ISSN 2411-3336; e-ISSN 2541-9404

ЗАПИСКИ ГОРНОГО ИНСТИТУТА

Journal of Mining Institute

Сайт журнала: pmi.spmi.ru



Обзорная статья *Геотехнология и инженерная геология*

История, современное состояние и перспективы изучения нижнемеловых коллекторов Терско-Сунженской нефтегазоносной области

Т.Б.Эзирбаев

Грозненский государственный нефтяной технический университет им. акад. М.Д.Миллионщикова, Грозный, Чеченская Республика, Россия

Комплексный научно-исследовательский институт им. Х.И.Ибрагимова РАН, Грозный, Чеченская Республика, Россия

***Как цитировать эту статью*:** Эзирбаев Т.Б. История, современное состояние и перспективы изучения нижнемеловых коллекторов Терско-Сунженской нефтегазоносной области // Записки Горного института. 2026. Т. 278. С. 181-196. EDN OJYHYC

Аннотация

Меловые отложения являются одним из наиболее важных стратиграфических интервалов, характеризующихся развитием пород-коллекторов углеводородов. С учетом возрастающих потребностей в энергетических ресурсах, а также в условиях истощающихся разведанных запасов доисследование нижнемеловых залежей месторождений Чеченской Республики – актуальная задача для региона и всей страны, стремящейся обеспечить свою энергетическую безопасность. Для Чеченской Республики, обладающей значительным числом исторически разведанных нефтяных месторождений, обобщение и переинтерпретация данных каротажа откроют новые возможности для освоения глубоких горизонтов. В Терско-Сунженской нефтегазоносной области (ТСНО) открыто более десяти месторождений, приуроченных к нижнемеловым отложениям. Мощная нефтегазоносная терригенная толща, сформированная в прибрежной зоне морского бассейна в Восточно-Кавказском краевом прогибе, является одним из важнейших объектов добычи углеводородного сырья для Чеченской Республики. Приведена краткая обобщенная справка об изученности нижнемеловых пород Восточного Предкавказья, начиная с раннего периода. Дана информация о геолого-геофизической изученности и нефтегазоносности нижнемеловых отложений в ТСНО, обобщены сведения о распределении, формировании и особенностях разработки нижнемеловых пород-коллекторов и связанных с ними запасов нефти и газа с целью улучшения представления о перспективах дальнейшей разработки нижнемеловой залежи Чеченской Республики – одной из старейших промышленно разрабатываемых залежей мелового периода.

Ключевые слова

нижнемеловые отложения; породы-коллекторы; геолого-геофизическая изученность; нефтегазоносность; геологоразведочные работы; геофизические исследования скважин; переинтерпретация данных; перспективы разработки

Поступила: 12.02.2025 ***Принята: 24.12.2025*** ***Онлайн: 24.04.2026*** ***Опубликована: 12.05.2026***

Введение

Мировая практика методов поиска и разведки месторождений нефти и газа показала, что большинство залежей углеводородов сформировалось в мезозойской эре, причем около 60 % месторождений нефти и газа связаны с глубокозалегающими породами-коллекторами мелового периода [1-3]. Изучаемые отложения альб-аптского яруса меловой системы изначально формировались в морских условиях, благоприятных для накопления органического вещества – исходного субстрата для последующей генерации углеводородов. В ходе диагенеза и катагенеза эти преимущественно терригенные (песчано-алевритовые) толщи приобрели хорошие коллекторские свойства (благодаря развитию порового и трещинного пространства), что в дальнейшем обеспечило эффективную аккумуляцию углеводородов. Геологические особенности и тектонические процессы создали многочисленные антиклинальные ловушки структурного, а также структурно-тектонического типа (экранированные сбросами и надвигами), завершив тем самым формирование нефтегазоносной системы [4-6].

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Анализ распределения глубокозалегающих нефтей по возрасту пород, проведенный в исследованиях [7-9], показал, что в изученной выборке преобладают палеозойские нефти, составляющие более 53 % от общего объема. Около трети глубокозалегающих нефтей сосредоточено в мезозойских отложениях, а на кайнозойские приходится примерно 14 % [10, 11]. На территории Российской Федерации концентрация углеводородных залежей на больших глубинах характерна в основном для Западно-Сибирского и Северо-Кавказского нефтегазоносных бассейнов – это 33 и 35 месторождений глубокозалегающей нефти соответственно [12]. Значительная часть этих залежей связана с меловыми породами как для Западной Сибири, так и Восточного Предкавказья. В Чеченской Республике более половины добычи нефти приходится на залежи карбонатных и терригенных пород верхнего и нижнего мела. С 2011 г. из нижнемеловых отложений в промышленной разработке находятся залежи месторождений Старогрозненское, Октябрьское, Брагунское, Горячеисточненское, Эльдаровское, Хаян-Кортовское, Правобережное.

Большой вклад в геологическую изученность Восточного Предкавказья внесли работы И.О.Брода, И.А.Конюхова, А.А.Ханина, М.С.Бурштара, В.П.Белоусова, П.П.Забаринского, И.М.Крисюк, Б.К.Лотиева, Ю.А.Стерленко, В.И.Коновалова, В.А.Станулиса, К.И.Смольяниновой, А.В.Меркулова, Н.Е.Меркулова, В.Н.Майдебора, В.Д.Талалаева, М.С.Багова, А.С.Сахарова, В.М.Васильева, А.Е.Саламатина и многих других исследователей. Объект изучения настоящей работы – нижнемеловые альб-аптские отложения Терско-Сунженской нефтегазоносной области (ТСНО). Рассматривается в основном геологическая, геофизическая, гидрогеологическая информация, которая имеет непосредственное отношение к изучению нижнемеловых отложений.

Таким образом, нижнемеловой комплекс ТСНО, несмотря на длительную историю эксплуатации, нельзя считать геологически исчерпанным. Основная нерешенная проблема заключается в отсутствии эффективного инструментария для поиска локальных, литологически и фильтрационно экранированных залежей в пределах в целом выработанных месторождений.

Цель настоящей работы – количественная оценка ресурсного потенциала таких «пропущенных» объектов в альб-аптских отложениях ТСНО на основе исторического анализа геолого-геофизической изученности нижнемеловых отложений и комплексной переобработки исторического фонда геофизических и петрофизических данных и разработка технических решений для их доразведки. Для достижения цели решались следующие задачи: критический анализ и систематизация результатов предыдущих исследований; разработка и верификация петрофизической модели для идентификации низкопроницаемых коллекторов; применение модели для обработки массива скважинных данных и картирования перспективных интервалов; формирование обоснованного плана геолого-технических мероприятий.

Материалы и методы

Этапы изучения нижнемеловых пород. Началом геологического исследования нижнемеловых отложений не территории Кавказа можно считать выход в свет трудов ученого-путешественника И.В.Мушкетова в 1886 г., в 1897 г. в работе геолога и палеонтолога Н.М.Каракаша дана литологическая характеристика и фаунистическое обоснование для выделения отдельных ярусов и зон [13]. Геологическое строение и стратиграфия меловых отложений всего Кавказа, в частности стратиграфия нижнемеловых отложений*, довольно обширно исследованы такими учеными, как Н.А.Кудрявцев, И.Г.Кузнецов, В.П.Ренгартен, Т.А.Мордвилко уже в более позднее время [14, 15]. С 1914 по 1939 г. А.Н.Рябинин (1914), Б.А.Алферов (1925), Л.А.Гречишкин (1932) и В.М.Пац (1939) изучали нижнемеловые отложения непосредственно в Грозненской обл. к юго-востоку от рек Асса и Камбилеевка. Большой фактический материал по изучению разрезов нижнего мела по нагорным районам Грозненской обл. собрали исследователи В.А.Тилюпо, В.И.Пац, Н.С.Золотицкий, В.А.Станулис и др. Специальных работ по изучению литологии и петрографии нижнемеловых отложений на тот ранний период изучения было сравнительно немного. До 1950 г. эти исследования велись несистематически [16, 17].

* Сравнительная литолого-петрографическая характеристика пород нижнего мела Восточного Предкавказья и Терско-Кумской равнины: отчет о научно-исследовательской работе. Грозный: Грозненский нефтяной научно-исследовательский институт, 1961. 114 с.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

В работах В.М.Паца, М.Г.Барковской и др., производивших исследования в Чечено-Ингушетии, есть некоторые сведения о литолого-петрографической характеристике нижнемеловых отложений [18]. Однако уже в 1951 г. К.И.Смольяниновой обработан материал геолога В.А.Станулиса по нижнемеловым отложениям бассейна р. Нетхой (Нетхой, Эрбель, Учихой), результаты которого сведены в специальный отчет.

Исследованиями, произведенными Северо-Кавказской нефтяной экспедицией АН СССР (И.А.Конюхов, В.В.Оленин и др.), положено начало детальному и систематическому изучению мезозойских отложений Дагестана и Восточного Предкавказья. Авторы широко использовали результаты петрографических исследований для своих основных выводов [19, 20]. В последующие годы в связи с возросшим интересом к этим отложениям на фоне прогнозирования нефтегазоносности меловых отложений Восточного Предкавказья работы по мезозою приняли большой размах. Многие геологические учреждения занимались их изучением. В течение ряда лет стратиграфию нижнемеловых отложений в Северной Осетии и Грозненской обл. исследовали сотрудники Грозненского нефтяного института (И.М.Крисюк) и треста «Грознефтеразведка» (Л.А.Колыхалова и В.А.Станулис). Обработанная фауна аммонитов (В.П.Ренгартен) и пелеципод (Т.А.Мордвилко) позволила значительно уточнить стратиграфию нижнего мела этих районов.

В начале 1950-х годов на территории Ставропольского края в районе Затеречной равнины пробурены две опорные скважины Артезиан и Джанай, а также глубокая скважина в районе села Промысловое, керновые данные из которых дали практически первые сведения о литологическом строении и характере залегания нижнемеловых отложений изучаемого района. Петрографическим изучением кернового материала из опорной скважины Артезиан 1 занималась петрограф Г.Е.Лабковская. Был подробно описан весь разрез, вскрытый скважиной, в том числе и толща нижнемеловых отложений. По минералогическим и литологическим признакам в разрезе этих отложений было выделено три отдела, два верхних отдела представлены комплексом песчано-алевритовых пород и глинами, а третий преимущественно карбонатными породами. В 1954 г. получены первые результаты петрографического изучения нижнемеловых отложений петрографом К.И.Смольяниновой, позже в 1956-1963 гг. обобщен более обширный материал по нижнему мелу. В отчете приводится подробная литолого-петрографическая характеристика для всех пластов-реперов нижнего мела, производится сопоставление одноименных отложений районов Артезиан, Джанай и Промысловое, делается вывод о принадлежности XIII пласта скорее к аптскому ярусу нижнемеловых отложений, чем к юрским [21].

Примерно в тот же период с 1955 по 1957 г. старший научный сотрудник ГрозНИИ Р.Г.Дмитриева занималась подробным изучением юрских отложений Затеречной равнины, а также породами XIII пласта. Дана подробная характеристика указанных отложений, а также сделаны выводы относительно условий образования осадков и источников сноса терригенного материала для этих отложений, доказана принадлежность XIII пласта к отложениям верхней юры. С 1957 по 1959 г. Р.Г.Дмитриева продолжала изучать породы из нижнемеловых отложений Затеречной равнины, в результате была дана подробная характеристика глинистых пород нижнего мела, а также терригенных пород этих отложений.

Старшим научным сотрудником ГрозНИИ А.Е.Саламатиным, также занимавшимся геологическим изучением нижнемеловых отложений Затеречной равнины и сопредельных районов, составлены многочисленные карты фаций для каждого яруса нижнего мела, карты равных мощностей и освещены основные вопросы палеогеографии этих отложений на обширной площади Восточного Предкавказья [22].

Бурение и нефтегазоносность. Бурение на нижнемеловые отложения ТСНО с целью их разработки началось в 1954 г. на площади месторождения Карабулак-Ачалуки. Скважина 16 вскрыла барремский ярус, но не дала положительных результатов при испытании нижнемелового комплекса. Однако из отложений верхнего мела в ней был получен неожиданный фонтан нефти. Это привело к тому, что дальнейшая разведка нижнемеловых отложений в зоне передовых антиклинальных складок на время отошла на второй план. Первая промышленная нефть из нижнего мела была получена лишь спустя шесть лет в 1960 г. на том же Карабулак-Ачалукском месторождении из скважины 39.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

В 1958-1959 гг. пробурены три скважины в районе р. Аргун, вскрывшие толщу нижнемеловых отложений. Из них отобран ценный фактический материал, а большое внимание было уделено геологическому и петрографическому изучению мезозойских, в частности нижнемеловых, отложений. Особый интерес к этому комплексу вызван его доказанной промышленной нефтеносностью при одновременной недостаточной изученности стратиграфии и литологии.

Первые промыслово-геофизические исследования альб-аптских отложений нижнего мела в изучаемом районе выполнены еще в 1955 г. также на Карабулак-Ачалукской площади. Обязательный комплекс геофизических исследований для этих отложений был утвержден в 1968 г. и включал стандартный каротаж, боковое каротажное зондирование (БКЗ), кавернометрию (КВ), гамма-каротаж (ГК) и нейтронный гамма-каротаж (НГК).

В последующие годы для альб-аптских отложений Чеченской Республики и Республики Ингушетия впервые исследована естественная радиоактивность мезозойских песчано-алевритоглинистых пород и их фракций. Установлено, что радиоактивность песчаной, алевролитовой и глинистой фракций составляет 2, 8,5 и 9 пг-экв Ra/г соответственно. В единичных скважинах выполнен акустический каротаж (АК) в качестве дополнительного метода оценки пористости пород.

К началу 1980-х годов нижнемеловые отложения уже изучены бурением на многих площадях Северо-Восточного Кавказа и полностью пройдены скважинами в горных и предгорных районах на Зольской, Баксанской, Аргуданской, Датыхской, Аргунской, Элистанжинской и Бенойской площадях. В пределах Сунженской и Терской антиклинальных зон отложения полностью пройдены на Заманкульской, Карабулак-Ачалукской, Малгобек-Вознесенской, Алиюртовской и Хаян-Кортовской площадях; частично вскрыты на Назрано-Яндырской, Серноводской, Харбижинской, Арак-Далатарекской, Ахловской, Эльдаровской, Старогрозненской; полностью пройдены в Притеречной зоне на Галюгаевской и Бурунной площадях.

В результате проведенных поисковых и разведочных работ в разрезе нижнего мела установлена нефтегазоносность валанжинских, барремских и альб-аптских отложений, а на государственный баланс поставлены промышленные запасы нефти и газа по нижнемеловым отложениям месторождений Карабулак-Ачалуки, Малгобек-Вознесенское, Хаян-Корт, Старогрозненское, Октябрьское, Брагунское, Ахлово, Эльдарово, Ястребиное. Значительную часть Восточно-Кавказского краевого прогиба занимает эпиконтинентальный морской бассейн. Накопление осадков, происходившее в данном бассейне, привело к образованию глинистых, песчано-алеврито-глинистых и карбонатных пород. Эти породы как раз и задействованы в становлении мощной осадочной терригенно-карбонатной формации, которая составляет нижнемеловые отложения ТСНО [23].

По данным А.Е.Саламатина [22], в отложениях нижнего мела выделяются валанжин-готеривский, барремский, аптский и альбский ярусы. Основным нефтегазоносным горизонтом служит терригенный комплекс альбского и аптского ярусов, залегающих на глубинах от 2300 до 6500 м. Средняя толщина нижнемеловых отложений в целом изменяется от 700 до 1600 м. Для удобства расчленения и корреляции изучаемого объекта составлен средненормальный геолого-геофизический разрез (рис.1) с некоторыми доработками автора статьи. В нем выделено шесть песчано-алевритовых пачек – I, II, III, IV, V_1 и V_2. Основные открытые запасы нефти и газа нижнемеловых отложений сосредоточены в аптских отложениях, в которых участвуют пять из вышеназванных шести пачек – II, III, IV, V_1, V_2.

В 1977 г. К.И.Смольянинова в одной из своих работ, посвященных изучению глубокозалегающих коллекторов исследуемого района, представила результаты петрографического и литологического изучения пород и показала, что «основной» емкостью продуктивных альб-аптских пластов, залегающих глубже 3000 м, можно принимать первичную межзерновую пористость, дополняемую пористостью выщелачивания и трещиноватостью. Исходя из оценки емкостных и фильтрационных свойств аптских пород, можно сделать вывод о принадлежности исследуемых коллекторов к трещинно-поровому типу [24].

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Лабораторные исследования кернов по большей части проводились в Специальном конструкторско-технологическом бюро промысловой геофизики, Северо-Кавказском государственном научно-исследовательском проектном институте нефтяной промышленности и Грозненском нефтяном институте. На отдельных образцах керна в московском Всесоюзном научно-исследовательском институте ядерной геофизики и геохимии проведен специальный анализ по исследованию элементного состава, в Ростовском государственном университете исследовали минерализацию поровых вод, а в тематической экспедиции объединения «Грознефть» проводились петрографические описания шлифов. В общей сложности имеются задокументированные данные анализа более 1200 образцов керна из более 60 скважин с девяти нижнемеловых месторождений ТСНО.

С 1980 г. для изучения альб-аптских отложений применяется следующий комплекс промыслово-геофизических исследований – стандартный каротаж, боковой каротаж (БК), индукционный каротаж (ИК), боковой и индукционный каротаж (БИК), БКЗ, АК, ГК, НГК, кавернометрия.

Проведенный исторический анализ позволяет сделать принципиально важный для настоящего исследования вывод. К началу 1990-х годов в ТСНО был накоплен исключительный по объему и детальности массив первичных геолого-геофизических данных. Однако методологический инструментарий его интерпретации был ограничен технологиями своего времени и сфокусирован на поиске крупных, структурно-обусловленных залежей в высокопроницаемых коллекторах. Сложнопостроенные алеврито-глинистые пачки, составляющие значительную часть разреза, зачастую оставались «слепой зоной». Таким образом, в настоящее время мы имеем дело с необходимостью полной оцифровки и переинтерпретации накопленного материала с помощью уникальных методик и современных цифровых технологий как дополнительного аргумента в пользу рекомендаций о доразработке, выдвинутых ранее, что и составляет предмет дальнейшего изложения.

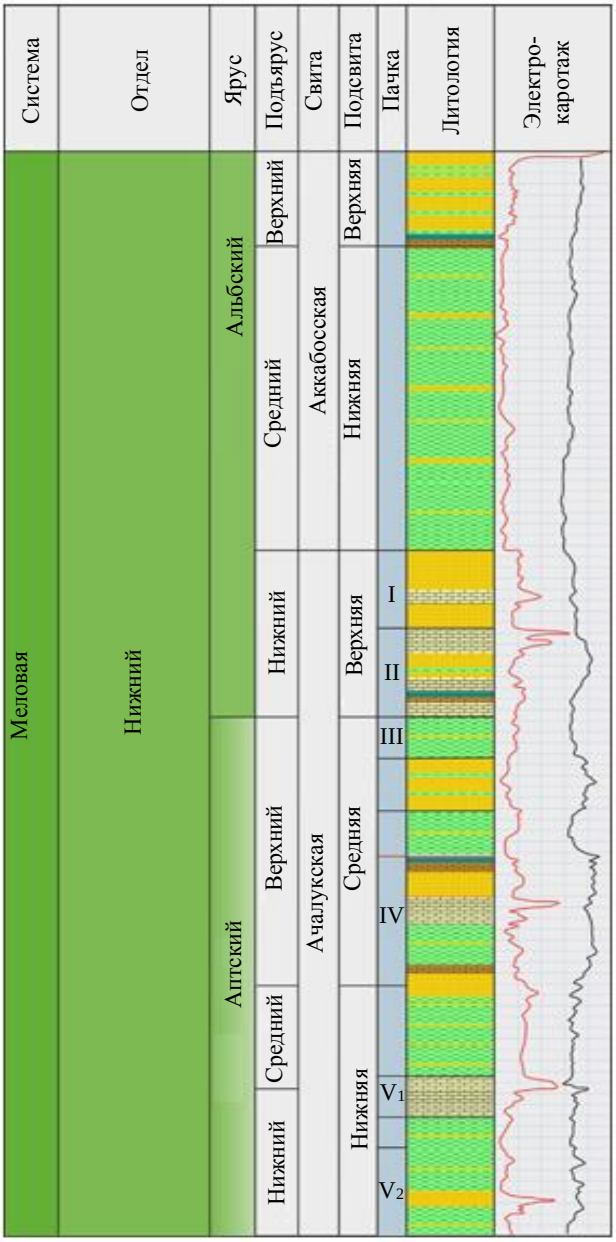


Рис.1. Сводный разрез альб-аптских отложений ТСНО

Современное состояние и перспективы. Большая часть ТСНО приходится на территорию Чеченской Республики. Помимо Чеченской Республики, указанная нефтегазоносная область захватывает часть Республики Ингушетия и заходит на незначительные части территории некоторых других соседних регионов. Чеченская Республика по праву считается одним из старейших в стране и мире нефтедобывающих регионов, в октябре 2023 г. нефтяники республики отметили 130-летний юбилей начала промышленной разработки залежей углеводородного сырья.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2026. Т. 278. С. 181-196
© Т.Б.Эзирбаев, 2026

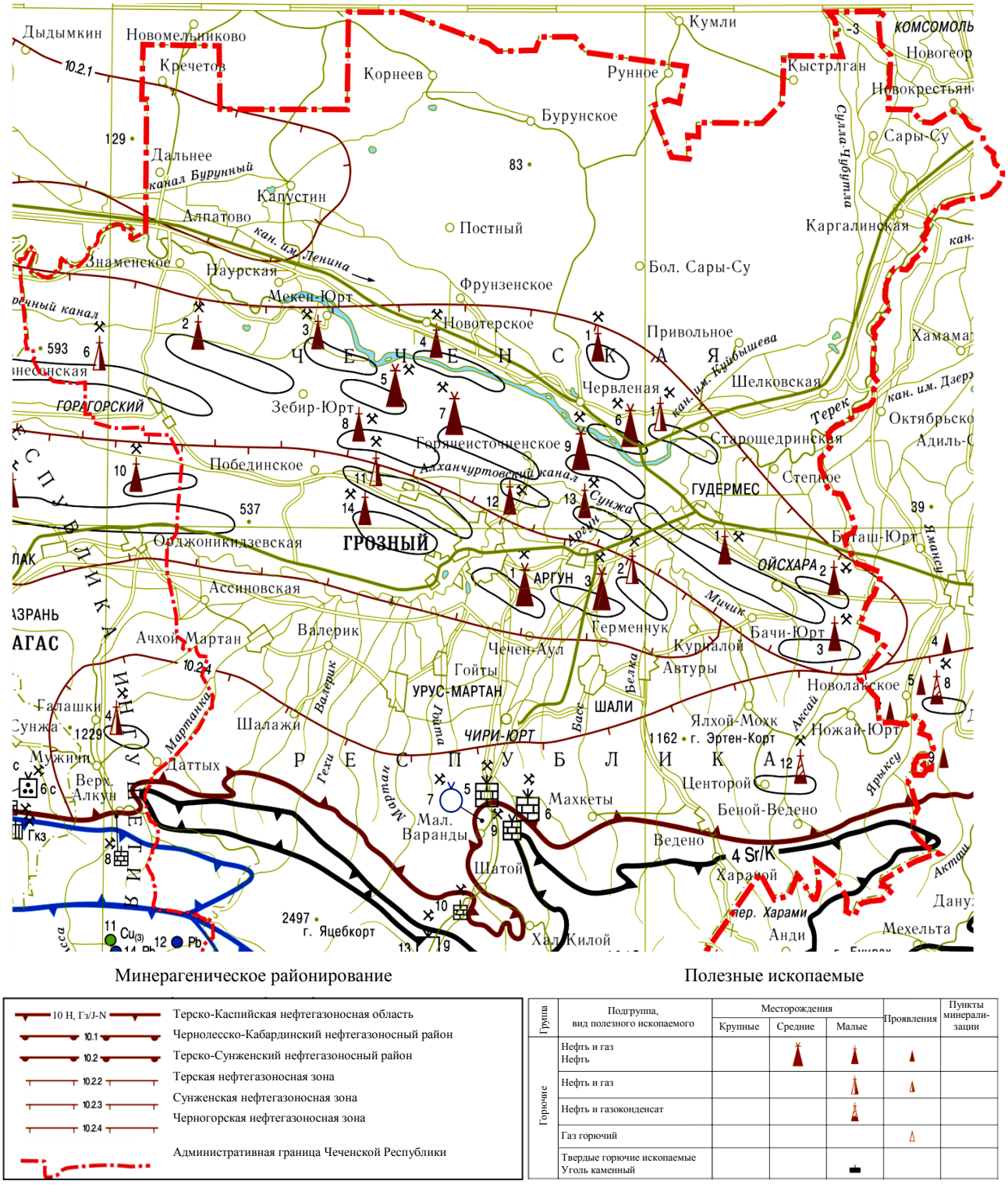


Рис.2. Фрагмент карты полезных ископаемых Российской Федерации (Скифская серия), доработан автором

С начала освоения нижнемеловых отложений (1983) в мезозойских отложениях было открыто порядка 34 залежей. Всего в разработке находятся 15 залежей по нескольким месторождениям Чеченской Республики и шесть по Ингушетии (рис.2). После распада СССР с 1992 по 2008 г. геологоразведочные работы (ГРР) в регионе практически не проводились. И только в 2009 г. были возобновлены комплексные ГРР – сейсмическая разведка и поисково-разведочное бурение. С 2009 по 2022 г. в Чеченской Республике реализованы 2D-сейсморазведка на 12 и 3D-сейсморазведка на трех лицензионных участках АО «Грознефтегаз» (дочернее предприятие ПАО «НК «Роснефть»),

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

а также на семи лицензионных участках АО «Чеченнефтехимпром» проведена 2D-сейсморазведка, в результате обработки и интерпретации данных которой выявлены шесть структур и поставлены одна разведочная и пять поисковых скважин [25, 26].

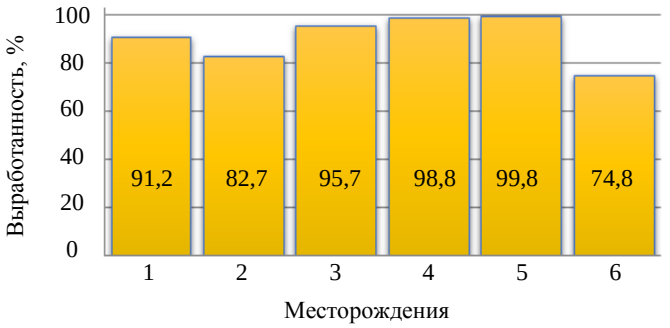


Рис.3. Выработанность нижнемеловых отложений ТСНО (Чеченская Республика)

1 – Брагунское; 2 – Октябрьское; 3 – Правобережное; 4 – Старогрозненское; 5 – Хаян-Кортское; 6 – Эльдаровское

В 2003 г. И.Г.Шнурманом проведен обобщенный анализ имеющихся керновых данных и на их основе исследованы и актуализированы петрофизические характеристики отложений альб-аптского яруса [27]. С 2009 по 2012 г. в рамках исследования современных методик и технологий обработки и интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) осуществлен обобщенный анализ результатов и выполнен дополнительный комплекс исследования имеющейся информации по керну с целью более полного обоснования требований к уровню интерпретации данных ГИС в изучаемом геологическом разрезе. Обоснован комплекс петрофизических моделей в терригенных породах изучаемого разреза, предложена методика интерпретации данных ГИС в нижнемеловых залежах ТСНО [28-30]. На сегодняшний день подавляющее большинство дренируемых залежей нефти и газа на территории Чеченской Республики на завершающей стадии разработки, степень выработанности запасов нефти составляет более 98 %. На 01.01.2025 г. на государственном балансе РФ по Чеченской Республике числятся запасы нефти категорий А + B_1 (нефть разрабатываемых залежей, по которым ведется и планируется добыча) – 9805 тыс. т, B_2 (нефть неразбуренных оцененных залежей введенных в разработку месторождений, на которых проектируется добыча) – 1779 тыс. т.

На гистограмме (рис.3) графически приведены сведения о выработанности отдельно нижнемеловой залежи по ряду основных месторождений изучаемого района. На январь 2025 г. степень разведанности начальных прогнозных суммарных ресурсов нефти составила 80,16 %, а степень выработанности разбуренных запасов, как уже отмечалось, более 98 % [31]. Такая ситуация делает традиционные подходы, основанные на поиске крупных структур, малоэффективными и требует перехода к модели, ориентированной на поиск остаточных и пропущенных запасов в неоднородных коллекторах внутри уже разведанных площадей.

Несмотря на то, что степень выработанности мелового комплекса отложений в пределах ТСНО достигает 98 %, данный комплекс, в частности его нижнемеловая часть, недостаточно разбурен и испытан. Одним из приоритетных направлений остается доиспытание нижнемеловых отложений в рамках программы ГРР после тщательного анализа имеющихся геолого-геофизических фондовых материалов по результатам их оцифровки, обработки и интерпретации.

Отметим, что анализ имеющихся геолого-геофизических материалов автором проводился только в пределах уже выявленных и разрабатываемых месторождений в нижнемеловых месторождениях Чеченской Республики, где возможно наличие пропущенных ранее при разбуривании перспективных отложений мела залежей нефти, а также месторождений, в которых числятся на балансе запасы нефти по категории C_2 либо ресурсы C_3. С этой целью проанализированы материалы по девяти месторождениям в пределах территории деятельности АО «Грознефтегаз». Методологической основой для решения поставленной задачи послужила методика интерпретации данных ГИС в терригенных алеврито-глинистых породах ТАВС, адаптированная автором для условий альб-аптских отложений ТСНО и реализованная в программном комплексе Gintel. Предмет исследования – петрофизические и фильтрационно-емкостные свойства альб-аптских терригенных коллекторов, а также пространственное распределение потенциально продуктивных интервалов, выделенных по результатам переинтерпретации.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

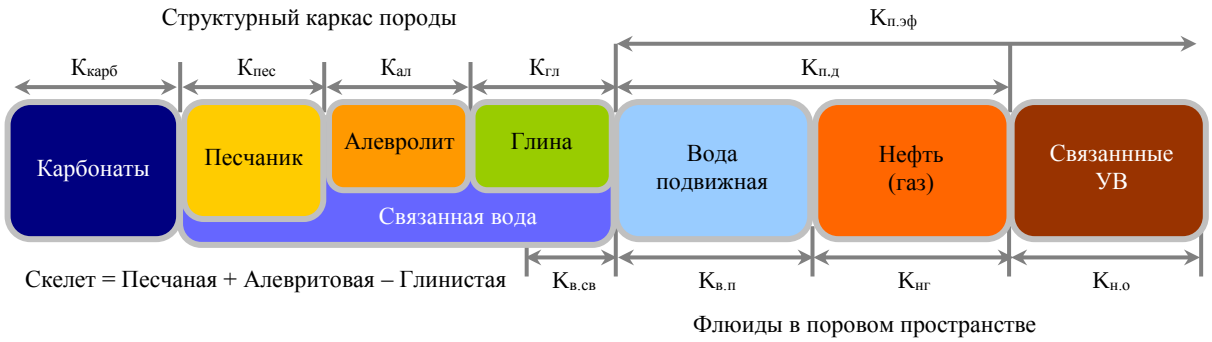


Рис.4. Трехкомпонентная петрофизическая модель терригенной породы
Коэффициенты: $К_{п.эф}$ – пористости эффективной; $К_{п.д}$ – пористости динамической; $К_{в.св}$ – воды связанной; $К_{в.п}$ – воды подвижной; $К_{нг}$ – нефтегазонасыщенности; $К_{н.о}$ – нефтенасыщенности остаточной

Алгоритм исследования. В качестве инструмента для локализации пропущенных залежей и обоснования рекомендаций по доразведке использовалась методика выделения песчано-алевритовых тел, потенциально содержащих остаточные запасы углеводородов. Методика разработана автором на основе адаптации системы петрофизических моделей и углубленной интерпретации данных ГИС TABC Gintel для условий альб-аптских отложений ТСНО, включающей последовательность операций: загрузка и нормализация разноформатных данных ГИС и керна в единую базу; расчет производных параметров на основе трехкомпонентной модели. Модель позволяет декомпозировать каротажные кривые для оценки объемного содержания песчаной ($К_{пес}$), алевритовой ($К_{ал}$) и глинистой ($К_{гл}$) фракций, эффективной пористости ($К_{п.эф}$), коэффициента водонасыщенности ($К_{в}$) и прогнозной проницаемости ($К_{пр}$).

Критериальный анализ. Перспективные интервалы отбирались автоматически при одновременном выполнении условий: $К_{пес} \geq 55$ %, $К_{п.эф} = 8\text{-}15$ %, $К_{пр} < 1$ мД, $К_{в} > 40$ %. Данные интервалы интерпретируются как линзы с сохранившейся емкостью, но с затрудненным дренированием [32]. В основе предложенной системы петрофизического моделирования лежит концепция трехкомпонентного состава породы (песок – алеврит – глина), схематически представленная на рис.4. Согласно данной концепции, любой терригенный коллектор рассматривается как система, состоящая из структурного каркаса и порового пространства. Каркас, в свою очередь, формируется песчаными, алевритовыми и глинистыми фракциями, карбонатным цементом, обломками пород и акцессорными минералами.

Ключевым отличием и преимуществом используемой модели является совместный учет влияния не только глинистой, но и алевритовой составляющей на интегральные физические параметры пласта. Такой подход позволяет более точно описать сложную зависимость физических свойств структурного каркаса от его фракционного состава, поверхностных зарядов частиц, минерализации пластовых флюидов и степени нефтегазонасыщенности. Эти факторы непосредственно определяют адсорбционные процессы и, как следствие, геофизические характеристики, регистрируемые в скважине комплексом ГИС. Фактической основой для создания методики послужили массивы оцифрованных данных стандартного комплекса ГИС и лабораторных исследований керна по 63 скважинам ключевых месторождений ТСНО. В ее основе лежит трехкомпонентная петрофизическая модель песчано-алеврито-глинистой породы, позволяющая по данным ГИС количественно определять фракционный состав скелета (содержание песчаной, алевритовой и глинистой фракций), пористость, долю связанной воды и абсолютную проницаемость.

Ключевой принцип методики заключается в выявлении интервалов разреза с повышенной долей алевритовой фракции (более 50-60 %), в которых при сохраненной пористости (8-15 %) наблюдается резкое ухудшение фильтрационных свойств (проницаемость менее 0,1-1 мД) и аномально высокая доля связанной воды (30-70 %). Такие интервалы, экранированные глинистыми прослоями, формируют изолированные линзовидные тела (пласты), в которых в условиях длительного простоя скважин могли сохраниться или регенерироваться остаточные запасы нефти. Алгоритм применения методики включает комплексную переинтерпретацию данных ГИС по скважинам с

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

расчетом полного набора петрофизических параметров; картирование интервалов, отвечающих заданным критериям (алевритовый состав, низкая проницаемость); корреляцию этих интервалов между скважинами и выделение в объеме геологических тел; ранжирование тел по перспективности и выработку рекомендаций (углубление существующих скважин или бурение новых) [33].

Изученность рассматриваемой территории сейсмическими методами недостаточно высока для однозначного решения вопроса о геологическом строении той или иной структуры, особенно при небольшом количестве пробуренных скважин. Это, в первую очередь, связано со сложным горным рельефом, наличием большого количества населенных пунктов, сети различных коммуникаций и сельскохозяйственных угодий, ограничивающих возможности проведения сейсморазведочных работ со взрывными источниками возбуждения, при использовании которых качество получаемой информации более высокое по сравнению с виброисточниками. Кроме того, наличие антиклинальных складок субширотного простирания и узких синклинальных прогибов между ними вынуждает прокладывать достаточно протяженные профили вкрест простирания структур; связующие (субширотные) 2D-профили в рассматриваемых условиях малоинформативны из-за наложения многочисленных «боковых» волн. В результате геометризация структуры и фиксация разрывных нарушений различного характера усложняют задачу по созданию представления о модели залежи углеводородов. Учитывая сложности при изучении меловых структур сейсмическими исследованиями, на первый план выходят буровые работы, по результатам которых и создается основное представление о геологическом строении структур. Материалами комплекса ГИС в скважинах и опробованием отложений решается вопрос о наличии коллекторов и их насыщении в пределах исследуемого комплекса отложений. По данному критерию в группу первоочередных объектов ГРР входят месторождения, которые уже числятся на балансе запасов категории C_2 (Горячеисточненское), либо возможен их прирост по вскрытым, но не опробованным пластам (Мескетинское, Минеральное, Северо-Джалкинское). Ко второй очереди относятся объекты, по которым числятся перспективные ресурсы категории C_3 (Северо-Брагунское, Северо-Минеральное) [34].

Проанализировав геолого-геофизический материал, часть месторождений (залежей) отнесли к недоизученным ГРР. В их число по отложениям нижнего мела входят Горячеисточненское, Северо-Брагунское, Северо-Минеральное и Ханкальское. По величине возможных приращиваемых запасов (ресурсов) первоочередными следует считать Северо-Минеральное, Северо-Брагунское и Горячеисточненское месторождения, где величины прироста запасов промышленной категории C_1 могут составить более 1 млн т по всей площади залежи.

На основе анализа всей имеющейся геолого-геофизической информации сделан вывод о целесообразности проведения дальнейших ГРР на нижнемеловые отложения (табл.1), которые являются целевыми объектами данного исследования.

Таблица 1

Рекомендации на проведение ГРР в пределах перспективных объектов

Площадь	Перспективные отложения	Номер скважин	Рекомендации
Горячеисточненская	Нижний мел (альб)	121	Углубление
	Нижний мел (баррем)	132, 135	Углубление
Северо-Брагунская	Нижний мел (апт)	20	Углубление
		32	Бурение новой скважины
Северо-Минеральная	Нижний мел (апт)	22	Углубление
		34	Бурение новой скважины

Обсуждение результатов

Горячеисточненское месторождение. Перспективы этого месторождения связываются с запасами категории C_2 альбских и барремских отложений. На государственном балансе по месторождению числятся запасы углеводородов по категории C_2 в альбских и барремских отложениях в объеме: альб – нефть – 1684/842 тыс. т, газа растворенного – 346 млн м^3; баррем – нефть – 1042/521 тыс. т, газа растворенного категории C_2 – 201 млн м^3.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

В 1992 г. с целью разведки барремской залежи заложена скважина 145 с проектной глубиной 5250 м, которая ликвидирована в 2005 г. по техническим причинам с забоем на глубине 4265 м в отложениях верхнего мела. В связи с тем, что геологические задачи, поставленные перед скважиной 145, остались нерешенными, для доразведки поля запасов C_2 барремской залежи в западной части рекомендуется проведение углубления скважины 135. В восточной части залежи данную задачу будут выполнять скважины 131 и 134.

При анализе фактического геолого-геофизического материала и данных опробования скважин отмечены следующие положительные критерии, позволяющие провести углубление скважины 135 на 125 м, 131 на 70 м, 134 на 90 м с полным вскрытием отложений барремского яруса и последующим опробованием вскрытых отложений. Отложения барремского яруса нижнего мела в пределах Горячеисточненского месторождения вскрыты в восьми скважинах (110, 111, 112, 122, 123, 130, 131, 135). Опробование барремских отложений проведено в четырех скважинах (111, 112, 122, 130), из них в скважинах 111 и 122 совместно с V пластом аптских отложений. В скважинах 112 (перфорация) и 130 (открытый ствол) получены притоки безводной нефти дебитами 76 и 25 т/сут соответственно. В скважинах 111 и 122 притока не получено.

Согласно данным пробуренных скважин отложения барремского яруса полностью в пределах структуры не вскрыты. Наибольшая вскрытая толщина отложений отмечена в скважине 130 и равна 123 м. Фактический забой скважины 135 находится в отложениях барремского яруса на глубине 4932 м (–4618 м). Вскрытая толщина баррема порядка 40 м. В скважине 131 кровля барремского яруса вскрыта на глубине 4966 м (–4694 м), а в скважине 134 не вскрывалась. Скважины 131, 134 в настоящее время находятся в бездействии. Следовательно, их углубление на залежь баррема можно расценивать как наиболее вероятное.

В скважине 135 кровля отложений барремского яруса вскрыта в присводовой части структуры, на 25 м ниже, чем в скважине 130, в которой залежь разрабатывалась. В скважине 112, где был получен приток безводной нефти из отложений баррема, кровля вскрыта на 24 м ниже, чем в скважине 135. Кроме того, абсолютная отметка верхней дыры интервала перфорации в скважине 130 (–4683 м) фиксируется ниже кровли барремских отложений на 65 м, вскрытых в скважине 135. Учитывая данное обстоятельство, в скважине 135 отложения барремского яруса будут нефтенасыщены от кровли до условно принятого водонефтяного контакта на отметке –4800 м. Скважиной 135 будет решена задача по переводу части запасов категории C_2 в C_1 в западной части залежи. В связи с этим для полной доразведки залежи в восточной части следует рассматривать вариант углубления скважины 134 после завершения разработки аптской залежи, которая, как и скважина 135, вскроет залежь баррема в поле запасов категории C_2. Забой скважины 134 находится на глубине 4986 м (–4657,5 м) в отложениях пачки V_2 аптского яруса. При сопоставлении толщин нижнемеловых отложений по материалам комплекса ГИС в близрасположенных скважинах 110, 112 кровля барремского яруса в скважине 134 будет вскрыта на глубине порядка 4990 м (–4661,5 м), что на 21 м выше верхней дыры перфорации в скважине 130, где получен приток нефти, и на 138,5 м выше принятого положения водонефтяного контакта для залежи.

Для доразведки залежи в альбских отложениях следует рассматривать вариант перевода скважин, закончивших разработку верхнемеловой или аптской залежей. Отложения I пласта альбского яруса нижнего мела в пределах Горячеисточненского месторождения вскрыты в 22 скважинах. Опробование продуктивных отложений проведено в трех скважинах (126, 134, 140). В скважинах 126 и 140 (слабый приток) получены притоки нефти. В скважине 134 притока не получено, пласт в скважине представлен слабопроницаемыми глинистыми коллекторами. Скважины 126 и 140 вскрыли кровлю продуктивного пласта на западной периклинали структуры, на отметках –4502 м и –4655 м соответственно. В скважине 121, работающей в настоящий момент с апта, коллектора пласта I вскрыты в присводовой части структуры. По ГИС коллектора пласта I фиксируются гипсометрически выше, чем в скважинах 126, 140, на отметках –4298 м и –4334 м соответственно, т.е. на 204 м и 321 м. Следовательно, скважина 121, расположенная в центре залежи в поле запасов C_2, по своему гипсометрическому уровню находится в более благоприятных условиях, чем скважины 126 и 140, в которых получены притоки углеводородов. Восточную часть альбской залежи, где

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

отмечено поле запасов категории C_2, возможно доразведать путем опробования в скважине 132 после отработки запасов в апте и барреме.

Северо-Брагунское месторождение. Для подтверждения выявленной структурной ловушки (антиклиналь) в отложениях нижнего мела ранее составленным проектом предусмотрено бурение поисковой скважины 32 в сводовой части поднятия. Проектной поисковой скважиной планируется вскрытие аптских отложений на полную толщину с вскрытием кровельной части барремских отложений нижнего мела. Проектная глубина поисковой скважины 5800 м. В процессе бурения скважины предлагается провести испытание в открытом стволе и в эксплуатационной колонне. Интервалы испытаний представлены в табл.2, 3.

Таблица 2

Испытание пластов в открытом стволе Северо-Брагунской площади

Номер объекта	Возраст отложений	Интервал испытания, м
1	K_1al	5400-5430
2	K_1a	5520-5540
3	K_1a	5560-5600
4	K_1a	5635-5680

Таблица 3

Испытание и освоение пластов в эксплуатационной колонне Северо-Брагунской площади

Номер объекта	Интервал перфорации, м	Возраст отложений	Метод интенсификации притока
1	5660-5675 5635-5650	K_1a	Гидрофобно-кислотная эмульсия
2	5590-5600 5560-5570	K_1a	
3	5520-5540	K_1a	
4	5410-5425	K_1al	

В случае отсутствия возможности бурения новой поисковой скважины рассмотрен альтернативный вариант – углубление какой-либо из скважин 16, 20, 21, 31 и 80 в зависимости от их конструкции и технического состояния. Указанные скважины располагаются в присводовой части на структуре, в более оптимальных условиях по гипсометрии по отношению к проектной скважине 32. Фактические забои скважин по материалам ГИС находятся на глубинах 4897 и 5128 м (верхний мел), 4662 м (фораминиферовые слои), 5430 и 5080 м (верхний мел). Скважинами 31 и 80 в настоящее время разрабатывается залежь нефти в верхнем меле, а скважины 16, 20, 21 – наблюдательные. Рассмотрен вариант проведения углубления скважин 16 и 31, поскольку на скважину 21 нацелены задачи по забуриванию второго ствола на отложения верхнего мела. Принимая во внимание, что общие толщины меловых отложений в пределах структуры практически не изменяются, следует предполагать возможное углубление скважины 16 на 800 м от фактического забоя, скважины 31 на 270 м.

Северо-Минеральное месторождение. Для реализации поставленных целей и задач по опоискованию аптских перспективных отложений намечается бурение поисковой скважины 34. Местоположение скважины 34 отмечено на наиболее высокой гипсометрической отметке (около –5320 м) по II пачке, между пробуренными скважинами 22 и 33, в предполагаемой нефтяной зоне II и V пачек западного поля. Выбор данной точки для проектной поисковой скважины 34 оптимален благодаря тому, что в соседней скважине 33 при бурении II пачки апта было зафиксировано интенсивное нефтегазопроявление с повышением устьевого давления до 25 МПа.

Целью бурения проектной поисковой скважины глубиной 5800 м является полное вскрытие толщи аптских отложений нижнего мела с заходом в кровельную часть подстилающих барремских отложений. Программой работ предусмотрены испытания продуктивных интервалов в открытом стволе и в колонне. Интервалы для испытаний указаны в табл.4 и 5.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Таблица 4

Испытание пластов в открытом стволе Северо-Минеральной площади

Номер объекта	Возраст отложений	Интервал испытания, м
1	K_1al (I_n)	5370-5420
2	K_1a (II_n)	5555-5610
3	K_1a (IV_n)	5655-5690
4	K_1a (V_n)	5730-5785

Таблица 5

Испытание и освоение пластов в эксплуатационной колонне Северо-Минеральной площади

Номер объекта	Интервал перфорации, м	Возраст отложений	Метод интенсификации притока
1	5785-5730	K_1a (V_n)	Глино-кислотная обработка
2	5610-5555	K_1a (II_n)	

Приведенные выше практические задачи по доразведке и доразработке нижнемеловых отложений, сформированные в проектных документах АО «Грознефтегаз» и отраженные в современных исследованиях, носят в значительной степени качественный и прогнозный характер. Они

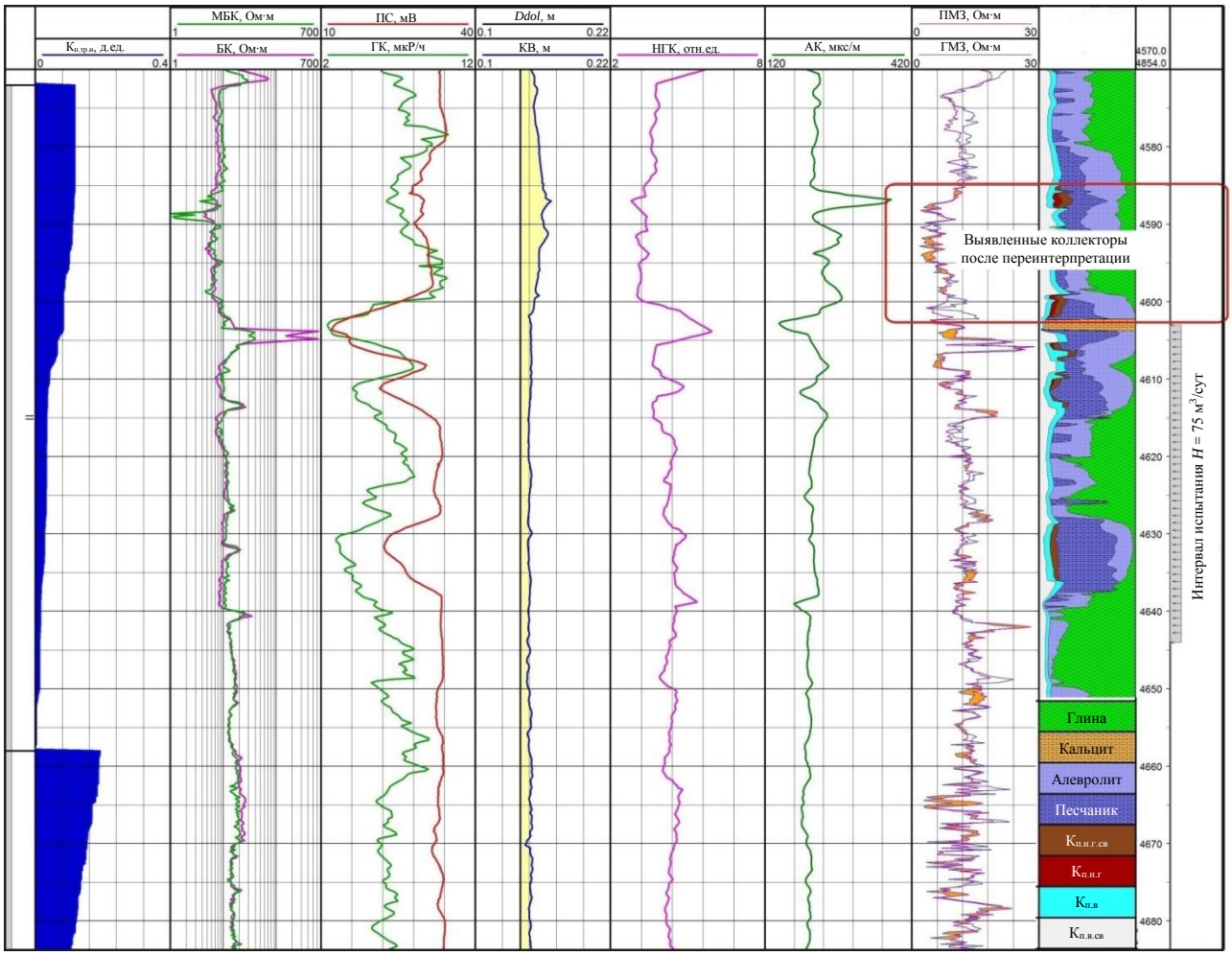


Рис.5. Результат переинтерпретации данных ГИС (нижний мел), Старогрозненское месторождение, скважина 707

МБК – микробоковой каротаж; БК – боковой каротаж; ПС – поляризация самопроизвольная; ГК – гамма-каротаж; *Ddol* – диаметр долота; КВ – кавернометрия; НГК – нейтронный гамма-каротаж; АК – акустический каротаж; ПМЗ – потенциал-микрозонд; ГМЗ – градиент-микрозонд; коэффициенты: $К_{п.тр.и}$ – пористости трещинной интервальной; $К_{п.н.г.св}$ – пористости нефти и газа связанных (неподвижных); $К_{п.н.г}$ – пористости нефти и газа (общей); $К_{п.в}$ – пористости водонасыщенной; $К_{п.в.св}$ – пористости водонасыщенной связанной

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

указывают на перспективные месторождения (Хаян-Кортовское, Андреевское, Старогрозненское) и общие горизонты, однако не содержат инструментального, количественного обоснования для адресных геолого-технических мероприятий, таких как углубление конкретных скважин или точное позиционирование новых.

Предлагаемая в данной работе методика комплексной переинтерпретации данных ГИС на основе технологии ТАВС (ESKS-ТАВС) в среде Gintel призвана восполнить этот методический пробел. Применение методики позволяет перейти от констатации общих перспектив к автоматизированной цифровой обработке, интерпретации и выделению конкретных геологических тел – «алевритовых линз». Таким образом, методология служит прямым связующим звеном между исторически накопленными данными (включая массивы АО «Грознефтегаза») и современными задачами по увеличению нефтеотдачи и доразведке, обеспечивая критериальную основу для выбора объектов воздействия, что согласуется с общими выводами о высокой выработанности и потенциале доразработки меловых отложений региона. В отличие от обзорных оценок, наша переинтерпретация данных ГИС по фонду скважин исследуемых месторождений с применением методики ТАВС позволила не только подтвердить перспективность, но и количественно выделить целевой интервал (рис.5). Анализ рассчитанных параметров ($К_{ал}$, $К_{п}$, $К_{в.св}$) в скважине 707 Старогрозненского месторождения выявил изолированную линзу, удовлетворяющую критериям коллектора с остаточной нефтенасыщенностью. Именно на основе этой цифровой модели может быть сформировано конкретное предложение по прострелу скважины в указанных интервалах.

Заключение

Нефтеразведка на сегодняшний день неотделима от высоких технологий и сопровождается высокими рисками и большими инвестициями. Однако нефтегазовые горизонты залегают на больших глубинах, в нашем случае от трех до шести тысяч метров. По статистике только 20 % разведочных скважин в среднем в мире были пробурены успешно с получением экономического притока нефти и газа [35-37]. Стоимость разведочной скважины составляет более миллиарда рублей, но, несмотря на высокие инвестиции, вероятность недостижения поставленных целей существенна, соответственно, цена ошибки очень велика. Это означает, что повышение достоверности результатов бурения является приоритетной задачей всех исследователей данной сферы [38]. По мере развития компьютерных инноваций и технологического прогресса IT-технологии и искусственный интеллект стали неотъемлемой частью методов исследования в сфере поисков и разведки нефти и газа, что привело к более глубокой интерпретации и детальному изучению геологии недр [39-41].

Проведенное исследование, сочетающее исторический анализ изученности нижнемеловых отложений ТСНО с применением современных цифровых технологий интерпретации, позволяет сформулировать следующие основные выводы:

- Анализ эволюции геолого-геофизических исследований с конца XIX в. показал, что к концу активного этапа ГРР в регионе (начало 1990-х гг.) был сформирован довольно детальный массив данных. Однако его потенциал для поиска нетрадиционных ловушек остался нераскрытым из-за ориентации традиционных методов на высокопроницаемые песчаные коллекторы.
- Для решения задачи выявления «пропущенных» залежей адаптирована и применена в отдельных скважинах технология комплексной интерпретации ESKS-ТАВС в ПО Gintel. Основное преимущество для условий ТСНО – трехкомпонентная петрофизическая модель, позволяющая количественно выделять интервалы с преобладанием алевритовой фракции со сложной пористостью (8-15 %), низкой проницаемостью (<1 мД) и аномально высокой долей связанной воды (30-70 %), что трактуется как признак наличия остаточной нефти. Оцифровка и переинтерпретация материалов ГИС с применением методики ESKS-ТАВС, машинного обучения и нейронных сетей по всем месторождениям, пробуренным к настоящему времени на нижний мел ТСНО в комплексе с данными сейсморазведки, позволит построить объемную модель распределения литологических особенностей и коллекторских свойств в трехмерном пространстве непрерывно по всей глубине. Такая модель будет являться источником новой геологической информации и во многом способна заменить ряд существующих условно-схематических карт и разрезов. Это позволит

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

выдать рекомендации по углублению на нижний мел верхнемеловых скважин бездействующего фонда по трем месторождениям: Горячеисточненское, Северо-Брагунское и Северо-Минеральное, что намного экономически эффективнее, чем строительство новых скважин.

• Новизна работы заключается не в констатации общей перспективности доразведки, а в переходе к адресным, технологически обоснованным решениям. Каждая рекомендация следует из результатов цифровой петрофизической модели, верифицированной по керну, что минимизирует риски и повышает экономическую эффективность за счет приоритета углубления существующего фонда скважин перед дорогостоящим новым бурением.

• Предложенный подход создает основу для тиражирования на другие месторождения ТСНО и аналогичные старые нефтегазоносные провинции. Дальнейшее развитие связано с интеграцией результатов с данными 3D-сейсморазведки для построения объемных геологических моделей и применением алгоритмов машинного обучения для автоматизации прогноза.

Таким образом, исследование и переинтерпретация данных ГИС являются важным инструментом для повышения эффективности ГРР, что в конечном итоге будет способствовать открытию новых продуктивных интервалов. Дальнейшие исследования альб-аптских отложений также следует направить на опробование новых геофизических методов, уточнение влияния компонентного состава на основные петрофизические зависимости и результаты геофизических методов, переинтерпретацию имеющихся результатов ГИС с помощью современных автоматизированных систем обработки и интерпретации данных. Использование передовых технологий, включая цифровую обработку данных, сейсмическое моделирование и применение алгоритмов машинного обучения, позволит пересмотреть устаревшие методики и результаты интерпретации и выявить новые перспективные зоны путем построения геолого-геофизической 3D-модели залежей углеводородов [42, 43].

ЛИТЕРАТУРА

1. *Irving E., North F.K., Couillard R.* Oil, Climate, and Tectonics // Canadian Journal of Earth Sciences. 1974. Vol. 11. № 1. P. 1-17. DOI: 10.1139/e74-001

2. *Luginets I.P.* The problem of oil-gas saturation in the Mesozoic sediments of the lower Yenisei // International Geology Review. 1959. Vol. 1. Iss. 9. P. 24-27. DOI: 10.1080/00206815909473439

3. *Yunhua Deng, Yongcai Yang, Ting Yang.* Three systems of the oil and gas formation in the world // Petroleum Research. 2025. Vol. 10. Iss. 1. P. 1-27. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2024.06.008

4. *Aladwani N.S., Alenezi A., Diab A.* Investigation of the Cretaceous total petroleum system using wireline logs, core, and geochemical data in Bahrah Field, Northern Basin, Kuwait // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2023. Vol. 13. Iss. 1. P. 381-406. DOI: 10.1007/s13202-022-01556-4

5. *Zhang Yinguo, Chen Qinghua, Sun Ke et al.* Characteristics and influencing factors of Cretaceous reservoir in eastern depression of North Yellow Sea basin // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2022. Vol. 12. Iss. 7. P. 1907-1918. DOI: 10.1007/s13202-021-01362-4

6. *Ming-jian Wang, Guo-lin Xiao, Chang-qing Yang et al.* Characteristics and evaluation of Mesozoic source rocks in the southeastern East China Sea continental shelf // China Geology. 2019. Vol. 2. Iss. 2. P. 133-141. DOI: 10.31035/cg2018079

7. *Ященко И.Г., Крупицкий В.В., Полищук Ю.М.* Особенности изменения физико-химических свойств нефтей в связи с большими глубинами // Георесурсы. 2021. Т. 23. № 3. С. 99-108. DOI: 10.18599/grs.2021.3.13

8. *Elhossainy M.M., El-Shafeiy M., Al-Areeq N.M., Hamdy D.* Petroleum generation modelling of the Middle-Late Cretaceous sediments in the Abu Gharadig Field, Northwestern Desert, Egypt // Geological Journal. 2022. Vol. 57. Iss. 9. P. 3851-3880. DOI: 10.1002/gj.4519

9. *Hassan S., Tahoun S.S., Darwish M. et al.* The Albian – Cenomanian boundary on the southern Tethyan margin: Abu Gharadig Basin, Northern Western Desert, Egypt // Marine and Petroleum Geology. 2023. Vol. 154. № 106334. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2023.106334

10. *Madisheva R.K., Portnov V.S., Amangeldiyeva G.B. et al.* Geochemical prerequisites for the formation of oil and gas accumulation zones in the South Turgay basin, Kazakhstan // Acta Geochimica. 2024. Vol. 43. Iss. 3. P. 520-534. DOI: 10.1007/s11631-023-00660-4

11. *Rajabli O.V.* Paleotectonic characteristics and oil-gas content of Mesozoic sediment accumulation in the Yalama-Khudat uplift zone // Scientific Petroleum. 2023. № 2. P. 6-12. DOI: 10.53404/Sci.Petro.20230200042

12. *Kirillova G.L.* Late Mesozoic–Cenozoic sedimentary basins of active continental margin of Southeast Russia: paleogeography, tectonics, and coal–oil–gas presence // Marine and Petroleum Geology. 2003. Vol. 20. Iss. 3-4. P. 385-397. DOI: 10.1016/S0264-8172(03)00046-1

13. *Каракаш Н.И.* Меловые отложения северного склона Главного Кавказского хребта и их фауна. СПб: Типография М.М.Стасюлевича, 1897. 205 с.

14. *Холодов В.Н., Недумов Р.И.* Литология и геохимия среднего миоцена Восточного Предкавказья. М.: Наука, 1981. 205 с.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

15. *Ренгартен В.П.* Нижнемеловые отложения // Геология СССР. Т. IX. Северный Кавказ. Ч. 1. Геологическое описание. М.; Л.: Государственное издательство геологической литературы Министерства геологии СССР, 1947. С. 170-205.

16. *Головлев А.А.* Геолого-геоморфологические особенности территории горной Чечни // Самарская Лука. 2007. Т. 16. № 4 (22). С. 689-707.

17. *Tari G., Blackbourn G., Boote D.R.D. et al.* Exploration plays in the Caucasus Region // Journal of Petroleum Geology. 2021. Vol. 44. Iss. 3. P. 213-236. DOI: 10.1111/jpg.12791

18. *Барковская М.Г.* Материалы к петрографии верхнеюрских и нижнемеловых отложений р. Белой (Сев. Кавказ) // Записки Всероссийского минералогического общества. 1937. Ч. 66. № 3. С. 523-545.

19. *Конюхов И.А., Бурлин Ю.К., Серегин Ф.М.* Нижнемеловые отложения Северного Кавказа и их литолого-фациальные изменения // Геология нефти. 1958. № 4. С. 49-56.

20. *Конюхов И.А.* Опыт изучения мезозойских отложений Восточного Предкавказья (в связи с перспективами нефтегазоносности). М.: ГОСИНТИ, 1958. 127 с.

21. *Сазонова И.Г.* Нижнемеловые отложения // Труды ВНИГНИ. Вып. X. Геологические и геохимические исследования. Л.: Гостоптехиздат, 1958. С. 86-99.

22. *Саламатин А.Е.* Региональная стратиграфическая схема нижнего мела Северо-Восточного Кавказа // Известия Северо-Кавказского научного центра высшей школы. Естественные науки. 1972. № 2. С. 74-79.

23. *Ulmishek B.F.* Petroleum Geology and Resources of the Middle Caspian Basin, Former Soviet Union. U.S. Geological Survey Bulletin 2201–A. Denver: U.S. Department of the Interior, Geological Survey, 2001. Version 1.0. 38 p. DOI: 10.3133/b2201A

24. *Смольянинова К.И.* Коллекторские особенности пород нижнего мела Терско-Сунженского нефтеносного района на глубинах свыше 3000 м // Труды Института нефтехимической и газовой промышленности им. И.М.Губкина. Вып. 123, 124. Изучение коллекторов нефти и газа, залегающих на большой глубине. М.: Недра, 1977. С. 130-132.

25. *Даукаев А.А., Абубакарова Э.А., Бачаева Т.Х., Сарычев В.И.* Исследования механизмов естественного восполнения запасов месторождений углеводородов (на примере Старогрозненского нефтегазового месторождения) // Известия Тульского государственного университета. Науки о Земле. 2023. № 4. С. 62-73.

26. *Уздиева Н.С., Нурадинов А.С.* Восстановление и приоритетные направления развития нефтегазодобывающего комплекса Чеченской Республики // Современные проблемы геологии, геофизики и геоэкологии Северного Кавказа. М.: Институт истории естествознания и техники им. С.И. Вавилова РАН, 2022. Т. XII. С. 208-213.

27. *Шнурман И.Г.* Изучение терригенных коллекторов Предкавказья по результатам геофизических исследований скважин. Краснодар: Просвещение-Юг, 2003. 397 с.

28. *Хасанов М.А., Эзирбаев Т.Б.* Петрофизические характеристики терригенных нижнемеловых продуктивных коллекторов Терско-Сунженской нефтегазоносной области как основа интерпретации данных ГИС // Каротажник. 2009. № 8 (185). С. 3-9.

29. *Афанасьев С.В., Хасанов М.А., Эзирбаев Т.Б.* Обоснование модели электропроводности для аптских отложений Терско-Сунженской нефтегазоносной области // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2011. № 8. С. 41-43.

30. *Эзирбаев Т.Б.* Методика интерпретации данных ГИС в терригенных алеврито-глинистых и трещиноватых породах на примере отложений Терско-Сунженской нефтегазоносной области: Автореф. дисс. … канд. техн. наук. М.: Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, 2012. 29 с.

31. *Даукаев А.А., Гайсумов М.Я., Бадаев С.В.* Доюрское основание Терско-Каспийского прогиба в связи с проблемой глубинной нефти и формировании ее скоплений // Геология и геофизика Юга России. 2023. Т. 13. № 3. С. 131-144. DOI 10.46698/VNC.2023.19.53.010

32. *Эзирбаев Т.Б.* Нижнемеловая залежь Старогрозненского нефтегазового месторождения как объект геологического моделирования // Геология и геофизика Юга России. 2025. Т. 15. № 3. С. 239-254. DOI 10.46698/VNC.2025.27.39.001

33. *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

34. *Кулешков И.В., Данильченко О.Н., Колбикова В.В., Колбиков В.С.* Обобщение опыта разработки нефтяных месторождений Чеченской Республики и научное обоснование их перспективной доразработки // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2008. № 4. С. 28-35. URL: https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_publication/177145/v04_2008.pdf (дата обращения 20.12.2025).

35. *Animah I., Shafiee M.* Condition assessment, remaining useful life prediction and life extension decision making for offshore oil and gas assets // Journal of Loss Prevention in the Process Industries. 2018. Vol. 53. P. 17-28. DOI: 10.1016/j.jlp.2017.04.030

36. *Nasibova G., Ismayilzadeh E., Ganbarova S., Ismayilova M.* Oil and gas prospects of tectonic crashing zones of the Kura intermountain depression // Reliability: Theory & Applications. 2023. Vol. 18. Special Issue № 5 (75). P. 313-322. DOI: 10.24412/1932-2321-2023-575-313-322

37. *Yunsheng Wei, Ailin Jia, Yanmei Xu, Jianlong Fang.* Progress on the different methods of reserves calculation in the whole life cycle of gas reservoir development // Journal of Natural Gas Geoscience. 2021. Vol. 6. Iss. 1. P. 55-63. DOI: 10.1016/j.jnggs.2021.04.001

38. *Dvoynikov M., Kutuzov P.* Identification of Critical and Post-Critical States of a Drill String Under Dynamic Conditions During the Deepening of Directional Wells // Eng. 2025. Vol. 6. Iss. 11. P. 1-21. DOI: 10.3390/eng6110306

39. *Rahmawan S., Yasmaniar G., Prakoso S.* Rock quality grouping in sandstone formation using a critical porosity approach at formation pressure conditions // Petro: Jurnal Ilmiah Teknik Perminyakan. 2020. Vol. 9. № 4. P. 167-173. DOI: 10.25105/petro.v9i4.8203

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

40. *Dong Liu, Fengyi Zhang, Qin Zhu et al.* Quantitative Characterization and Dynamic Law of Interlayer Interference for Multilayer Commingled Production in Heavy Oil Reservoirs by Numerical Simulation // World Journal of Engineering and Technology. 2019. Vol. 7. № 3. P. 379-395. DOI: 10.4236/wjet.2019.73028

41. *Прищепа О.М., Боровиков И.С., Грохотов Е.И.* Нефтегазоносность малоизученной части северо-запада Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции по результатам бассейнового моделирования // Записки Горного института. 2021. Т. 247. С. 66-81. DOI: 10.31897/PMI.2021.1.8

42. *Bechtel A., Jianliang Jia, Strobl S.A.I. et al.* Palaeoenvironmental conditions during deposition of the Upper Cretaceous oil shale sequences in the Songliao Basin (NE China): Implications from geochemical analysis // Organic Geochemistry. 2012. Vol. 46. P. 76-95. DOI: 10.1016/j.orggeochem.2012.02.003

43. *Yunhua Deng, Yongcai Yang, Ting Yang.* Three systems of the oil and gas formation in the world // Petroleum Research. 2025. Vol. 10. Iss. 1. P. 1-27. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2024.06.008

Автор **Тимур Борисович Эзирбаев,** *канд. техн. наук, доцент* (*Грозненский государственный нефтяной технический университет им. акад. М.Д.Миллионщикова, Грозный, Чеченская Республика, Россия*), *старший научный сотрудник* (*Комплексный научно-исследовательский институт им. Х.И.Ибрагимова РАН, Грозный, Чеченская Республика, Россия*), *timersno@mail.ru, https://orcid.org/0000-0002-0814-7862.*

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0