

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.4.76-103>

EDN KWHJYJ

УДК 551.7.022+550.8.072

**Снижение рисков и неопределенностей в проектных
решениях по разработке нефтяной залежи
с помощью лито-фациального анализа
и многовариантного моделирования**

¹Янкова Н.В., ¹Топалова Т.Э., ²Снохин А.А., ²Пермяков А.В., ¹Попов А.Е.

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

²ООО «Кынско-Часельское нефтегаз», Тюмень, Россия

**Technological risk and geological uncertainties minimization
with the use of comprehensive lithofacies analysis
and multivariate reservoir modeling technique**

¹N.V. Yankova, ¹T.E. Topalova, ²A.A. Snokhin, ²A.V. Permyakov, ¹A.E. Popov

¹Tyumen Oil Research Center LLC, Tyumen, Russia

²Kynsko-Chaselskoye oil&gas LLC, Tyumen, Russia

E-mail: tetopalova@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Представлена методика комплексного лито-фациального анализа пород с последующей реализацией многовариантного расчета геолого-технологической модели нефтегазонасыщенного пласта. Представленный подход позволяет существенно уточнить и улучшить прогнозные показатели проекта разработки и повысить инвестиционную привлекательность новых активов на стадии разведки. В ходе работы над проектом выполнено седиментологическое описание керна, сейсмо-фациальный анализ, проведена детальная корреляция разреза, обоснованы три варианта концептуальной модели, соответствующие квантилям P90, P50, P10.

Выполнен анализ чувствительности объемов начальных геологических запасов нефти и профиля накопленной добычи к неопределенностям геологического строения объекта разработки.

Ключевые слова: керн, фация, горная порода, сейсмический атрибут, концепту-

альная модель, геологическая модель, неопределенность, анализ чувствительности, гидродинамическая модель

Для цитирования: Янкова Н.В., Топалова Т.Э., Снохин А.А., Пермяков А.В., Попов А.Е. Снижение рисков и неопределенностей в проектных решениях по разработке нефтяной залежи с помощью литофациального анализа и многовариантного моделирования // Нефтяная провинция.-2024.-№4(40).-С. 76-103. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.4.76-103>. - EDN KWHJYJ

Abstract. The methodology of complex lithofacial sedimentary rocks analysis with the subsequent multivariate geological and hydrodynamic reservoir model run is presented. The suggested approach gives opportunity to elaborate and significantly improve the oil production forecast and increase the investment attractiveness of the green assets development projects at the stage of detailed field exploration and appraisal. During the project realization, the sedimentological core description, the seismofacial analysis, the detailed well logs correlation tasks were carried out, three variants of the conceptual model corresponding to the quantiles P90, P50, P10 were substantiated.

Also the sensitivity analysis of initial geological oil reserves in place and the accumulated production volume to geological and hydrodynamic uncertainties variation was completed.

Key words: *core, facies, sedimentary rock, seismic attribute, conceptual model, geological model, uncertainty, sensitivity analysis, hydrodynamic model*

For citation: Yankova N.V., Topalova T.E., Snokhin A.A., Permyakov A.V., Popov A.Y. Snizheniye riskov i neopredelennostey v proyektnykh resheniyakh po razrabotke neftyanoy zalezhi s pomo-shch'yu lito-fatsial'nogo analiza i mnogovariantnogo modelirovaniya [Technological risk and geological uncertainties minimization with the use of comprehensive lithofacies analysis and multivariate reservoir modeling technique]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(40), 2024. pp. 76-103. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.4.76-103>. EDN KWHJYJ (in Russian)

Введение

Необходимость вовлечения в промышленную эксплуатацию залежей нефти и газа сложного геологического строения требует постоянного повышения точности, детальности и подтверждаемости геологических и гидродинамических моделей, на которых выполняется оценка объемов начальных геологических запасов УВ и обоснование схем разработки месторождений.

Постановка задачи

Согласно многолетним исследованиям специалистов [1, 3], точность геологических и гидродинамических моделей повышается с увеличением

плотности сетки разбуривания месторождений и объема геолого-геофизической скважинной информации. Соответственно, максимальная степень неопределенности наблюдается на участках, находящихся на начальных стадиях изучения, либо недавно выведенных из длительной консервации. Для построения адекватных геолого-технологических моделей, удовлетворяющих требованиям нормативных документов, в условиях недостаточности исходных данных, либо их низкого качества, специалистами ТННЦ разработан алгоритм многовариантного моделирования [7], позволяющий количественно оценить наиболее значимые геологические неопределенности, оказывающие максимальное влияние на объем запасов и технологические показатели работы эксплуатационных скважин.

Создание лито-фациальной модели

В качестве объекта моделирования выбран один из продуктивных пластов мегийонской свиты берриас-нижневаланжинского возраста на одном из месторождений юго-восточной части ЯНАО, представленный чередованием алевроитовых аргиллитоподобных глин и линзовидных прослоев серых песчаников, в разной степени биотурбированных и карбонатизированных.

Выполненные ранее работы на месторождении давали противоречивые сведения о характере насыщения и закономерностях распределения продуктивных пород в разрезе лицензионного участка, поэтому было принято решение о создании многовариантной геолого-технологической модели, учитывающей все основные варианты строения резервуара и диапазоны возможного варьирования фильтрационно-емкостных свойств. В ходе предварительного анализа было выявлено, что основные неопределенности в оценке свойств пласта А связаны с отсутствием четкого представления о генезисе продуктивных отложений и их литолого-фациальных характеристиках. Именно поэтому в рамках проекта построения многовариантной модели особое внимание было уделено разработке детальной концептуальной схемы осадконакопления, определяющей пространственную конфигурацию

песчаных геологических тел, в которых локализованы запасы нефти и газа. Создание концептуальной модели проводилось в два этапа.

На первом этапе была выполнена работа по определению условий накопления и выделение фаций по керну. Задача второго этапа заключалась в согласовании результатов седиментологических исследований керна со всем объемом геолого-геофизической информации по месторождению. Следует отметить важный нюанс: керн – это овециствованные данные о пласте, другие методы исследований являются опосредованными. При достаточном выносе керна из изучаемого объекта, основываясь на положении, что распространение и залегание фаций идет в закономерном порядке, появляется возможность получить ценную информацию об истории формирования пласта в районе исследований. Остается только расположить скважины с отбором керна в той последовательности, которая соответствует закону расположения фаций в обстановке накопления, и построить так называемую «керновую» седиментологическую модель [2,4].

Так, отложения исследуемого пласта А формировались в прибрежно-мелководных морских условиях в пределах подводного берегового склона, лишенного влияния дельт (Рис. 1)

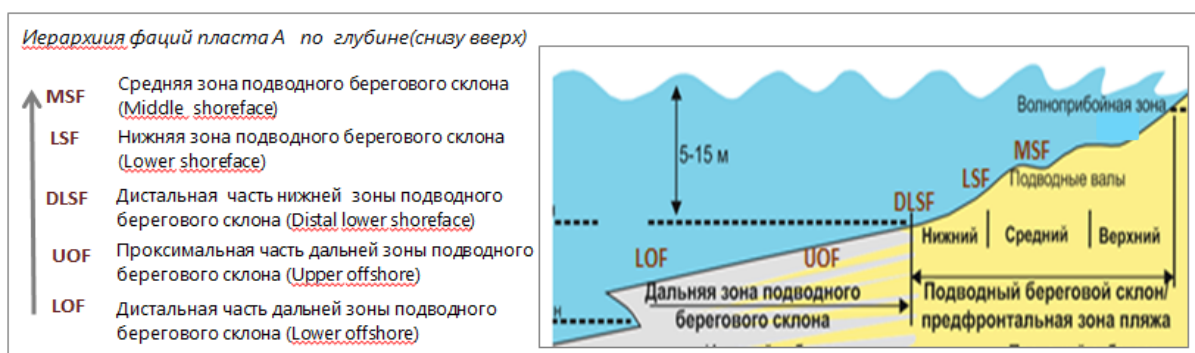


Рис. 1. Стрoение берегового склона с указанием фаций

Палеорельеф, восстановленный на момент образования пласта А, позволяет определить уклон поверхности накопления и последовательность расположения скважин с отбором керна (Рис. 2)

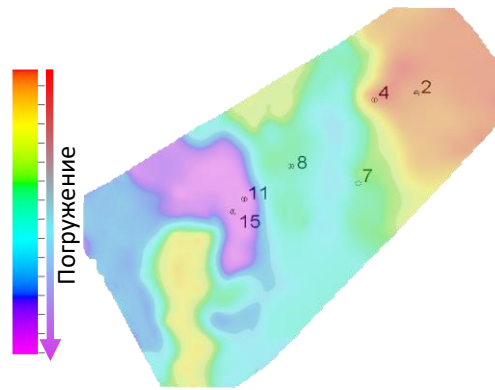


Рис. 2. Палеографическая карта демонстрирует палеорельеф на момент накопления пласта А с вынесенными скважинами с отбором керна

Таким образом, в «керновой» седиментологической модели скважины с наиболее полным выносом керна расположены вниз по направлению падения подводного берегового склона в следующем порядке: 2-4-7-8-15 (Рис. 3).

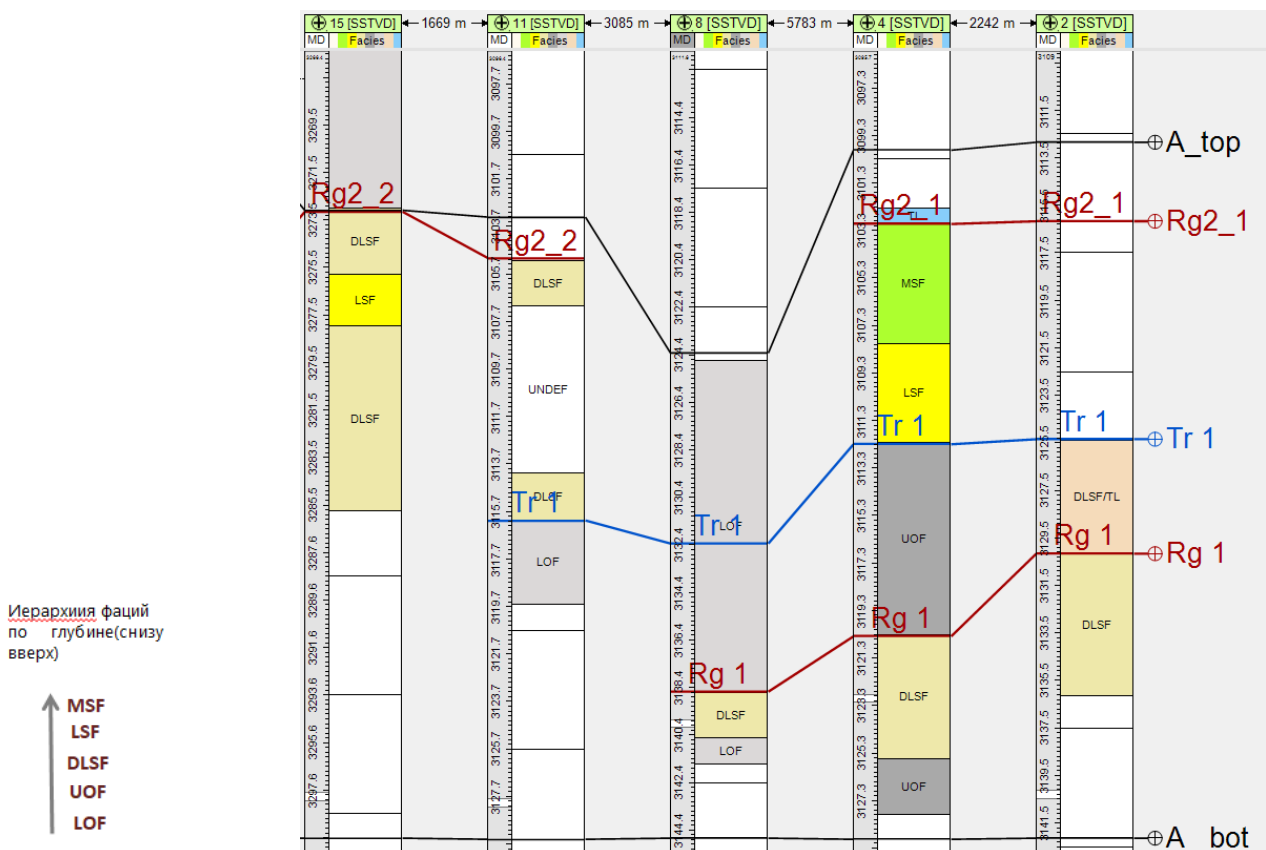


Рис. 3. Седиментологическая модель пласта А, построенная по керновым данным. Регрессивные циклы индексированы как Rg1 и Rg2, трансгрессивный – Tr1. Слева показана последовательность фаций по разрезу от глубоководной к более мелководной. Расшифровка фаций на рис. 1.

Первое, что было отмечено на керновом материале - это цикличность отложений. С учетом иерархии залегания фаций в седиментологической модели пласта выделены два регрессивных цикла, индексированные как Rg1 и Rg2, и один трансгрессивный цикл с индексом Tr1. Границы циклов наклонные, что следует учесть при проведении корреляции разрезов скважин.

Второе существенное заключение - то, что отложения верхней продуктивной части пласта имеют проградационный характер: при проградации фации мелеют кверху, что и прослеживается на модели. На «керновой» седиментологической модели наблюдаются две фазы проградации цикла Rg2: скважины 2, 4 – первая фаза, скважины 11, 16 - вторая фаза.

Важно отметить: при продвижении вглубь бассейна осадконакопления первая фаза проградации сменяется второй фазой, т.е. более молодыми отложениями, которые залегают гипсометрически выше, чем отложения первой фазы.

Третьим важным фактом, особенно для разработки, является наличие фации MSF, фации средней зоны подводного берегового склона, характеризующейся повышенными фильтрационно-емкостными свойствами.

Первоначальные представления о строении изучаемого пласта, полученные при анализе кернового материала, в рамках второго этапа работ были согласованы со всей доступной геолого-геофизической информацией по месторождению. Под согласованием понимается увязка информации из «керновой» седиментологической модели с результатами сейсмической интерпретации, выполнение корреляции разрезов скважин таким образом, чтобы данные из всех источников дополняли друг друга новыми сведениями о строении пласта.

Сейсмические данные

В ходе выполнения сейсмической корреляции реперных горизонтов в кровле и подошве пласта А обратили на себя внимание зоны повышенных амплитуд, которые, при подключении керновых и каротажных данных,

идентифицируются с зонами развития глинистых отложений, фации LOF, UOF (Рис. 4). Разрез приведен по линии расположения скважин с отбором керна на рис. 3.

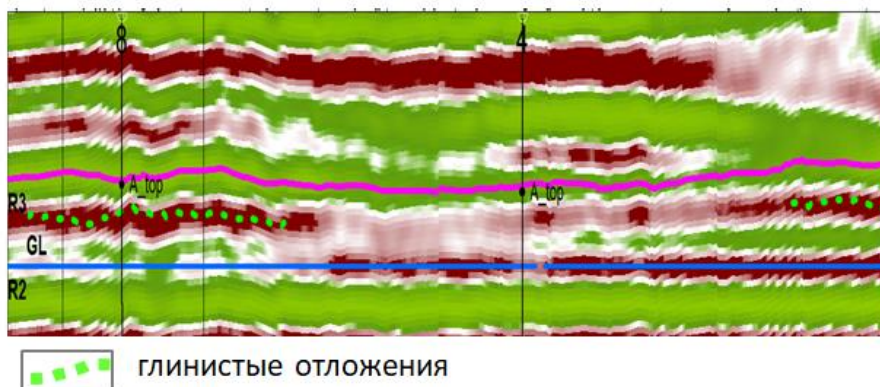


Рис. 4. На сейсмическом разрезе высокие значения отрицательных амплитуд соотносятся с глинистыми породами трансгрессивного цикла

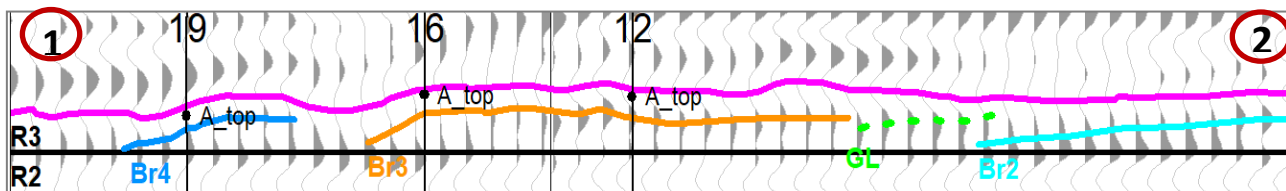
Ниже на карте сейсмического атрибута обозначены границы развития зон глинизации, которые так же являются границами фаз проградаций (F) регрессивных циклов (Рис. 5).



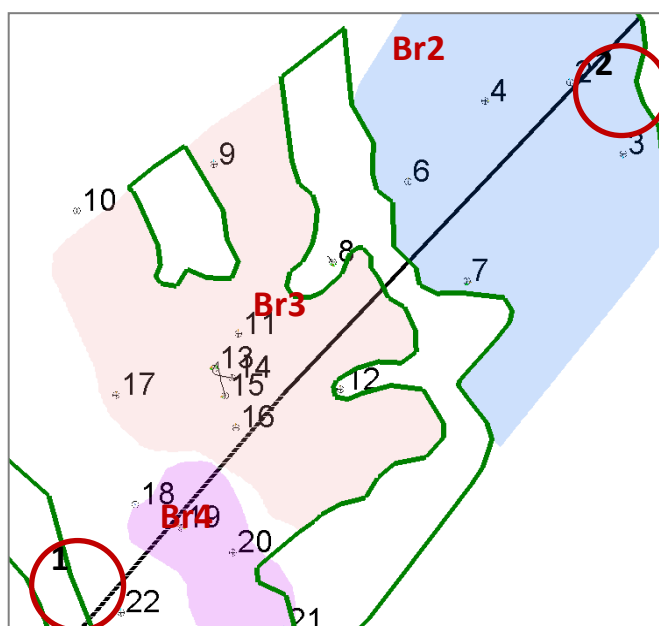
Рис. 5. Карта сейсмического атрибута с фазами проградаций

Из литературных источников известно, что проградационные отложения берегового склона имеют черепичный характер залегания тел (линз) песчаника [5, 6]

Детальная сейсмическая корреляция позволила выделить песчаные тела баровой морфологии черепичного строения и определить границы их развития в пределах участка исследований (Рис. 6)



а) сейсмический разрез по линии 1-2



б) пример распространения баровых систем Br по площади

Рис. 6. Результаты детальной сейсмической корреляции

С учетом результатов керновых исследований и сейсмической интерпретации в ходе корреляции в стратиграфическом объеме пласта А выделены следующие баровые системы: Br0, Br1, Br2, Br3, Br4, Br5, и установлены границы их развития по площади. Границы баровых систем прослежены по всему фонду поисково-разведочных скважин на площади исследований.

Взаиморасположение баровых тел показано на палеопрофиле, на котором схематично представлено строение пласта А с указанием основных этапов развития: нижний регрессивный цикл Rg1 отделяется трансгрессивным Tr1 от верхнего регрессивного цикла Rg2, который, в свою очередь,

формировался в две фазы проградации F1 и F2. В фазу F1 формировались баровые системы Br5 и Br2, в фазу F2- системы Br3 и Br4 (Рис. 7)

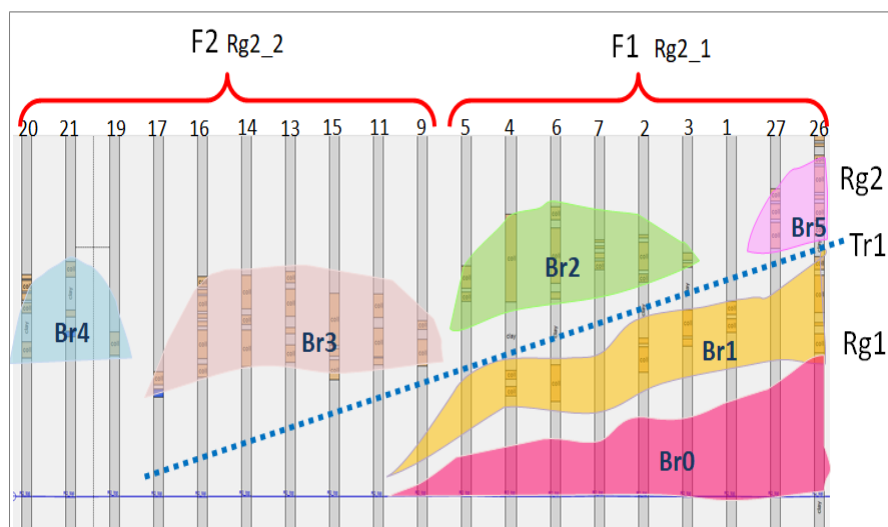


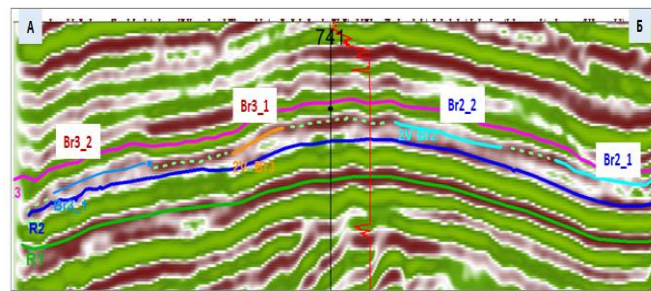
Рис. 7. Палеофиль со схематичным строением пласта А

Цикл Rg1, содержащий баровые системы Br0 и Br1, не охвачен керновыми исследованиями, изолирован от цикла Rg2 и не является продуктивным. Строение его определено по данным сейсмической интерпретации и скважинными данными. Основной акцент сделан на детализацию строения цикл Rg2, являющимся продуктивным.

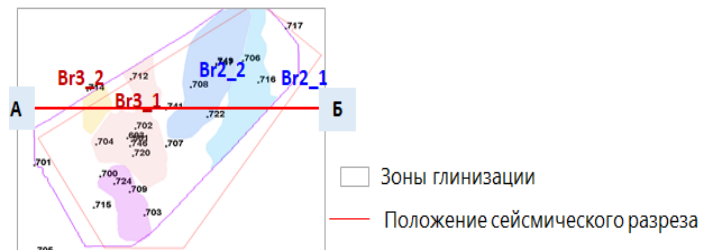
До этого момента рассматривались глинистые отложения только трансгрессивного цикла, которые разделили отложения пласта А на крупные баровые системы. Баровые постройки обычно сложены серией геологических тел, слившихся воедино, либо разделенных глинистыми отложениями.

Анализ сейсмических разрезов позволил выделить глинистые отложения более низкого порядка и локального распространения по площади. Эти глинистые отложения служат разделом баровых систем на более мелкие тела, как это показано на рис. 8. Сопоставление данных атрибутного анализа с результатами интерпретации ГИС позволило установить граничное значение средних амплитуд сигнала по кубу для зон глинизации, -1300. Зоны с более низкими значениями амплитуд отнесены к зонам полной глинизации

разреза.



a)



b)

Рис. 8. Раздел крупных баровых систем Br2 и Br3 на составные части: Br2_1, Br2_2, Br3_1, Br3_2: а) разделение линз на сейсмическом профиле по линии А-Б; б) контуры линз в плане

Отсюда следуют два возможных сценария развития баровых систем регрессивного цикла Rg 2, которые могут привести к двум вариантам распределения геологических тел в этих системах.

В первом варианте предполагается слияние в единое целое геологических тел в продуктивных баровых системах Br2 и Br3. Во втором варианте тела в баровых системах разделены глинами локального распространения и гидродинамически не связаны, либо связаны частично.

Если принять во внимание, что регрессивные и трансгрессивные песчаные тела состоят из дискретных проградационные баров [5], то есть основание для раздела баровых систем на отдельные баровые тела. В этом случае появляется третий вариант строения пласта А, где песчаные тела полностью изолированы друг от друга глинистыми отложениями и гидродинамически не связаны (Рис. 9).

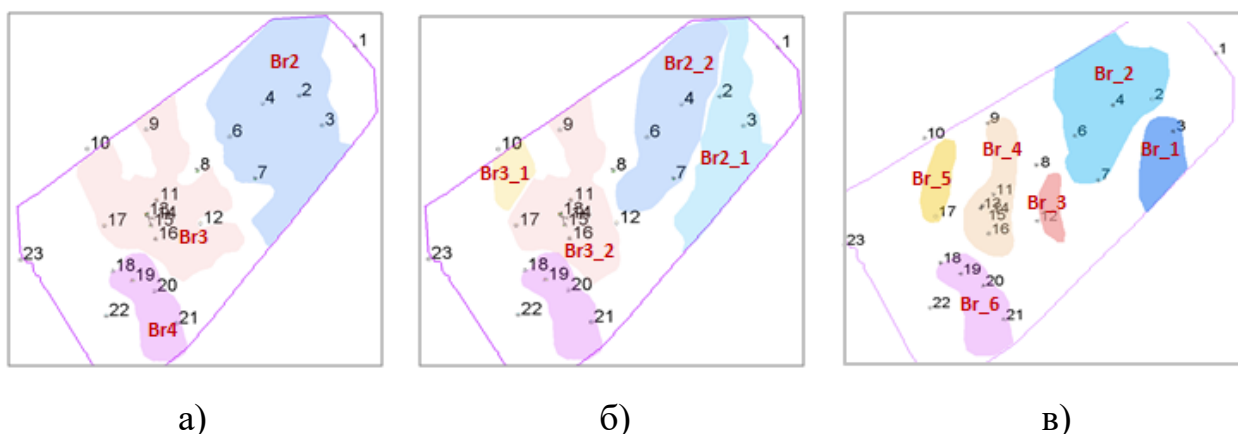


Рис. 9. Строение пласта А: а) первый вариант – баровые системы Br2 и Br3 как монолитные тела, б) второй вариант – баровые системы Br2 и Br3 разделены на тела, в) третий вариант-пласт представлен отдельными барами

Различие вариантов по площади развития коллекторов оказывает влияние на запасы углеводородов: самая большая площадь коллекторов в первом варианте, самая малая- в третьем. Второй вариант строения пласта занимает промежуточное положение.

Для разработки важным обстоятельством является определение зон развития улучшенных фильтрационно-емкостных свойств коллектора. Анализ распределения петрофизических свойств и продуктивности разведочных скважин (Табл. 1) подтверждает существенно более высокий добычной потенциал отложений баровой системы Br2, в разрезе которой выделена фацция средней зоны подводного берегового склона MSF. Поэтому особое внимание в работе уделено именно этой фацции, ее строению и развитию по площади.

Таблица 1

Сравнение фильтрационно-емкостных свойств по выделенным циклитам

Залежь	Среднее значение коэффициента					Нпр.эф м
	Кп д.ед.	Кнг д.ед.	Кпр мД	Кпрод_нефть тыс.т/МПа	Кпрод_газ тыс.м ³ /МПа	
Циклит Br1	0,16	0,31	52,8			2,1
Циклит Br2	0,20	0,60	752,6	68,4		5,2

Циклит Вг3	0,16	0,57	32,3		32,1	6,0
Циклит Вг4	0,16	0,62	34,4	2,2	17,7	3,7

Средняя береговая зона расположена между нижней береговой линией и береговой полосой. Область формирования фации подвержена воздействию высокой энергии волн и, как следствие, содержит преимущественно средне- и мелкозернистые пески. Благодаря воздействию волн эти пески хорошо отсортированы, что обуславливает более высокие фильтрационно-емкостные свойства коллектора. Основным типом фациальных тел в этой зоне являются вдольбереговые бары, отлагающиеся под действием вдольберегового течения. В нашем случае фация MSF выявлена только в одной скважине 4. Возможно ли присутствие этой фации в соседних скважинах и каково площадное распространение зоны повышенных свойств коллектора?

Для начала была выполнена оценка положения скважины 4 на береговом склоне. Для этого использовалась карта палеорельефа и его профиль, проходящий через скважину 4 и соседние скважины - 2 и 8 (Рис. 10).

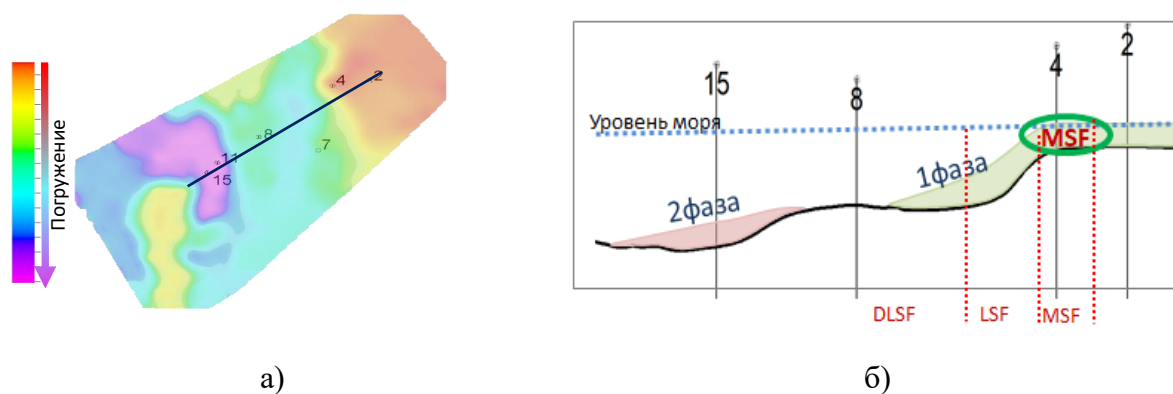


Рис. 10. Карта палеорельефа с линией профиля (а) и сечение палеорельефа с указанием зон развития фаций. Показаны две фазы проградации цикла Rg2

По сечению градиент падения палеорельефа резко увеличивается по направлению к скважине 8, что говорит о накоплении в этой зоне более глубоководных фаций, чем MSF. Скважина 6 расположена в идентичных усло-

виях со скважиной 8. Следовательно, появление фации MSF в районе скважины 6 маловероятно.

Возможно ли появление фации в скважине 2?

В скважине 2 нужный интервал не охарактеризован керном, поэтому часть разреза в скважине 2, в которой предполагается развитие фации MSF, связана с разрезом скважины 4 с отбором керна посредством сопоставления каротажных кривых, как это показано на рис. 11.

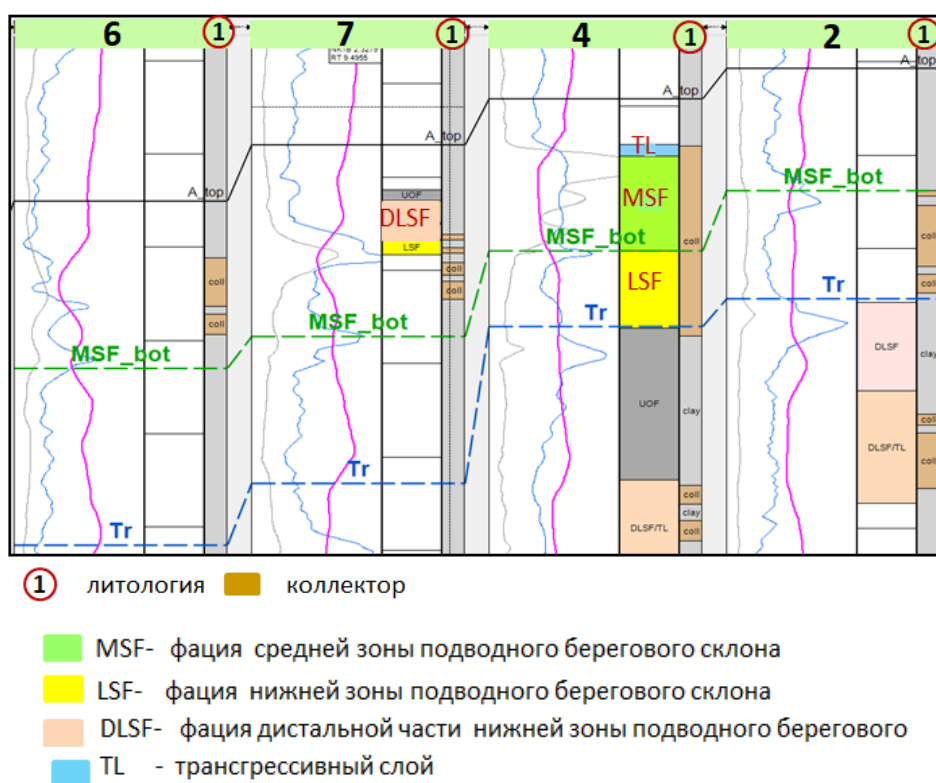


Рис. 11. Корреляция разрезов скважин с целью выделения зоны MSF

Сопоставление каротажных кривых скважин позволило выделить часть разреза с развитием фации MSF и определить нижнюю границу, обозначенную как MSF_bot. При движении от скважины 4 вглубь бассейна по направлению к скважинам 7 и 6 происходит появление более глубоководных фаций, нежели в скважине 4, что исключает появление здесь фации MSF.

Следует обратить внимание, что в скважине 7 фация LSF перекрыва-

ется фацией DLSF, что указывает на трансгрессию (Рис. 11). Наличие трансгрессивного слоя в скважине 4 говорит о трансгрессии и размыве в верхней части пласта А в зоне повышенного палеорельефа. Следствием этого процесса может быть отсутствие песчанистых отложений в верхней части пласта в скважине 2, а именно, отложений фации MSF.

Таким образом, по данным керновых исследований и с учетом палеорельефа, развитие зоны коллектора с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами, фации MSF, ограничивается узкой зоной по гипсометрии палеорельефа в районе скважины 4 (Рис. 12).

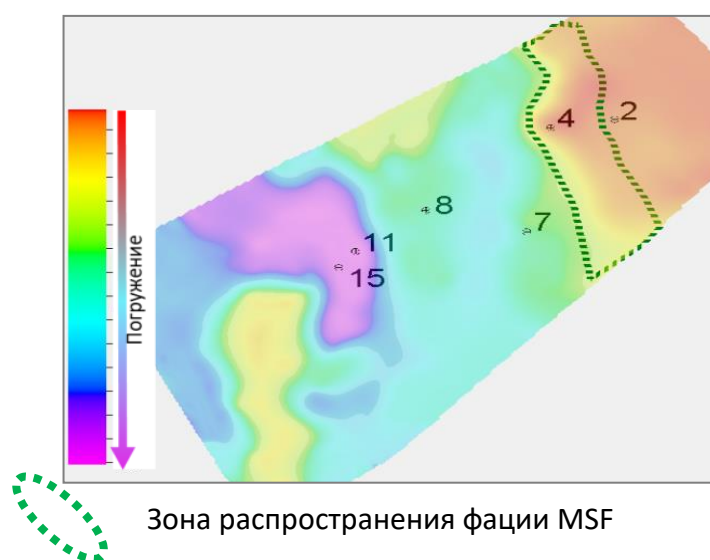


Рис. 12. Карта палеорельефа с границей развития фации MSF

Результаты лито-фациального анализа и концептуальная модель пласта А на следующем этапе работ были заложены в основу многовариантной геолого-гидродинамической модели с целью оптимизации проекта разработки нефтяной залежи. Необходимость проведения многовариантных расчетов обусловлена достаточно высоким уровнем неопределенности в оценке геологических и промысловых свойств объекта, которые на текущей стадии изученности месторождения не могут быть сняты дополнительными полевыми и лабораторными исследованиями.

Анализ существующих геологических и гидродинамических неопре-

деленностей выявил несколько групп параметров, изменение которых оказывает максимальное влияние на объем начальных геологических запасов (далее НГЗ) углеводородов в пласте:

- структурные (положение кровли пласта и отметка водонефтяного контакта);
- фациально-литологические (концептуальная модель, границы полного литологического замещения, процентное содержание коллектора);
- петрофизические (песчаность, пористость, проницаемость, нефтегазонасыщенность);
- параметры моделирования (ранги вариограмм, форма распределения ФЕС, тренды и т.д.).

Геологические неопределенности

Как было указано выше, пласт А сформировался в прибрежно-мелководных морских условиях в пределах подводного берегового склона. Сейсмическая корреляция позволяет выделять линзовидные песчаные тела барровой морфологии с определенной долей неопределенности, вызванной особенностями района работ (наличие достаточно мощного слоя многолетнемерзлых пород в верхней части разреза, искажающих упругие волны) и погрешностями скоростной модели. Кроме того, разрешающая способность сейсмических данных не позволяет детально прослеживать границы распространения линзовидных выклинивающихся тел с мощностью меньше 15 м.

С учетом вышесказанного, концептуальная модель пласта А была представлена тремя разно возможными сценариями развития линзовидных тел, существенно отличающихся размерами по площади и степени сообщаемости, которые включены в граф расчета многовариантной геологической модели (Рис. 13)

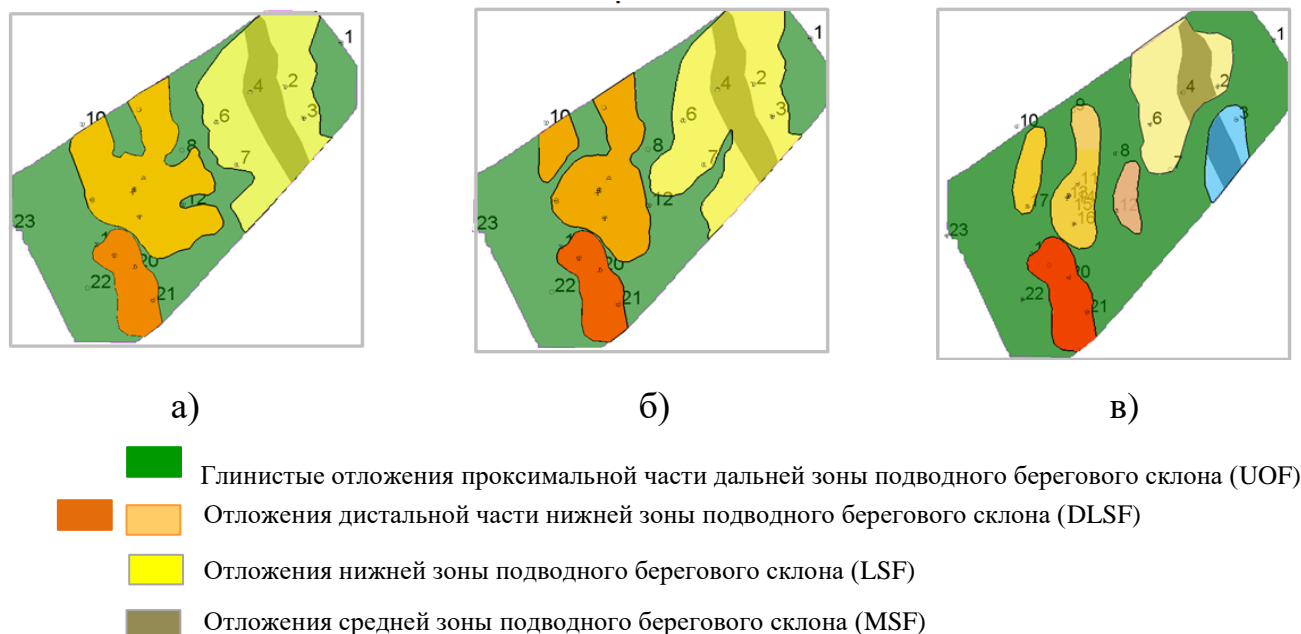


Рис. 13. Возможные сценарии концептуальной модели пласта А:

- а) вариант карты фаций вероятности P10,**
- б) вариант карты фаций вероятности P50,**
- в) вариант карты фаций вероятности P90**

Литологическая модель пласта А построена с использованием стохастического алгоритма – последовательного индикаторного моделирования (SIS) с предварительным осреднением дискретной кривой литологии. При построении кубов литологии были использованы три возможных сценария развития баровых систем (кубы фаций), а также разный набор настроек алгоритмов моделирования по вариантам P10, P50, P90, включающий:

- варьирование весовых долей фаций в пределах утвержденных сценариев;
- варьирование содержания песчаника (NTG) в границах линзовидных тел;
- применение геолого-статистических разрезов литологии по данным РИГИС.

Неопределенности петрофизической модели

Неопределенность в оценке коэффициента пористости связана с:

- погрешностью керновых исследований;
- аппаратурной погрешностью ГИС;
- разницей в разрешающей способности керна и ГИС.

Были проведены расчеты вариантов пористости. Согласно расчету среднего значения пористости по ГИС/кern и стандартного отклонения (σ) значений ΔK_p составляют:

$$K_{p_cp}(\text{гис/кern})=0,1817 \text{ д.е.}; \sigma(\Delta K_p)=0,0194 \text{ д.е.}$$

На рис. 14 приведены сопоставления K_p (ГИС) и K_p (Кern) пласта А, выполненные в пределах двух ($\pm 2\sigma$) и трёх ($\pm 3\sigma$) среднеквадратических отклонений от математического ожидания M . Анализ положения точек наблюдения относительно средней линии показывает, что весь диапазон варьирования значений параметра K_p может быть описан только интервалом распределения $M \pm 3\sigma$.

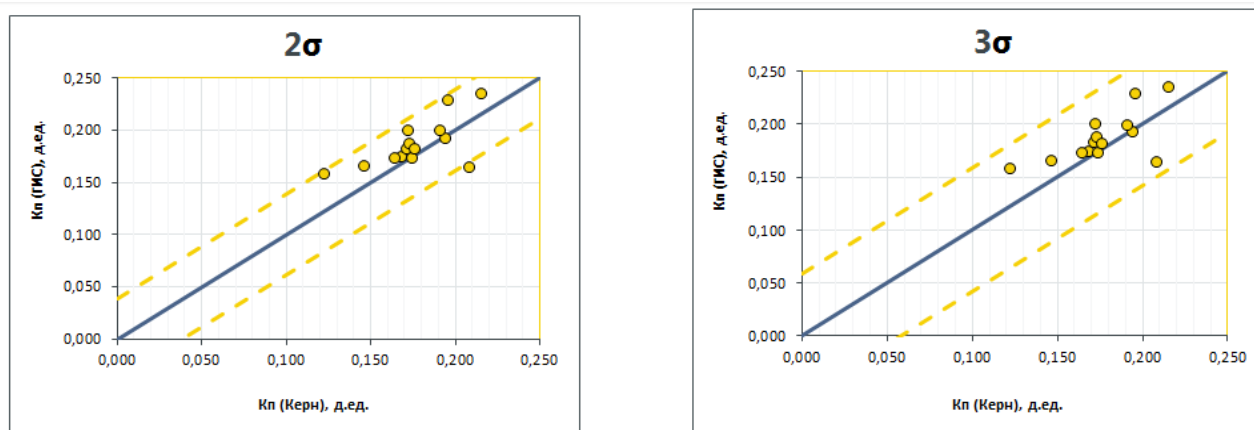


Рис. 14. Сопоставление K_p (ГИС) и K_p (кern) с вариантами $\pm 2\sigma$ и $\pm 3\sigma$

В рамках актуализации петрофизической модели на данные лито-фациального анализа были выделены шесть петротипов, характеризующиеся индивидуальными петрофизическими и литологическими характеристиками, три петротипа относятся к породам-коллекторам. Для оценки неопределенности параметра проницаемости построены экспоненциальные зависимости «кern-кern» с учетом трёх петротипов (Пкс, Псм, Пм), выделенных

ранее в рамках ЛФА. Было установлено, что наилучшими ФЕС обладает петротип Пкс, который на территории исследований вскрыт только в интервале развития фации MSF с наиболее высокими значениями динамики бассейна осадконакопления. Фация LSF, так же сформировавшаяся в относительно высокодинамической части бассейна, на 36 % сложена породами петротипа Псм, высокопроницаемый коллектор Пкс составляет всего 7 % от общего объема пород. Фации DLSF и TL сформированы в умереннодинамической среде, соответственно высокопроницаемые породы здесь практически отсутствуют, содержание петротипа Псм варьирует в диапазоне от 14 до 33 %. Отложения низкодинамических фаций UOF и LOF практически полностью состоят из глинисто-алевритовых непроницаемых пород. На рис. 15 приведены сводные по петротипам зависимости $K_{пр_к\text{ерн}}=f(Kп_к\text{ерн})$ в экспоненциальном виде с линиями $+3\sigma$ и -3σ ($Kп$ приведен в д.е.).

Стандартное отклонение вычислялось на выборке $\Delta \ln(K_{пр})$ разброса значений проницаемости керна и принятой базовой зависимости при одних значениях керновой пористости.

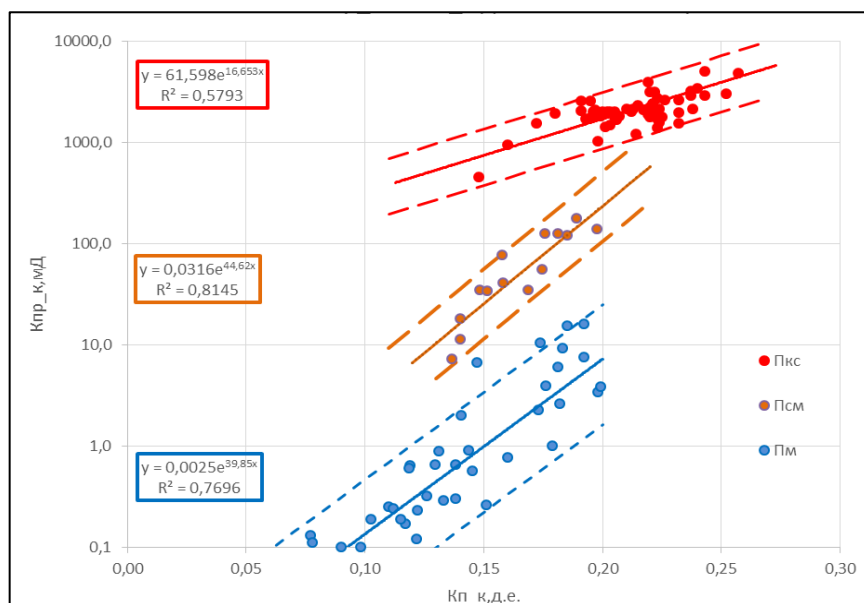


Рис. 15. Зависимости проницаемости от пористости по керну для основных петротипов пласта А. Пкс –песчаник крупно/среднезернистый; Псм- песчаник средне/мелкозернистый; Пм- песчаник мелкозернистый

На рис. 16 представлены результаты оценки нефтенасыщенности песчаников в зоне продуктивности. График получен по фактическому РИГИС, при расчете K_n по разным вариантам от базового значения K_p , т.е. данный график показывает разброс значений K_{ng} (диапазон неопределенности коэффициента нефтегазонасыщенности) при всех возможных сценариях оценки параметра сопротивления R_v , которое зависит от минерализации пластовой воды.

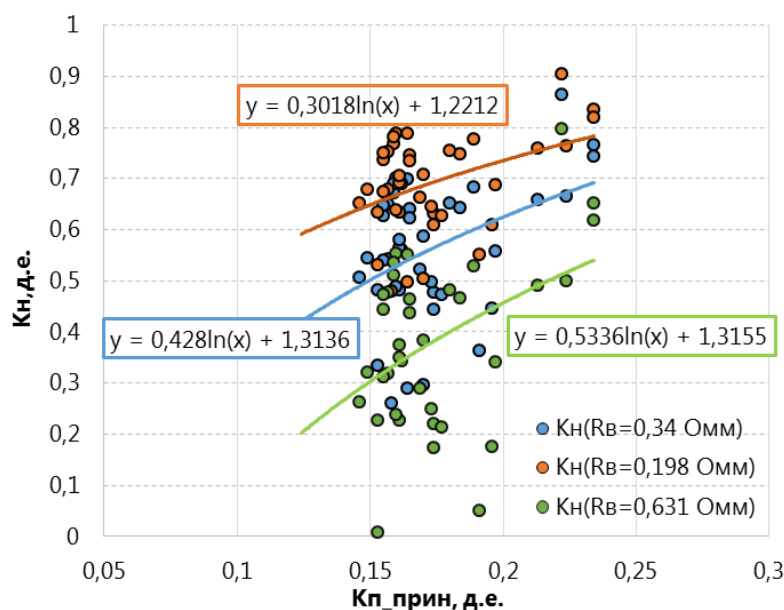


Рис. 16. Вариации зависимостей нефтегазонасыщенности от пористости для пласта А

Анализ чувствительности оценки запасов нефти проведен с помощью диаграммы «Торнадо» (Рис. 17). Как видно из диаграммы, максимальное влияние на объем НГЗ оказывает вариативность концептуального строения пласта (широкий диапазон изменения объема продуктивных пород, зависящего от степени связности отдельных баровых тел и их протяженности в межскажинном пространстве), и неопределенности петрофизической модели - параметры песчаности, пористости и насыщенности. Под типом концептуальной модели в анализе неопределенности подразумевается выбор одного из вариантов развития баровых систем (Рис. 13).

При анализе модели на чувствительность установлено, что изменение

ряда входных параметров приводит к незначительным изменениям объемов НГЗ нефти, такие параметры (например, ранги вариограмм моделирования) были исключены из списка варьирования при формировании матрицы расчетов многовариантной модели пласта А.

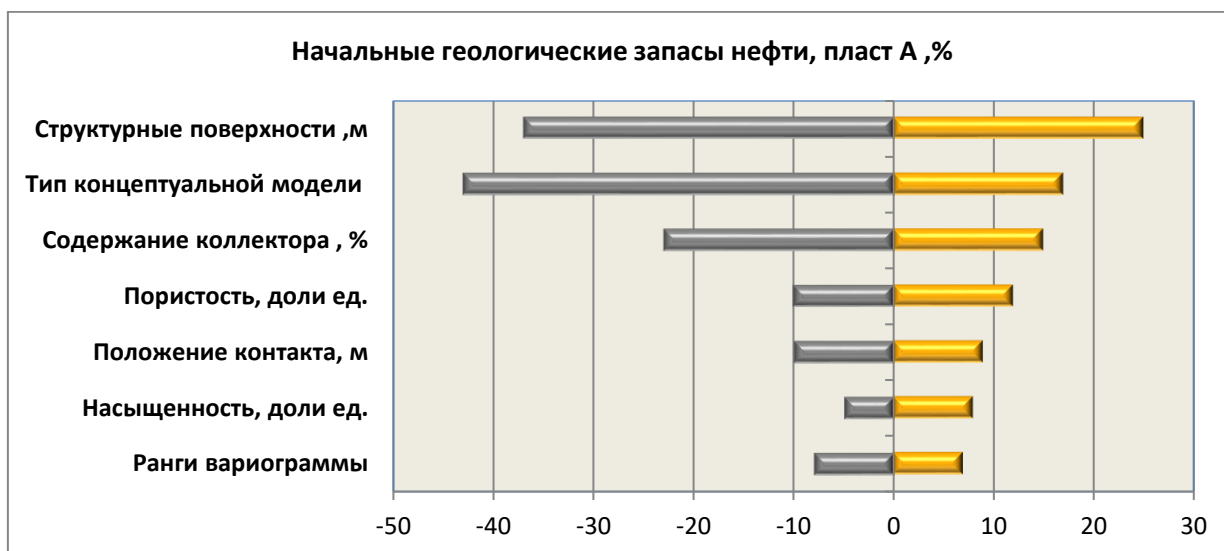


Рис. 17. Диаграмма «Торнадо», описывающая влияние параметров неопределенности на объемы НГЗ нефтяных залежей

На основании сформированной матрицы неопределенностей были рассчитаны 300 реализаций геологической модели, включающих все возможные комбинации варьирования выбранных на этапе анализа чувствительности геологических параметров. По результатам анализа функции распределения начальных геологических запасов, оцененных по всем реализациям геологической модели пласта А (Рис. 18), были выбраны 11 реализаций, соответствующих основным квантилям распределения от P0 до P100, которые были рекомендованы для дальнейшего расчета многовариантной гидродинамической модели пласта А. Как видно из гистограммы, область наиболее вероятных значений объемов НГЗ нефти в пласте А имеет широкую зону перекрытия для всех трех вариантов концептуальной модели, что свидетельствует о достаточно высокой степени устойчивости предлагаемой модели к возможным вариациям строения баровых систем.

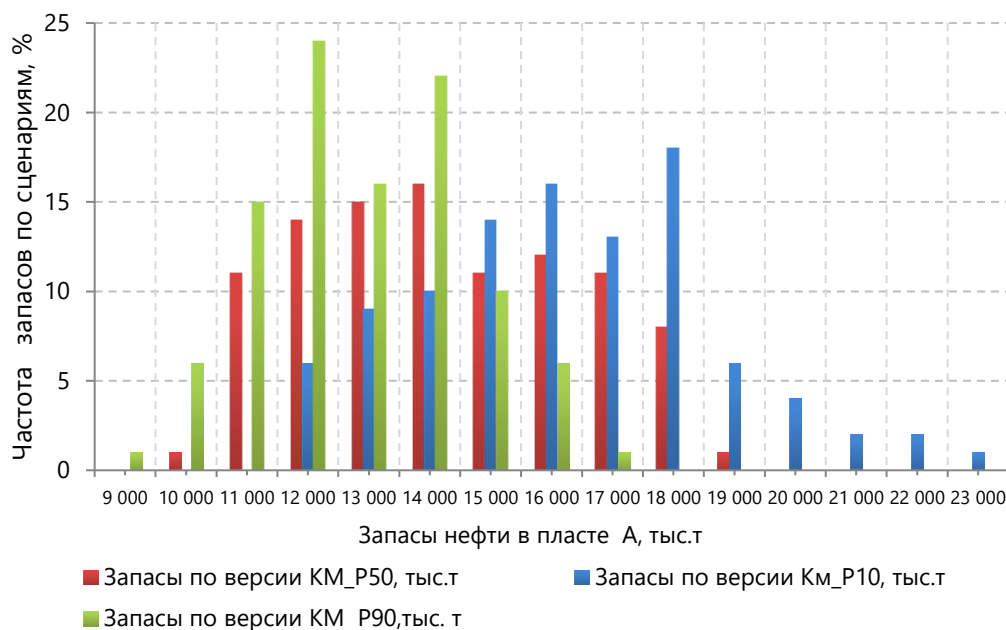


Рис. 18. Гистограмма распределения начальных запасов нефти в пласте А

Учитывая сложное геологическое строение пласта А, на базе ключевых геологических моделей (квантили Р90, Р50, Р10) были построены карты геологических рисков (статистически уверенных зон) для оптимального размещения проектного фонда эксплуатационных скважин (Рис. 19). На карте ранжирования зон «уверенных» запасов хорошо видно, что максимальное влияние на подтверждаемость запасов (зоны расхождения площадей нефтеносности по разным вариантам концептуального строения пласта) оказывает неопределенность в глубине залегания кровли пласта (более низкое, либо более высокое положение структуры относительно принятого в модели) и неопределенность положения западной и южной границ выклинивания нефтенасыщенной линзы.

Исходя из данной карты рисков очевидно, что первые, наиболее уверенно обоснованные скважины, необходимо бурить в центральной части линзы, отмеченной на карте рисков зеленым цветом. Смещение проектных скважин к западной и южной литологическим границам линзы потенциально будет зависеть от динамики подтверждаемости продуктивной мощности в первых пробуренных скважинах.

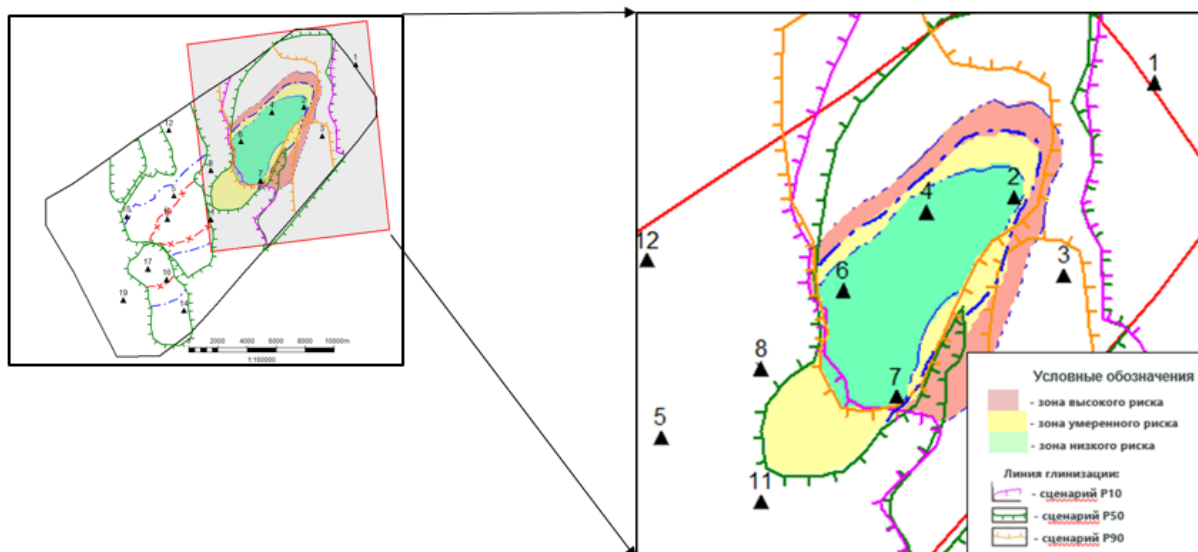


Рис. 19. Карта статистически уверенных зон для бурения в пласте А, баровая система Vr2

Неопределенности гидродинамической модели

Для создания многовариантной гидродинамической модели пласта А были оценены фильтрационные неопределённости, оказывающие влияние на прогнозный профиль добычи. Такие параметры, как связанная и критическая водонасыщенности, остаточная нефтенасыщенность, максимальная относительная фазовая проницаемость (далее ОФП) нефти и ОФП воды при остаточной нефтенасыщенности являются важными характеристиками взаимодействия флюидов между собой. Определены диапазоны неопределённостей для каждого из параметров и в целом проанализированы возможные формы кривых ОФП на основе данных исследования керна. От вида кривых (наряду с соотношением вязкостей флюидов) главным образом будет зависеть скорость распространения давления в пласте при прогнозом расчёте.

На рис. 20 представлен сводный график накопленной добычи нефти с учётом влияния параметров на профиль, построенный по результатам расчета базовых, максимальных и минимальных вариантов гидродинамической

модели с раздельным варьированием основных фильтрационных параметров пласта и флюида. Анализ полученных профилей добычи показывает, что наибольшее влияние на объем добываемого продукта оказывают параметры проницаемости, SOWCR, KRWR, форма кривых ОФП и проницаемость аквифера.

Для проведения дальнейших многовариантных расчётов исключены следующие параметры, оказывающие незначительное влияние (<5 % в амплитуде) на накопленную добычу нефти: максимальная ОФП нефти (KRO), критическая насыщенность водой (SWCR), остаточная водонасыщенность (SWL). Полученные результаты и процентное соотношение влияния параметров представлены на диаграмме типа «Торнадо» (Рис. 21).

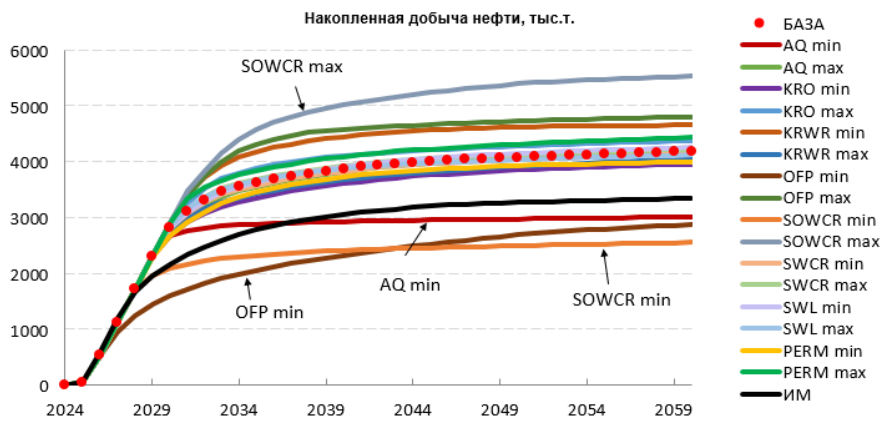


Рис. 20. Сводный график накопленной добычи нефти

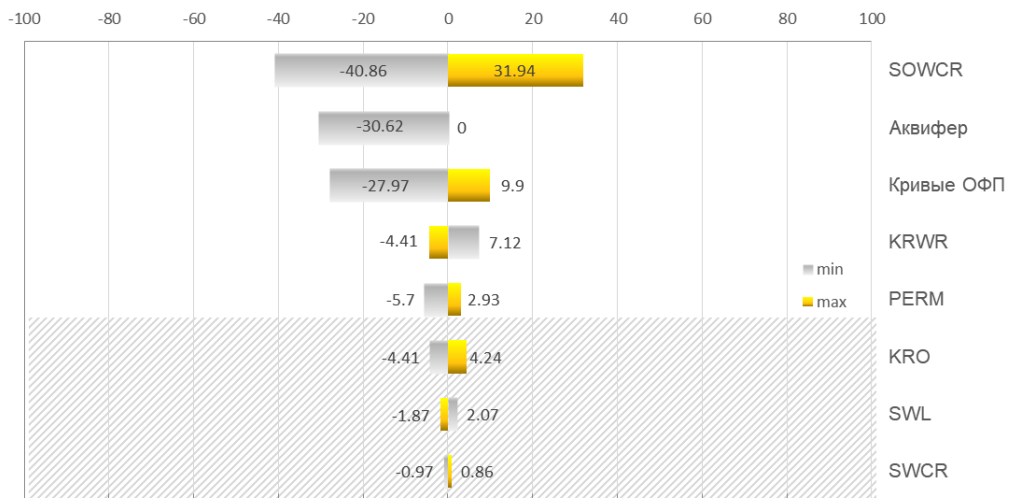


Рис. 21. Диаграмма «Торнадо», описывающая влияние параметров неопределенности на профиль добычи нефти

Многовариантные расчёты модели пласта А

Вышеописанный подход к построению концептуальной и лито-фациальной модели пласта привёл к пересмотру геометрии залежей, увеличению запасов в базовой модели по сравнению с утверждённой ранее моделью и к увеличению накопленной добычи нефти. Также изменилась проницаемость и её распределение по пласту, что также позволило повысить отбор нефти. На рис. 22 показан веер полученных реализаций гидродинамических расчётов. Реализации, соответствующие квантилям вероятности P10, P50, P90, определялись с комплексным учетом различных лито-фациальных геологических моделей, а также переменных матрицы неопределенностей (геология, форма кривых ОФП, проницаемость аквифера, концевые точки: KRWR, SOWCR, SOGCR). Сравнение переменных в различных вариантах расчета представлено в табл. 2.

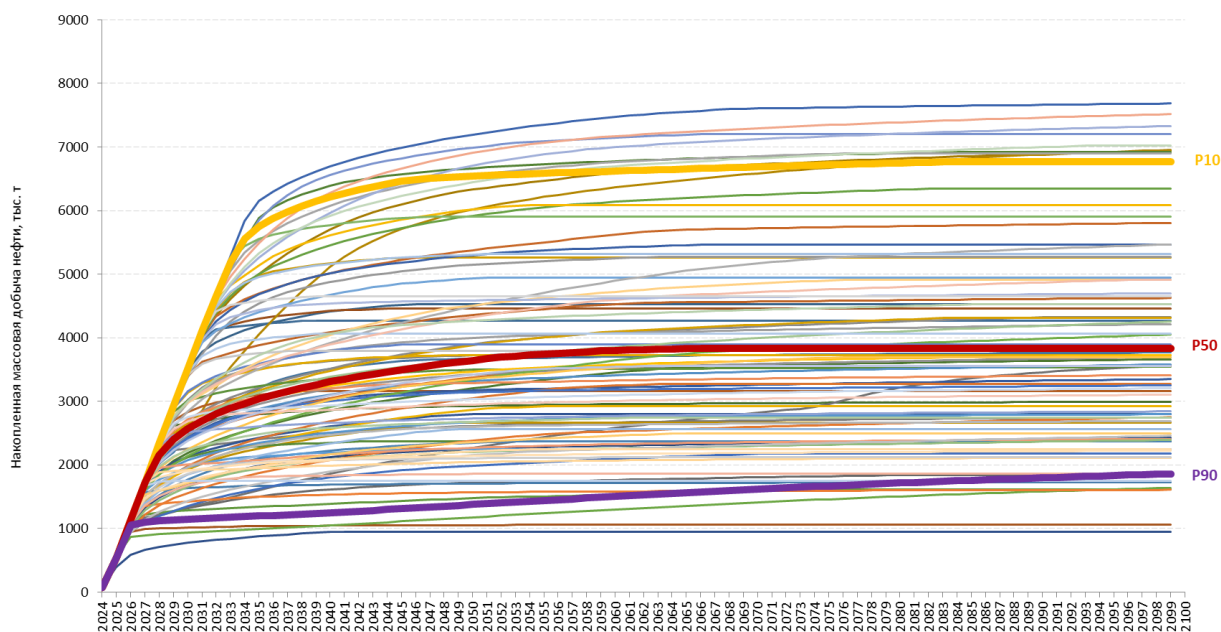


Рис. 22. Вероятностная оценка профилей добычи нефти на прогнозный период

Таблица 2

Сравнение переменных в различных вариантах расчета по нефти

Вероятность	Переменные						Нак. добыча нефти, тыс. т.	
	GEO	OFP	AQ	KRWR	SOWCR	SOGCR	По реализации	Откл. от баз. ГДМ, %
P10	9	3	3	0,184627	0,874306	2,16722	6766,9	+53,3 %
P50	5	1	3	0,0491389	0,766185	6,20654	3837,4	-13,1 %
P90	1	3	2	0,227987	0,820029	5,30386	1859,8	-57,9 %
База	Базовая	2	2	0,1545	0,7986	3,3333	4413,75	-
ИМ	-						3340,7	-24,3 %
Макс. накоп. отбор	9	2	3	0,0414807	0,934412	3,76947	7683,5	+74,1 %
Мин. накоп. отбор	0	1	2	0,172753	0,645665	3,02418	949,3	-78,5 %

Максимальный накопленный отбор нефти (профиль P10) из всех вариаций модели достигается за счет оптимистичного сценария лито-фациальной модели пласта P10, базового сценария по проницаемости пласта, повышенного множителя SOWCR, повышенной проницаемости аквифера, пониженного KRWR и базовой формы кривой ОФП по нефти.

Расчет с минимальным накопленным отбором нефти (профиль P90) получен при использовании пессимистичного сценария лито-фациальной модели пласта P90, базового сценария по проницаемости пласта, пониженного множителя SOWCR, базовой проницаемости аквифера, повышенного KRWR и формы кривых ОФП по нефти ниже базовой.

Таким образом, на основе полученных множественных реализаций гидродинамических моделей проведен детальный статистический анализ. Используемый подход лито-фациального моделирования позволил увеличить показатели прогнозной добычи по пласту А, накопленная нефть по базовой реализации выше утвержденного уровня на 24,3 %. Бурение эксплуатационных скважин, запланированное на 2025 г., позволит подтвердить выводы по концептуальному строению пласта.

Выводы

Выполнение комплексного лито-фациального анализа позволило уточнить геологическое строение объекта разработки и оконтурить зону развития фации MSF с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами. Последующая реализация многовариантной геолого-технологической модели пласта была выполнена с целью получения всесторонней оценки существующих на текущий момент неопределенностей в прогнозных показателях проекта разработки. Полученный результат усилил обоснованность предлагаемых технологических решений и в целом улучшил инвестиционную привлекательность нового актива. На следующих этапах освоения месторождения планируется провести мероприятия по последовательному снижению уровня неопределенности геологических и гидродинамических характеристик объекта за счет выполнения программы дополнительных скважинных исследований.

Список литературы

1. Геологическое моделирование прибрежно-морских отложений (на примере пласта АВ1 Самотлорского месторождения)/под ред. К.Е.Закревского – Тюмень: Вектор Бук, 2017.-314 с.
2. Алексеев, В.П. Литолого-фациальный анализ / В.П. Алексеев. - Екатеринбург: УГ-ГГА, 2002. - 147 с.
3. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р., В.И.Самитова В.И. и др. Палеогеоморфологическая и литолого-фациальная характеристики основных сейсмофациальных комплексов неокома севера Западной Сибири как основа их геологического моделирования// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2017.-№5.-С. 4-17.
4. Позаментьер Г. Секвенная стратиграфия терригенных отложений. Основные принципы и применение / Г. Позаментьер, Дж.П. Аллен. - М. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2014. - 436 с.
5. Terrigenous clastic depositional systems.Applications to petroleum, coal and uranium exploration/ New York, Springer- Verlag/ -1983/ -423pp.
6. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде/ Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А. и др.// Геология и геофизика. - 2014. - Т. 55. - № 5-6. - С. 745-776.
7. Нарыгин Э.И., Коваленко А.П., Кузив К.Б. Опыт проведения многовариантных расчетов с автоматизированной системой построения гидродинамической модели месторождения// Экспозиция Нефть Газ. –М.:2022. -№ 5. -С. 22-26.

References

1. Geological modeling of coastal-marine sediments (at the example of the Samotlor field AB1 formation) /edited by K.E.Zakrevsky – Tyumen: Vector Book, 2017.-314p. (in Russian)
2. 2. Alekseev, V.P. Lithofacial analysis / V.P. Alekseev. - Yekaterinburg: UGGGA, 2002. - 147 p. (in Russian)
3. Borodkin V.N., Kurchikov A.R., V.I.Samitova V.I. and others. Paleogeomorphological and litho-facial characteristics of the main Neocomian Western Siberia North seismic complexes as the basis for geological modeling// Geology, geophysics and development of oil and gas fields. –Moscow: JSC VNIIOENG, 2017.-No.5.-pp.4-17. (in Russian)
4. Pozamentier G. Sequential stratigraphy of terrigenous deposits. Basic principles and application / G. Pozamentier, J.P. Allen. - M. Izhevsk: Institute of Computer Research, 2014. - 436 p. (in Russian)
5. Terrigenous clastic depositional systems. Applications to petroleum, coal and uranium exploration/ New York, Springer- Verlag/ -1983/ -423pp. (in Russian)
6. Paleogeography of the West Siberian sedimentary basin at the Cretaceous period/ Kontorovich A.E., Ershov S.V., Kazanenko V.A. et al.// Geology and Geophysics. - 2014. - vol. 55. - No.5-6. - pp.745-776. (in Russian)
7. 7. Narygin E.I., Kovalenko A.P., Kuziv K.B. Practical example of multivariate hydrodynamic reservoir modeling project with the use of automated optimization algorithm // The Oil and Gas exposition. –Moscow:2022. -No. 5. -pp. 22-26. (in Russian)

Сведения об авторах

Янкова Наталья Владимировна, кандидат геолого-минералогических наук, эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
E-mail: NVYankova@tnnc.rosneft.ru

Топалова Татьяна Эдуардовна, кандидат геолого-минералогических наук, менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
E-mail: tetopalova@tnnc.rosneft.ru

Снохин Алексей Александрович, заместитель генерального директора – главный геолог, ООО «Кынско-Часельское нефтегаз»
Россия, 625048, Тюмень, ул. 50 лет Октября, д.14
E-mail: SnohinAA@kchn.ru

Пермяков Александр Викторович, начальник управления геологического сопровождения проектов, ООО «Кынско-Часельское нефтегаз»
Россия, 625048, Тюмень, ул. 50 лет Октября, д.14
E-mail: AV_Permuyakov@kchn.rosneft.ru

Попов Алексей Евгеньевич, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
E-mail: aepopov@tnnc.rosneft.ru

Authors

N.V. Yankova, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Expert, Tyumen Oil Research Center LLC
79/1, Osipenko Str., 625000, Tyumen, Russian Federation
E-mail: NVYankova@tnnc.rosneft.ru

T.E. Topalova, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Manager, Tyumen Oil Research Center LLC
79/1, Osipenko Str., 625000, Tyumen, Russian Federation
E-mail: tetopalova@tnnc.rosneft.ru

A.A. Snokhin, Deputy General Director – Chief Geologist, LLC Kynsko-Chaselskoye Neftegaz
14, 50 let Oktyabrya Str., Tyumen, 625048, Russian Federation
E-mail: SnohinAA@kchn.ru

A.V. Permyakov, Head of the Projects Geological Support Department, LLC Kynsko-Chaselskoye Neftegaz
14, 50 let Oktyabrya Str., Tyumen, 625048, Russian Federation
E-mail: AV_Permyakov@kchn.rosneft.ru

A.E. Popov, Chief Specialist, Tyumen Oil Research Center LLC
79/1, Osipenko Str., 625000, Tyumen, Russian Federation
E-mail: aepopov@tnnc.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 23.09.2024
Принята к публикации 17.12.2024
Опубликована 30.12.2024