D съёмки, полученных в период 2005–2010 гг. с разным качеством сейсмического материала. С целью получения единого динамически выровненного сейсмического куба, пригодного для выполнения инверсионных преобразований и прогноза свойств, в 2019 году в ТННЦ

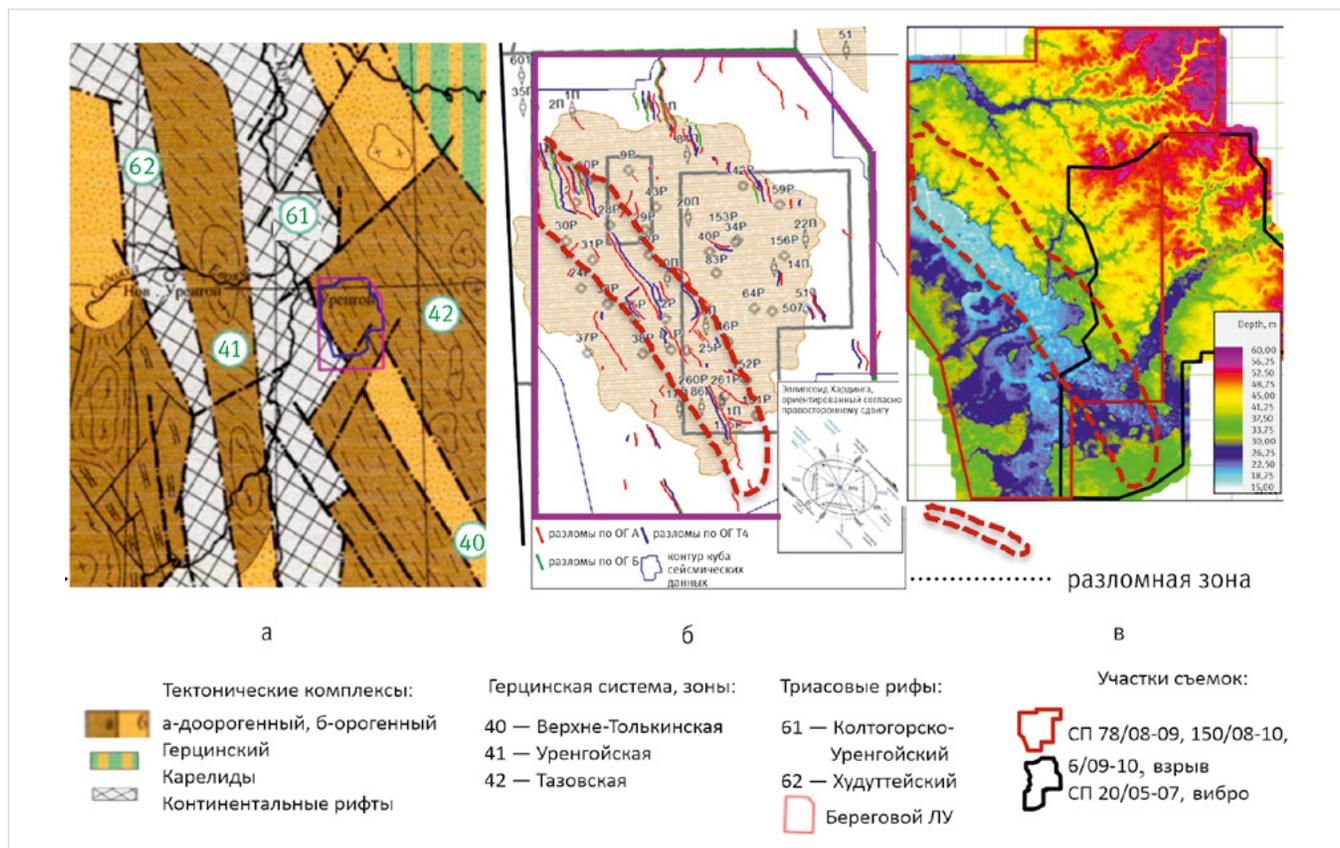


Рис. 1. Тектонические особенности района: а — фрагмент «Тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты» под. ред. В.С. Суркова, 2000; б — схема разрывных нарушений, выделенных на разных стратиграфических уровнях; в — карта рельефа со схемой расположения 3D съёмок разных лет

Fig. 1. Tectonic features of the area: а — fragment of the "Tectonic map of the foundation of the West Siberian Plate" edited by V.S. Surkov, 2000; б — a diagram of discontinuous faults isolated at different stratigraphic levels; в — relief map with the layout of 3D surveys of different years

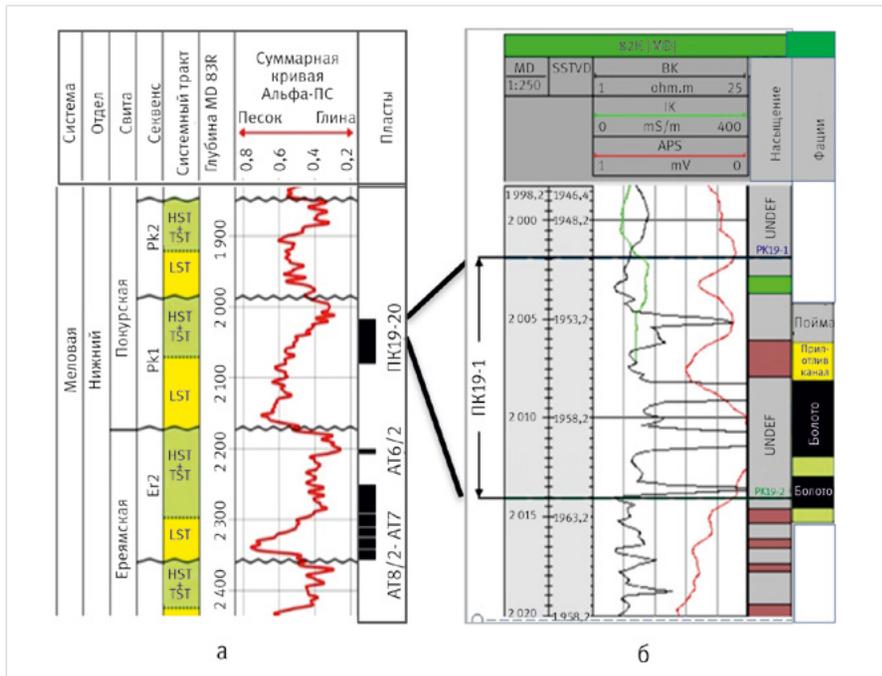


Рис. 2. Характеристика разреза продуктивных пластов: а — секвенс-стратиграфическая модель меловых отложений Берегового ЛУ (ТННЦ, 2020); б — фации пласта ПК19-1
 Fig. 2. Characteristics of the section of productive layers: а – sequence-stratigraphic model of Cretaceous sediments of the Beregovoye LU (TNSC, 2020); б – facies of the PK19-1 formation

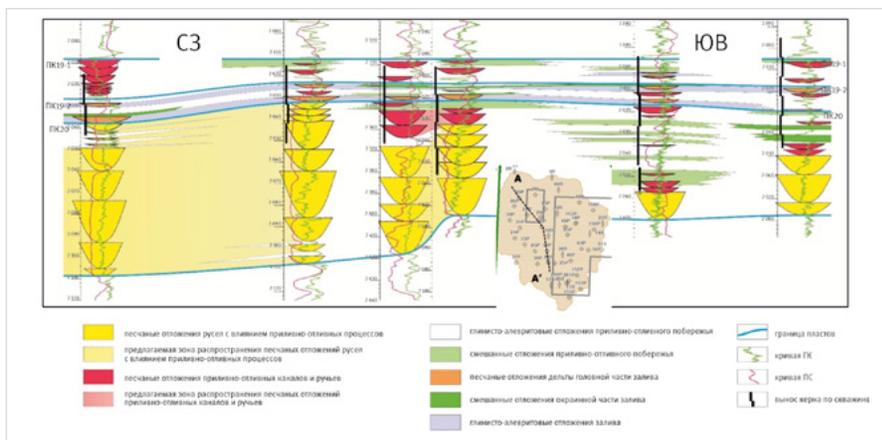


Рис. 3. Литолого-фациальный профиль по линии скважин (Девятка Н.П., 2021 г)
 Fig. 3. Lithofacial profile along the line of wells (Devyatka N.P., 2021)

Табл. 1. Выделение укрупненных литологических групп (гранотипы- петротипы)
 Tab. 1. Isolation of enlarged lithological groups (granotypes- petrotypes)

Литологические типы	К-во ЛТ	Петротипы	Код ПТ	Проницаемость
Песчаник гр-кр-срз	2	Песчаник крз	1	Коллектор
Песчаник, срз, ср-крз, ср-мз	4	Песчаник	2	
Песчани мз, м-срз, м-тз, тз, т-мз	5	Глин. песчаник	3	
Алевролит крз, кр-мз, мз, м-крз,	4	Алевролит	4	
Алевролит т-мз	1			
Алевролит глинистый	1			НЕ коллектор
Алевролит	1			
Аргиллит алевритистый, т-серый, черный	3	Глины	5	
Глина	1			
Уголь черный	1	Уголь	6	
Карбонат	1	Карбонат	7	

тз — тонкозернистый, мз — мелкозернистый, срз — среднезернистый, крз — крупнозернистый

была выполнена комплексная переобработка сейсмических материалов. В результате было достигнуто значительное увеличение горизонтальной и вертикальной разрешённости сейсмической записи. На основе единого куба на Береговой площади была выполнена стохастическая инверсия в интервале пластов ПК19-20.

В отложениях покурской свиты сосредоточена значительная часть запасов УВ всего ЛУ. Для песчано-глинистых пластов характерна высокая литолого-фациальная изменчивость, которая наряду с тектоникой оказывает значительное влияние на геометрию залежей. Отмечается низкая изученность пластов ПК19-20 результатами детальных седиментологических исследований ядра (две скважины с полным выносом ядра).

Методика работ

Методически цикл работ по созданию фациальных моделей был ранее описан в публикациях по данной тематике [2]. Рассмотрим всё по порядку, от литолого-фациальных особенностей строения пластов и формирования концептуальных моделей до ответа на вопрос: что мы можем прогнозировать по данным стохастической инверсии?

По результатам детального седиментологического описания ядра по скважинам 85 и 86 Берегового ЛУ и пересмотра разрезов тринадцати скважин в интервале пластов ПК19-20 были определены литологические различия и микрофации, характеризующие четыре фациальных комплекса, сформированных в прибрежно-континентальной обстановке осадконакопления. Фациально многообразные значительно повлияло на латеральную и вертикальную литологическую изменчивость пласта и резкую вариацию параметров ФЕС: пористость 5÷40 %, проницаемость резко варьирует от 3,1 до 9 000 мД.

Секвенс-стратиграфический анализ (методика Зундэ Д., 2016) показал, что пласты ПК19-20 представляют собой единый укрупненный секвенс трансгрессивного характера, в пределах которого выделяются следующие системные тракты:

- LST (пласт ПК20) залегают в нижней части секвенса, его отложения формировались в прибрежно-континентальных обстановках и представляют собой покровы преимущественно песчаных отложений аллювиального и приливо-отливного генезиса с высоким Кпес до 0,95, низкой расчлененностью и хорошей гидродинамической связностью (рис. 2);
- TST (пласт ПК19-2) находится в средней части секвенса, включает сложные дельтовые образования, гидродинамическая связность от хорошей до средней, а в пределах фаций мелководных заливов и приливо-отливных отмелей — от средней до пониженной;
- HST (пласт ПК19-1) — является верхней частью секвенса, представляет собой углесто-глинистые образования приливо-отливной равнины, с разобценными песчаными телами с пониженной гидродинамической связностью резервуаров.

Серия литолого-фациальных профилей демонстрирует сильную латеральную и вертикальную неоднородность разреза, обусловленную существованием разветвлённой сети мигрирующих приливо-отливных и флювиальных каналов. Отмечается снижение песчаности и увеличение расчлененности в направлении с СЗ на ЮВ (рис. 3).

Интервалы фаций были выделены по скважинам с керном и по всему пробуренному фонду скважин на основе электрофаций. В целом, было выделено более двадцати микрофаций, объединенных в пять укрупненных групп: отложений болот (SW), глинисто-алевролитовые отложения приливо-отливного побережья (MTF), смешанные песчано-глинистые отложения отмелей (MSTF), песчаные отложения приливо-отливных каналов (TC), песчаные отложения русел с влиянием приливо-отливных процессов (Fct).

В каждом пласте доли фаций существенно варьируют (рис. 4). В пласте ПК20 преобладают фации речных русел (Fct 74 %), что выражается в повышении $K_{пес}$ до 0,95. В пласте ПК19-2 54 % объема пласта составляют глинисто-алевролитовые отложения побережья (MTF), а доля смешанных отмелей (MSTF) и каналов (TC) приблизительно одинаковы — 18 % и 24 % соответственно. В пласте ПК19-1, который является вершиной секвенсы, наибольшая доля принадлежит фации глинистых отмелей MSTF — 45 % и фации каналов TC — 30 %, отмечается повышенное содержание болотных фаций SW до 14,5 % относительно других пластов.

По результатам литолого-петрофизического анализа все двадцать пять разновидностей литотипов были объединены в семь кластеров по структуре порового пространства, тесно связанного с остаточной водонасыщенностью, фильтрационно-емкостными и капиллярными свойствами, которые различаются по соотношению пелитовой, алевритовой и песчаной фракции (условно назовем их гранотипы-петротипы) (табл. 1).

Коллектор представлен крупномелко-среднезернистым песчаником, глинистым песчаником и алевритом (ПТ 1,2,3,4), а НЕ коллектора представлены алевритами тонко-мелкозернистыми и глинистыми, аргиллитами, угольными и карбонатизированными пропластками (ПТ 4,5,6,7). Важно отметить, что литологические различия алевритов могут являться одновременно как коллекторами, так и неколлекторами (код 4) и обладают схожими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). В коллекторах и не коллекторах содержится большой объем алевритов, достигая 26 % и 55 % соответственно в целом для пласта. Доля содержания алевритов в коллекторе для разных пластов существенно варьирует: ПК19-1 — 51 %, ПК19-2 — 54 %, ПК20 — 19 %. Доля содержания алевритов в НЕ коллекторе также изменчива: ПК19-1 — 47 %, ПК19-2 — 60 %, ПК20 — 55 %, (рис. 5).

Оценка перспективности фаций

В анализе ФЕС использованы данные по девяти скважинам (тысяча образцов керна) Берегового и шести скважин (тысяча двести тридцать образцов керна) Хадырьяхинского месторождений, дополнительно был выполнен оценочный расчет индикатора FZI для каждой фации.

Гидравлическая единица потока (FZI/ Flow zone indicator) — это уникальный параметр, который определяется как «представительный элементарный объем породы, внутри которого геологические и петрофизические свойства, влияющие на течение жидкости, взаимно согласованы и предсказуемо отличны от свойств других пород» (Мангазев, 2006), [3]. Суть метода заключается в объединении пород с близкими характеристиками

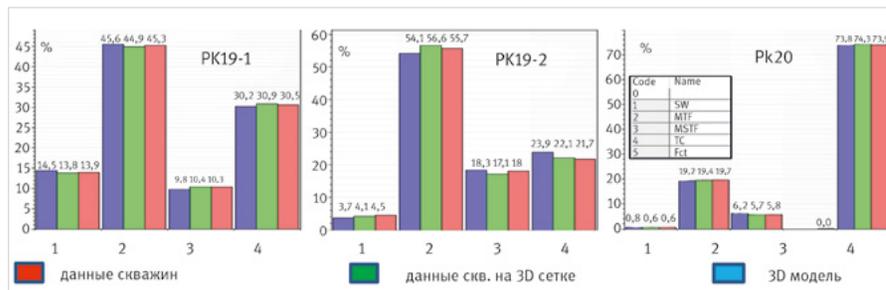


Рис. 4. Гистограмма распределения фаций по пластам
Fig. 4. Histogram of facies distribution over layers

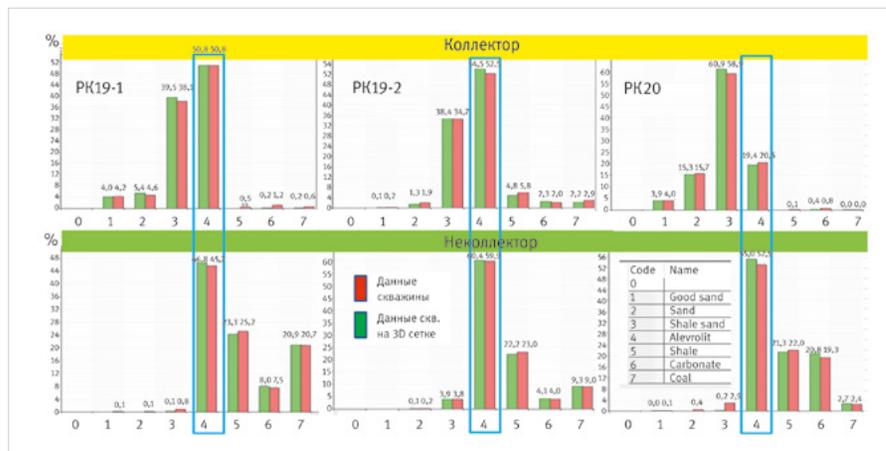


Рис. 5. Гистограммы распределения долей петротитов внутри коллектора и НЕ коллектора для пластов ПК19-1, ПК19-2, ПК20
Fig. 5. Histograms of distribution of fractions of petrotites inside the reservoir and NOT the reservoir for layers PK19-1, PK19-2, PK20

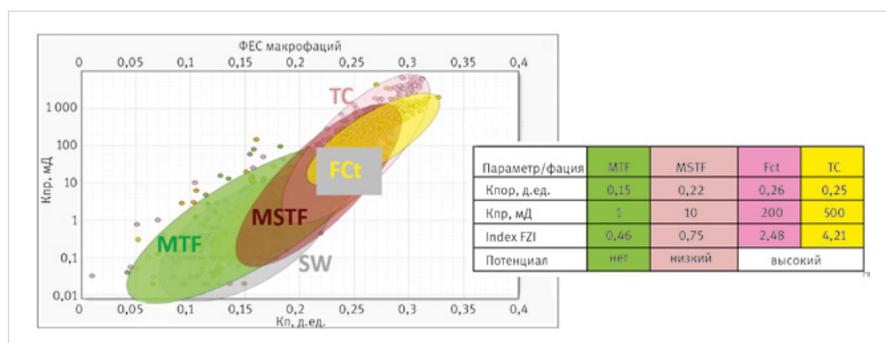


Рис. 6. Характеристика ФЕС макрофаций
Fig. 6. Characteristics of FES macrofacies

порового пространства и физико-химических свойств в одну единицу FZI, которая подчеркивает структуру, неоднородность ФЕС, связь с литологическими, петрофизическими и фациальными особенностями пластов. Расчет индикатора FZI выполняется по формуле (1) и характеризует средний гидравлический радиус поровых каналов:

$$FZI = \frac{0,0314 \times (1 - \phi) \times \sqrt{\kappa / \phi}}{\phi}, \quad (1)$$

где ϕ — пористость (д.е); κ — проницаемость (мД).

Фации болот (SW) и глинистых отмелей (MTF) по всем пластам содержат не более 3–5 % коллектора, преимущественно алевритами с худшими ФЕС, значения индикатора FZI не достигает 0,5, и поэтому отнесены к бесперспективным. Фация смешанных отмелей (MSTF) содержит разный

объем коллектора — 36 %, 33 %, 45 % соответственно по пластам ПК19-1 ПК19-2, ПК20. Содержание алевритов для фации варьирует от 60 до 70 %, а среднее значения индикатора не достигает единицы ($FZI = 0,75$), поэтому данная фация относится к низкоперспективной (табл. 2, рис. 6).

Лучшими ФЕС обладают фации русел (Fct) и каналов (TC), содержащие большую долю коллектора — от 63 % (ПК19-1) до 75 % (ПК19-2, ПК20), который наполовину представлен песчаниками. Поэтому данные фации отнесены к группе высокоперспективных. Важно отметить, что с позиции FZI наиболее привлекательной является фация TC ($FZI = 4,21$), поскольку формирование комплекса отложений каналов происходило в более активной гидродинамической среде в условиях приливо-отливной равнины. Ей немного уступает фация речных

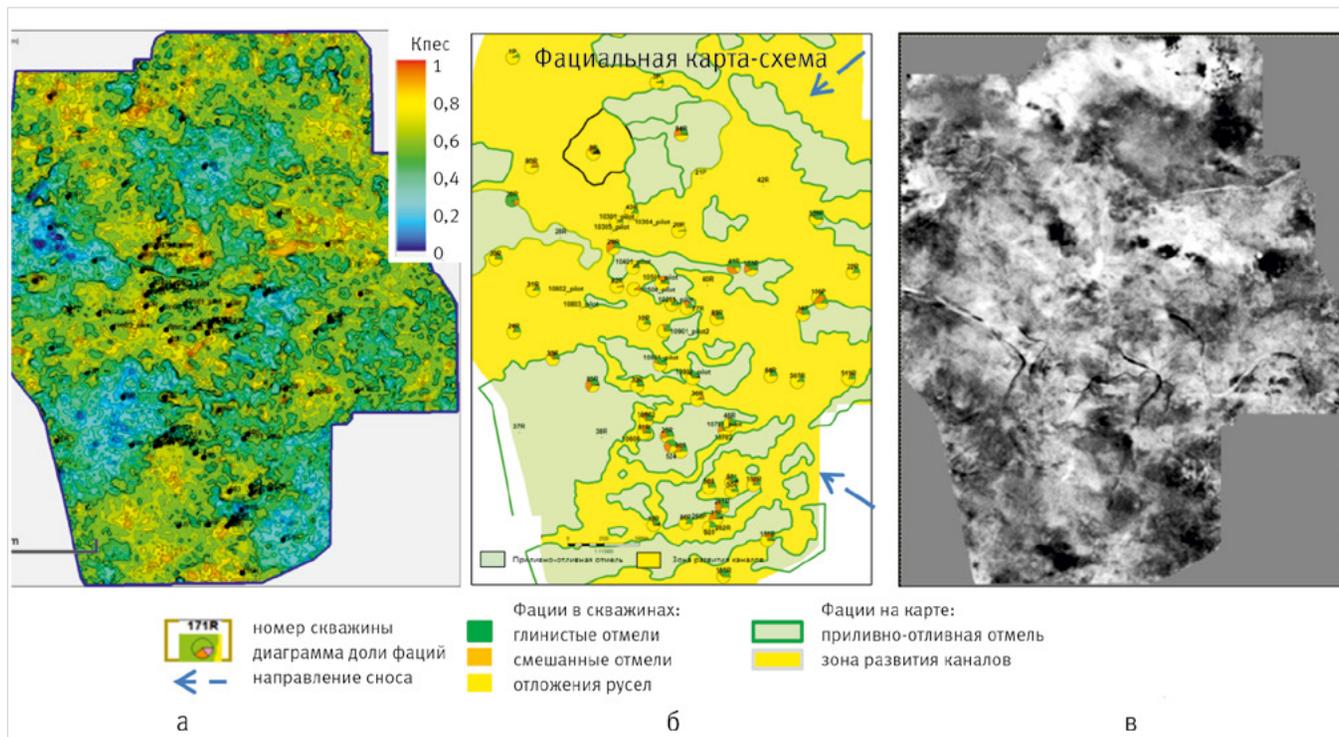


Рис. 7. Характеристика пласта ПК20. а — Прогнозная карта Кпесч / 2019 г.; б — фациальная карта-схема / 2022 г.; в — срез куба амплитуд сейсмической записи в низах покурской свиты, ТННЦ 2019 г.

Fig. 7. Characteristics of the PK20 formation. а – Forecast map of the Kpeshch / 2019; б – facies schematic map / 2022; в – slice of the cube of seismic recording amplitudes at the bottom of the Pokur formation, TNSC 2019

русел FCt ($FZI = 2,48$), отложения которых формировались за счет преобладания деятельности речных систем.

Таким образом, с позиции литолого-петрофизических параметров пласты ПК19-1 и ПК19-2 характеризуются схожими ФЕС, чуть лучше является пласт ПК19-1 за счет повышенного содержания доли каналов до 30 %. Существенно отличается пласт ПК20. В данном пласте наибольшую долю коллектора 76 % содержит фация русел (FCt), при этом коллектор представлен самыми лучшими ПТ — ср-кр/з песчаниками, содержание которых достигает 75 %, содержание алевролитов не превышает 25 %.

Далее был выполнен обзор предшествующих работ 2015–2020 гг в области прогноза свойств резервуара, который позволил отметить следующее. Анализ связи сейсмических атрибутов с Нэфф и Кпесч для пластов ПК19-20 не выявил устойчивых зависимостей. Но,

в результате петроупругого моделирования было выявлено, что в масштабе ГИС отложения мощных газонасыщенных интервалов пластов ПК19-20 разделяются в полях упругих параметров как по литологии, так и по насыщенности, после чего была выполнена детерминистическая синхронная инверсия сейсмических данных.

Для литологического разделения групп «коллектор», «неколлектор» и «уголь» были использованы кубы P -/ S -импеданса, соотношения скоростей Vp/Vs , однако по результатам инверсии литологического разделения практически не наблюдалось. Связано это с тем, что упругие свойства литотипов «коллектор» и «неколлектор» близки, а мощность пропластков угля настолько мала, что находится за пределами вертикальной разрешенности сейсмических данных. С вероятностью более 80 % коллектора выделялись только в интервале пласта ПК20, поскольку

они имеют большую мощность, нежели вышележащие пласты. Прогнозная карта Кпесч пласта ПК20 на качественном уровне имеет хорошую сходимость с картой — схемой фациальных обстановок, которая выполнена по результатам седиментологического анализа по скважинам (рис. 7а, б). Одновременно можно отметить сложность в интерпретации данных спектральной декомпозиции и сейсмических атрибутов, где в интервале продуктивных пластов выделяется множество динамических аномалий, идентификация которых затруднена (рис. 7, в).

Поскольку прогноз Нэфф по сейсмическим атрибутам невозможен, а детерминистическая синхронная инверсия также не позволила получить прогноз свойств резервуара, было принято решение выполнить геостатистическую сейсмическую инверсию для прогноза фаций.

Результаты исследования

Фации, выделенные по ядру, были распространены на весь пробуренный фонд скважин с учетом электрокаротажной характеристики разреза. На основе комплексных данных ядра и ГИС были сформированы модели осадконакопления и фациальные карты-схемы по каждому пласту ПК19-1, ПК19-2, ПК20. Вышеописанные результаты седиментологических и литолого-петрографических исследований легли в основу статистической априорной модели для выполнения стохастической инверсии с целью прогноза параметров пластов ПК19-20. Основная идея модели заключалась в создании двухуровневой классификации, где на уровне 1 всё цифровое множество было разделено на 2 условные класса: коллектор и НЕ коллектор (рис. 8а).

На уровне 2 бесперспективные фации болот SW и глинистых отмелей MTF были отнесены в группу НЕколлектора, несмотря

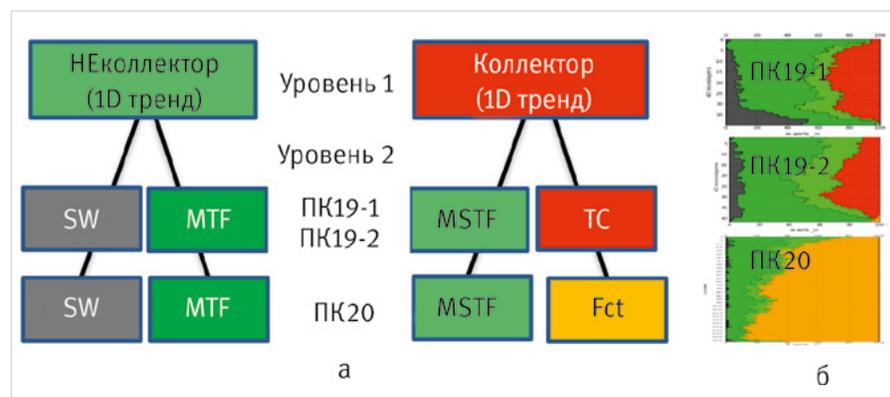


Рис. 8. Создание статистической модели: а — выделение уровней (Гайфулина Е.Ф., (...));

б — ГСР — геолого-статистический разрез пластов ПК19-20

Fig. 8. Creation of a statistical model: а – allocation of levels (Gayfulina E.F., (...));

б – GSR – geological and statistical section of the PK19-20 strata

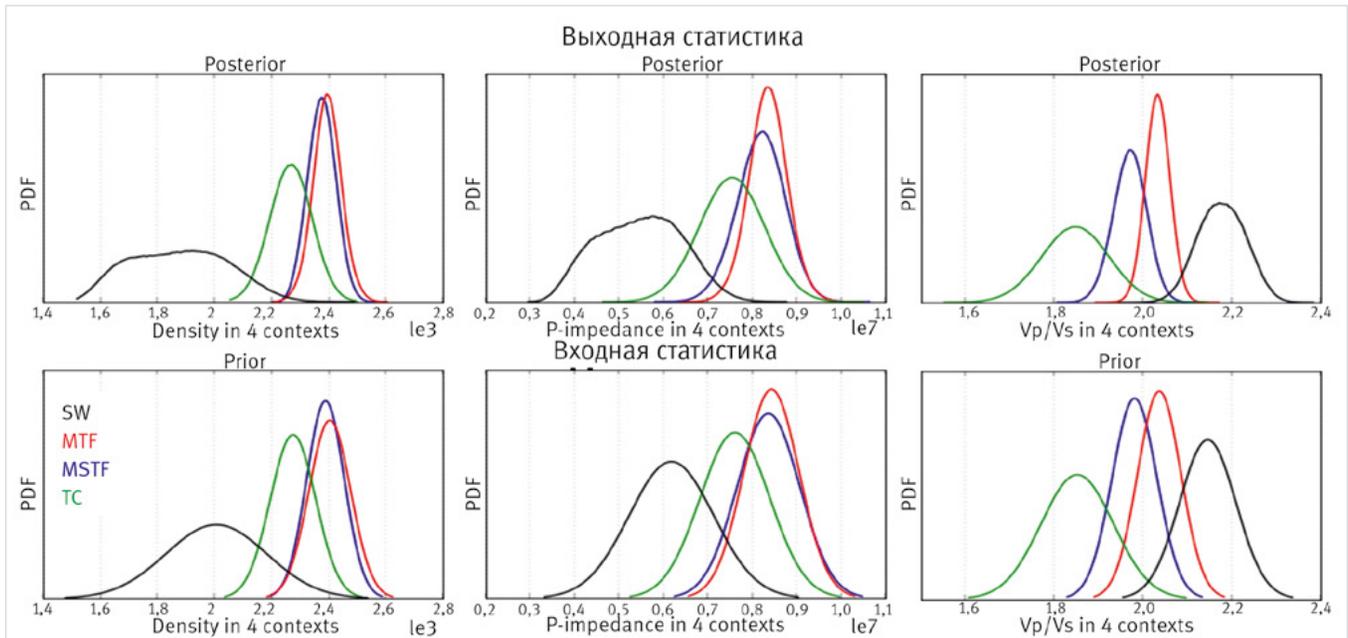


Рис. 9. Статистический анализ данных выделения фаций по результатам инверсии (ПК19-2)
 Fig. 9. Statistical analysis of facies allocation data based on inversion results (PK19-2)

на содержание в них 4–5 % коллекторов алевролитового состава. В группу коллектора были отнесены низко перспективные (MSTF) и высокоперспективные (Fct/ TC) фации, несмотря на разное соотношение в них долей коллектора и неколектора. Наибольшую долю коллектора до 75 % содержат фации русел и каналов, фация смешанных отмелей содержит от 33 % (ПК19-2) до 45 % (ПК20) коллектора (табл. 2).

Настройка вертикальных трендов была выполнена по данным 71 скважины, по данным ГСР наблюдается отчетливый тренд увеличения песчаности вниз по разрезу (рис. 8, б). Функции плотности вероятности построены по 13 скважинам, где выполнено петроупругое моделирование (ПУМ) [4]. В процессе работ получили хорошее совпадение входной (априорной) статистики по скважинам с выходной (апостериорной), полученной в результате стохастической инверсии. Фации глинистой (MTF) и смешанной (MSTF) отмелей, в которых содержится большой объем алевролитов со схожими свойствами, не разделяются в полях упругих параметров (Р-импеданс, соотношения скоростей Vp/Vs, плотность). Коэффициенты корреляции мощностей фаций с прогнозными значениями

по результатам стохастической инверсии в точках скважин не превышают 0,4. Прогноз указанных фаций по данным стохастической инверсии невозможен (табл. 2). В качестве примера приводится сопоставление входной и выходной статистики для пласта ПК19-2 (рис. 9).

Анализ проведенных работ выявил значимые корреляционные связи упругих параметров с толщиной фаций по скважинам. Значения КК варьируют от 0,54 до 0,73 для отдельных фаций для пластов ПК19-1, ПК19-2, ПК20. Наиболее значимые связи выделены * в табл. 2, отмеченные зависимости были использованы для расчета 2D и 3D фациальных трендов и последующего применения в геологическом моделировании.

Следует отметить, что наиболее значимые КК получены для фаций с высокими значениями индикатора FZI до 2,48 (Fct) и 4,21 (TC), коллектора которых сформированы в активной гидродинамической среде с преобладанием песчаников. Низкие КК получены для фаций глинистых и смешанных отмелей, в составе которых преобладают алевролиты с ухудшенными ФЕС. Исключение составляет пласт ПК19-2, где для фации глинистой отмели MTF КК составил 0,53.

Важно подчеркнуть, что геостатистическая инверсия выполнена в глубинной области на трехмерной стратиграфической сетке, которая в последующем использовалась для построения трехмерной геологической модели, упрощая процесс передачи результатов инверсии в 3D-модель.

В завершении работ была построена трёхмерная фациальная геологическая модель пласта ПК19-20 Берегового месторождения. Структурная модель пласта включает 3 зоны моделирования, соответствующие трем выделенным пластам ПК19-1, ПК19-2, ПК20. С целью учета распространения фациальных тел при моделировании куба фаций был использован 2D тренд, полученный по данным инверсии, а фациальный куб явился основой распределения петротипов.

Итоги

- По результатам седиментологического описания ядра в разрезе пластов ПК19-20 были определены фации, объединенные в пять укрупненных групп, различающихся по ФЕС и значениям индикатора FZI.
- На основе стандартных, капиллярметрических и гранулометрических

Табл. 2. Геолого-статистическая характеристика фаций по пластам
 Tab. 2. Geological and statistical characteristics of facies by strata

Пласт/ фация	SW		MTF		SW+ MTF	MSTF		TC		Fct	TC+ MSTF	FCt+ MSTF
	К/НК П/Ал	КК	К/НК П/Ал	КК	КК	К/НК П/Ал	КК	К/НК П/Ал	КК	К/НК П/Ал	КК	КК
ПК19-1	4 / 96 0,5 / 8	< 0,4	4 / 96 2 / 58	< 0,4	< 0,4	36 / 64 12 / 60	< 0,4	63 / 37 40 / 44	0,65*		0,73*	
ПК19-2	4 / 96 4 / 37		4 / 96 4 / 61	0,53	0,65*	33 / 67 8 / 67		74 / 26 45 / 44	0,66*		0,63*	
ПК20	3 / 97 3 / 17		5 / 95 2 / 60	0,4	0,4	45 / 55 14 / 70				75 / 25 67 / 22		0,60*

* Сейсмический тренд использован в 3D геологическом моделировании

КК — коэффициент корреляции мощностей фаций с прогнозными значениями по результатам стохастической инверсии в точках скважин;
 К/НК — доли коллектора/НЕ коллектора; П/Ал — доля петротипов песчаник/алевролит.

исследований керна и кривых ГИС было выделено двадцать пять литологических разностей, которые были объединены в семь ПТ, включая четыре ПТ коллектора и три ПТ неколлектора. Объединенный петротип алевролитов одновременно может относиться как к коллектору, так и неколлектору.

- Анализ проведенных работ выявил корреляционные связи фаций с упругими параметрами для пластов ПК19-1, ПК19-2, ПК20 с разными КК.
- Установлены уверенные связи толщин фаций приливо-отливных каналов (ТС) и речных русел (Fct) с упругими параметрами для всех пластов;
- Фации глинистой (MTF) и смешанной (MSTF) отмелей, в которых содержится большой объем алевролитов со схожими ФЕС не разделяются в полях упругих параметров (P-импеданс, V_p/V_s , плотность), КК не достигают значения 0,4. Прогноз данных фаций по данным стохастической инверсии невозможен. Исключение составляет фация MTF пласта ПК19-2 с КК = 0,53, возможно связанное с высокой долей содержания (до 60 %) данной фации в объеме пласта.
- По результатам работ были подготовлены тренды 2D и 3D для использования

в геологическом моделировании пластов ПК19-20 Берегового ЛУ.

Выводы

Дальнейшее развитие направления, связанное с прогнозом фациальных обстановок на основе стохастической инверсии, рекомендуется ориентировать на особенности литолого-петрофизического строения изучаемых пластов, которые напрямую отображают их гидравлическую характеристику (FZI). Выполненные исследования позволили проинтерпретировать результаты стохастической инверсии сейсмических данных и установить взаимосвязь упругих параметров с литолого-петрофизическими и фациальными особенностями строения пластов. Геостатистическая инверсия является ключом к прогнозу параметров в межскважинном пространстве для неоднородных коллекторов и позволяет использовать полученные результаты в виде 2D и 3D трендов при геологическом моделировании, что повышает эффективность как поисково-разведочного, так и эксплуатационного бурения. Вышеописанные подходы рекомендуется использовать для изучения и прогноза терригенных неоднородных отложений на других месторождениях Компании.

Литература

1. Горбунов П.А., Лебедев М.В., Яневиц Р.Б., Фищенко А.Н., Дорохов А.Р., Абрашов В.Н. Тектоническая история развития Берегового месторождения в свете новых геолого-геофизических данных (история формирования структурных планов продуктивных отложений) // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 5. С. 17–20.
2. Грищенко М.А. Алгоритм работы и создание 1D фациальной модели по данным керна и ГИС продуктивных пластов в меловом и юрском нефтегазоносных комплексах Западной Сибири // Экспозиция нефти и газа. 2022. № 8. С. 22–28.
3. Фролова Е.В. Выделение гидравлических единиц потока — ключевое направление для классификации терригенных коллекторов (на примере одного из месторождений Западной Сибири // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2012. № 2. С. 25–31.
4. Гайфулина Е.Ф., Решетников А.А., Швыдкой В.С., Дорохов А.Р. Стохастическая инверсия для включения сейсмических данных в трехмерное моделирование // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 8. С. 16–21.

ENGLISH

Results

- Based on the results of the sedimentological description of the core in the cross-section of the PK19-20 zones, facies were determined, combined into 5 enlarged groups, differing in terms of reservoir properties and FZI indicator values.
- Based on standard, capillary and particle size analyses of the core and log curves, 25 lithological differences were identified, which were combined into 7 PTs, including 4 PTs of the reservoir and 3 PTs of the non-reservoir. The combined petrotype of siltstones can simultaneously refer to both a collector and a non-collector.
- Analysis of the work performed revealed correlation of facies with elastic parameters for PK19-1, PK19-2, PK20 reservoirs with different QCs.
- The thickness of tidal channel facies (TC) and river channel facies (Fct) are well connected with elastic parameters for all zones;
- Clay facies (MTF) and mixed (MSTF) shallows, which contain a large volume of siltstones with similar properties, do not separate in elastic parameter fields (P impedance, V_p/V_s , density), QC do not reach 0,4. Facies data cannot be predicted by stochastic inversion. The exception is the MTF facies of Zone PK19-2 with QC = 0,53, possibly

associated with a high fraction (up to 60 %) of this facies in the reservoir volume.

- Based on the results of the work, 2D and 3D trends were prepared for use in geological modeling of formations PK19-20 the Beregovoe LN.

Conclusions

The further development of the direction related to the forecast of facies based on stochastic inversion is recommended to focus on the features of the lithological and petrophysical structure of the studied reservoirs, which directly reflect their hydraulic characteristic (FZI). The studies performed made it possible to interpret the results of stochastic inversion of seismic data and establish the relationship of elastic parameters with lithological-petrophysical and facies features of the formation structure. Geostatistical inversion is certainly the key to predicting inter-well parameters for heterogeneous reservoirs and allows using the obtained results in the form of 2D and 3D trends in geological modeling, which increases the efficiency of both exploration and production drilling. It is recommended to use the above approaches to study and predict terrigenous heterogeneous deposits in other fields of the Company.

References

1. Gorbunov P.A., Lebedev M.V., Yanevits RB, Fischenko A.N., Dorokhov A.R., Abrashov V.N. Tectonic History of Development of the Onshore Field in the Light of New Geological and Geophysical Data (History of Formation of Structural Plans of Productive Deposits). Exposition Oil Gas, 2021, issue 5, P. 17–20. (In Russ).
2. Grishchenko M.A. Algorithm for operation and creation of 1D facies model based on core data and well logs of productive formations in the cretaceous and jurassic oil and gas reservoirs of Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2022, issue 8, P. 22–28. (In Russ).
3. E.V. Frolova. Isolation of hydraulic flow units - key direction for classification of terrigenous reservoirs (on the example of one of the fields in Western Siberia). PNIPU Bulletin. Geology. Oil and gas and mining. 2012. №2. Page 25-31. (In Russ)
4. Gaifulina E.F., Reshetnikov A.A., Shvydkoy V.S., Dorokhov A.R. Stochastic inversion for inclusion of seismic data in 3D modeling. Exposition Oil Gas, 2022, issue 8, P. 16–21. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Грищенко Марина Афанасьевна, к.т.н., старший эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: magrischenko@tnnc.rosneft.ru

Grishchenko Marina Afanasyevna, candidate of technical sciences, senior expert, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: magrischenko@tnnc.rosneft.ru

Решетников Артем Александрович, менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Reshetnikov Artem Aleksandrovich, manager, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia