

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2025.3.69-91>

EDN ECFBNZ

УДК 551.7.022

Применение мультиатрибутного анализа при фациальном моделировании

¹Михеев Ю.В., ¹Кудаманов А.И., ¹Афлятонова А.Р., ¹Шабакова С.В.,
¹Архипов А.В., ¹Пермяков С.В., ²Политова А.И., ²Снохин А.А.,
²Пермяков А.В., ²Натчук Н.Ю.

¹ ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)),
Тюмень, Россия

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

Application of multiattribute analysis in facial modeling

¹Y.V. Mikheev, ¹A.I. Kudamanov, ¹A.R. Aflyatonova, ¹S.V. Shabakova,
¹A.V. Arkhipov, ¹S.V. Permyakov, ¹A.I. Politova, ²A.A. Snokhin,
²A.V. Permyakov, ²N.Y. Natchuk

¹ Tyumen Petroleum Research Center LLC (“Rosneft” PJSC Group Company),
Tyumen, Russia

² Kynsko-Chaselskoye Neftegaz LLC, Tyumen, Russia

E-mail: YVMikheev2@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Предложена методика прогноза фаций в межскважинном пространстве для верхне-среднеюрских пластов (Ю1-Ю2) юго-востока ЯНАО на основе мультиатрибутного анализа сейсмических данных. Подход позволяет преодолеть литологическую неоднородность отложений и минимизировать субъективизм интерпретации. Результаты включают карты распространения фаций, пригодные для использования в качестве тренда при 3D геологическом моделировании.

Ключевые слова: фация, мультиатрибутный анализ

Для цитирования: Михеев Ю.В., Кудаманов А.И., Афлятонова А.Р., Шабакова С.В., Архипов А.В., Пермяков С.В., Политова А.И., Снохин А.А., Пермяков А.В., Натчук Н.Ю. Применение мультиатрибутного анализа при фациальном моделировании // Нефтяная провинция.-2025.-№3(43).-С. 69-91. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.3.69-91>. - EDN ECFBNZ

Abstract. A method for predicting facies in the inter-well space for the Upper-Middle Jurassic strata (U1-U2) of the southeastern Yamalo-Nenets Autonomous District based on a multi-attribute analysis of seismic data is proposed. The approach makes it possible to overcome the lithological heterogeneity of sediments and minimize the subjectivity of interpretation. The results include maps of the distribution of facies, suitable for use as a trend in 3D geological modeling.

Key words: *facies, multi-attribute analysis*

For citation: Y.V. Mikheev, A.I. Kudamanov, A.R. Aflyatonova, S.V. Shabakova, A.V. Arkhipov, S.V. Permyakov, A.I. Politova, A.A. Snokhin, A.V. Permyakov, N. Y. Natchuk *Primenenie mul'tiattributnogo analiza pri facial'nom modelirovanii* [Application of multiattribute analysis in facial modeling]. *Neftyanaya Provintsiya*, No. 3(43), 2025. pp. 69-91. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.3.69-91>. EDN ECFBNZ (in Russian)

Введение

Одной из проблем комплексной интерпретации сейсмических и скважинных данных является проблема картирования фациального состава объекта исследований в межскважинном пространстве [1]. Выделение границ фаций по сейсмическим данным не всегда однозначен и во многом зависит от опыта и мнения интерпретатора. Одним из решений этой проблемы является прогноз доли каждой фации в исследуемом объекте на основе мультиатрибутного анализа 3D сейсмических данных [2]. Данный подход уменьшает степень субъективизма, и повышается степень обоснованности результата. Полученные карты толщин и фациальные схемы критичны для геологического моделирования и снижения рисков бурения

В работе представлены результаты применения данного подхода к продуктивным пластам группы Ю1-Ю2 на юго-востоке Ямало-Ненецкого АО (Красноселькупский район). Исследуемый район расположен в зоне сочленения Русско-Часельского мегавала и Восточно-Русско-Часельского прогиба (Тазовский и Толькинский НГР). Промышленная нефтегазосвязанность связана с юрскими отложениями (пласты Ю1-Ю3), содержащими газоконденсатные и нефтяные залежи.

Этапы исследования:

1. Обоснование масштаба фаций и построение фациальных колонок для скважин без керна.
2. Динамический анализ сейсмического волнового поля для выбора оптимального метода картирования.
3. Построение карт распространения фаций в целевых интервалах.
4. Прогноз резервуаров на основе фациальных моделей.
5. Разработка фациальных схем объектов.

Обоснование масштаба фаций и конструирование фациальных колонок для скважин, не охарактеризованных керном

Для построения палеофациальных схем использован комплекс данных: керн 43 скважин (из 98); ГИС; 3D сейсморазведка (3400 км²); региональные исследования.

Детальное седиментологическое описание керна выполнено по 43 скважинам из 98 поисково-разведочных скважин. На первом этапе работы с керном было выделено 22 фации (обстановки). Такой детальный набор фаций является очень дробными и значительно усложняет дальнейшее геологическое моделирование [3]. Поэтому на основании их генетических, морфологических и литологических свойств фации были укрупнены до 7 *макрофаций*, имеющих литологические отличия и закономерным образом сменяющих друг друга в геологическом пространстве: Shlf - фация мелководно-морского шельфа, PD - отложения продельтового склона, DDF – фация дистальной части фронта дельты, PDF - отложения проксимальной части фронта дельты, FCkr- фация русел со смешанным влиянием флювиальных и приливно-отливных процессов, пески разлива, FC- фация речного русла, FP- фация озер и пойм.

Для скважин без керна (55 скважин) применен алгоритм «Ipsom MLP» (TechLog) на основе многослойного перцептрона [4]. В качестве входных данных ГИС для нейросетевого моделирования были использованы кривые двойного разностного параметра гамма-каротажа (DGK), водородосодержания (TNPH), акустического (DTP) и плотностного (RHOB) методов, а также кривые удельного электрического сопротивления (RT) и параметра α -ПС (APS). Выбранные кривые наиболее хорошо отражают физические и литологические характеристики пород, что необходимо для распространения прогнозных фаций в скважинах без отбора керна.

Исследуемый интервал юрских отложений значительно дифференцирован по имеющимся каротажным данным, поэтому было сформировано 15 вариантов входных наборов данных для обучения нейронной сети (Рис.1).

Прогноз по кривым APS (Var15) выполнялся во всех скважинах, для использования в интервалах, с отсутствующим полным комплексом ГИС, а также при визуальном контроле электрофациальных геологических моделей.

Метод ГИС	Var1	Var2	Var3	Var4	Var5	Var6	Var7	Var8	Var9	Var10	Var11	Var12	Var13	Var14	Var15
RHOB	+	-	-	-	-	-	-	+	+	+	-	-	-	-	-
DTP	+	+	-	-	+	-	+	+	+	-	-	+	+	-	-
TNPH	+	+	+	-	-	+	-	+	+	+	+	+	-	-	-
RT	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-	-	-	+	-
DGK	+	+	+	+	+	-	-	+	-	+	+	+	+	-	-
APS	+	+	+	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+

Рис. 1. Варианты входных наборов данных

Для улучшения качества прогноза выполнена статистическая нормировка акустического, плотностного каротажей и кривых водородосодержания.

Таблица 1

Сходимость фаций по керну и нейросети для пластов Ю1 и Ю2

Пласт	Var1	Var2	Var3	Var4	Var5	Var6	Var7	Var8	Var9	Var10	Var11	Var12	Var13	Var14	Var15	
Ю1	Сходимость	81.23%	80.92%	80.31%	81.08%	80.77%	76.15%	76.62%	-	78.00%	80.46%	80.00%	80.31%	82.46%	70.31%	70.31%
	Кол-во скв.	30	23	22	1	3	2	1	-	1	2	4	4	1	4	98
	Среднеарифметический процент сходимости: 79.1%															
Ю2(1)	Сходимость	93.31%	91.45%	91.82%	90.33%	90.71%	94.80%	86.99%	87.36%	94.05%	93.31%	90.71%	91.45%	-	89.59%	89.22%
	Кол-во скв.	21	17	18	1	3	3	2	1	3	1	1	2	-	5	98
	Среднеарифметический процент сходимости: 91.1%															



Рис. 2. Пример сопоставления керновых и прогнозных фаций в проверочной скважине

Обучение и подтверждение нейросети в интервалах группы пластов Ю проходило по скважинам, с наибольшими интервалами отбора керна и полным комплексом ГИС (7 скважин). Контроль качества расчета нейросети осуществлялся в модуле Ancor путем сопоставления факт-прогноз (blind test) в проверочных скважинах, не принимавших участие в обучении нейросети.

В табл. 1 приведена статистическая информация о сходимости прогнозных и керновых данных в проверочных скважинах. В таблице указан процент сходимости интервалов с литофациальным описанием по керну и по прогнозным данным ГИС. На рис. 2 представлен пример сопоставлений фаций по керну (трек фации керна) и нейросети (треки MLP_Var) пласта Ю1 в тестовой скважине, не принимавшей участие в обучении. При расчёте

нейросетей удалось достичь высоких процентов сходимости керновых описаний с данными ГИС.

Полученные фациальные колонки использованы как фактические данные для динамического анализа.

Динамический анализ волнового поля

Проведена сравнительная оценка трех методов прогноза фаций: спектральная декомпозиция, сейсмофациальный анализ (расчёт сеймоклассов), мультиатрибутный прогноз [5].

В настоящем разделе приведены результаты оценки эффективности этих методов для решения поставленной задачи, и обоснован метод построения фациальных карт пластов групп Ю1 и Ю2 объекта исследований.

Спектральная декомпозиция

Спектральная декомпозиция представляет собой разложение амплитудного сейсмического куба на кубы изо-частот. Это позволяет исследовать поведение амплитуды на разрезе по каждой из несущих частот в отдельности. При этом существует вероятность, что на высоких частотах проявятся аномалии, которые на амплитудном кубе «скрываются» более мощной низкочастотной составляющей. Спектральная декомпозиция используется для выделения локальных аномалий, которые разделяются в частотном диапазоне по амплитудным характеристикам. Подобные аномалии могут быть связаны с геологическими объектами, например, такими, как русловые тела.

На рис. 3 приведены слайсы RGB (частоты 35, 40, 50 Гц) по выбранным пластам с различными условиями осадконакопления. Выбор частот осуществлялся таким образом, чтобы получить на слайсах аномалии, связанные с малоразмерными телами, которые, очевидно, будут приурочены к максимальным частотам в спектре записи. При этом русловые объекты, выделяемые на низких частотах, как правило, хорошо просматриваются и на

высоких, поэтому было решено не использовать в анализе частоты ниже 30 Гц.

В волновом поле, соответствующем прибрежно-морским верхнеюрским пластам группы Ю1, где развиты осадки, схожие по составу и гранулометрии, выделение полезных аномалий не отмечено. В этих пластах прослеживаются следы линейных форм, осложненные наложением следов тектонических нарушений.

В интервале волнового поля, соответствующего среднеюрским прибрежно-континентальным пластам группы Ю2, на слайдах спектральной декомпозиции выделяются русловые тела (Рис. 3). Полученные карты атрибутов возможно использовать для выделения зон различных фациальных обстановок на качественном уровне.

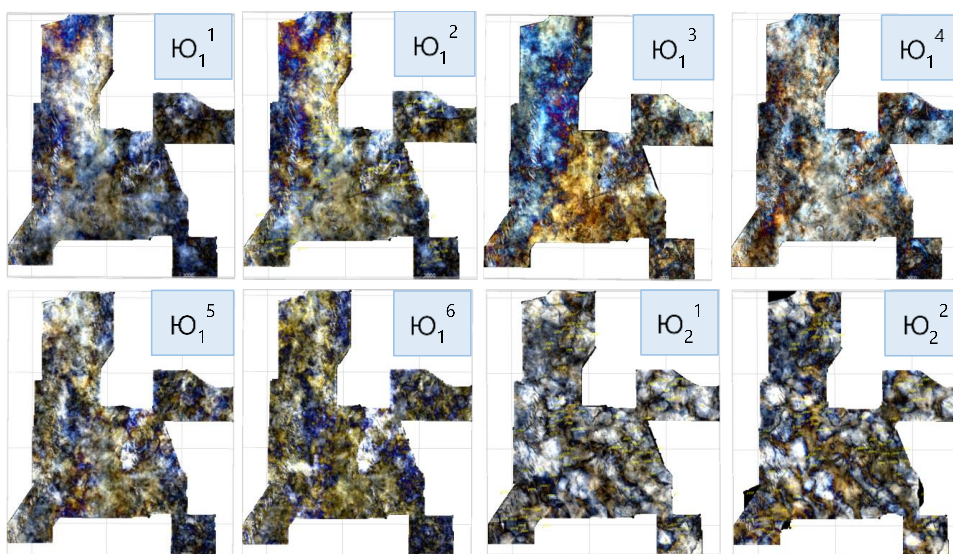


Рис. 3. Слайды спектральной декомпозиции по различным пластам

Сейсмофациальный анализ по форме трассы

Кластеризация по форме трасс – это интегральная оценка сейсмического волнового поля, суть метода в типизации сейсмических трасс на основе оценки их формы и «похожести» каждой трассы на соседнюю. Для оценки формы необходимо достаточно широкое окно (порядка 30 мс), поскольку в узком окне невозможно корректно оценить форму трассы.

По результатам классификации получаются карты, которые отображают зоны с различной формой трасс. Анализ полученных карт классификаций в комплексе с данными по скважинам, результатами оценки атрибутов волнового поля (слайсы по кубам в данных интервалах, «мгновенные атрибуты» сейсмической записи и т.д.) может позволить установить соответствия между определённым «рисунком» наблюдаемого волнового поля и геологическим событием – формированием той или иной геологической фации.

Интервал юрских пластов, изучаемых в данной работе, характеризуется высокой вертикальной и латеральной литологической неоднородностью, имеет невысокие значения эффективных толщин (≈ 5 м) (Рис. 4).



Рис. 4. Распределение общих и эффективных (Нэф.) толщин по целевым горизонтам

В качестве примера ниже представлены определенные типы классов для пласта Ю1(3). Интервал расчета ($\text{Fict } U_1^2 - \text{Fict } U_1^4$) выбран из соображений минимального окна, достаточного для корректного разложения трасс на классы (Рис. 5). Подбор количества классов осуществлялся эмпирическим путем с контролем коэффициента корреляции каждого типа трассы с соседями. Для этого в программном обеспечении присутствует кривая коэффициента корреляции каждого типа трассы с соседями (данная кривая должна стремиться к диагонали) (Рис. 6).

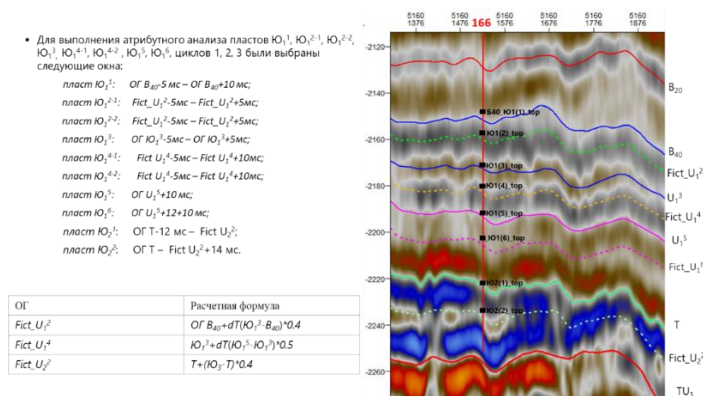


Рис. 5. Выбор окон для выполнения сейсмofациального анализа

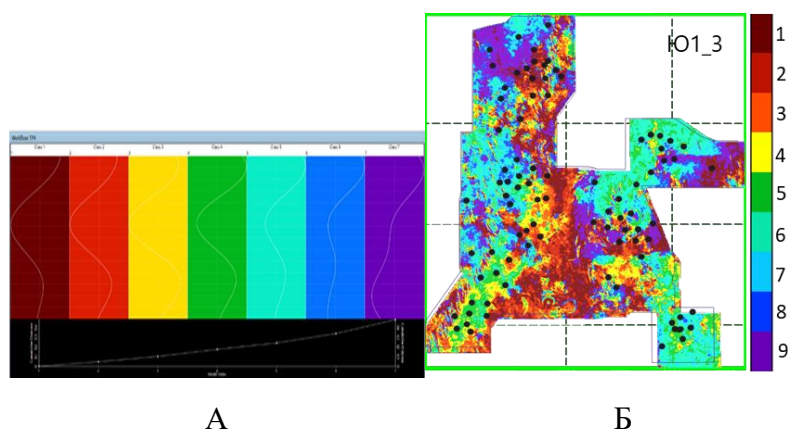


Рис. 6. Результат сейсмofациального анализа по пласту Ю1(3)

(А – панель карты классов; Б – карта сейсмokлассов)

Анализ и сравнение результатов спектральной декомпозиции и расчета сейсмokлассов показал, что эти методы только фрагментарно отражают границы распространения фаций (Рис. 7). На рис. 7 хорошо видно, что, используя тот или иной метод, (спектральная декомпозиция и расчет сейсмokлассов), интерпретатор проведет границы фациальных зон по-разному.

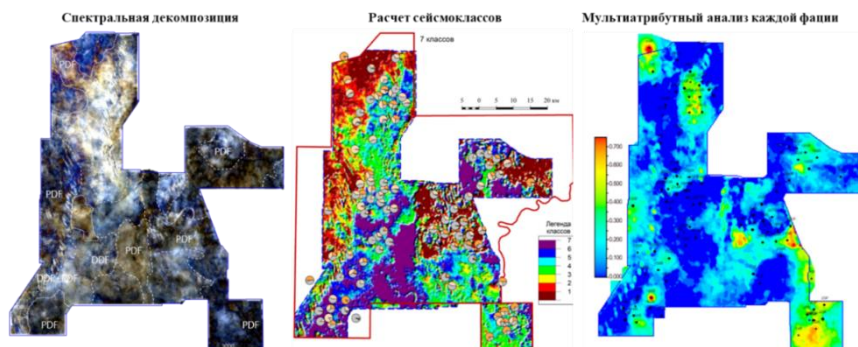


Рис. 7. Сравнение методов прогноза

Многомерный регрессионный анализ динамических атрибутов

Многомерный статистический анализ позволяет осуществить количественную оценку корреляционных связей между сейсмическими атрибутами в заданном окне и геологическими параметрами (ФЕС, фациями) с последующим получением карт этих геологических параметров при кондиционной корреляционной сходимости. На рис. 7 при сравнении результатов, полученных по спектральной декомпозиции и расчета сейсмоклассов, видно, что границы дельтовой системы волнового типа, полученные при моделировании, более соответствуют данным описания керна. При таком подходе сложностей в выделении фациальных зон не возникает.

Согласно рекомендованным критериям оценки качества прогноза ФЕС по сейсмическим данным, корреляционная связь считается допустимой при коэффициенте корреляции больше 0,7 [6]. Здесь следует отметить, что коэффициент корреляции и значение погрешности не в полной мере определяют надёжность статистической связи, поскольку есть ещё один немаловажный параметр статистической совокупности – количество скважин, участвующих в прогнозе. Номограмма, приведённая на рис. 8, позволяет оценить характер статистической связи между сейсмическим атрибутом и скважинным параметром [7]. Зная количество скважин (в нашем случае порядка 100 скважин) и выборочный коэффициент корреляции, по ней можно оценить вероятность того, что значимая связь существует, то есть истинный коэффициент корреляции больше 0,54. При этом каждому из геологических пластов может соответствовать индивидуальный набор информативных атрибутов, в зависимости от внутреннего строения пласта, его акустической контрастности, строения и свойств вмещающей толщи. Следует отметить, что подобный опыт прогноза фаций, характеризующихся наилучшими ФЕС, с применением мультиатрибутного прогноза имеется на Береговом месторождении [3].

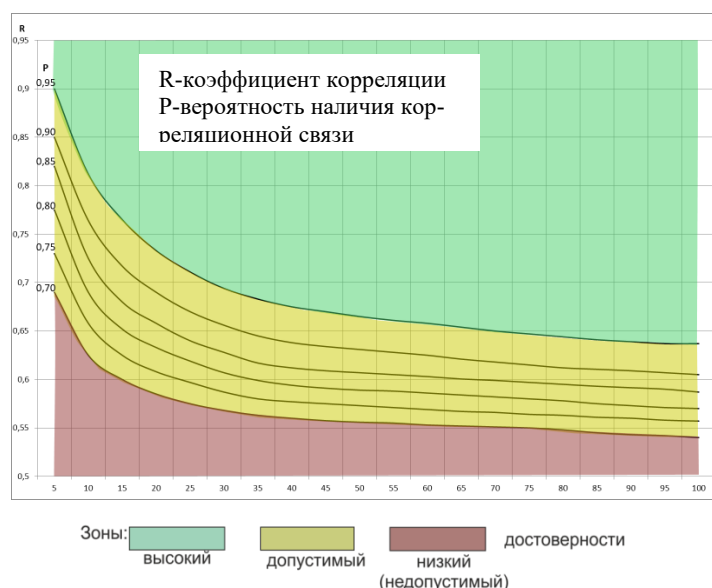


Рис. 8. Оценка вероятности наличия корреляционной связи в зависимости от числа скважин и коэффициента корреляции [6]

Атрибутное прогнозирование осуществлялось с использованием специализированного программного продукта ISMap, в программном комплексе (ПО) Hampson-Russell. С целью повышения корреляционных связей и большей достоверности прогноза была использована комбинация из нескольких атрибутов, поскольку ни один геофизический параметр не имеет плотной корреляционной связи с геологическими свойствами пластов.

Существование корреляционных связей между комплексами сейсмических атрибутов и долями фаций в исследуемых объектах стало обоснованием мультиатрибутного анализа как метода построения фациальных карт пластов групп Ю1 и Ю2.

Построение прогнозных карт фаций

В качестве примера в данной статье приводятся результаты оценки доли фации PDF (проксимальная часть дельты) пласта Ю1(1), сформированного в прибрежно-морских условиях, и фации русла (FC) пласта Ю2(1), отложения которого образовались в субконтинентальных условиях аллювиальной равнины [8].

Карта прогноза фации PDF пласта Ю1(1)

Фация PDF (проксимальная часть дельты) включает в себя основной объем коллектора пласта Ю1(1). Поэтому ее площадной прогноз представляет первоочередной интерес для трехмерного моделирования этого резервуара. Для выполнения прогноза фации PDF на вход прогнозирующего алгоритма была подана доля фации PDF в общем объеме пласта по каждой скважине, и атрибуты (карты) в интервале, соответствующего кровле и подошве прогнозируемого объекта.

Исходные атрибуты, матрица кросс-корреляции между пятью атрибутами, которые приняли участие в расчёте прогнозной карты, карта прогноза фации PDF и корреляционная зависимость между прогнозными и реальными значениями долей фации приведены на рис. 9. Коэффициент корреляции прогнозных и реальных данных составил 0,60.

Исходная карта была приведена в соответствие с данными в точках скважин методом Collocated Cokriging. В результате моделирования была получена карта, описывающая содержание доли фации проксимальной части дельты в объеме пласта Ю1(1) (Рис. 9). По мнению авторов, она отображает выдвижение дельтовых лопастей в область мелководного шельфа. Полученные результаты отражают геологическое строение фации, зафиксированной в керне, и согласуются с представлением о форме геологического тела, сформированного в дельтовой обстановке волнового типа.

Фация FC (русловые отложения) содержит в себе наиболее высокоёмкие и высокопроницаемые коллектора рассматриваемого пласта [9]. Поэтому ее площадной прогноз также представляет первоочередной интерес для трехмерного моделирования этого объекта. Выполнен он по аналогичному вышеописанному алгоритму (Рис. 10).

На рис. 11 видно распространение меандрирующего руслового тела.

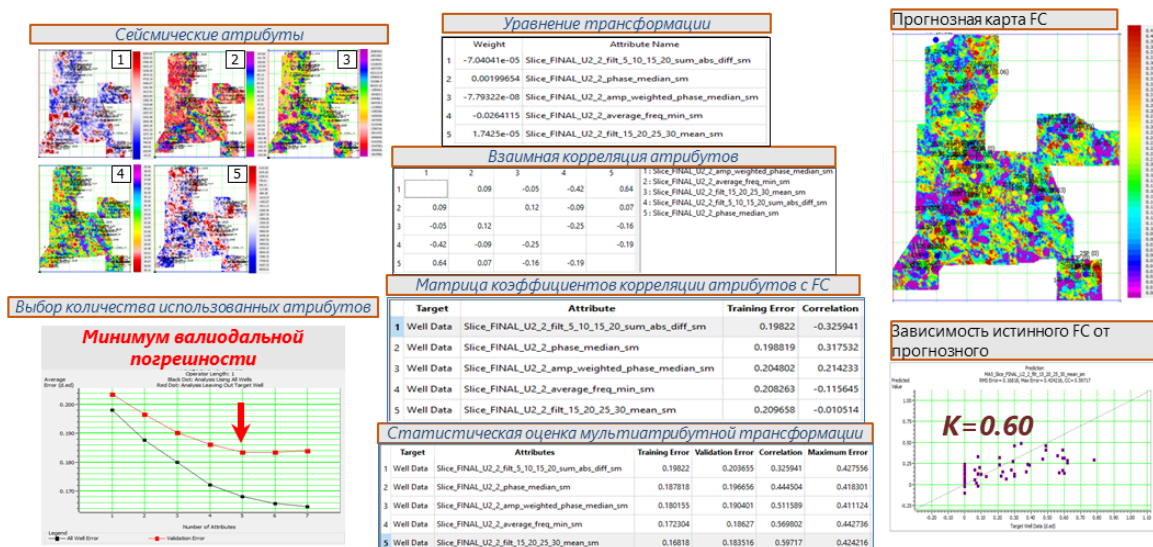


Рис. 9. Мультиатрибутный прогноз фации PDF пласта Ю2(1)

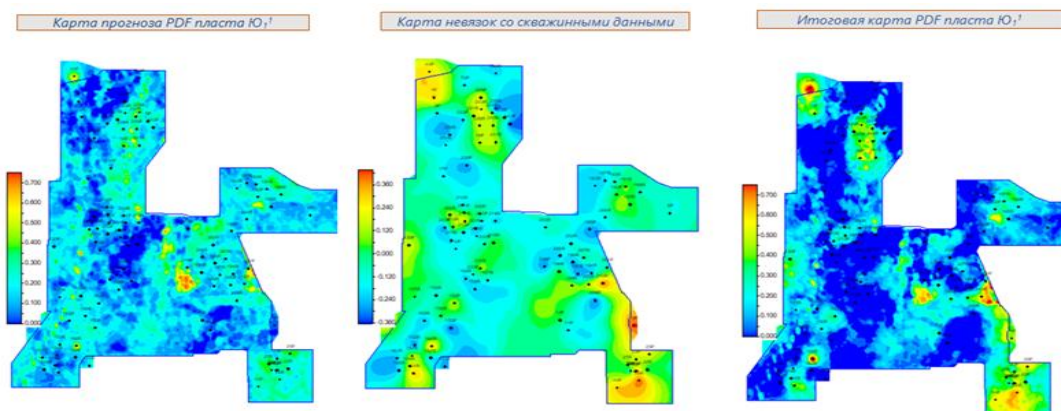


Рис. 10. Исходная карта прогноза, карта невязок со скважинными данными и результирующая прогнозная карта фации PDF пласта Ю1(1)

Карта прогноза фации FC пласта Ю2(1)

Таким образом, принятый в работе подход позволяет уменьшить степень субъективизма при фациальном моделировании и повысить степень обоснованности результата.

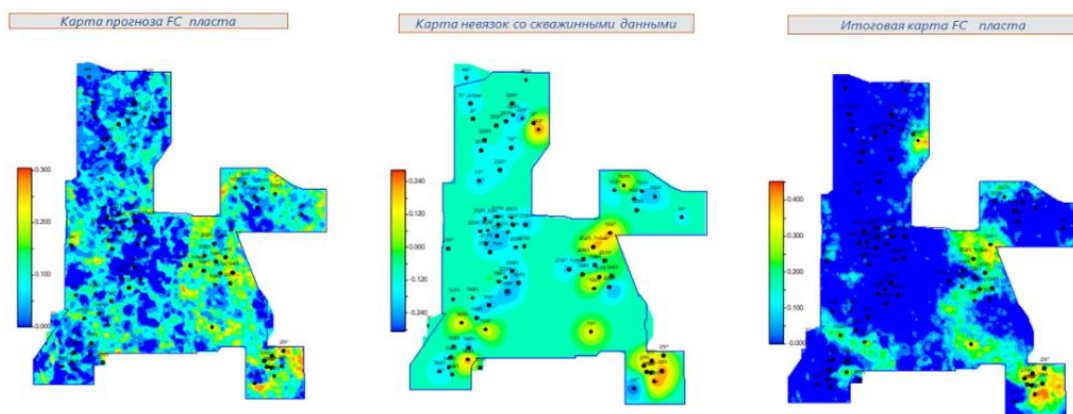


Рис. 11. Построение прогнозной карты фации FC пласта Ю2(1)

Результаты прогноза резервуаров в пластах групп Ю1 и Ю2

Результатом мультиатрибутного прогноза являются карты распространения целевых фаций по площади в долях от объема общей толщины пластов. Эти данные были использованы в качестве основы для количественного прогноза резервуаров.

Методика построения карт эффективных толщин (Нэфф):

- Карты долей фаций были переведены в толщины. Для этого были построены карты структурных поверхностей, общих толщин пласта, кровли коллекторов и эффективных толщин пласта по данным песчаности (Кпесч). Карта общих толщин, перемноженная на карту доли фации, дает карту общих толщин той или иной фации.
- Затем были найдены зависимости: для пластов группы Ю1 - между эффективными и общими толщинами фации PDF (фация улучшенных коллекторов); для группы Ю2 – между эффективными толщинами пласта и Нэфф фации FC+PDF (фации улучшенных коллекторов). Оказалось, что зависимость Нэфф с фацией улучшенного коллектора (PDF, FC) хорошая;
- На заключительном этапе на основе установленных зависимостей были рассчитаны карты эффективной толщины улучшенных коллекторов (PDF, FC). Далее получены карты Нэфф коллекторов низкого качества методом нахождения разницы Нэфф, посчитанной по данным Кпесч, и Нэфф улучшенных коллекторов (PDF, FC).

Группа пластов Ю1

Прогнозные карты общих толщин фаций приведены на рис. 12.

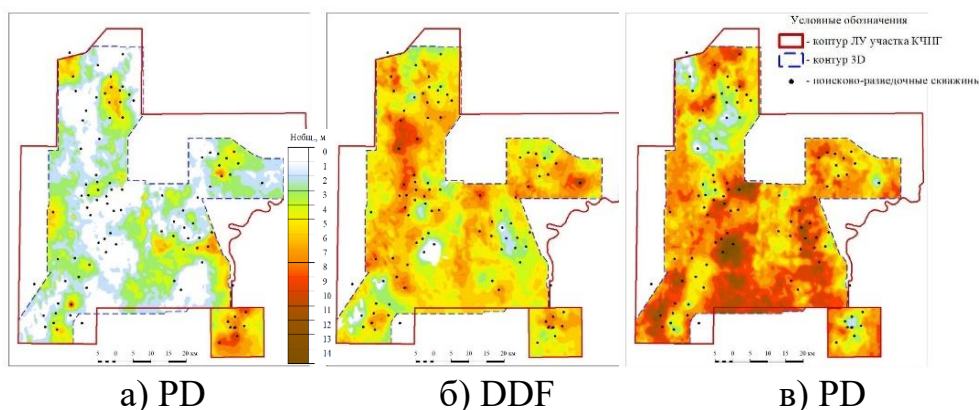


Рис. 12. Прогнозные карты общих толщин фаций пласта Ю1(1)

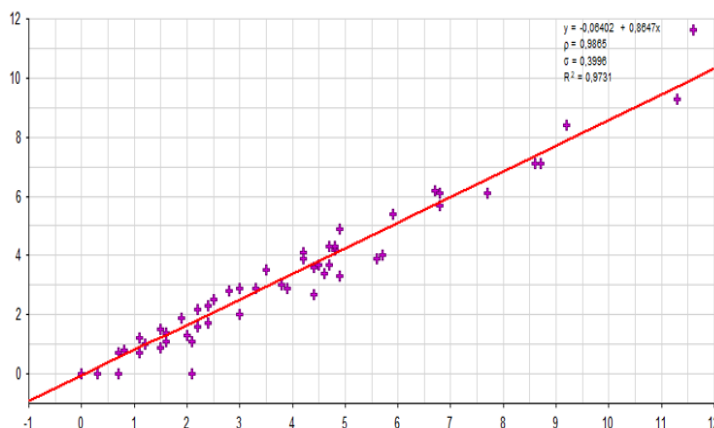
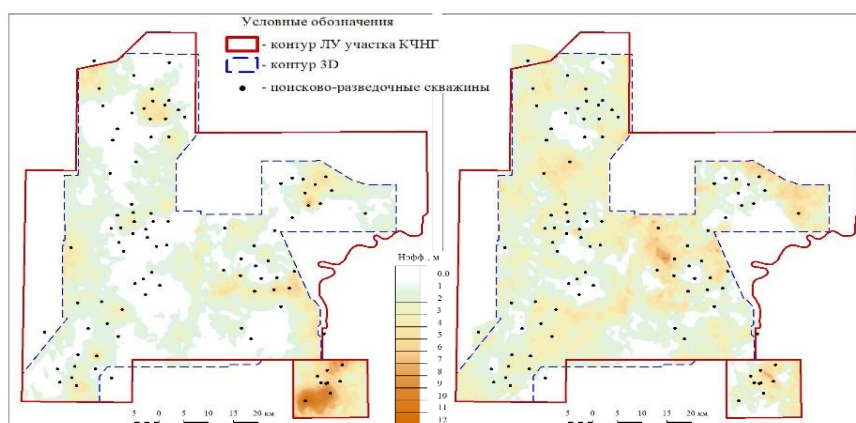


Рис. 13. График зависимости Нэфф от Нобш. по фации PDF (пласт Ю1(1))

При анализе полученных карт была выявлена сильная корреляционная связь между общей и эффективной толщиной (Нэфф) фации PDF, что геологически обосновано, так как фация проксимальной части дельты является наиболее опесчаненной и имеет лучшие ФЕС (Рис. 13). Карта эффективных толщин DDF+PD (алеврито-глинистые отложения) получены вычитанием из общих эффективных толщин пласта эффективной толщины фации PDF (Рис. 14). Фации DDF и PD объединены, так как эффективные толщины прodelьты составляют менее 1% и соответствуют единичным геологическим событиям, представляя из себя небольшие разорванные по площади линзы алевролитов с низкими ФЕС.



а) фация PDF

б) фация DDF+PD

Рис. 14. Карты Нэфф фаций PDF и DDF+PD пласта Ю1(1)

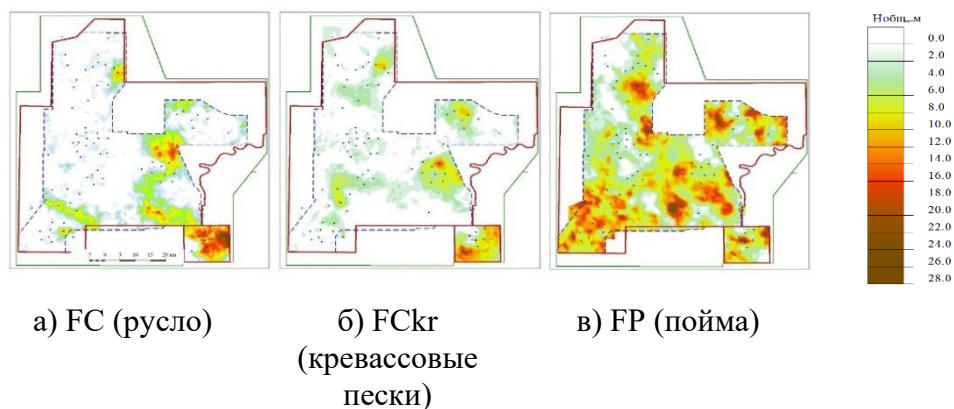
Таким образом, были построены карты эффективных толщин по фациям PDF (песчаные отложения) и DDF+PD (глинисто-алевролитовые отложения), которые можно интерпретировать как карты эффективных толщин коллектора хорошего и плохого качества.

Группа пластов Ю2

В соответствии с принятой концептуальной моделью продуктивный пласт Ю2(1), по имеющимся керновым данным, представлен комплексом фаций, сформированных в различных обстановках: от континентальных до мелководно-морских (выделено 6 укрупненных фаций).

Прогнозные карты общих толщин фаций приведены на рис. 15.

Карты прогнозных эффективных толщин построены через график зависимости Нэфф пласта от Нэфф фации FC+PDF (фации улучшенных коллекторов) (Рис. 16, 17).



а) FC (русло)

б) FCkr
(кревассовые
пески)

в) FP (пойма)

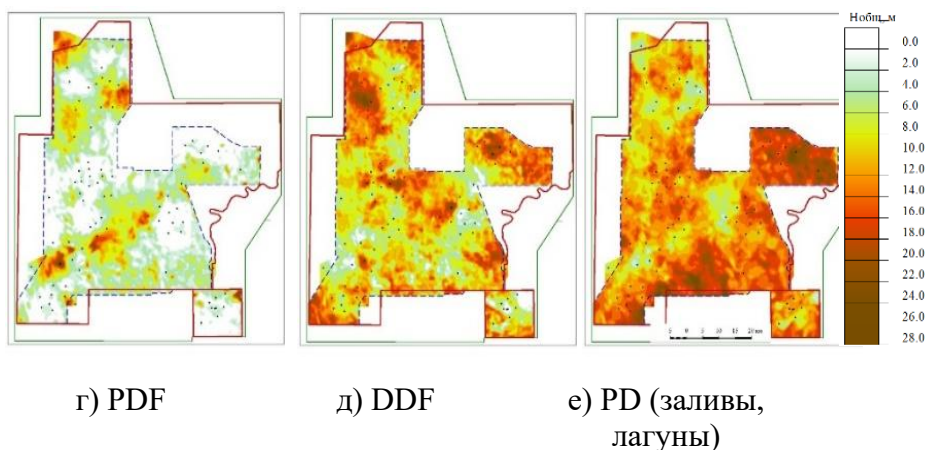


Рис. 15. Карты общих толщин фаций пласта Ю2(1)

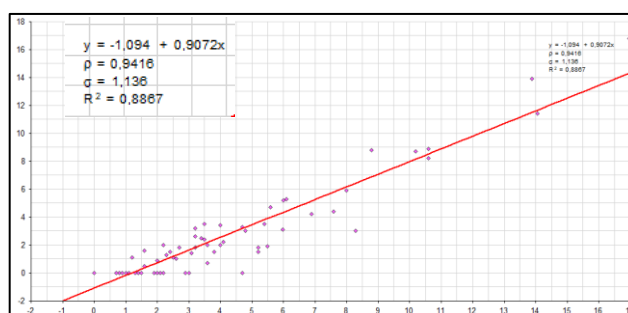


Рис. 16. График зависимости Нэфф пласта от Нэфф по фации FC+PDF (пласт Ю2(1))

Фациальные схемы объектов

Для проверки соответствия полученных результатов геологическим принципам, определяющим седиментацию в субконтинентальной и прибрежно-морской зонах осадочного бассейна [1], на основе описанных наборов карт были построены фациальные схемы объектов исследования.

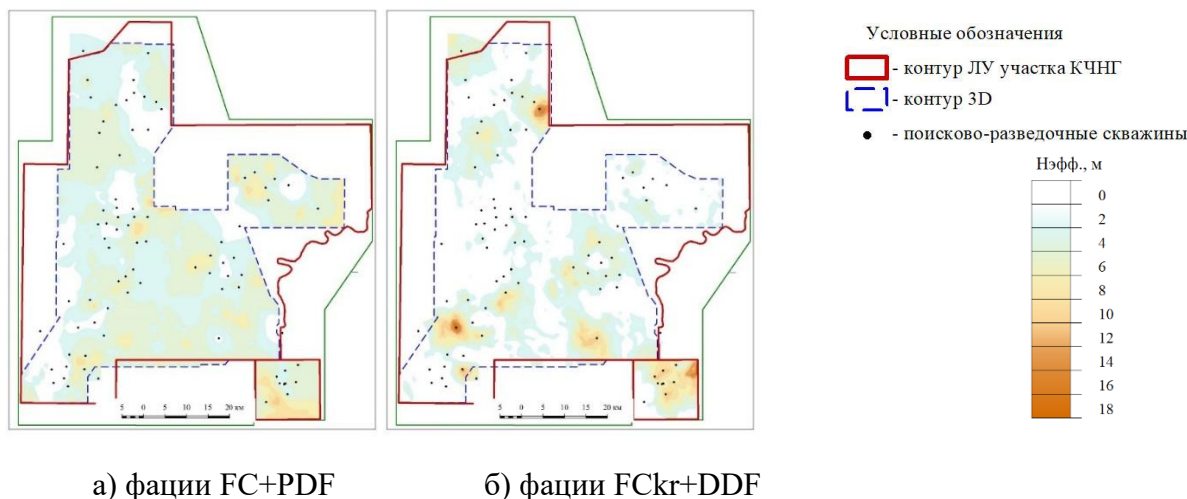


Рис. 17. Карты Нэфф фаций пласта Ю2(1)

Они представляют собой наложение результирующих карт эффективных толщин фаций, отсеченных таким образом, чтобы была видна фация с наилучшими ФЕС и преобладающая фация на оставшейся площади. Такой подход позволяет визуально оценить остановки осадконакопления, а также зоны развития коллекторов лучшего и худшего качества [10].

Для лучшей визуализации и выделения границ преобладающей или значимой фации для фации PDF, DDF условно принята отсечка $H_{эфф}=2$ м, как минимально оптимальный объем толщины коллектора улучшенного качества, обеспечивающий притоки в скважине.

В качестве примера для пластов Ю1, Ю2(1) на рис. 18 приведены фациальные схемы. Они показывают, что осадки пласта Ю1(1) на большей части рассматриваемой территории формировались в условиях проксимальной и дистальной частей фронта дельты. Песчаные отложения проксимальной части дельты ориентированы в диагональном направлении параллельно берегу.

Фациальная схема для пласта Ю2(1) отражает более сложное строение. Континентальные отложения нижней части пласта перекрываются прибрежно-морскими. В пласте выделено шесть фаций. Лучшими ФЕС характеризуются песчаные отложения проксимальной части волновой дельты и русел с влиянием приливно-отливных процессов.

Полученные результаты соответствуют геологическим принципам, определяющим седиментацию в субконтинентальной и прибрежно-морской зонах осадочного бассейна, что позволяет использовать их в качестве трендов при трехмерном геологическом моделировании.

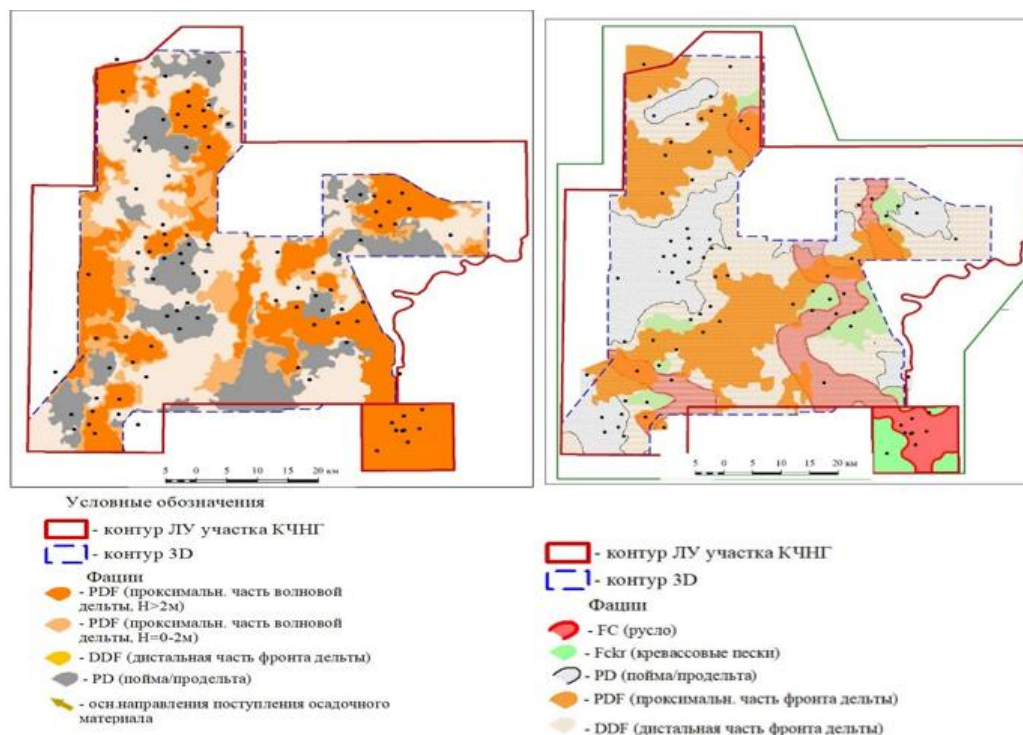


Рис. 18. Фациальные схемы пластов Ю1(1) (слева), Ю2(1) (справа)

Заключение

В работе представлена комплексная методика фациального моделирования пластов Ю1-Ю2 на юго-востоке ЯНАО, основанная на интеграции сейсмических и скважинных данных. Ключевые выводы:

- Укрупнение фаций** до 7 генетических типов (Shlf, PD, DDF, PDF, FCkr, FC, FP) повысило эффективность моделирования при сохранении литологического разнообразия.
- Нейросетевое прогнозирование** (Ipsom MLP) позволило восстановить фациальные колонки в 55 скважинах без керна со сходимостью 70-85%.
- Мультиатрибутный анализ** превзошел традиционные методы (спектральную декомпозицию, сейсмофациальный анализ) по объективности, обеспечив количественную оценку доли фаций ($R > 0,6$).
- Результаты прогноза** соответствуют седиментационным моделям:
 - Ю1(1): Дельтовые фации (PDF, DDF, PD) с ориентацией песчаных тел параллельно берегу.
 - Ю2(1): Комплекс аллювиальных (FC, FP) и прибрежных (PDF) отложений.

Наилучшие ФЕС выявлены в фациях PDF и FC.

5. Построенные **карты эффективных толщин** и **фациальные** схемы использованы для:

- Уточнения границ залежей
- Оконтуривания зон глинизации
- Выделения перспективных объектов.

Методика позволяет минимизировать субъективизм интерпретации и предоставляет надежную основу для 3D геологического моделирования.

Список литературы

1. Алексеев В.П. Литолого-фациальный анализ. Учебно-методическое пособие – Екатеринбург. Изд-во УГГГА, 2002. 147 с.
2. Приезжев И.И., Солоха Е.В., Манрал С. Фациальный анализ по форме сейсмического сигнала // Геофизика – 2014. № 1. с. 63–67.
3. К.А. Белова, Н.А. Сеначин, О.М. Гречнева, А.А. Снохин, Р.Р. Шакиров, О.А. Лознюк. Нейросетевое моделирование для прогнозирования фаций и петротипов коллектора // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 01 (1179). – С. 21– 25.
4. П.А. Горбунов, М.В. Лебедев, Р.Б. Яневиц, А.Н. Фищенко, А.В. Архипов, А.В. Великих, А.Р. Афлятонова, Ж.А. Сахипова, Т.В. Бердышева, А.Р. Дорохов. Секвенс-стратиграфическая модель малышевского горизонта Берегового нефтегазоконденсатного месторождения и её практические приложения // Успехи современного естествознания. – 2022. – № 12. – С. 98 – 109.
5. Корнев В.А. Прогнозирование объектов для поисков залежей углеводородного сырья по сейсмогеологическим данным. Тюмень, ТюмГНГУ, 2000.
6. Нежданов А.А. Геологическая интерпретация сейсморазведочных данных. Тюмень, ТюмГНГУ, 2000.
7. В.Б. Левянт. Временное руководство по содержанию, оформлению и порядку представления материалов сейсморазведки 3Д на Государственную экспертизу запасов нефти и горючих газов. М., 2002. – 24 с.
8. Рединг Х.Г. Обстановки осадконакопления и фации: в 2-х т. Т. 1: Пер.025 с англ./Под ред. Х. Рединга. – М.: Мир, 1990. – 352 с.
9. Чернова О.С. Литолого-фациальный и формационный анализ нефтегазоносных толщ: Учебное пособие по короткому курсу – Томск, изд-во ЦППС НД, 2008, 250 с.
10. Einsele, G. Sedimentary basins: Evolution, facies and sediment budget / G. Einsele. - Springer-Verlag, 2000. - p. 792.
11. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчёта запасов нефти и газа. Левянт В.Б., Ампилов Ю.П., Глоговский В.М., Колесов В.В., Коростышевский М.Б., Птецов С.Н. – Москва, 2006

References

1. Alekseev V.P. Litologo-fatsial'nyi analiz [Lithofacies analysis]. Ekaterinburg: UGGA Publ. 147 p. (in Russian)
2. Priezzhev I.I., Solokha E.V., Manral S. Facies analysis based on 3D seismic waveform. Geofizika, 2014, No. 1, pp. 63–67. (in Russian)
3. Belova K.A., Senachin N.A., Grechneva O.M., Snohin A.A., Shakirov R.R., Loznyuk O.A. Neural simulation as a tool for predicting reservoir facies and petrotypes. Neftyanoe Khozaistvo [Oil Industry], 2022, No. 01 (1179), pp. 21–25. (in Russian)
4. Gorbunov P.A., Lebedev M.V., Yanevits R.B., Fishchenko A.N., Arkhipov A.V., Velikikh A.V., Aflyatonova A.R., Sakhipova Zh.A., Berdysheva T.V., Dorokhov A.R. Sekvens-stratigraficheskaya model' malyshevskogo gorizonta Beregovogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya i ee prakticheskie prilozheniya [Sequence-stratigraphic model of the Malyshevskian horizon of the Beregovoye oil and gas condensate field and its practical applications]. Uspekhi Sovremennogo Estestvoznaniya [Advances in Current Natural Sciences], 2022, No. 12, pp. 98 – 109. (in Russian)
5. Kornev V.A. Prognozirovaniye ob"ektov dlya poiskov zalezhei uglevodorodnogo syr'ya po seismogeologicheskim dannym [Prediction of hydrocarbon prospects based on geoseismic data]. Tyumen: Industrial University of Tyumen, 2000. (in Russian)
6. Nezhdanov A.A. Geologicheskaya interpretatsiya seismorazvedochnykh dannykh [Geological interpretation of seismic data]. University of Tyumen, 2000. (in Russian)
7. Levyant V.B. Vremennoye rukovodstvo po sodержaniyu, oformleniyu i poryadku predstavleniya materialov seismorazvedki 3D na Gosudarstvennuyu ekspertizu zapasov nefti i goryuchikh gazov [Temporary guidelines for the contents, execution and submission of 3D seismic exploration materials to the State Expertise of Oil and Combustible Gas Reserves]. Moscow, 2002. 24 p. (in Russian)
8. Reding Kh.G. Obstanovki osadkonakopleniya i fatsii [Sedimentary environments and facies]. Moscow: Mir Publ., 1990. 352 p. (translated from English)
9. Chernova O.S. Litologo-fatsial'nyi i formatsionnyi analiz neftegazonosnykh tolshch [Lithofacies and formation analysis of oil and gas bearing strata]. Tomsk: Petroleum Learning Center, 2008, 250 p. (in Russian)
10. Einsele, G. Sedimentary basins: Evolution, facies and sediment budget. Springer-Verlag Publ., 2000. 792 p. (in English)
11. Levant V.B., Ampilov Yu.P., Glogovsky V.M., Kolesov V.V., Korostyshevsky M.B., Ptetsov S.N. Metodicheskie rekomendatsii po ispol'zovaniyu dannykh seismorazvedki (2D, 3D) dlya podscheta zapasov nefti i gaza [Methodical recommendations on application of seismic data (2D, 3D) for estimation of oil and gas reserves]. Moscow, 2006. (in Russian)

Сведения об авторах

Михеев Юрий Владимирович, главный менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)

Россия, 625000, Тюмень, ул. Перекопская, 19

E-mail: YVMikheev2@tnnc.rosneft.ru

Кудаманов Александр Иванович, кандидат геолого-минералогических наук, эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)

Россия, 625000, Тюмень, ул. Перекопская, 19

E-mail: aikudamanov@tnnc.rosneft.ru

Афлятонова Альбина Рафисовна, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)
Россия, 625000, Тюмень, ул. Перекопская, 19
E-mail: araflyatonova@tnnc.rosneft.ru

Шабакowa Светлана Валерьевна, менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)
Россия, 625000, Тюмень, ул. Перекопская, 19
E-mail: svshabakova@tnnc.rosneft.ru

Архипов Андрей Викторович, менеджер по петрофизике, ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)
Россия, 625000, Тюмень, ул. Перекопская, 19
E-mail: avarkhipov31@tnnc.rosneft.ru

Пермяков Сергей Викторович, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)
Россия, 625000, Тюмень, ул. Перекопская, 19
E-mail: svpermyakov2@tnnc.rosneft.ru

Политова Анна Игоревна, ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)
Россия, 625000, Тюмень, ул. Перекопская, 19
E-mail: aipolitova@tnnc.rosneft.ru

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

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

Натчук Никита Юрьевич, старший менеджер, ООО «Кынско-Часельское нефтегаз»
Россия, 625048, Тюмень, ул. 50 лет Октября, 14
E-mail: ny_natchuk@kchn.rosneft.ru

Authors

Y.V. Mikheev, general manager, Tyumen Petroleum Research Center LLC (“Rosneft” PJSC Group Company)
19, Perekopskaya Str., Tyumen, 625000, Russian Federation
E-mail: YVMikheev2@tnnc.rosneft.ru

A.I. Kudamanov, ph.d. of geologo-mineralogical sciences, expert, Tyumen Petroleum Research Center LLC (“Rosneft” PJSC Group Company)
19, Perekopskaya Str., Tyumen, 625000, Russian Federation
E-mail: aikudamanov@tnnc.rosneft.ru

A.R. Aflyatonova, chief specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC (“Rosneft” PJSC Group Company)
19, Perekopskaya Str., Tyumen, 625000, Russian Federation
E-mail: araflyatonova@tnnc.rosneft.ru

S.V. Shabakova, manager, Tyumen Petroleum Research Center LLC (“Rosneft” PJSC Group Company)
19, Perekopskaya Str., Tyumen, 625000, Russian Federation
E-mail: svshabakova@tnnc.rosneft.ru

A.V. Arkhipov, petrophysics manager, Tyumen Petroleum Research Center LLC (“Rosneft” PJSC Group Company)
19, Perekopskaya Str., Tyumen, 625000, Russian Federation
E-mail: avarkhipov31@tnnc.rosneft.ru

S.V. Permyakov, chief specialist, “Tyumen petroleum research center” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company)
19, Perekopskaya Str., Tyumen, 625000, Russian Federation
E-mail: svpermyakov2@tnnc.rosneft.ru

A.I. Politova, leading specialist, “Tyumen petroleum research center” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company)
19, Perekopskaya Str., Tyumen, 625000, Russian Federation
E-mail: aipolitova@tnnc.rosneft.ru

A.A. Snokhin, deputy general director – chief geologist, “Kynsko-Chaselskoe Neftegaz” LLC
14, 50 let Oktyabrya Str., Tyumen, 625048, Russian Federation
E-mail: SnokhinAA@kchn.ru

A.V. Permyakov, head of department, “Kynsko-Chaselskoe Neftegaz” LLC
14, 50 let Oktyabrya Str., Tyumen, 625048, Russian Federation
E-mail: AV_Permyakov@kchn.ru

N.Y. Natchuk, senior manager, “Kynsko-Chaselskoe Neftegaz” LLC
14, 50 let Oktyabrya Str., Tyumen, 625048, Russian Federation
E-mail: ny_natchuk@kchn.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 26.08.2024
Принята к публикации 16.09.2025
Опубликована 30.09.2025