



© Коллектив авторов,
2024



УДК 550.8.028
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-6-16>

РАЗРАБОТКА ИНТЕГРИРОВАННОГО ТЕХНИЧЕСКОГО ПОДХОДА К ВЕРОЯТНОСТНОЙ ОЦЕНКЕ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ И УЧЕТУ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ ДЛЯ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ НИЗКОЙ СТЕПЕНИ ИЗУЧЕННОСТИ

И.И. Алехин¹, И.А. Переpletкин^{1,2,*}, А.С. Мещерякова^{1,2}, П.Д. Савченко¹,
Б.Ю. Музраева¹, Д.И. Мингазова¹, Е.М. Викторова¹, Е.О. Толмачев¹

¹Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

²Новосибирский государственный университет, РФ, Новосибирск

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. В последние годы геолого-разведочные работы нацелены на всё более сложные объекты, что приводит их к высокой стоимости. Поэтому уже на начальных этапах необходимо применять комплексные решения при оценке ресурсного потенциала и планировании программы изучения с учётом возможных рисков и неопределённостей, а также точной оценки экономической привлекательности проекта.

Цель. Цель работы — показать результаты применения интегрированного технического подхода к вероятностной оценке ресурсной базы и учету геологических рисков для ачимовской толщи нижнемеловых отложений на примере одной из площадей Надымского района ЯНАО с низкой степенью изученности.

Материалы и методы. В статье представлен подход, позволяющий последовательно учитывать неопределённости на трех основных стадиях многовероятностных расчетов: многовариантное картопостроение структурного каркаса, построения карт общих и эффективных толщин и учета геологических рисков по типу насыщения. В работе использованы данные сейсморазведки МОГТ 3D общей площадью 1000 км², 52 2D-профиля и данные по одной разведочной скважине, вскрывшей целевой интервал.

Результаты. По результатам работ рассчитаны более 800 вариантов наборов карт, в каждом из которых рассчитаны общие толщины, структурные карты, карты коэффициента песчаности, эффективных и продуктивных толщин для каждого из пластов, а также карты интегрального коэффициента заполнения ловушек.

Заключение. Предложенный подход позволяет получить геологически обоснованные результаты при последовательном учете неопределённостей на всех этапах картопостроения при единовременном расчете Workflow. В данном подходе использование карт коэффициента заполнения позволяет в будущем избежать существенного сокращения ресурсной базы. Также предложенный авторами подход позволяет при условии открытия на участке месторождения УВ использовать итоговые наборы карт для расчета профилей добычи и расстановки эксплуатационного фонда скважин.

Ключевые слова: многовариантный расчет, неопределённости, ачимовская толща, глубоководные конусы выноса, интегрированный подход, Workflow, учет геологических рисков, сложные запасы

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Алехин И.И., Переpletкин И.А., Мещерякова А.С., Савченко П.Д., Музраева Б.Ю., Мингазова Д.И., Викторова Е.М., Толмачев Е.О. Разработка интегрированного технического подхода к вероятностной оценке ресурсной базы и учету геологических рисков для ачимовских отложений при низкой степени изученности. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(3):6–16. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-6-16>

Статья поступила в редакцию 25.04.2024

Принята к публикации 18.05.2024

Опубликована 30.09.2024

RESERVES PROBABILISTIC ASSESSMENT APPROACH INVOLVING QUANTITATIVE GEOLOGICAL RISKS ACCOUNTING FOR ACHIMOV DEPOSITS WITH LOW EXPLORATION MATURITY

Ilya I. Alekhin¹, Ivan A. Perepletkin^{1,2,*}, Anastasiia S. Meshcheryakova^{1,2}, Pavel D. Savchenko¹,
Bairta Yu. Muzraeva¹, Diliara I. Mingazova¹, Evgeniia M. Viktorova¹, Evgenii O. Tolmachev¹

¹Gazprom нефть company group, RF, Saint Petersburg

²Novosibirsk State University, RF, Novosibirsk

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. Recently geological prospecting works become aimed at more complicated perspective objects in terms of their exploration, that leads to higher costs of works. From first stages of exploration, it is necessary to apply integrated approaches while geological analysis & reserves assessment as well as for further works planning considering economic attractiveness of project.

Aim. Main aim is an integrated technical approach development for reserves probabilistic assessment accounting geological risks for Achimov deposits with low exploration maturity.

Materials and methods. This article describes an approach allowing subsequent uncertainties evaluation at three main stages: during structural framework construction, effective thickness estimation and saturation forecast considering possible geological risks.

Results. More than 800 groups of maps were obtained upon the workflow calculation. In each group general, effective and productive volume maps were evaluated as well as fill factor maps. These maps being geologically realistic were used for development strategy planning.

Conclusion. Geologically justified maps at all stages in terms of submarine fans' conceptual model are obtained upon the workflow calculation. Analyzing the fill factor distribution, application of such approach allows avoiding additional reserves decrease due to the similarity of such distributions estimated by data from analogues. Finally, output maps seem to be suitable for development wells placement and production profiles construction during further reservoir simulation.

Keywords: reserves probabilistic assessment, uncertainties, Achimov formation, submarine fans, integrated approach, Workflow, geological risks evaluation, hard-to-recover reserves

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Alekhin I.I., Perepletkin I.A., Meshcheryakova A.S., Savchenko P.D., Muzraeva B.Yu., Mingazova D.I., Viktorova E.M., Tolmachev E.O. Reserves probabilistic assessment approach involving quantitative geological risks accounting for Achimov deposits with low exploration maturity. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(3):6–16. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-6-16>

Manuscript received 25.04.2024

Accepted 18.05.2024

Published 30.09.2024

ТЕОРИЯ

В настоящее время прирост ресурсной базы происходит в основном за счет сложных объектов, расположенных на больших глубинах и связанных с неструктурными ловушками углеводородов (УВ). Данный факт требует комплексных решений в процессе всего цикла геолого-разведочных работ (ГРП) с учётом возможных рисков и неопределённостей, а также точной оценки экономической привлекательности проекта [1]. Некорректная оценка рисков проекта ГРП на начальной стадии изучения может привести к потере монетизации и, как результат, к сворачиванию работ в случае неуспешного бурения (рис. 1). На территории Западно-Сибирского бассейна к таким объектам относится ачимовская толща (АТ) неомских отложений нижнего мела. При работе с АТ специалисты сталкиваются со следующим комплексом технических сложностей при моделировании и оценке ресурсной базы:

1) многовариантность сейсмической интерпретации, связанная со сложной интерференционной волновой картиной, как при выделении песчаных тел, так и при выделении зон выклинивания (неопределённость площади фондоформы и геометрических размеров песчаных объектов);

- 2) сложность выделения клиноформенного комплекса по скважинным данным (неопределённость в положении кровли пластов, в особенности небольших подциклитов);
- 3) неоднозначность насыщения ловушек углеводородами в различных лопастях конусов выноса, расположенных в пределах одной фондоформы (неопределённость в коэффициенте заполнения ловушки);
- 4) наличие оползневых структур в интервале глинистых пород, осложняющее понимание суммарного объёма коллекторов ачимовских отложений;

ПРИМЕНЕНИЕ ИНТЕГРИРОВАННОГО ТЕХНИЧЕСКОГО ПОДХОДА К ВЕРОЯТНОСТНОЙ ОЦЕНКЕ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ И УЧЕТУ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ ДЛЯ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ ПОЗВОЛЯЕТ СУЩЕСТВЕННО ПОВЫСИТЬ УСПЕШНОСТЬ БУРЕНИЯ НА ТЕРРИТОРИЯХ С НИЗКОЙ СТЕПЕНЬЮ ИЗУЧЕННОСТИ.

- 5) неоднородность фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и большой разброс эффективных толщин в разных зонах одного и того же конуса выноса (неопределённость с такими параметрами, как коэффициент песчаности (NTG) и эффективные мощности).

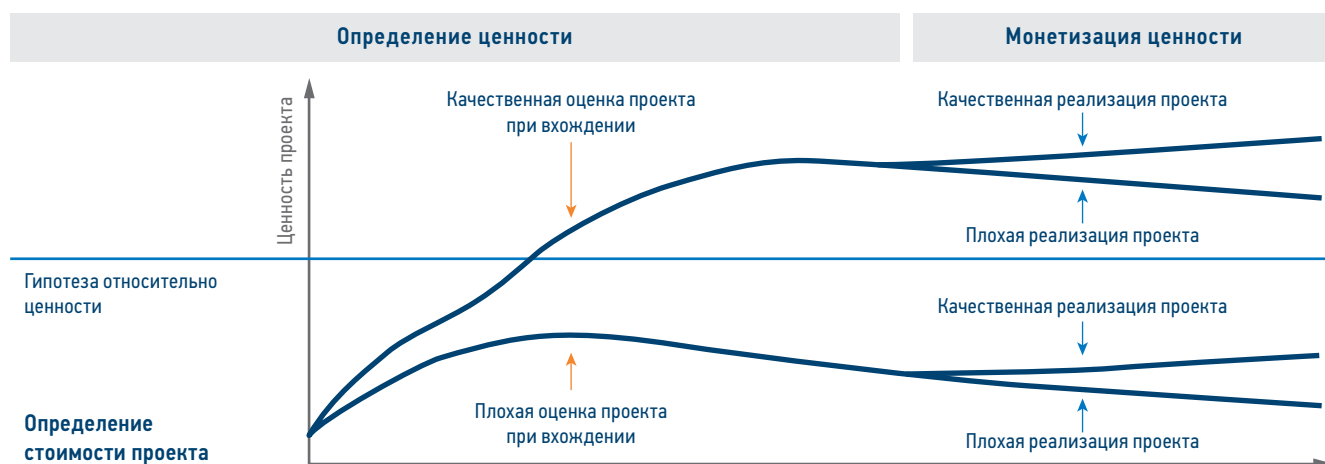


Рис. 1. Диаграмма ценности проекта в пределах цикла ГРП [2]
Fig. 1. Project value diagram during geological prospecting works [2]

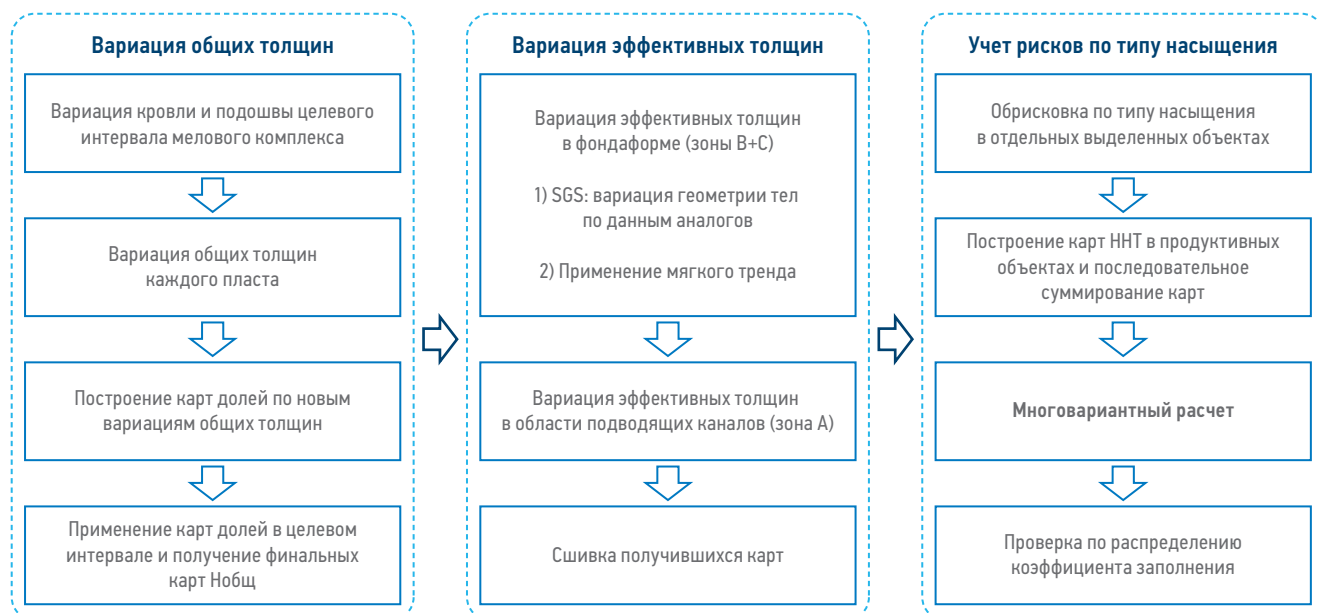


Рис. 2. Последовательность работ в разработанном рабочем Workflow. Составлено авторами
Fig. 2. Working Workflow. Prepared by the authors

В данной работе рассмотрен подход, позволяющий последовательно учитывать неопределенности на трех основных стадиях многовероятностных расчетов (МВР): вариация структурного каркаса многопластового месторождения, построение карт общих и эффективных толщин в песчаных телах конусов выноса и учет геологических рисков по типу насыщения. Каждая стадия имеет свои технические особенности, которые рассматриваются ниже более подробно. Все этапы были интегрированы в единый Workflow (рис. 2). Территория исследования расположена в Надымском районе ЯНАО. Покрытие 3D-сейсморазведочными работами (СРР) составляет примерно 50% от площади участка, имеется одна разведочная скважина (без проведенных испытаний).

Стоит отдельно отметить, что для оценки ресурсной базы (РБ) проекта данный подход подразумевает использование полного набора входных данных:

- 1) результаты кинематической интерпретации СРР: структурные поверхности, карты ошибок, построенные на основе интерпретации данных МОГТ 3D, карты среднеквадратичного отклонения (STD) структурных построений;
- 2) статистический анализ аналогов с определенными диапазонами вариации всех подсчетных параметров;
- 3) данные интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС), которые включают сбор статистики NTG по скважинным данным и статистику по мощности песчаных тел в каналах;

- 4) результаты динамической интерпретации для выделения границ песчаных тел и зон глинизации.

ВАРИАЦИЯ СТРУКТУРНОГО КАРКАСА

Вариация структурного каркаса состояла из 4 основных этапов: вариация кровли и подошвы целевого интервала, вариация общих толщин каждого пласта, построение карт долей по новым вариантам карт толщин и применение этих карт долей для получения финальных реализаций карт общих толщин. Для вариации (построения) кровли и подошвы клиноформного резервуара продуктивного пласта мелового комплекса в работе использованы карты ошибок, полученные по данным сейсмике МОГТ 3D (рис. 3). Для этого был применен стандартный подход, который состоял из перемножения карт ошибок и карты со случайными значениями, построенными по нормальному закону распределения с параметрами 0 и 1. Назовем последнюю карту «случайной картой». Далее выполнялась вариация карт общих толщин. Стоит отметить, что данная операция не связана с первым подэтапом. Учитывая, что карты общин толщин ачимовских клиноциклитов тоже имеют вариативность для учета ошибок картопостроения использовался метод, описанный выше. А именно, к исходной карте общих толщин прибавлялась карта, представляющая собой произведение карты ошибок общих толщин и случайной карты. При использовании такого подхода необходимо учитывать созависимость случайных карт каждого пласта между собой во избежание пересечения карты подошвы верхнего клиноциклита с кровлей

нижнего. На рис. 4 показан принцип вариации толщин на примере одного из ачимовских клиноциклитов.

Для построения карт ошибок общих толщин ачимовских клиноциклитов использованы данные с ближайшего более изученного аналога (более 40 скважин). В точках скважин использовались замеры общих толщин каждого пласта по данным ГИС и по данным сейсмической интерпретации. Затем вычислялась ошибка между описанными выше двумя способами измерения общих толщин. Выборка общих толщин разделялась по фациальным зонам, в которые попадали точки пластопересечений конкретных скважин. Всего было выделено 5 фациальных зон (ФЗ), три из которых относятся к проксимальной, медиальной и дистальной части в области фондаформы, а также область распространения шельфовой и склоновой. Чтобы корректно использовать карты ошибок, выдвинуто предположение, что в различных фациальных зонах значение STD будет отличаться. Например, в ФЗ склона, где общие толщины пластов велики, значение STD возрастает. В то время как в дистальной части, где наблюдается выклинивание пласта, также будут уменьшаться значения STD. Рассмотрев все вариации карт общих толщин для каждого пласта, они были помещены в структурный каркас, полученный на первом подэтапе. Для этого при помощи результирующих карт толщин были отстроены все отражающие горизонты (ОГ) методом схождения, приняв за кровлю верхний опорный горизонт, полученный на первом подэтапе. Как видно из рис. 5, не все перестроенные поверхности попадают в интервал структурного каркаса, полученного на подэтапе №1.

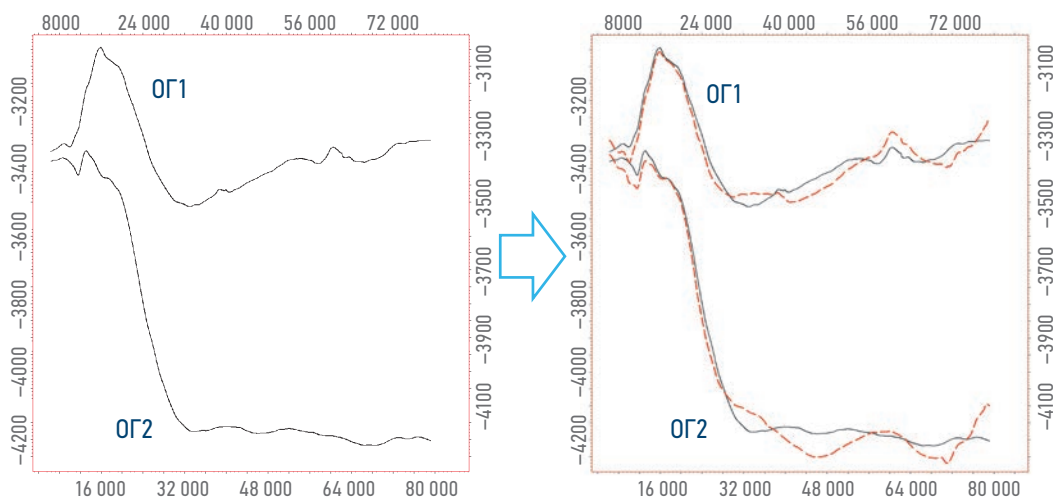


Рис. 3. Принцип вариации опорных горизонтов целевого интервала. Составлено авторами
Fig. 3. Structural framework variation principle. Prepared by the authors

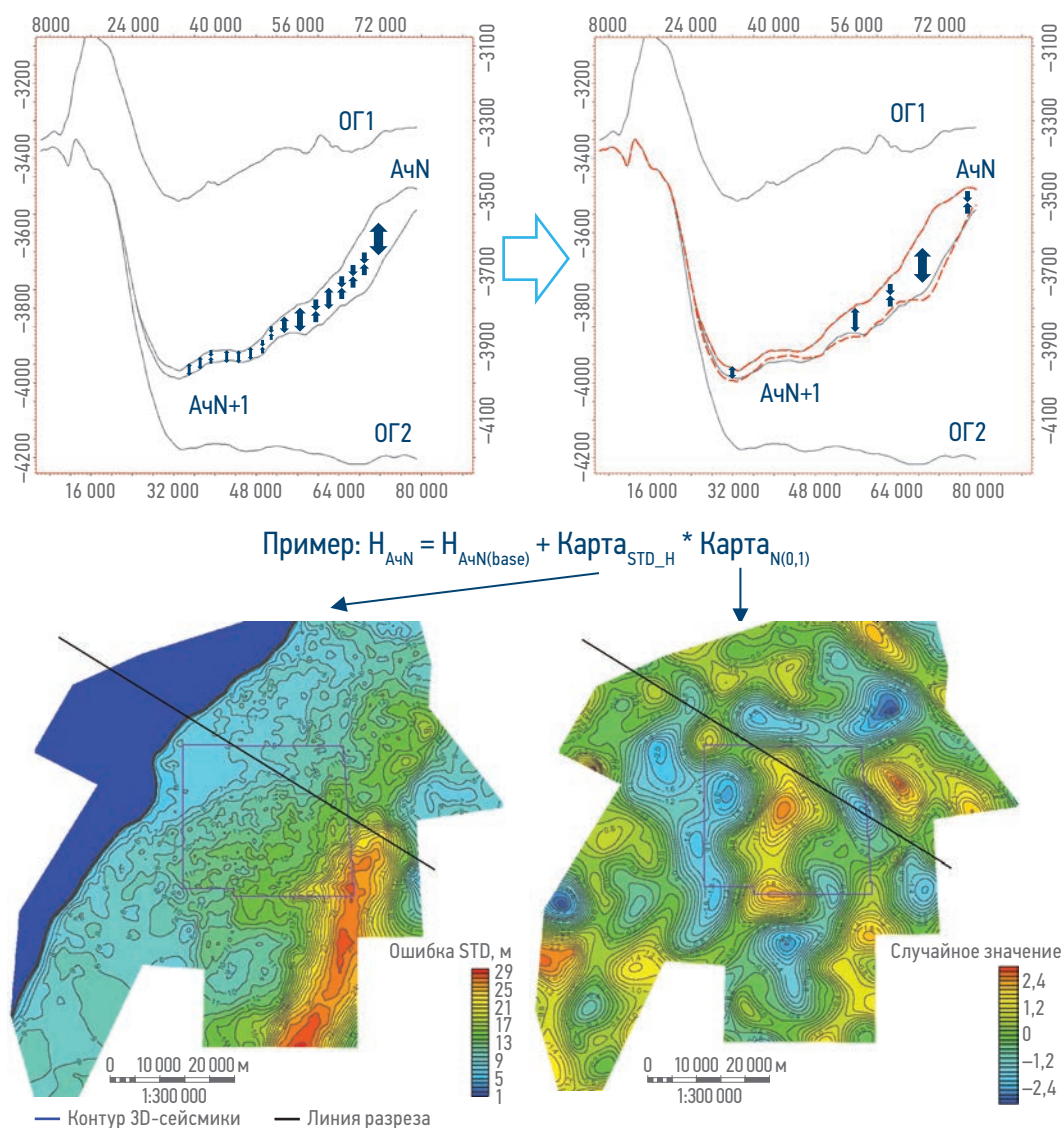


Рис. 4. Принцип вариации общих толщин каждого пласта. Составлено авторами
Fig. 4. General thickness maps' variation principle. Prepared by the authors

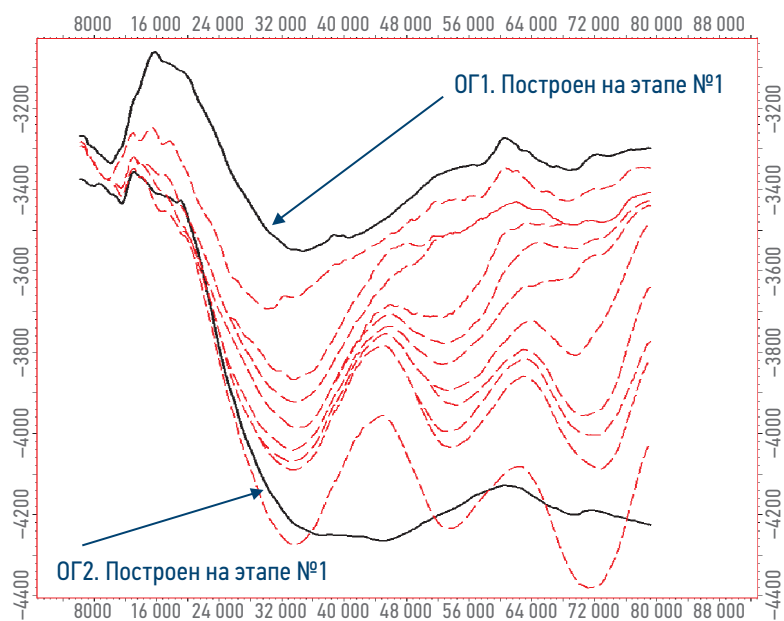


Рис. 5. Проверка данных. Составлено авторами
Fig. 5. Quality check (structural framework). Prepared by the authors

Чтобы в дальнейшем корректно выполнить построение карт толщин, было решено использовать карты пропорций мощности каждого пласта относительно суммарной мощности целевого интервала. Результатом этого этапа стал набор новых карт общих толщин. Поделив каждую карту общих толщин определенного горизонта на карту суммарной мощности всего интервала, был получен набор карт долей. Далее полученный набор карт долей по горизонтам и применили к целевому интервалу мелового комплекса, обновленному на подэтапе №1. Прodelав аналогичную операцию для всех пластов ачимовской толщи, был получен набор новых структурных карт.

На рис. 6 показаны примеры карт общих толщин по разным пластам целевого интервала. Результаты анализа полученных карт показали, что использование карт пропорций позволяет избежать геологически нереалистичных

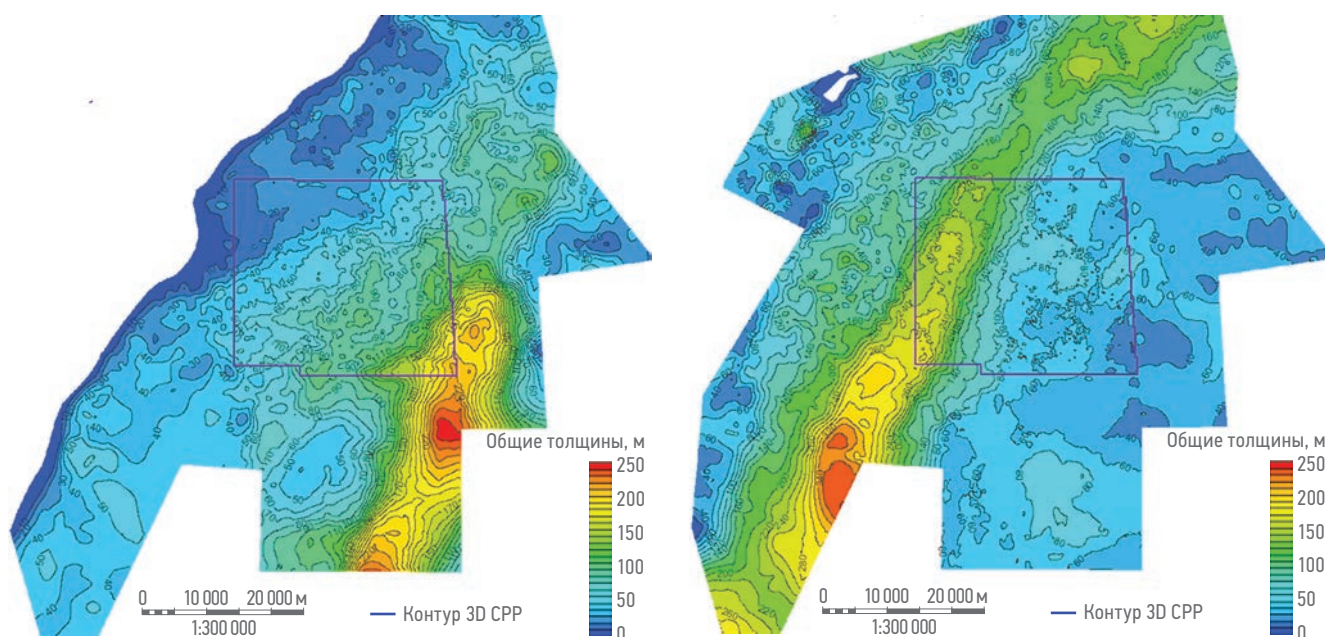


Рис. 6. Примеры карт общих толщин после проведенных вариаций с использованием карт долей. Составлено авторами
 Fig. 6. General thickness maps' examples upon structural framework variation. Prepared by the authors

«схлопываний» мощностей и отрицательных значений толщин.

ВАРИАЦИЯ КАРТ ЭФФЕКТИВНЫХ ТОЛЩИН

Для вариации карт эффективных толщин предварительно строилась геологическая концептуальная модель и картировались элементы клиноформенного комплекса, границы распространения конусов выноса, подводящие и распределительные каналы. Теоретически в строении подводного конуса выноса выделяется три фациальные зоны [3, 4], различающиеся по фациальному составу, размеру турбидитовых каналов и песчаности (рис. 7).

А — зона одного основного питающего турбидитового канала; включает также фации прируслового вала, подводных кривословных каналов и лопастей;

В — зона крупных ответвляющихся турбидитовых каналов; включает также фации прируслового вала, кривословных каналов и лопастей;

С — зона фронтальных лопастей с многочисленными мелкими (меньше 100 м шириной) переплетающимися и разветвляющимися терминальными турбидитовыми каналами. На первом этапе имеет место вариация эффективных толщин в области фондоформы каждого пласта (зоны В+С). В процессе Workflow была построена карта песчаности (NTG). По данным статистики, собранной по месторождениям-аналогам,

соотношение главного ранга к побочному составило 2:1.

Важным промежуточным этапом являлся выбор мягкого тренда для карты NTG [5]. Оптимальным решением являлось построение карт тренда по контурам тел коллектора и дальнейшим уточнением в зависимости от плотности каналов. Иными словами, в местах распространения каналов закартированы самые высокие значения тренда для NTG (рис. 8). Несмотря на неполное покрытие территории исследования данными 3D CPP, в качестве возможных трендов использовались карты атрибутов и оцифрованные RGB-слайсы. Для построения эффективных толщин в зоне А использован алгоритм «Artificial algorithms» в ПО Petrel, где задавались полигоны выделенных каналов, включая распределения ширины и мощности этих тел (рис. 9).

В завершение выполнялась «сшивка» карт эффективных толщин в обеих зонах с плавной интерполяцией в буферной зоне. При этом подбирался подходящий перцентиль для выпавших значений средней эффективной мощности: чем больше мощность в каналах, тем больше это значение в фондоформе, и наоборот.

УЧЕТ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ

По данным бурения одной разведочной скважины в пределах полигона картопостроения кондиционных данных о типе насыщения нет. По данным палеогеографического и атрибутивного анализов по 2D3D CPP было выделено

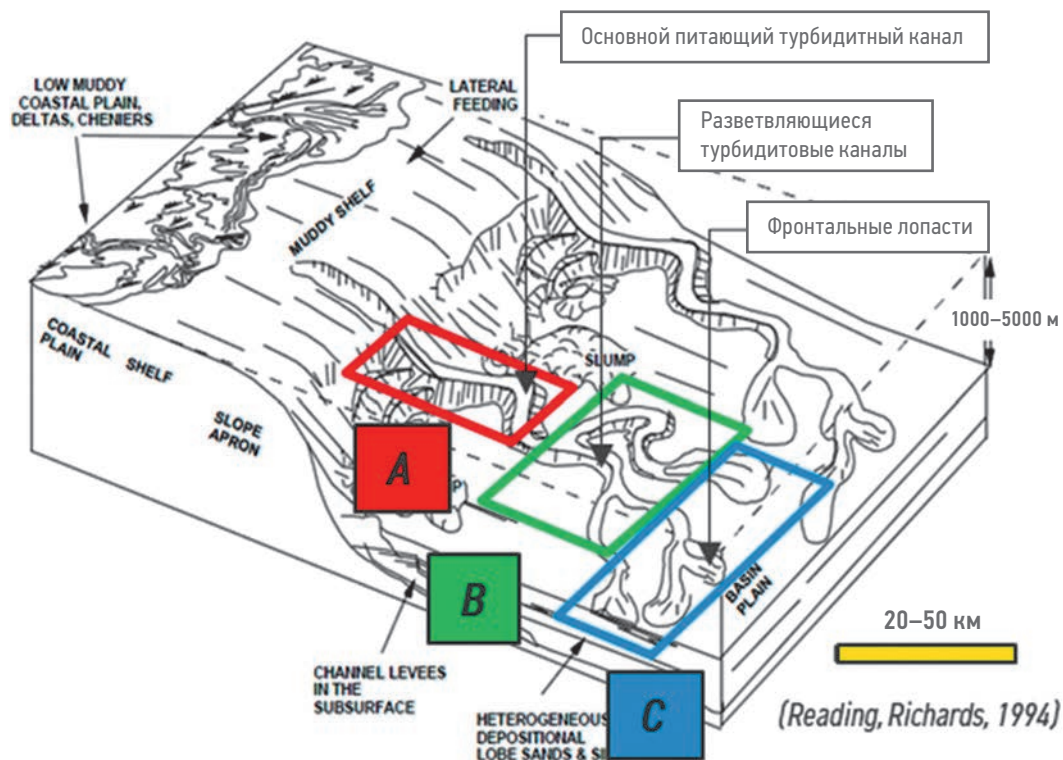


Рис. 7. Схема строения глубоководного конуса выноса с выделением фациальных зон А, В, С [4].
Составлено авторами

Fig. 7. Deep-marine fan scheme differentiated by facies zones A, B and C [4]. Prepared by the authors

множество отдельных лопастей в зоне фондаформы. Далее произведена оценка геологических рисков (GCoS) согласно Методическим рекомендациям [1]. Значения GCoS по совокупности параметров составили

0,57 и 0,43 для конусов выноса, выделенных в пределах и за границами куба съемки МОГТ 3D.

Построение карт продуктивных (нефтенасыщенных) толщин для каждой из реализаций

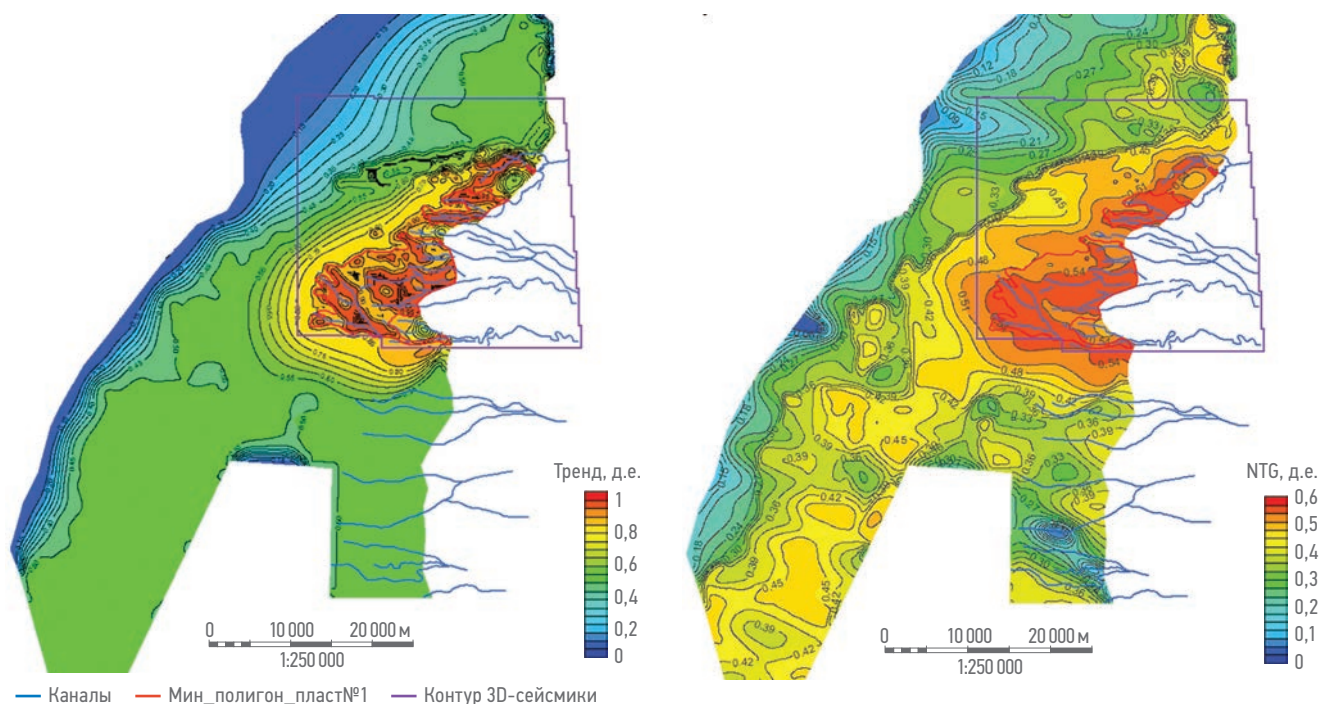


Рис. 8. Тренд и полученная карта песчаности. Составлено авторами
Fig. 8. Trend & NTG map. Prepared by the authors

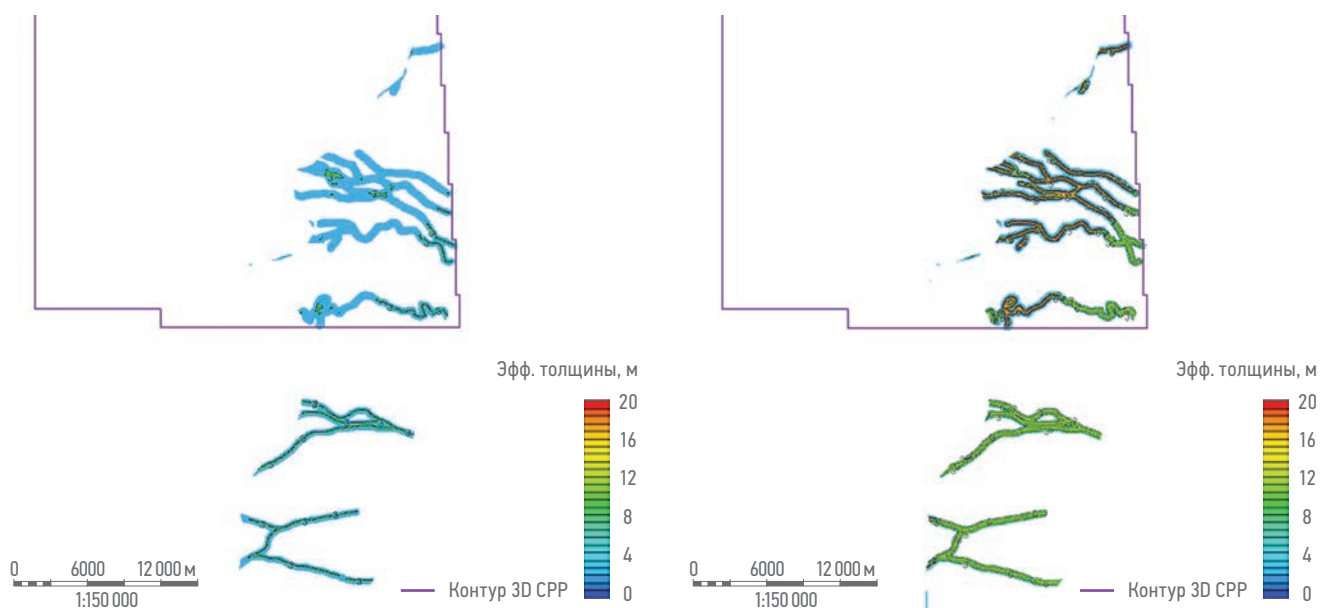


Рис. 9. Карты эффективной мощности каналов в зоне А для разных реализаций. Составлено авторами
Fig. 9. Examples of effective thickness in channels within the facies zone A. Prepared by the authors

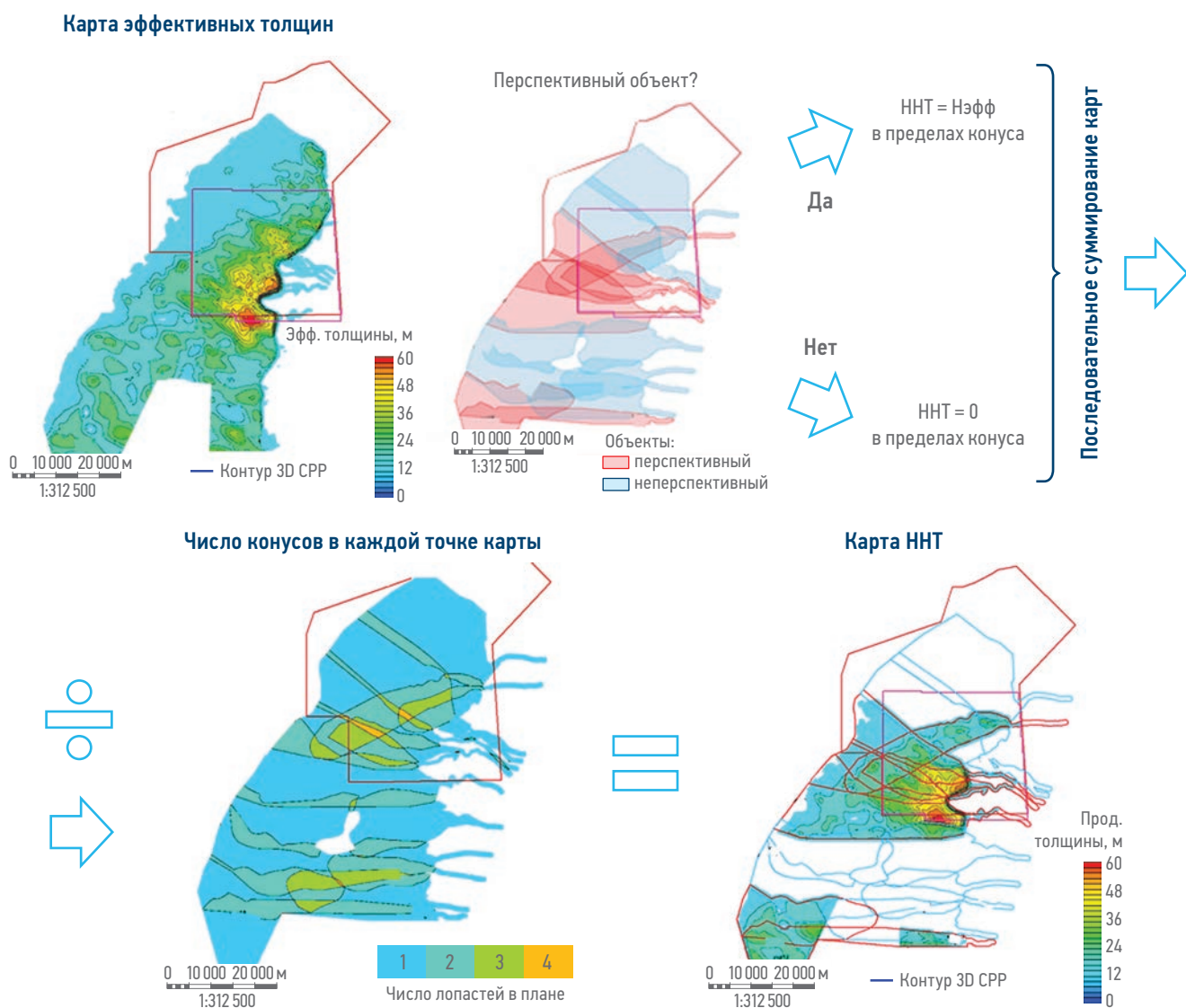


Рис. 10. Принцип построения карт продуктивных толщин с учетом геологических рисков. Составлено авторами
Fig. 10. Productive volume variation principle using geological risks. Prepared by the authors

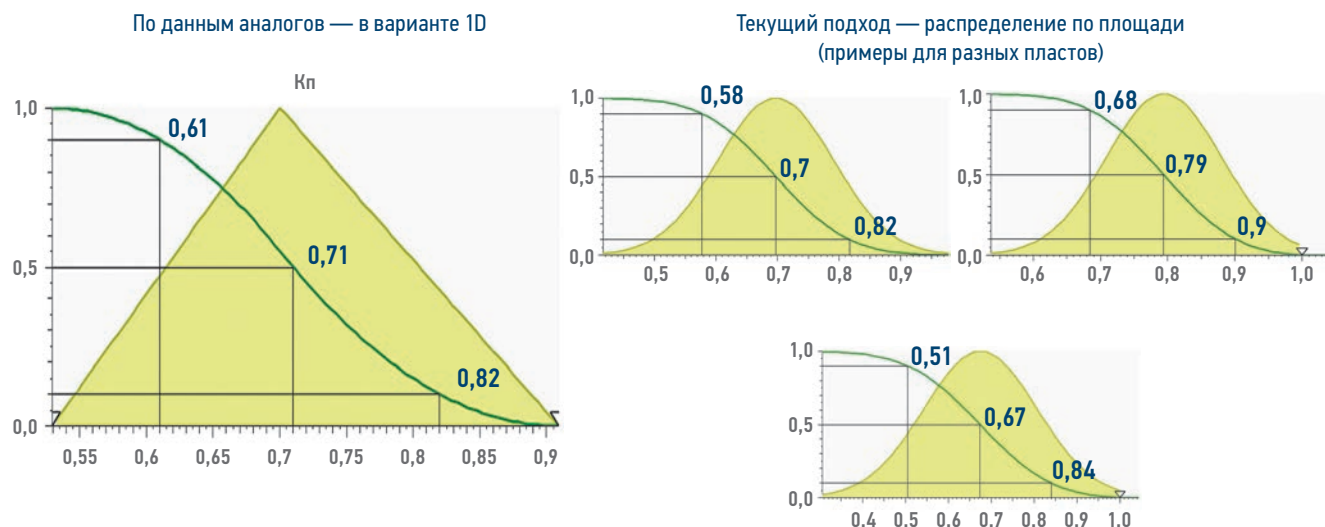


Рис. 11. Контроль качества: оценка интегрального коэффициента заполнения. Составлено авторами
Fig. 11. Quality control: fill factor distribution. Prepared by the authors

выполнено с учетом геометрии выделенных конусов по аномалиям по результатам динамического анализа данных 3D/2D-сейсморазведки в пределах всего контура фондоформы и случайным сценарием «вода»/«продукт» для каждого конуса выноса исходя из значений GCoS. При условии, если определенный конус выноса в конкретной реализации признавался «продуктивным», нефтегазонасыщенные толщины приравнивались к эффективным, далее эти карты последовательно суммировались. Для контроля качества по мощности в областях, где имело место два и более конусов в пределах общей мощности пласта, карта нефтенасыщенных толщин (ННТ) делилась на дискретную карту числа выделенных объектов в каждой точке полигона картопостроения (рис. 10).

Учет коэффициента заполнения осуществлялся не для каждого конуса выноса отдельно, а интегрально, в пределах всей площади карты продуктивных толщин, с использованием анализа распределения коэффициента заполнения по месторождениям-аналогам (рис. 11).

Полученные выборки показали удовлетворительную сходимость, что позволяет избежать дополнительной обрисовки по данному параметру в процессе дальнейшей оценки ресурсной базы.

Полученные карты нефтенасыщенных толщин по результатам многовариантных расчетов в совокупности с анализом изменчивости подсчетных параметров по скважинным данным и данным ближайших аналогов (коэффициенты пористости, нефтенасыщенности, пересчетный коэфф. и плотность нефти) составили основу для вероятностной 2D-оценки ресурсной базы уже с учетом геологических рисков.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложенный подход позволяет получить геологически обоснованные результаты при последовательном учете неопределенностей на всех этапах картопостроения при единовременном расчете Workflow. На каждой стадии максимально используются все возможные входные данные (результаты динамической интерпретации CPP, региональная геология, аналоги). По анализу коэффициента заполнения, данный подход позволяет избежать дополнительного сокращения ресурсной базы. Наборы карт, построенные при использовании такого подхода, можно использовать в дальнейшем для расчетов профилей добычи и расстановки эксплуатационного фонда скважин.

Список литературы

1. Руководство по формированию концептуальной основы крупных проектов ГПП. Санкт-Петербург: ПАО «Газпром нефть». — 2022. — 103 с.
2. Методика оценки новых активов разведки и добычи углеводородов БРД. Санкт-Петербург: ООО «Газпромнефть НТЦ». — 2022. — 52 с.
3. Reading H.G., Richards M. Turbidite system in deep-water basin margins classified by grain size and feeder system // AAPG Bulletin. — 1994. — Vol. 78. — Pp. 792–822.

4. Zavala C., Arcuri M. Intrabasinal and extrabasinal turbidites: origin and distinctive characteristics // AAPG/SEG International Conference Extended Abstracts: Spain. — 2016. — 5 p.
5. Dubrule O. Geostatistics in petroleum geology // AAPG Continuing Education Course. Notes Series 38: Tulsa. — 1998. 38 p.

References

1. Large exploration projects concepts forming: a practitioner guide. Saint Petersburg: Gazprom Neft PJSC. — 2022. — 103 p. (In Russ.).
2. Methodology of green fields assessment at exploration and development stages. Saint Petersburg: Gazpromneft STC LLC. — 2022. — 52 p. (In Russ.).
3. Reading H.G., Richards M. Turbidite system in deep-water basin margins classified by grain size and feeder system // AAPG Bulletin. — 1994. — Vol. 78. — Pp. 792–822.
4. Zavala C., Arcuri M. Intrabasinal and extrabasinal turbidites: origin and distinctive characteristics // AAPG/SEG International Conference Extended Abstracts: Spain. — 2016. — 5 p.
5. Dubrule O. Geostatistics in petroleum geology // AAPG Continuing Education Course. Notes Series 38: Tulsa. — 1998. 38 p.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

И.И. Алехин — разработал концепцию исследования, провел эксперимент, подготовил текст и рисунки. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

И.А. Переплеткин — разработал концепцию исследования, провел эксперимент, подготовил текст и рисунки. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.С. Мещерякова — разработала концепцию исследования, провела эксперимент, подготовила текст и рисунки. Согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

П.Д. Савченко — разработал концепцию исследования, провел эксперимент, подготовил текст и рисунки. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Б.Ю. Музраева — разработала концепцию исследования, провела эксперимент, подготовила текст и рисунки. Согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Д.И. Мингазова — проводила экспертное сопровождение работы. Согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Е.М. Викторова — проводила экспертное сопровождение работы. Согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Е.О. Толмачев — проводил экспертное сопровождение работы. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Ilya I. Alekhin — developed the article concept, realized an experiment. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Ivan A. Perepletkin — developed the article concept, realized an experiment. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Anastasiia S. Meshcheryakova — developed the article concept, realized an experiment. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Pavel D. Savchenko — developed the article concept, realized an experiment. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Bairta Yu. Muzraeva — developed the article concept, realized an experiment. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Dilyara I. Mingazova — preparation the supervision of experiment. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Evgeniia M. Viktorova — preparation the supervision of experiment. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Evgenii O. Tolmachev — preparation the supervision of experiment. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Илья Игоревич Алехин — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Иван Алексеевич Переплеткин* — инженер, Новосибирский государственный университет 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, д. 2. e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru AuthorID: 962435 SPIN-код: 1246-0648 Scopus: 57205282863

Ilya I. Alekhin — Head of Direction, Gazprom neft company group

Ivan A. Perepletkin* — Engineer, Novosibirsk State University 2 Pirogov Str., 630090, Novosibirsk, Russia. e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru AuthorID: 962435 SPIN-code: 1246-0648 Scopus: 57205282863

Анастасия Сергеевна Мещерякова — инженер, Новосибирский государственный университет

Anastasiia S. Meshcheryakova — Engineer, Novosibirsk State University

Павел Дмитриевич Савченко — руководитель по разработке продукта направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Pavel D. Savchenko — Head of Direction, Gazprom нефт company group

Байрта Юрьевна Музраева — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Bairta Yu. Muzraeva — Head of Direction, Gazprom нефт company group

Диляра Ильдаровна Мингазова — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Diliara I. Mingazova — Head of Direction, Gazprom нефт company group

Евгения Михайловна Викторова — руководитель по разработке продуктов, Группа компаний «Газпром нефть»

Evgeniia M. Viktorova — Head of Projects Development, Gazprom нефт company group

Евгений Олегович Толмачев — заместитель руководителя проекта, Группа компаний «Газпром нефть»

Evgenii O. Tolmachev — Deputy project lead, Gazprom нефт company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author