

УДК 553.982

DOI: 10.46698/VNC.2025.27.39.001

Оригинальная статья

Нижнемеловая залежь Старогрозненского нефтегазового месторождения как объект геологического моделирования

Т.Б. Эзирбаев 

Грозненский государственный нефтяной технический университет
им. акад. М.Д. Миллионщикова, Россия, 364051, г. Грозный, пр. Х.А. Исаева, 100,
e-mail: timersno@mail.ru;

Комплексный научно-исследовательский институт им. Х.И. Ибрагимова РАН,
Россия, 364051, г. Грозный, ул. В. Алиева, 21а

Статья поступила: 20.05.2025, доработана: 25.07.2025, принята к публикации: 30.07.2025

Резюме: Актуальность работы. Внедрение автоматизированных технологий и применение искусственного интеллекта при интерпретации геологических и петрофизических данных позволяет существенно повысить точность и надежность оценки запасов нефти и газа, а также оптимизировать процессы разведки и разработки месторождений. Создание трехмерных моделей на основе машинной интерпретации данных ГИС, лабораторных анализов фактического материала и сейсморазведки таких сложных геологических систем, как альб-апские отложения Терско-Сунженской области, характеризующихся высокой сложностью строения и неоднородностью свойств пород, позволяет более полно раскрыть их структурные и коллекторские особенности, что является весьма актуальным для региона с месторождениями на стадии истощения разведанных запасов. **Цель работы.** Заключается в разработке и внедрении автоматизированной, многофакторной методики интерпретации геолого-геофизической информации с использованием современных технологий машинного обучения, нейронных сетей и трехмерного моделирования, учитывая структурно-минералогическую неоднородность пород и их фильтрационно-емкостные свойства. **Методы исследований.** Комплексный подход, включающий интеграцию современных методов машинного обучения и геоинформационных технологий. Основные методы и подходы будут разделены на три этапа: 1. Оцифровка и обработка архивных данных по керну, ГИС, испытаниям скважин. Формирование единой цифровой базы данных. Выделение литотипов и их корреляция с данными ГИС. 2. Автоматизированная интерпретация ГИС и керна: использование технологии ESKS-TABC в ПО Gintel с применением нейросетевых алгоритмов для переинтерпретации данных. Применение машинного обучения для классификации коллекторов. 3. Методика геологического моделирования 3D: построение предварительных корреляционной и петрофизических моделей. **Результаты исследований.** Формирование Базы данных расширенной по составу интерпретированной геолого-геофизической информации, непрерывной по всему интервалу залегания пластов, определенных по технологии ESKS TABC. Сформированная БД станет основой для литолого-фациального геологического моделирования с применением технологий нейросетевого прогнозирования свойств в межскважинном пространстве.

Ключевые слова: петрофизика, гранулометрия, интерпретация, коллектор, месторождение, нефть, геологическая модель.

Для цитирования: Эзирбаев Т.Б. Нижнемеловая залежь Старогрозненского нефтегазового месторождения как объект геологического моделирования. *Геология и геофизика Юга России*. 2025. 15(3): 239-254. DOI: 10.46698/VNC.2025.27.39.001

DOI: 10.46698/VNC.2025.27.39.001

Original paper

The Lower Cretaceous reservoir of the Starogroznenkoye oil and gas field as an object of geological modeling

T.B. Ezirbaev 

Grozny State Oil Technical University named after acad. M.D. Millionshchikov,
100 H.A. Isaeva Ave., Grozny 364051, Russian Federation,
e-mail: timersno@mail.ru;

Kh.I. Ibragimov Complex Institute, Russian Academy of Sciences,
21a V. Alieva Str., Grozny 364051, Russian Federation

Received: 20.05.2025, revised: 25.07.2025, accepted: 30.07.2025

Abstract: Relevance. The implementation of automated technologies and artificial intelligence in the interpretation of geological and petrophysical data significantly improves the accuracy and reliability of oil and gas reserve estimates, as well as optimizes exploration and development processes. The creation of 3D models based on machine interpretation of well logging data, laboratory analysis of actual material, and seismic surveys of complex geological systems such as the Albian-Aptian deposits of the Terek-Sunzha region, characterized by highly complex structures and heterogeneous rock properties, allows for a more complete understanding of their structural and reservoir properties, which is highly relevant for a region with fields in the depletion stage of proven reserves. **Aim.** The study aims to develop and implement an automated, multifactor methodology for interpreting geological and geophysical information using modern machine learning, neural networks, and 3D modeling technologies, accounting for structural-mineralogical heterogeneity and filtration-capacity properties of rocks. **Methods.** A comprehensive approach integrating modern machine learning and geoinformation technologies. The methodology is divided into three stages: 1. Digitization and processing of archival core, well-logging, and well-testing data to create a unified digital database. Lithotype identification and correlation with well-logging data; 2. Automated well-logging and core interpretation using ESKS-TABC technology in Gintel software with neural network algorithms for data reinterpretation. Machine learning for reservoir classification; 3. 3D geological modeling: development of preliminary correlation and petrophysical models. **Results.** A comprehensive database integrating interpreted geological and geophysical data across entire reservoir intervals, processed using ESKS-TABC technology. This database will serve as the foundation for lithological-facial geological modeling, incorporating neural network technologies for interwell property prediction.

Keywords: petrophysics, granulometry, interpretation, reservoir, field, oil, geological model.

For Citation: Ezirbaev T.B. The Lower Cretaceous reservoir of the Starogroznenkoye oil and gas field as an object of geological modeling. *Geologiya i Geofizika Yuga Rossii = Geology and Geophysics of Russian South*. (in Russ.). 2025. 15(3): 239-254. DOI: 10.46698/VNC.2025.27.39.001

Введение

Методику компьютерного трехмерного геологического моделирования одним из первых предложил канадский ученый Саймон Хоулдинг в 1994 году. Этот метод дал начало выражению результатов геологических исследований в 3D-моделях, после чего технология трехмерного геологического моделирования стала стремительно развиваться и совершенствоваться. На сегодняшний день цифровое моделирова-

ние залежей и в целом месторождений получило широкое распространение в мире [Simon, 1994; Han et al., 2023].

Традиционно результаты геологических исследований отображаются на двухмерных аналоговых картах, таких как геолого-геофизические разрезы скважин, геологические профили, литологические колонки и структурные карты. Концепция трехмерных моделей основывается на проекции характеристик геологических тел, пластов, структур и рельефа на плоскость в трехмерном пространстве, при этом важно сохранить пространственную информацию без искажений. С применением технологии цифрового трехмерного моделирования и визуализации возможно создать и представить геологические тела и общую геологическую среду в трех измерениях по осям X, Y, Z. Поэтому технология трехмерного геологического моделирования вносит существенный вклад в теорию и практику методов получения, хранения, обработки и отображения геологических данных. Примером такой практики может служить работа “3D Geological Modeling and Its Application under Complex Geological Conditions” группы авторов из Китая [Генераленко и др., 2024].

Рабочий процесс создания 3D геологической модели включает в себя в основном структурное моделирование и моделирование свойств. Структурная модель включает в себя моделирование каркаса разломов, создание структурной модели выполняется в модуле, называемом «Дизайнер геологии». T-Navigator – это уникальная концепция разработанная в компании Рок Флоу Динамикс, в которой разломы в модели используются в качестве основы для создания трехмерной сетки, горизонтов, а также процессов моделирования зональности и слоистости [Игилманов, 2022]. Процесс моделирования свойств выполняется для определения фаций коллектора и петрофизических свойств (глинистость), насыщенности (нефть, газ), общей и эффективной пористости, извлеченных из имеющихся петрофизических анализов скважин в структурной модели. 3D геологическая модель помогает в разработке месторождения, оценивает углеводородный потенциал и оптимизирует добычу на изучаемой территории. Она также может быть использована для прогнозирования формы и размера коллектора, латеральной непрерывности и степени взаимосвязанности пласта, а также его внутренней неоднородности [Афанасьев, 2005; Abu-Hashish et al., 2019].

На этапе разработки геологических моделей месторождений полезных ископаемых формулируются ключевые геологические принципы моделирования, способствующие воспроизведению максимально реальной структуры геологического массива и динамики перемещения нефтегазовых флюидов в породах. Решение данной задачи основывается на глубоком и всестороннем анализе геофизических и петрофизических характеристик изучаемого комплекса пород. В этом контексте применяются обобщенные данные геолого-геофизической информации, а также осуществляется детальный анализ гранулометрических и петрофизических свойств пород, определенных в ходе лабораторных исследований образцов керна, отобранного еще во время бурения скважин. Эти аспекты способствуют более полному пониманию геологического строения и динамики флюидов, что, в свою очередь, позволяет оптимизировать процессы разработки месторождений [Mankhemthong et al., 2020; Sircar et al., 2021; Shao et al., 2021].

Главной особенностью изучаемого месторождения, которая придает актуальность теме исследования, видится то, что месторождение находится в постоянной и длительной эксплуатации и является одним из старейших промышленно разраба-

тываемых месторождений в мире, а первая промышленная нефть из нижнего мела изучаемой области была получена еще в начале 70-х годов XX века. А на 01.01.2019 государственным балансом запасов полезных ископаемых (нефть) в Чеченской Республике учтены 22 месторождения (18 нефтяных, 3 газонефтяных и 1 нефтегазоконденсатное) с разбуренными технологическими извлекаемыми запасами на разрабатываемых месторождениях кат. А+В1 – 9,000 млн т, на разведываемых кат. С1 – 1,467 млн т, всего (кат. А+В1+С1) – 10,467 млн т. На месторождениях, которые находятся в данный момент в разработке не обнаружено неразбуренных извлекаемых запасов нефти категории В2, в то время как разведанные запасы категории С2 составляют порядка 2,65 миллиона тонн. Промышленная нефтегазоносность была установлена в неогеновых и меловых отложениях. В распределенном фонде недр зарегистрированы запасы категории А+В1 в объеме 8,604 миллиона тонн, и категории С1 – около 0,17 миллиона тонн, что составляет 95,6% от общего объема разрабатываемых и 11,5% от разведанных запасов республики [Бачаева, Даукаев, 2024; Даукаев, Бачаева, 2021].

В таких условиях, для повышения эффективности разработки, пересчета и возможной переоценки запасов углеводородов необходимо детальное уточнение особенностей геологического строения исследуемого объекта, анализ неоднородности продуктивных отложений на различных месторождениях. И как итог – уточнение коллекторских свойств и запасов углеводородов путем создания цифровой модели изучаемого объекта по комплексу геолого-геофизических и петрофизических данных. Таким образом, впервые на нижнемеловых месторождениях Терско-Сунженской нефтегазоносной области (ТСНО) будет обоснована целесообразность применения аппарата трехмерного литолого-фациального геологического моделирования на поздней стадии разработки длительно разрабатываемых месторождений на примере нижнемеловых отложений Старогрозненского месторождения.

Цель исследования – на примере нижнемеловых отложений обосновать методику трехмерного литолого-фациального геологического моделирования для детализации особенностей геологического строения резервуаров, уточнения их добычных свойств и оценки их ресурсной базы на поздней стадии разработки. Задача – построение геологической модели нижнемеловой нефтегазовой залежи Старогрозненского месторождения на основе интеграции данных каротажа скважин, лабораторного анализа керна, сейсмических данных с данными других фондовых материалов для детальной характеристики коллекторов и разработки углеводородного потенциала указанного месторождения. Настоящая работа призвана стать первой статьей в серии публикаций на тему литолого-фациального геологического моделирования нижнемеловой, альб-аптской залежи ТСНО.

Методика исследований

В настоящее время, в геологической отрасли, при обработке и интерпретации данных каротажа скважин до сих пор используется технология «ручной» интерпретации – это ручная технология выделения пластов, снятия значений и экспертного определения литологии и насыщения (т.е. специалист сам принимает об этом решения).

Традиционная технология интерпретации берет свое начало с того времени, когда геофизические исследования регистрировались в аналоговой форме и интерпретация осуществлялась с помощью подручного математического инструмента. И как

следствие, параметры пласта определялись по наиболее простым уравнениям, по которым можно было осуществить расчёты вручную.

В 70-х годах прошлого века, начинают развиваться технологии автоматизированной интерпретации. Тогда ЭВМ были без графических мониторов и задание необходимо было формировать с помощью перфокарт. С появлением компьютеров с графическим пользовательским интерфейсом «ручная» традиционная технология была перенесена с бумажного планшета на компьютер. Но это только позволило решить проблему удобства интерпретации, но не совершенствования методик определения свойств горных пород и технологий интерпретации [Hu et al., 2025; Illarionov et al., 2022].

Такую технологию можно назвать компьютеризированной или полуавтоматической, но она не является автоматизированной.

В основе же изучения терригенных горных пород лежит изучение структурно-минералогического строения, которое служит инструментом для восстановления картины геологической неоднородности пород при построении литолого-фациальной геологической модели залежей углеводородов.

Данные ГИС отражают в интегрированном виде физические свойства пород, а через них петрофизические характеристики породы.

Главенствующую роль в информативности интерпретации данных ГИС играет петрофизическая модель.

Только при условии применения углубленной интерпретации данных ГИС возможно решение задачи подготовки информации для геологического моделирования.

Технология ESKS-TABC базируется на комбинации обобщенных петрофизических связей и элементов стохастического подхода, что отличает её от традиционных методик, использующих исключительно индивидуальные зависимости для конкретных стратиграфических объектов. В процессе разработки месторождений все перечисленные факторы изменяются, что приводит к изменению физических свойств пород. Данные каротажа в таком случае следует рассматривать как зафиксированные в момент проведения каротажа состояния физических свойств породы. Они несут в себе как статическую информацию о структурно-минералогическом строении пород, так и динамическую информацию – физические свойства пород, такие как K_p , $K_{в.св}$, $K_{пр}$, $K_{в}$ ($K_{нг}$) и другие.

Методика TABC, функционирующая под управлением экспертной системы ESKS, реализует песчано-алеврито-глинистую модель породы и учитывает эти сложные взаимосвязи. Её интеллектуальный алгоритм опирается на обобщенные петрофизические модели, разработанные с учётом закономерностей изменения адсорбционных, физических и фильтрационно-ёмкостных свойств горных пород. Таким образом, применение петрофизических моделей, обеспечивающих корректный учет адсорбционных явлений в формировании физических свойств пород, является необходимым условием достоверной интерпретации данных ГИС. Особенностью методики TABC является определение непрерывного по разрезу расширенного набора параметров, включающего ёмкость катионного обмена, долю связанной воды, трёхкомпонентную структурно-минералогическую модель, фазовые проницаемости, массовые доли обводнённости продукции, механические и скоростные свойства пород, давления и теоретические кривые каротажа.

Достоверность результатов подтверждается сопоставлением с данными исследований керна и совпадением фактических и теоретических кривых каротажа. Такой расширенный набор параметров позволяет формировать репрезентативные

выборки для машинного обучения, соответствующие требованиям полной представительности знаний об изучаемом объекте. В отличие от стандартного регрессионного анализа, применяемого в традиционных методиках, данный подход сохраняет всю полноту информации, что критически важно для построения точных прогнозных моделей в условиях изменяющихся свойств пород в процессе разработки месторождений.

Для создания трехмерной геологической модели аптского яруса Старогрозненского месторождения, являющегося на сегодняшний день основным продуктивным горизонтом этого месторождения, будут использованы результаты лабораторных исследований кернов, полученных в разный период исследования, разработки и эксплуатации залежи, также материалы углубленной интерпретации данных ГИС из 32 скважин, пробуренных на нижнемеловой горизонт по площади Старогрозненского месторождения и которые будут также обработаны и переинтерпретированы по технологии ESKS-TABC [Эзирбаев, 2021].

В настоящей же работе использованы результаты комплексной интерпретации данных ГИС по четырём скважинам Старогрозненского месторождения (рис. 4) в пределах группы альбских и аптских пластов, в задачи которой входили: анализ петрофизических закономерностей изменения коллекторских и фильтрационных свойств пород в разрезе; адаптация технологии. Комплексная интерпретация: определение объёмной структурно-минералогической модели породы; определение флюидальной модели; выделение коллекторов и определение их фильтрационно-емкостных свойств.

Исходными являются данные по скважинам объекта исследования в виде материалов геофизических исследований скважин (данных ГИС) в оцифрованном виде (las-файлы), данные по результатам исследования керна занесенных автором в файл Excel и в виде текстовых отчётов, инклинометрии и результатов испытаний.

Исследования керна, отобранного из скважин, выполнены по стандартным и расширенным методикам.

Обработка и комплексная интерпретация данных ГИС выполнена в программном обеспечении “Gintel” с применением технологий интерпретации ESKS-TABC [Афанасьев и др., 2009].

Для создания более полной и детализированной картины подтверждающей уникальные геологические особенности и петрофизические характеристики исследуемых отложений, а также для дополнительного обоснования достоверности и применимости методики могут быть привлечены данные исследований кернов и материалы ГИС соседних нефтегазоносных месторождений, таких как Хаян-Кортвовское, Эльдаровское, а также других месторождений нижнего мела.

Результаты и обсуждение

Старогрозненское газонефтяное месторождение находится в пределах Грозненского хребта в зоне передовых хребтов Восточного Предкавказья на территории Висаитовского (Старопромысловский) района г. Грозный Чеченской Республики. Исследования в области геологического строения Старогрозненского района начавшиеся вскоре после основания крепости привели к тому, что уже в 1893 году первая скважина № I-I из II пласта караганского горизонта с глубины 134 м дала первую промышленную нефть. На сегодняшний день, одним из основных объектов разработки месторождения является нижнемеловая залежь [Керимов и др., 2013].

В последние годы отдельные скважины начали обводняться. Выработанность альб-аптской залежи Старогрозненского месторождения по состоянию на 1.01.2008 г. по данным из справочника составила 72 % [Керимов и др., 2010]. На сегодняшний день по разным источникам выработанность нижнемеловой залежи Старогрозненского месторождения составляет 92–98 %.

Терригенные породы альб-аптского яруса мезозойских отложений ТСНО сложены типичными кварцево-полевошпатовыми образованиями, структурно-минералогический состав которых значительно изменчив как по глубине, так и по простиранию. Кривые на рисунке 1 построенные по результатам гранулометрического анализа кернов из изучаемого объекта в системе автоматизированной обработки и интерпретации данных геофизических исследований Gintel иллюстрируют распределение фракционного состава альб-аптских пород на Старогрозненском месторождении, всего анализу и машинной обработке подверглись более двухсот значений, определенных по керну. А объемное соотношение фракционного состава скелета пород в отложениях выполнено в виде треугольной диаграммы и представлено на рисунке 2.

По кривым рисунка 1 и расположению точек на треугольной диаграмме рисунка 2, можно отметить высокое содержание алевритовой фракции, которая перемешана с песчаной фракцией с глинами. Структурный каркас пород сложен песчаной, алевритовой и глинистой фракциями, связанными карбонатным цементом, обломками первичных пород, а также примесями других минералов. Основным породообразующим компонентом песчаников и алевритов является кварц.

Пористость альб-аптских коллекторов изучаемого объекта варьируется лишь в диапазоне 5–20%, проницаемость структурного каркаса – 1 мД, а Западносибирского нефтегазоносного региона – 10–40% и проницаемость до 1000 мД при средней глубине залегания 3000 м (рис. 3). Этот фактор является некоторой уникальностью изучаемых коллекторов, так как по результатам испытаний данные коллектора оказались высокодебитовыми [Смолянинова, 1977; Шнурман и др., 1989].

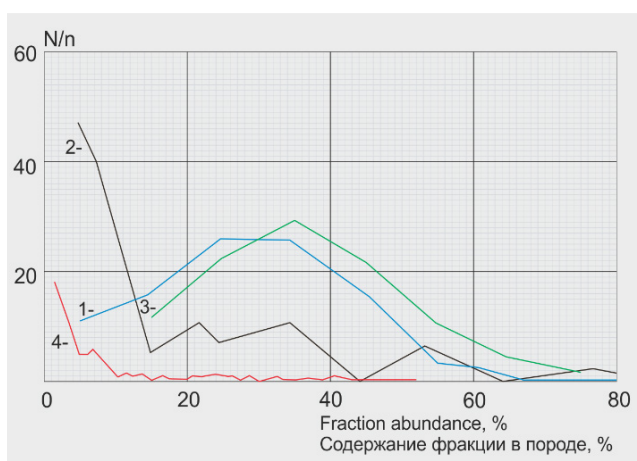


Рис. 1. Графики распределения фракций альб-аптских пород на Старогрозненском месторождении: 1 – алевритовая фракция, 2 – песчаная фракция, 3 – глинистая фракция, 4 – карбонатная фракция /

Fig. 1. Graphs of distribution of fractions of Alb-Aptian rocks at Starogroznenenskoye deposit:
1 – silt, 2 – sand, 3 – clay, 4 – carbonate

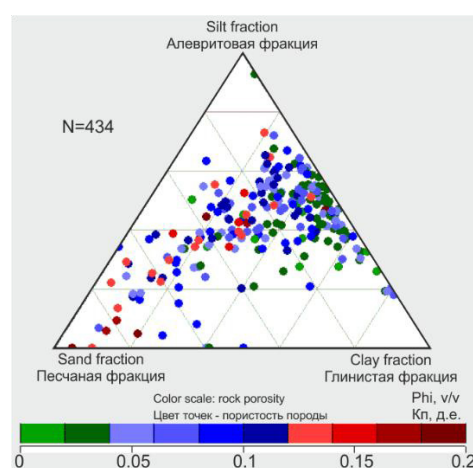


Рис. 2. Распределение фракционного состава альб-аптских пород, по результатам лабораторного анализа кернов /

Fig. 2. Distribution of fractional composition of Alb-Aptian rocks, based on the results of laboratory cores analysis

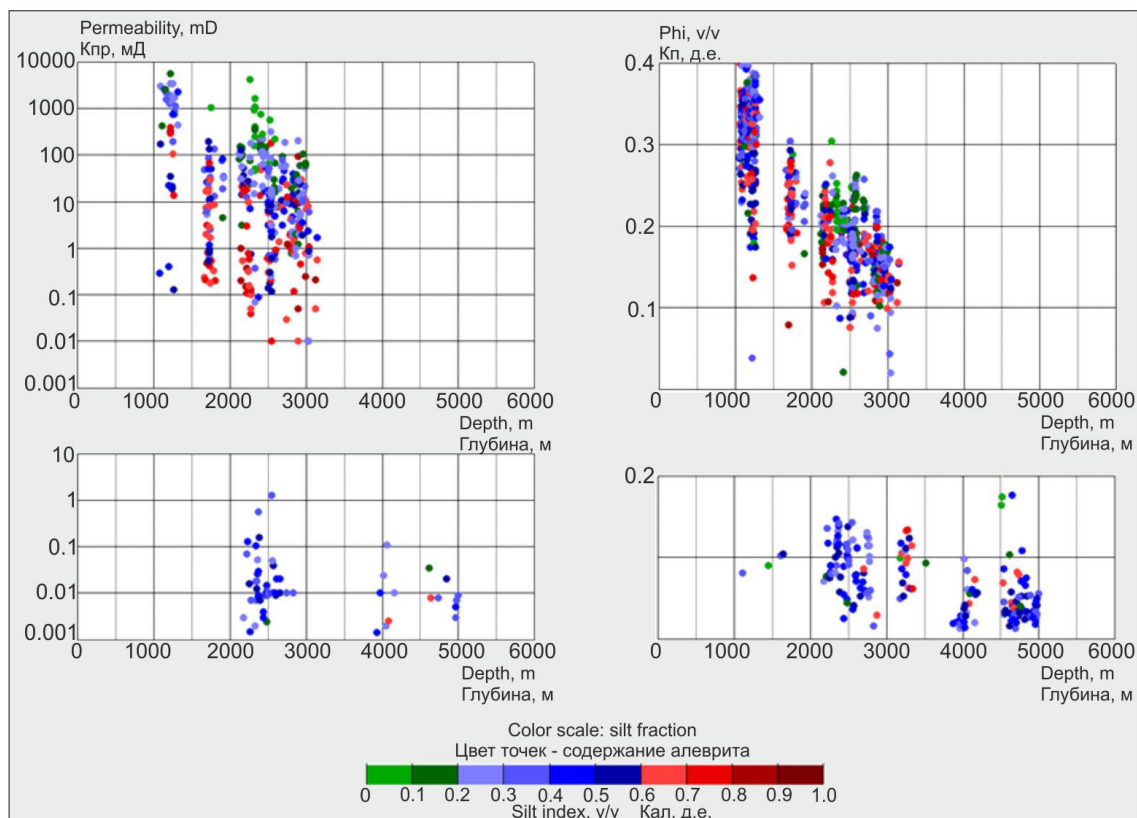


Рис. 3. Петрофизические закономерности глинистых алевролитов. Изменение K_p и K_{pr} как функция глубины залегания пород (Сравнение по месторождениям Западной Сибири и ТЧО) /
Fig. 3. Petrophysical patterns of clayey siltstones. Variation of porosity and permeability as a function of rock depth (Comparative for fields of Western Siberia and Tersko-Sunzhenskaya oil and gas bearing region)

Еще одной особенностью меловых отложений Терско-Сунженской нефтегазональной области по сравнению с аналогичными отложениями в других нефтегазональных районах, например, Западно-Сибирской нефтегазональной провинции, является то что, продуктивные отложения нижнего мела на месторождениях залегают в широком диапазоне глубин от 2150 до 5130 м, значительное изменение глубины залегания изучаемых пластов наблюдается даже от скважины к скважине в пределах одного месторождения. В некоторых случаях эти изменения достигают десятков, а иногда и сотен метров. На рисунке 4 показаны фрагменты литолого-геологических разрезов, разработанные на основании данных, полученных из четырех скважин, пробуренных в нижнем меле месторождения Старогрозненское. Структурно-минералогические модели, рассчитанные с использованием методики ESKS- TABS программного комплекса Gintel для каждой из исследуемых скважин, наглядно демонстрируют вариации фракционного состава пород в околоскважинной зоне. Эти модели позволяют глубже понять пространственное распределение и изменчивость литологических характеристик, что является ключевым аспектом для дальнейшего анализа геологических процессов и оценки ресурсного потенциала месторождения. И как видно из рисунка 4, кровля аптского продуктивного пласта в скважине №709 расположена ниже подошвы того же пласта в скважине №712 примерно на 50 метров. Это наглядно демонстрирует, насколько сложными геологическими условиями характеризуется залегание объекта исследования в данной работе.

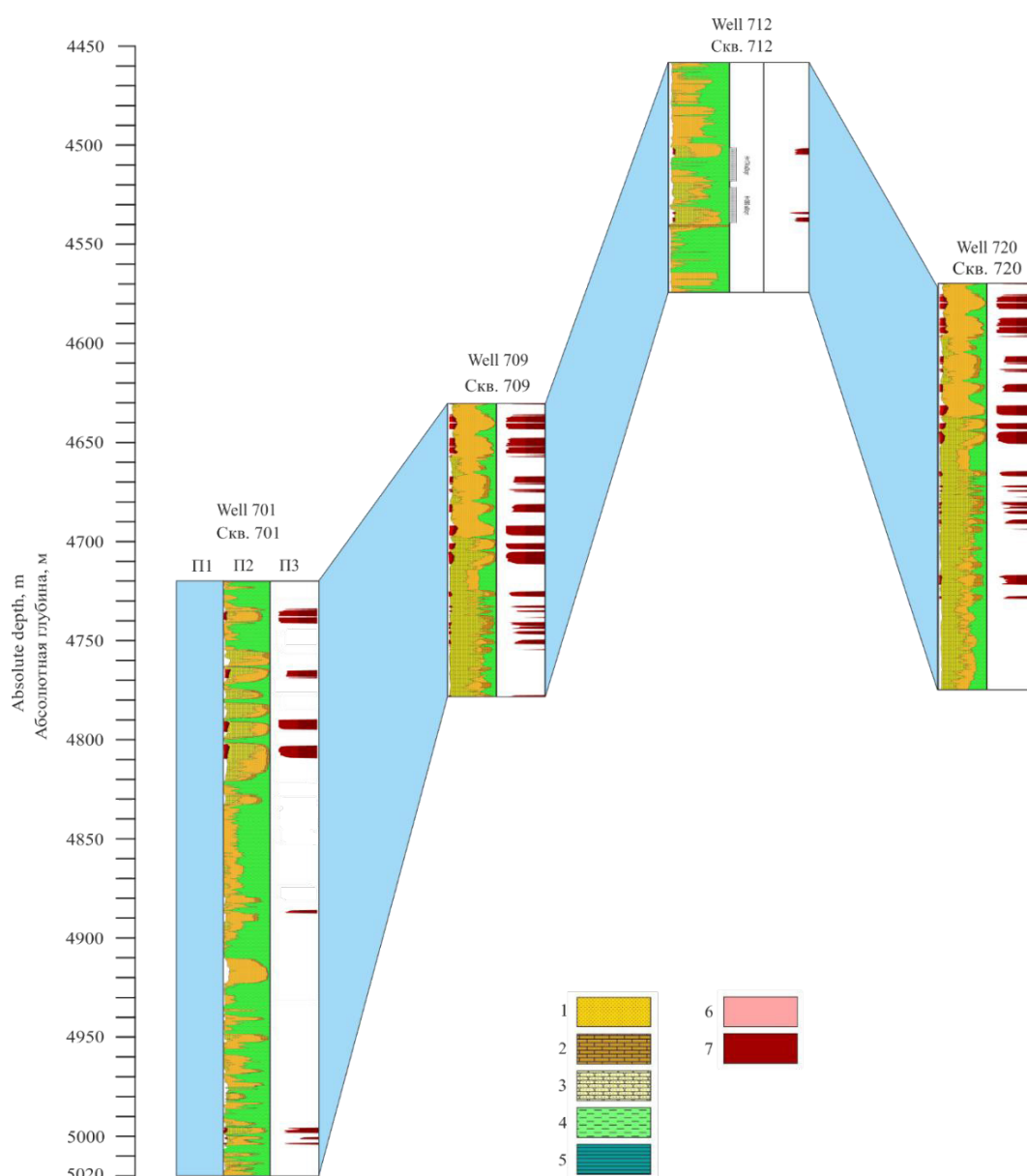


Рис. 4. Пример литологических разрезов нижнемеловых отложений Старогрозненского месторождения построенных на основе интерпретации данных ГИС нескольких скважин по методике ТАВС: П1 – поле границ пласта, П2 – объемная модель породы, П3 – флюидальная модель породы; 1 – алевроит, 2 – кальцит, 3 – песчаник, 4 – глина, 5 – плотный прослой, 6 – вода+нефть, 7 – нефть /

Fig. 4. Example of lithological sections of Lower Cretaceous sediments of Starogroznenskoye field constructed on the basis of interpretation of well logging data from several wells using TABC technique: П1 – reservoir boundary field, П2 – volumetric rock model, П3 – fluid rock model; 1 – siltstone, 2 – calcite, 3 – sandstone, 4 – clay, 5 – dense interlayer, 6 – water+oil, 7 – oil

Так как часть пор нефтегазосодержащей породы занята связанной и подвижной водой, а наличие и объем связанной воды зависит от всех составляющих структурного каркаса породы, очень важно учитывать данный параметр при интерпретации.

В технологии ТАВС для подсчета коэффициента связанной воды применяется модель, которая записывается формулой:

$$K_{в.св} = \frac{1}{1 + f_e \cdot c \cdot \frac{K_n \cdot K_e}{(Q_n + Q_0)}} + b \cdot K_{ал}, \quad (1)$$

где: $f_e = \sqrt{C_e} / (1 + \sqrt{C_e})$ – ионная активность минерализованного раствора внутри порового пространства, C_e , г/л;

Q_0 и c – эмпирические константы, определяемые при адаптации модели к реальным породам;

b – коэффициент, определяющий долю молекулярно связанной воды, обусловленную алевроитовым компонентом в скелете породы, объемное содержание которого равно $K_{ал}$.

В формуле (1) значение Q_n можно заменить на величину глинистости породы $K_{зл}$, подставляя значения в формулу $Q_n = K_{зл} \cdot Q_{зл} \cdot \delta_{зл}$.

На рисунке 5 приведена зависимость связанной воды от коэффициентов пористости и проницаемости, графики построены, а) по результатам лабораторного исследования кернового материала и б) – интерпретации данных комплекса ГИС из скважин изучаемого месторождения и для удобства анализа нанесены теоретические кривые величин заряда поровых каналов Q , от 0 до 0,3 моль/г. Расположение точек, между линиями заряда 0 и 0,3 моль/г соответствует глинам изучаемого разреза. Как видно, показания по данным ГИС (графики (б)) соответствуют показаниям керновых данных (графики (а)), что подтверждает применимость модели (1) для расчета остаточной водонасыщенности в альб-аптских коллекторах Старогрозненского месторождения. Для обработки и интерпретации данных ГИС таких пород традиционные технологии «двухкомпонентной» или еще более простой «однокомпонентной» моделей не подходят.

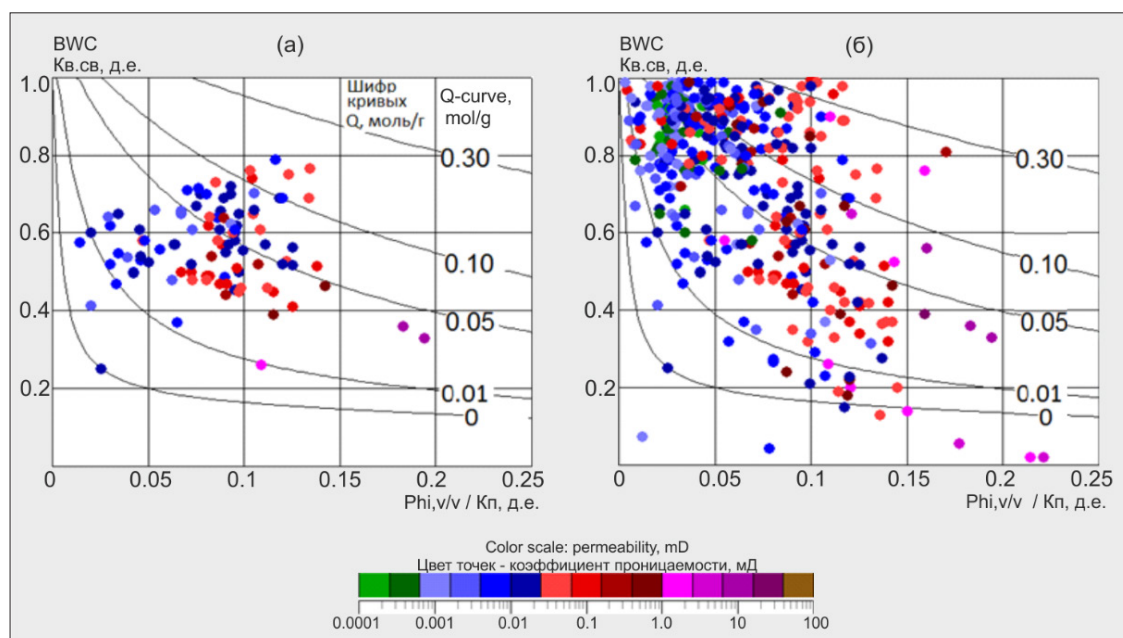


Рис. 5. Зависимость связанной воды от коэффициентов пористости и проницаемости альб-аптских отложений ТСНО рассчитанная по модели $K_{в.св}$: а) по данным лабораторного анализа керна, б) по результатам интерпретации данных ГИС /

Fig. 5. Dependence of bound water on porosity and permeability coefficients of the Alb-Aptian sediments of the Tersko-Sunzhenskaya oil-and-gas bearing area, calculated by model (1): а) based on laboratory core analysis data, б) based on the results of GIS data interpretation

Методика ТАВС же описывает песчано-алеврито-глинистую модель породы, в основе интеллектуального алгоритма которой лежат обобщенные петрофизические модели, разработанные на основе петрофизического моделирования и выявленных закономерностей изменения адсорбционных, физических и фильтрационно-ёмкостных свойств горных пород и зависимости их от структурно-минералогического строения и флюидального насыщения с учётом минерализации пластовой воды, температуры и давления в условиях залегания пород.

Выводы

Всего на нижнемеловые отложения по Старогрозненскому месторождению пробурено 30 скважин, 9 из которых поисковые, 4 – разведочные и 17 эксплуатационных скважин. На настоящий момент авторами исследования проведен ряд работ по изучаемой теме, это обзор, выборка, выкопировка и оцифровка некоторых аналоговых материалов. Это каротажные диаграммы из пяти скважин изучаемого месторождения и порядка пяти скважин прилегающих месторождений, сведения о проведенных в разные годы исследованиях из отчетов тематических партий и научных групп, компьютерная обработка результатов лабораторного анализа керна (см. рис. 1). Выполнена переинтерпретация всего комплекса оцифрованных геофизических данных с увязкой их с результатами лабораторного анализа кернов по указанной выше технологии и методике (рис. 2). В системе Gintel создана база данных по изучаемому району, которая включает в себя каротажные данные, данные обработки и интерпретации результатов каротажа, результаты лабораторного анализа керна, заключения по скважинам и имеющиеся сведения по испытаниям скважин. В дальнейшем база данных будет пополняться для использования по теме исследования. Также по результатам обработки имеющихся данных предложены и обоснованы петрофизические модели по керновым данным [Эзирбаев и др., 2024].

Для дальнейшего анализа и выявления петрофизических закономерностей, которые определяют коллекторские свойства и фильтрационные характеристики пород аптской залежи исследуемого месторождения, будет сформулирована задача по совершенствованию технологии изучения геологической неоднородности этих образований. В целях решения поставленных геологических задач предложенная методика интерпретации данных геофизических исследований позволит получить необходимую исходную информацию:

1. Проведение литолого-фациальной корреляции разрезов скважин.
2. Выделение в разрезе геологических тел с различным структурно-минералогическим составом, сформировавшихся в разных условиях осадконакопления.
3. Детализированное определение литологии пород с учетом их структурно-минералогических характеристик.
4. Выявление геологической неоднородности нефтенасыщенных толщ.
5. Оценка уровня нефтенасыщенности пород в разрезе.
6. Определение подсчетных параметров.
7. Уточнение геологических границ объектов разработки [Афанасьев и др., 2021].

Использование литолого-фациальной модели позволяет применить новый методический подход к исследованию пространственного распределения углеводородов: установить структуру запасов. Она в свою очередь дает представление о

качестве запасов и выражается в расчете объемов углеводородов в породах разного литологического состава и фильтрационно-емкостных свойств.

Трехмерная литолого-фациальная геологическая модель станет информационной базой при выделении слабопроницаемых нефтенасыщенных объектов альб-аптского яруса. В процессе трехмерного геологического моделирования альб-аптского яруса планируется реализовать следующие этапы:

1) Формирование структурного каркаса модели месторождения в трехмерной сетке с шагом по осям X и Y в диапазоне от 50 до 100 м, а также по оси глубины (Z) с шагом 0,5 м.

2) Создание 3D-кубов, отражающих компоненты структурно-минералогической модели пород, включая долю связанной воды и абсолютную проницаемость, на основе интерпретации данных геофизических исследований скважин.

3) Разработка 3D индексных параметров литологии и коллекторов с применением диагностических критериев и систем классификации терригенных пород, основанных на фракционном составе, литологии и пористости.

4) Проведение анализа литолого-фациального строения массива пород с выделением участков, состоящих из песчаников, алевролитов и глин.

5) Моделирование нефтегазонасыщения коллекторов на отдельных участках альб-аптской залежи нефти и газа, основываясь на оценках нефтегазонасыщенности, рассчитанных по данным геофизических исследований в пределах разрезов скважин, а также 3D-параметрах доли связанной воды (в зонах предельного газонасыщения) и с учетом 3D-параметров литологии и коллекторов, включая расчет 3D-индекса подвижных флюидов на основе обобщенных данных.

6) Определение структуры начальных геологических запасов – распределение объемов нефти в залежи с учетом изменений фракционного состава, а также емкостной и фильтрационной неоднородности пород в разрезе [Афанасьев и др., 2021; Thistiakov et al., 2024].

После цифровой обработки данных лабораторных исследований керна, их оцифровки, анализа и переинтерпретации с использованием ГИС по технологии ESKS-TABC «Gintel» было проведено детальное уточнение геологического строения нижнемеловых терригенных отложений Старогрозненского месторождения для четырех скважин. Это позволило определить ключевые особенности геологической структуры и сформулировать требования к уровню интерпретации данных ГИС и моделирования.

Анализ фильтрационно-емкостных характеристик выделенных геологических объектов дает возможность:

- выделять отдельные геологические тела;
- исследовать неоднородности в структуре и флюидных свойствах;
- оценивать запасы и выявлять новые перспективные зоны.

После масштабной оцифровки и обработки данных по всему месторождению и создания законченной модели залежи по предлагаемой методике и приемам, на основе полученных данных можно будет рекомендовать наиболее подходящие технологии дальнейшей разработки, перфорации и воздействия на пласты. Надежность этих решений напрямую зависит от детальности совместного анализа запасов и геолого-промысловых данных, накопленных в процессе разработки месторождения.

Разработанный алгоритм автоматизированной интерпретации с применением машинного обучения и нейронных сетей позволит широко использовать получен-

ные результаты, навыки для построения на ее основе трехмерной литолого-фациальной геологической модели.

Впервые для альб-аптских отложений Терско-Сунженской области будет предложено литолого-фациальное 3D-моделирование на базе комплексной методики, сочетающей машинное обучение, нейросетевые алгоритмы при переинтерпретации фондовых скважинных и полевых данных. Новизна заключается в создании алгоритмов, минимизирующих субъективность при интерпретации и обеспечивающих воспроизводимость результатов позволяющих создать объемную структурно-минералогическую и флюидальную модели пород.

Литература

1. Афанасьев В.С., Афанасьев С.В., Афанасьев А.В. и др. Методика автоматизированного восстановления свойств пород в терригенном разрезе по данным ГИС в системе Gintel (Методика ТАВС). – М: ООО «Геоинформационные технологии и системы», 2009. – 100 с.
2. Афанасьев В.С., Афанасьев С.В., Варягов С.А., Красовский А.В., Меньшиков С.Н. Литолого-фациальное геологическое моделирование на примере Медвежьего газоконденсатного месторождения. – Новосибирск: СО РАН, 2021. – 144 с.
3. Афанасьев С.В. Технология комплексной переинтерпретации данных геофизических исследований скважин при создании трехмерной геологической модели длительно разрабатываемой залежи. // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 2. – С. 12–17.
4. Бачаева Т.Х., Даукаев А.А. Минерально-сырьевая база, проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса Чеченской Республики. // Вестник КНИИ РАН. Серия: Естественные и технические науки. – 2024. – № 2(17). – С. 160–170. DOI: 10.34824/VKNPIRAN.2024.17.2.013.
5. Генераленко О.С., Шелепов И.В., Ермакова О.Э., Моторин И.В., Воробьева Г.Н., Парамошина Д.Д. Интегрированный подход к построению геологических моделей на основе фациального анализа. // Георесурсы. – 2024. – Т. 26. № 3. – С. 33–42. DOI: 10.18599/grs.2024.3.5.
6. Даукаев А.А., Бачаева Т.Х. Геологоразведочные работы на нефть и газ на территории Чеченской Республики: состояние и перспективы развития. // Вестник КНИИ РАН. – 2021. – № 3(7). – С. 34–40. DOI: 10.34824/VKNPIRAN.2021.7.3.004.
7. Игилманов Б.Б. Подсчет запасов углеводородов на основе 3д модели в симуляторе tНавигатор. Применение workflow для оптимизации работы. // Yessenov Science Journal. – 2022. – No. 2(43). – pp. 88–94. DOI: 10.56525/OAHL5595.
8. Керимов И.А., Борисенко З.Г., Даукаев А.А., Гайсумов М.Я., Абубакарова Э.А., Чимаева Х.Р. Геология нефтяных месторождений Терско-Сунженской нефтегазоносной области: справочник. Грозный: Академия наук Чеченской Республики, 2010. – 254 с.
9. Керимов И.А., Даукаев А.А., Бачаева Т.Х. Старогрозненское месторождение нефти и газа (к 120-летию начала освоения). // Вестник Академии наук Чеченской Республики. – 2013. – № 3(20). – С. 115–124.
10. Смольянинова К.И. Коллекторские особенности пород нижнего мела Терско-Сунженского нефтеносного района на глубинах свыше 3000 м. // Изучение коллекторов нефти и газа, залегающих на больших глубинах. Выпуск-124. – М.: Недра, 1977. – С. 130–132.
11. Шнурман Г.А., Демушкина Н.В., Терентьев В.Ю., Афанасьев В.С., Гаранин А.Б. Методика выделения и оценки альб-аптских терригенных коллекторов Терско-Сунженской антиклинальной зоны по данным ГИС. // Геология нефти и газа. – 1989. – № 1. – С. 40–43.
12. Эзирбаев Т.Б. Обзор технологий комплексной обработки переинтерпретации данных геофизических исследований скважин для детального расчленения разреза и переоценки запасов углеводородов. // Геология и геофизика Юга России. – 2021. – Т. 11. № 2. – С. 118–136. DOI: 10.46698/VNC.2021.40.15.009.

13. Эзирбаев Т.Б., Гацаева С.С.-А., Абдулшахидова Х.А. Анализ зависимости пористости нижнемеловых коллекторов Терско-Сунженской нефтегазоносной области от петрофизических параметров. // *Геология и геофизика Юга России*. – 2024. – Т. 14. № 2. – С. 194–206. DOI: 10.46698/VNC.2024.29.28.015.
14. Abu-Hashish M., Wanas H.A., Madian E. 3D geological modeling of the Upper Cretaceous reservoirs in GPT oil field, Abu Sennan area, Western Desert, Egypt. // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. – 2019. – Vol. 10. Issue 3. – pp. 1–23. DOI: 10.1007/s13202-019-00780-9.
15. Han J.-X., Xue L., Wei Y.-Sh., Qi Y.-D., Wang J.-L., Liu Y.-T., Zhang Y.-Q. Physics-informed neural network-based petroleum reservoir simulation with sparse data using domain decomposition. // *Petroleum Science*. – 2023. – Vol. 20. Issue 6. – pp. 3450–3460. DOI: 10.1016/j.petsci.2023.10.019.
16. Hu Y., Xin X., Yu G., Deng W. Deep insight: an efficient hybrid model for oil well production forecasting using spatio-temporal convolutional networks and Kolmogorov–Arnold networks. // *Scientific Reports*. – 2025. – Vol. 15. No. 8221. – pp 1–19. DOI: 10.1038/s41598-025-91412-2.
17. Illarionov E., Temirchev P., Voloskov D., Kostoev R., Simonov M., Pissarenko D., Orlov D., Koroteev D. End-to-end neural network approach to 3D reservoir simulation and adaptation. // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2022. – Vol. 208. Part A. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109332.
18. Mankhemthong N., Phanratana C., Udphuay S. Lithologic modeling using VES method for subsurface structure delineation with geological constraints, eastern margin of Chiang Mai Basin and southwestern margin of Mae On Depression, San Kamphaeng District, Chiang Mai Province, northern Thailand. // *Geosciences Journal*. – 2020. – Vol. 25. Issue 4. – pp. 479–494. DOI: 10.1007/s12303-020-0037-4.
19. Shao Y.-l., Zheng A.-l., He Y., Xiao K.-Y. 3D Geological modeling and Its application under complex geological conditions. // *Procedia Engineering*. – 2011. – Vol. 12. – pp. 41–46. DOI: 10.1016/j.proeng.2011.05.008.
20. Simon W. Houlding geological interpretation and modeling. // *3D Geoscience Modeling*. – 1994. – pp. 113–129. DOI: 10.1007/978-3-642-79012-6_7.
21. Sircar A., Yadav K., Rayavarapu K., Bist N., Oza H. Application of machine learning and artificial intelligence in oil and gas industry. // *Petroleum Research*. – 2021. – Vol. 6. Issue 4. – pp. 379–391. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2021.05.009.
22. Thistiakov A., Shvalyuk E., Okosun K., Spasennykh M., Stenin A. Advanced well logging interpretation for reliable electrotyping of low-permeable and low-resistivity formation. // *Georesources*. – 2024. – Vol. 26. Issue 4. – pp. 163–175. DOI: 10.18599/grs.2024.4.20.

References

1. Afanasiev V.S., Afanasyev S.V., Afanasyev A.V. et al. Methodology for automated restoration of rock properties in terrigenous sections based on GIS data in the Gintel system (TAVS methodology). Moscow. LLC Geoinformation Technologies and Systems. 2009. 100 p. (In Russ.)
2. Afanasyev V.S., Afanasyev S.V., Varyagov S.A., Krasovsky A.V., Menshikov S.N. Lithological and facies geological modeling using the example of the Medvezhye gas condensate field. Novosibirsk. Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences. 2021. 144 p. (In Russ.)
3. Afanasyev S.V. Technology for comprehensive reinterpretation of geophysical well survey data when creating a three-dimensional geological model of a long-term developed deposit. *Oil Industry*. 2005. No. 2. pp. 12–17. (In Russ.)
4. Bachaeva T.Kh., Daukaev A.A. Mineral resource base, problems, and prospects for the development of the oil and gas complex of the Chechen Republic. *Vestnik of KNII RAS. Series: Natural and Technical Sciences*. 2024. No. 2(17). pp. 160–170. DOI: 10.34824/VKNIIRAN.2024.17.2.013. (In Russ.)

5. Generalenko O.S., Shelepov I.V., Ermakova O.E., Motorin I.V., Vorobyova G.N., Paramoshina D.D. An integrated approach to building geological models based on facies analysis. *Georesources*. 2024. Vol. 26. No. 3. pp. 33–42. DOI: 10.18599/grs.2024.3.5. (In Russ.)
6. Daukayev A.A., Bachaeva T.Kh. Geological exploration for oil and gas in the Chechen Republic: status and prospects for development. *Vestnik of KNII RAS*. 2021. No. 3(7). pp. 34–40. DOI: 10.34824/VKNIIRAN.2021.7.3.004. (In Russ.)
7. Igilmanov B.B. Calculation of hydrocarbon reserves based on a 3D model in the tNavigator simulator. Application of workflow for optimization. *Yessenov Science Journal*. 2022. Vol. 43(2). pp. 88–94. DOI: 10.56525/OAHL5595. (In Russ.)
8. Kerimov I.A., Borisenko Z.G., Daukaev A.A., Gaisumov M.Ya., Abubakarova E.A., Chimaeva H.R. *Geology of oil fields in the Tersko-Sunzha oil and gas region: reference book*. Grozny: Academy of Sciences of the Chechen Republic. 2010. 254 p. (In Russ.)
9. Kerimov I.A., Daukaev A.A., Bachaeva T.Kh. The Starogrozny oil and gas field (on the 120th anniversary of its development). *Bulletin of the Academy of Sciences of the Chechen Republic*. 2013. No. 3(20). pp. 115–124. (In Russ.)
10. Smolyaninova K.I. Reservoir characteristics of Lower Cretaceous rocks in the Tersko-Sunzha oil-bearing region at depths of over 3000 m. *Study of Oil and Gas Reservoirs at Great Depths*. Issue 124. Moscow. Nedra. 1977. pp. 130–132. (In Russ.)
11. Shnurman G.A., Demushkina N.V., Terentyev V.Yu., Afanasyev V.S., Garanin A.B. Methodology for the identification and evaluation of Albion-Aptian terrigenous reservoirs in the Tersko-Sunzha anticline zone based on GIS data. *Russian Oil and Gas Geology*. 1989. No. 1. pp. 40–43. (In Russ.)
12. Ezirbaev T.B., Gatsaeva S.S.-A., Abdulshahidova H.A. Analysis of dependence of porosity of Lower Cretaceous reservoirs of the Tersko-Sunzhenskaya oil and gas bearing area on petrophysical parameters. *Geology and Geophysics of Russian South*. 2024. Vol. 14. No. 2. pp. 194–206. DOI: 10.46698/VNC.2024.29.28.015. (In Russ.)
13. Ezirbaev T.B. Review of technologies for integrated processing of reinterpretation of well logging data for detailed dissection of the section and revaluation of hydrocarbon reserves. *Geology and Geophysics of Russian South*. 2021. Vol. 11. No. 2. pp. 118–136. DOI: 10.46698/VNC.2021.40.15.009. (In Russ.)
14. Abu-Hashish M., Wanas H.A., Madian E. 3D geological modeling of the Upper Cretaceous reservoirs in GPT oil field, Abu Sennan area, Western Desert, Egypt. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2019. Vol. 10. Issue 3. pp. 1–23. DOI: 10.1007/s13202-019-00780-9.
15. Han J.-X., Xue L., Wei Y.-Sh., Qi Y.-D., Wang J.-L., Liu Y.-T., Zhang Y.-Q. Physics-informed neural network-based petroleum reservoir simulation with sparse data using domain decomposition. *Petroleum Science*. 2023. Vol. 20. Issue 6. pp. 3450–3460. DOI: 10.1016/j.petsci.2023.10.019.
16. Hu Y., Xin X., Yu G., Deng W. Deep insight: an efficient hybrid model for oil well production forecasting using spatio-temporal convolutional networks and Kolmogorov–Arnold networks. *Scientific Reports*. 2025. Vol. 15. No. 8221. pp. 1–19. DOI: 10.1038/s41598-025-91412-2.
17. Illarionov E., Temirchev P., Voloskov D., Kostoev R., Simonov M., Pissarenko D., Orlov D., Koroteev D. End-to-end neural network approach to 3D reservoir simulation and adaptation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2022. Vol. 208. Part A. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109332.
18. Mankhemthong N., Phanratana C., Udphuay S. Lithologic modeling using VES method for subsurface structure delineation with geological constraints, eastern margin of Chiang Mai Basin and southwestern margin of Mae On Depression, San Kamphaeng District, Chiang Mai Province, northern Thailand. *Geosciences Journal*. 2020. Vol. 25. Issue 4. pp. 479–494. DOI: 10.1007/s12303-020-0037-4.

19. Shao Y.-l., Zheng A.-l., He Y., Xiao K.-Y. 3D Geological modeling and Its application under complex geological conditions. *Procedia Engineering*. 2011. Vol. 12. pp. 41–46. DOI: 10.1016/j.proeng.2011.05.008.
20. Simon W. Houlding geological interpretation and modeling. *3D Geoscience Modeling*. 1994. pp. 113–129. DOI: 10.1007/978-3-642-79012-6_7.
21. Sircar A., Yadav K., Rayavarapu K., Bist N., Oza H. Application of machine learning and artificial intelligence in oil and gas industry. *Petroleum Research*. 2021. Vol. 6. Issue 4. pp. 379–391. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2021.05.009.
22. Thistiakov A., Shvalyuk E., Okosun K., Spasennykh M., Stenin A. Advanced well logging interpretation for reliable electrotyping of low-permeable and low-resistivity formation. *Georesources*. 2024. Vol. 26. Issue 4. pp. 163–175. DOI: 10.18599/grs.2024.4.20.