КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ МАТЕРИАЛОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН КАШИРО-ПОДОЛЬСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ

WELL LOGGING INTERPRETATION FOR KASHIR AND PODOLSK DEPOSITS USING NEURAL NETWORKS

О. Р. Привалова
Olga R. Privalova

ООО «РН-БашНИПИнефть»,
г. Уфа, Российская Федерация

RN-BashNIPIneft LLC,
Ufa, Russian Federation

Д. Д. Гаделева
Diana D. Gadeleva

ООО «РН-БашНИПИнефть»,
г. Уфа, Российская Федерация

RN-BashNIPIneft LLC,
Ufa, Russian Federation

Г. И. Минигалиева
Gulnaz I. Minigalieva

ООО «РН-БашНИПИнефть»,
г. Уфа, Российская Федерация

RN-BashNIPIneft LLC,
Ufa, Russian Federation

Р. Ф. Тимерханов
Ruslan F. Timerkhanov

ООО «РН-БашНИПИнефть»,
г. Уфа, Российская Федерация

RN-BashNIPIneft LLC,
Ufa, Russian Federation

Т. Ю. Емельянова
Tatyana Yu. Emelyanova

ПАО АНК «Башнефть»,
г. Уфа, Российская Федерация

Bashneft PJSC,
Ufa, Russian Federation

Каширский и подольский горизонты месторождения S представлены карбонатными отложениями: характеризуются известняково-доломитовыми фациями. Петрофизическая модель каширо-подольских отложений разработана с учетом разнообразия типов пустотного пространства, а также литологического состава.

Успешность апробации петрофизической модели на практике зависит не только от корректности самой модели, но и от качества каротажа и объемов комплекса геофизических исследований скважин (ГИС). В работе представлена методика по созданию синтетической кривой гамма-гамма плотностного каротажа при помощи модуля интеллектуального анализа «Нейронные сети» программного обеспечения «Прайм».

Наличие синтетической кривой гамма-гамма плотностного каротажа позволит уточнить литологию разреза, что, в свою очередь, скажется на качестве применения петрофизической модели при интерпретации материалов ГИС. Итог более детального подхода: довыделение эффективных нефтенасыщенных толщин, не учтенных ранее, в связи с неполными объемами ГИС на месторождении S. При сопоставлении результатов данного подхода и разработки предложена стратегия вовлечения первоочередных участков по результатам уточнения потенциальных зон для бурения за счет довыделения эффективных нефтенасыщенных толщин.

The kashir and podolsk horizons of the S oilfield are represented by carbonate deposits. They are characterized by limestone and dolomite facies. The kashir and podolsk deposits petrophysical model is developed taking into account the variety of void space types and lithological composition.

The success of a petrophysical model testing depends not only on the model correctness. It also depends on quality and volume of well logging data. The paper presents a methodology for creating a synthetic curve of gamma-gamma density log using the intelligent analysis module «Neural Networks» of the «Prime» software.

Ключевые слова

карбонатные породы;
каширо-подольские отложения;
петрофизическая модель;
нейронные сети; гамма-гамма
плотностной каротаж;
литологическая модель

Key words

carbonate rocks; kashir and podolsk
deposits; petrophysical model;
neural networks; gamma-gamma
density logging; lithological model

The presence of a gamma-gamma density log synthetic allows to clarify the lithology of the section. It will affect the quality of petrophysical model application for well log data analysis. The result of this approach is an additional extraction of effective oil saturated thicknesses, not previously accounted for, due to incomplete well logging data in oilfield S. Comparison of this approach results and development allows to propose an involving priority areas strategy based on the results of clarifying potential zones for drilling due to additional separation of effective oil-saturated reservoirs.

Месторождение S — крупнейшее месторождение по запасам нефти северо-западной части Республики Башкортостан в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Основные запасы сосредоточены в терригенной толще нижнего карбона (ТТНК) и карбонатной толще среднего карбона (КТСК).

В настоящее время особый интерес для разработки представляют каширо-подольские отложения (КПО): подольский горизонт (C2pd.1, C2pd.2, C2pd.3), каширский горизонт (C2ks.1, C2ks.2-3, C2ks.4), где сосредоточено 23 % запасов. Разработана стратегия вовлечения запасов в добычу с помощью проведения геолого-технологических мероприятий, дополнительного бурения. Неоднозначность прогноза эффективных толщин и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по результатам геофизического исследования скважин (ГИС) при анализе перспектив участков под бурение требует выработки новых подходов.

Каширо-подольские отложения образованы в мелководно-морских условиях посто-

янно меняющегося уровня и солености морского бассейна и характеризуются известняково-доломитовыми фациями. На первичной стадии осадконакопления основная часть пород была представлена преимущественно непроницаемыми известняками. В процессе вторичных преобразований (доломитизации) произошло изменение структуры порового пространства за счет образования каверн, трещин [1]. Для КПО характерно чередование следующих разностей, условно разделенных на три группы в зависимости от типа пустотного пространства и наличия коллекторских свойств (рисунок 1):

1. плотные карбонатные породы, относящиеся к неколлектору;
2. продуктивные и водонасыщенные известняки, доломиты вторичного преобразования с наличием трещинной, каверновой и поровой составляющей — коллектор;
3. известняки и доломиты микропоровой структуры порового пространства с содержанием связанной воды и свободной воды за счет появления каверн и трещин.

Рисунок 1. Схематический геологический профиль распределения типов пород КПО

Неоднородность продуктивных пластов, наличие линз прослоев коллекторов, содержание большей части запасов в пропластках малой мощности указывают на сложность распределения нефти в каширо-подольских отложениях, что, в свою очередь, влияет на разработку рассматриваемых объектов.

На различных стадиях разработки месторождения необходима оценка параметров

пласта, в первую очередь пористости для подсчета текущих остаточных запасов и проницаемости для динамического анализа. Для корректного расчета ФЕС требуются исследования керна материала, адекватная петрофизическая модель, качественные данные полного расширенного комплекса ГИС.

По результатам исследований (таблица 1) и описаний керна материала была полу-

чена минералогическая модель, которая включает в себя кальциты и доломиты (рисунок 2). Помимо карбонатных пород, пласты C2pd.3 и C2ks.2 содержат незначительную долю сульфатов (гипсы, ангидриты).

Петрофизическая модель месторождения S [2] включает в себя типизацию пустотного пространства с учетом литологии (таблица 2).

Для различных литотипов значительно различаются граничные значения пористости

Таблица 1. Исследования керна на месторождении S (КПО)

Исследования	N, количество образцов
Пористость	6906
Проницаемость	4859
Остаточная водонасыщенность	229
Ядерно-магнитный резонанс (ЯМР)	53
Рентгеноструктурный анализ (РСА)	92
Шлифы	163

Таблица 2. Петрофизическая модель КПО

Параметры, граничные значения	Каширо-подольские продуктивные отложения			
Литология	Доломиты, доломитизированные известняки			Известняки
Тип коллектора	Кав-поровый	Поровый	Микропоровый	Кав-поровый
Кп, гр, %	11	16	25	6,5
Кпр, гр, мД	1,6	2,8	10	1
$K_{пр} = f(K_{п})$	$4 \cdot 10^{-5} \cdot K_{п}^{4,2667}$	$9 \cdot 10^{-6} \cdot K_{п}^{4,4666}$	$2 \cdot 10^{-6} \cdot K_{п}^{4,6108}$	$2 \cdot 10^{-4} \cdot K_{п}^{4,5}$
$K_{во} = f(K_{п})$	$1,279 \cdot e^{-10,4 \cdot K_{п}}$	$1,279 \cdot e^{-5,01 \cdot K_{п}}$	$0,5355 \cdot K_{п}^{-0,218}$	$6 \cdot 10^{-3} \cdot K_{п}^{-1,45}$
$R_{п} = f(K_{п})$	$1,046 \cdot K_{п}^{-2}$	$1,03 \cdot K_{п}^{-2,03}$	$1,012 \cdot K_{п}^{-2}$	$1,009 \cdot K_{п}^{-2}$
$R_{н} = f(K_{в})$	$K_{в}^{-1,7}$	$1,09 \cdot K_{в}^{-2,01}$	$1,066 \cdot K_{в}^{-3,5}$	$1,095 \cdot K_{в}^{-1,52}$

Рисунок 2. Минералогический состав пластов C2pd+C2ks

и проницаемости, а, следовательно, и прогнозные толщины продуктивного коллектора. Отсутствие методов ГИС (рисунок 3) в скважинах исторического фонда, позволяющих сделать достоверное литологическое расчленение, привело к упрощению интерпретационной модели:

- Принято допущение, что коллектор в основном представлен доломитами и доломитизированными известняками, то есть толщины выделены по граничной пористости ($K_{п_гр} = 11$), что, в свою очередь, не позволило выделить коллекторы, представленные каверново-поровым известняком

Рисунок 3. Объем комплекса ГИС месторождения X

($K_{п_гр} = 6,5 \%$) и рассчитать ФЕС для этого типа коллектора;

- Микропоровый тип коллектора выделен по следующим характеристикам: $K_{п} > K_{пгр}$ и $УЭС < УЭС_{гр}$.

Для оценки литологии необходимо наличие данных акустического каротажа (АК), нейтронного каротажа (НК) и гамма-гамма плотностного каротажа (ГТГПк). Оценка типов пустотного пространства возможна при наличии специальных методов (ядерно-магнитного каротажа (ЯМК), микроимиджеров).

Насыщение оценивалось по граничным значениям удельного электрического сопротивления ($УЭС$), а нефтенасыщенные толщины определялись при помощи метода нор-

мализации нейтронного каротажа и бокового каротажа. При нормализации были использованы опорные пласты («плотные» и «глины»), по которым производилось совмещение кривых. В случае расхождения кривых ($БК_{норм} > НК_{норм}$) выделяется нефтенасыщенный коллектор, при отсутствии расхождения – водонасыщенный известняк или микропоровый доломит. Метод нормализации имеет ограничения при наличии сульфатов (диэлектриков) в составе породы из-за повышения УЭС.

Неопределенности в литологической модели по данным ГИС и ее влияние на определение УЭС и характера насыщения приводят к несогласованности с результатами фактических показателей скважин и требуют поиска новых подходов к интерпретации.

Ввиду отсутствия кривой объемной плотности гамма-гамма каротажа ГГКп предложен расчет синтетической кривой при помощи нейронных сетей.

Искусственная нейронная сеть — математическая модель, вдохновленная строением биологических нейронных сетей в живых организмах (в том числе человеческого мозга). В упрощенных моделях строения человеческого мозга он состоит из большого числа простых вычислительных узлов — клеток, называемых нейронами, которые соединены в сложную сеть с большим количеством связей, с помощью которой он может производить сложные вычисления. Искусственные нейронные сети построены по похожему принципу.

Искусственную нейронную сеть можно описать как направленный взвешенный граф, вершины которого соответствуют нейронам, а ребра — связям. Каждый нейрон получает на вход взвешенную сумму выходов нейронов, ребра которых в него входят. В настоящее время наибольшее распространение получили нейронные сети прямого распространения, которые не содержат циклов в графе [3].

Нейронные сети нашли применение в компьютерном зрении, распознавании речи, обработке естественного языка и многих других областях. С их помощью можно решать задачи регрессии и классификации [4].

Работа по созданию синтетической кривой производилась в ПО «ПРАЙМ», в модуле интеллектуального анализа «Нейронные сети». Исходными данными являются многомерные точки, каждая координата точки — значение каротажной кривой на определенной глубине [5]. Расчет производился в несколько этапов.

Этап I. Для работы модуля и корректного обучения необходимо подобрать обучающие скважины (от 1 до N скважин). Подбор скважин осуществлялся по следующим критериям:

- расширенный комплекс ГИС (обязательное условие — наличие ГГКп);
- вскрытие отложений КТСК — наличие опорных пластов (плотные породы башкирского яруса и верейские глины);
- наличие результатов по исследованиям керна.

С учетом всех критериев выбраны 2 скважины.

Этап II. Модуль «нейронные сети» предусматривает выбор алгоритма обучения:

- метод Бройдена-Флетчера-Гольдфарба-Шанно [6] — подходит для работы с большим числом неизвестных, гессиян вычисляется приближенно (нет необходимости находить частные производные второго порядка), для метода характерна высокая скорость вычисления;
- модификация алгоритма Левенберга-Марквардта [7] — подходит для небольших сетей, использует точно вычисленный гессиян функции, скорость счета значительно ниже первого метода.

При реализации двух алгоритмов выбран первый алгоритм (метод Бройдена-Флетчера-Гольдфарба-Шанно) как наиболее оптимальный: высокая скорость счета и более точное вычисление синтетической кривой (результаты сопоставлялись с ГГКп).

Этап III. При помощи нейронных сетей решалась задача регрессии известных параметров ($X_1, X_2, \dots, X_N$ — входные параметры) с обучаемой кривой (Y — параметр, полученный на выходе). Для наиболее достоверных результатов в процессе обучения были рассмотрены несколько входных параметров и вариаций с ними (таблица 3).

По результатам обучения и расчета «синтетической» кривой было проведено сопо-

Таблица 3. Подбор входных параметров для обучения нейронных сетей

Вариант	Входные параметры			
	Агк		Анк	
Вариант I	Агк		Анк	
Вариант II	Агк	Анк	АК	
Вариант III	Агк	Анк	АК	АБК

Примечания: Агк — двойной разностный ГК;
Анк — двойной разностный НК;
АБК — двойной разностный БК.

ставление рассчитанных кривых с ГГКп при различных входных параметрах. Удовлетворительный результат можно наблюдать при использовании четырех входных параметров — высокий коэффициент корреляции ($R = 0,7$) (рисунок 4).

Рисунок 4. Сопоставление синтетической кривой — ГГКп при 3-х и 4-х входных параметрах

Для оценки достоверности приведенной методики были произведены сопоставления литологии по ГИС с литологией по данным керна (рисунок 5). Литология по ГИС рассчитывалась как с использованием синтетической кривой ГГКп, так и при помощи исходной кривой плотностного каротажа. Расчет литологической модели (при условии отсутствия глинистости) производился по следующей системе уравнений (параметры приведены в таблице 4):

$$\begin{cases} W_{\text{дол}} * V_{\text{дол}} + W_{\text{изв}} * V_{\text{изв}} + W_{\text{фл}} * V_{\text{фл}} = W, \\ \Delta t_{\text{дол}} * V_{\text{дол}} + \Delta t_{\text{изв}} * V_{\text{изв}} + \Delta t_{\text{фл}} * V_{\text{фл}} = \Delta t_p, \\ \delta_{\text{дол}} * V_{\text{дол}} + \delta_{\text{изв}} * V_{\text{изв}} + \delta_{\text{фл}} * V_{\text{фл}} = \delta, \\ V_{\text{дол}} + V_{\text{изв}} + V_{\text{фл}} = 1, \end{cases} \quad (1)$$

где $V_{\text{дол}}$ — объемное содержание доломита;
 $V_{\text{изв}}$ — объемное содержание известняка;
 $V_{\text{фл}}$ — объемное содержание флюида;
 W — водородосодержание по кривой ГИС (НКТ, ННКт, НГК);

Рисунок 5. Сопоставление литологии по ГИС и керну

Таблица 4. Параметры водородного индекса, интервального времени и объемной плотности для литологической модели

Наименование	W (д.е.)	Δt_p (мкс/м)	δ (г/см ³)
Доломит	0,03	143	2,87
Известняк	0	156	2,71
Флюид	1	600	1,18

$W_{\text{дол}}$ — водородный индекс доломита;

$W_{\text{изв}}$ — водородный индекс известняка;

$W_{\text{фл}}$ — водородный индекс флюида;

Δt_p — интервальное время продольной волны по кривой ГИС (АК);

$\Delta t_{\text{дол}}$ — интервальное время продольной волны в доломите;

$\Delta t_{\text{изв}}$ — интервальное время продольной волны в известняке;

$\Delta t_{\text{фл}}$ — интервальное время продольной волны во флюиде;

δ — объемная плотность по кривой ГИС (ГГКп);

$\delta_{\text{дол}}$ — объемная плотность доломита;

$\delta_{\text{изв}}$ — объемная плотность известняка;

$\delta_{\text{фл}}$ — объемная плотность флюида.

Сопоставление описания керна и литологической колонки, полученной с использованием

метода ГГКп, показало удовлетворительный результат, что подтверждает результативность методики по расчету синтетических кривых для каширо-подольских отложений.

Реализуя на практике создание синтетических кривых, был проведен расчет кривой плотности плотностного каротажа на некоторой выборке скважин (20 скважин) с наличием ГГКп для оценки достоверности методики. При сопоставлении синтетической кривой и плотностного каротажа расхождение в среднем составляет Δ (абсолютная разница) = 0–0,1.

Для масштабной апробации методики были выбраны первоочередные участки со скважинами, в которых был проведен акустический каротаж и с отсутствием регулярной системы разработки, характеризующиеся работой единичных скважин.

Остановимся на потенциальном участке «N» (30 скважин), по скважинам которого в интервале КПО, согласно действующему подсчету запасов, выделены незначительные нефтенасыщенные толщины (ННТ). При существующих значениях ННТ отсутствует перспектива для вовлечения в разработку. По результатам довыделения эффективных не-

Таблица 5. Увеличение эффективных толщин после переинтерпретации материалов ГИС с применением нейронных сетей

Пласт	Нэф _{н,м}	Нэф _{н 2020,м}	Абс. разн.	Отн. разн., %
C2pd.3	1,27	1,43	0,16	10,87
C2ks.1	1,67	2,66	0,99	37,10
C2ks.2-3	1,34	1,65	0,31	18,87
Пласт	Кп, %	Кп 2020, %	Абс. разн.	Отн. разн., %
C2pd.3	15,25	16,04	0,79	4,94
C2ks.1	20,65	18,50	–2,15	–11,62
C2ks.2-3	15,46	15,03	–0,41	–2,79

фтенасыщенных толщин в целевом интервале каширо-подольских отложений, относящихся ранее к неколлекторам, в связи с отсутствием возможности оценки литологии (разделение на известняки и доломиты), авторами выявлен потенциал для вовлечения запасов в разработку с помощью проведения дополнительных геолого-технических мероприятий (таблица 5).

Наибольшие изменения эффективных толщин приходятся на пласты C2ks.1 и C2ks.2-3.

В IV квартале 2019 г., по рекомендациям авторов, в скважинах целевого участка проведены кислотные гидроразрывы пласта (КГРП) на пласт C2ks.1 с высокой эффективностью. Прирост дебита нефти в среднем составил на скважину 9,4 т/сут при расчетном значении + 7,0 т/сут. Полученные положительные результаты позволили рассмотреть размещение для бурения 18 новых горизонтальных скважин (ГС) с проведением многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) на ток N (рисунок 6). С целью определения оптимального размещения ГС построена секторная геолого-гидродинамическая модель (СГГДМ) по участку N. Средний ожидаемый прирост дебита нефти на скважину составил 21 т/сут.

Предложена стратегия вовлечения в разработку первоочередных участков по результатам уточнения потенциальных зон для бурения за счет довыделения эффективных нефтенасыщенных толщин. Работы по доизучению указанных участков предлагается выполнить в три этапа:

1. Поинтервальное опробование для оценки продуктивности каждого выделенного пропластка;

2. Проведение ГРП в первоочередных скважинах с целью подтверждения продуктивности участка;

3. По результатам проведенных работ предусмотреть бурение горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта для повышения эффективности выработки запасов нефти в карбонатных коллекторах.

Вывод

Для достоверного прогноза нефтенасыщенных толщин каширо-подольских отложений месторождения S ключевую роль играет определение минералогического состава. В исторических скважинах с ограниченным комплексом ГИС для построения литологической модели требуется новый методический подход.

В данной работе предложен подход с использованием нейронных сетей для получения синтетической кривой ГГКп. Расчет синтетической кривой ГГКп позволил уточнить типы коллектора согласно петрофизической модели по среднему карбону.

Таким образом, предложенный в работе подход представляет собой эффективный инструмент, который позволяет выявлять перспективные продуктивные интервалы по объекту КТСК, для последующего выделения зон локализации остаточных извлекаемых запасов ОИЗ. Реализация предложенных решений позволит увеличить эффективность вовлечения в разработку запасов по объекту КТСК по уникальному месторождению S.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Хусаинова А.М., Бурикова Т.В., Привалова О.Р., Нугаева А.Н., Зиянбердин Р.И. Влияние структурных и литологических особенностей на модель насыщения карбонатных коллекторов среднего карбона месторождений Республики Башкортостан // Нефтяное хозяйство. 2016. № 8. С. 74–77

2. Привалова О.Р., Аминова Г.Р., Шуматбаев К.Д., Бурикова Т.В., Аликаева Л.Р. Уточнение петрофизической модели коллектора каширо-подольских отложений Арланского месторождения // Актуальные научно-технические решения для разведки нефте-добывающего потенциала для ПАО АНК «Башнефть»: сб. науч. тр. Уфа: БашНИПИнефть, 2016. Вып. 124. С. 98–102.

3. Shai Shalev-Shwartz and Shai Ben-David. 2014. Understanding Machine Learning: from Theory to Algorithms. Cambridge University Press, USA.

4. Goodfellow I., Bengio Y., Courville A. Deep Learning. MIT Press, USA, 2016.

5. Руководство пользователя. Прайм. Модули интеллектуального анализа. Уфа: ООО НПЦ «ГеоТЭК», 2018. 31 с.

6. Северин В.П. Методы многомерной безусловной минимизации: учеб. пособие по курсу «Методы оптимизации». Харьков: НТУ «ХПИ», 2013. 160 с.

7. Ловецкий К.П., Севастьянов Л.А., Паукшто М.В., Бикеев О.Н. Математический синтез оптических наноструктур: учеб. пособие. М.: РУДН, 2008. 123 с.

REFERENCES

1. Khusainova A.M., Burikova T.V., Privalova O.R., Nugaeva A.N., Zianberdin R.I. Vliyanie strukturnykh i litologicheskikh osobennostei na model' nasyshcheniya karbonatnykh kolektorov srednego karbona mestorozhdenii Respubliki Bashkortostan [The Influence of Structural and Lithological Features on the Saturation Model of Middle Carboniferous Reservoirs of the Republic of Bashkortostan]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2016, No. 8, pp. 74–77. [in Russian].

2. Privalova O.R., Amineva G.R., Shumatbaev K.D., Burikova T.V., Alikayeva L.R. Utochnenie petrofizicheskoi modeli kollektora kashiro-podol'skikh otlozhenii Arlanskogo mestorozhdeniya [Refinement of the Petrophysical Model of the Reservoir of the Kashiro-Podolsk Deposits of the Arlanskoye Deposit]. *Sbornik nauchnykh trudov «Aktual'nye nauchno-tekhnicheskie resheniya dlya razvedki nefte-dobyvayushchego potentsiala dlya PAO ANK «Bashneft'»* [Collection of Scientific Papers «Actual Scientific and Technical Solutions for the Exploration of Oil Production Potential for Bashneft PJSOC»]. Ufa, BashNIPIneft', 2016, Issue 124, pp. 98–102. [in Russian].
3. Shai Shalev-Shwartz and Shai Ben-David. 2014. *Understanding Machine Learning: from Theory to Algorithms*. Cambridge University Press, USA.
4. Goodfellow I., Bengio Y., Courville A. *Deep Learning*. MIT Press, USA, 2016.
5. *Rukovodstvo pol'zovatelya. Praim. Moduli intellektual'nogo analiza* [User's Manual. Prime. Mining Modules]. Ufa, OOO NPTs «GeoTEK», 2018. 31 p. [in Russian].
6. Severin V.P. *Metody mnogomernoi bezuslovnoi minimizatsii: uchebnoe posobie po kursu «Metody optimizatsii»* [Methods of Multidimensional Unconstrained Minimization: Textbook for the Course «Optimization Methods»]. Khar'kov, NTU «KhPI», 2013. 160 p. [in Russian].
7. Lovetskii K.P., Sevast'yanov L.A., Paukshto M.V., Bikeev O.N. *Matematicheskii sintez opticheskikh nanostruktur: uchebnoe posobie* [Mathematical Synthesis of Optical Nanostructures: Tutorial]. Moscow, RUDN, 2008. 123 p. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ ABOUT THE AUTHORS

Привалова Ольга Разимовна, старший эксперт, Бюро старших экспертов, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

Olga R. Privalova, Senior Expert, Office of Senior Experts, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation
e-mail: PrivalovaOR@bnipi.rosneft.ru

Гаделева Диана Дамировна, специалист, Отдел геологического сопровождения (Арланское месторождение), ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

Diana D. Gadeleva, Specialist, Geological Support Department (Arlan Deposit), RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation
e-mail: GadelevaDD@bnipi.rosneft.ru

Минигалиева Гульназ Ильшатовна, ведущий специалист, Отдел геологического сопровождения (Арланское месторождение), ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

Gulnaz I. Minigalieva, Leading Specialist, Geological Support Department (Arlan Deposit), RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation
e-mail: MinigalievaGI@bnipi.rosneft.ru

Тимерханов Руслан Фиданисович, ведущий специалист, Отдел сопровождения бурения и ЗБС (Арланское месторождение), ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

Ruslan F. Timerkhanov, Leading Specialist, Drilling Support Department (Arlan Deposit), RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation
e-mail: TimerkhanovRF@bnipi.rosneft.ru

Емельянова Татьяна Юрьевна, директор по контролю петрофизики и ГИС, ПАО АНК «Башнефть», г. Уфа, Российская Федерация

Tatyana Yu. Emelyanova, Petrophysics and GIS Control Director, Bashneft PJSOC, Ufa, Russian Federation
e-mail: EmelyanovaTYu@bashneft.ru