УДК 550.8:553.98(574.1); https://doi.org/10.37878/2708-0080/2026-3.01
https://orcid.org/0000-0003-0167-0412
https://orcid.org/0000-0002-4518-0055

ГЛУБИННОЕ СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ СЕВЕРО-ТОРГАЙСКОГО БАССЕЙНА

Г.Ж. ЖОЛТАЕВ,
доктор геолого-минералогических наук, академик МАМР,
zholtaev.geroy@mail.ru

Х.Б. АБИЛХАСИМОВ,
доктор геолого-минералогических наук, академик АМР РК, главный научный сотрудник,
khairly59@mail.ru

ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ НАУК ИМ. К. И. САТПАЕВА
Республика Казахстан, 050010, г. Алматы, ул. Кабанбай батыра, 69

В работе представлено комплексное исследование глубинного строения Северо-Торгайского осадочного бассейна с позиций обоснования его нефтегазоносности. На основе интеграции данных геотраверса «Батолит» — магнитотеллурических зондирований (МТЗ) до глубины 180 км, высокоточной гравиметрии, магнитометрии и тепловых космических съёмок — установлена принципиально новая геодинамическая модель литосферы региона, опровергающая прежние платформенные схемы.

Выявлен гигантский мантийный астенолит под Убаганской зоной (глубина 80–160 км), интерпретируемый как источник тепловых флюидов для нефтегазовых систем. Доказано наличие мощного палеозойского промежуточного структурного этажа (фаменско-турнейский карбонатно-терригенный комплекс) с высоким генерационным потенциалом (Сорг 0,1–2,97%).

Региональные сейсмические профили подтвердили слабую дислоцированность девонских и каменноугольных отложений в центральной и восточной частях бассейна — условие, благоприятное для сохранности залежей. Прогнозируются рифовые ловушки девонско-турнейского возраста, рекомендованные как первоочередные объекты для поискового бурения.

Представлена новая схема тектонического районирования на основе Главной магнитоактивной поверхности (ГМАП). Авторы выделяют пять макроструктур: Западно-Торгайскую, Центрально-Торгайскую, Восточно-Торгайскую, Жиланшикскую и Мынбулакскую.

Практическое значение: полученные результаты определяют стратегию ГРР в Северо-Торгайском бассейне как новой нефтегазоносной области севера Казахстана.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: *глубинное строение, геотраверс «Батолит», мантийный астенолит, нефтегазоносность, девонские рифы, Северо-Торгайский бассейн, гравиметрия, МТЗ, нефтегазоматеринские толщи, тектоническое районирование.*

СОЛТҮСТІК ТОРҒАЙ БАССЕЙНІНІҢ ТЕРЕҢ ҚҰРЫЛЫМЫ ЖӘНЕ МҰНАЙ-ГАЗДЫЛЫҒЫ

Г.Ж. ЖОЛТАЕВ, геология-минералогия ғылымдарының докторы, ХМРА академигі, *zholtaev.geroy@mail.ru*
Х.Б. АБИЛХАСИМОВ, геология-минералогия ғылымдарының докторы, ҚР МРА академигі, бас ғылыми қызметкер, *khairly59@mail.ru*

Қ.И. СӘТПАЕВ АТЫНДАҒЫ ГЕОЛОГИЯЛЫҚ ҒЫЛЫМДАР ИНСТИТУТЫ
Қазақстан Республикасы, 050010, Алматы қ., Қабанбай батыр к., 69

Жұмыста Солтүстік Торғай шөгінді бассейнінің мұнайлы-газды негіздеу тұрғысынан терең құрылысын кешенді зерттеу ұсынылған. «Батолит» геотраверстің деректерін ықпалдастыру негізінде — 180 км тереңдікке дейінгі магнитотеллурикалық зондтау (МТЗ), жоғары дәлдіктегі гравиметрия, магнитометрия және жылу ғарыштық түсірілімдер негізінде — бұрынғы платформалық схемаларды жоққа шығаратын өңір литосферасының түбегейлі жаңа геодинамикалық моделі орнатылды.

Мұнай-газ жүйелері үшін жылу флюидтерінің көзі ретінде түсіндірілетін Обаған аймағының астенолиті (тереңдігі 80–160 км) анықталды. Жоғары генерациялық әлеуеті бар (Сорг 0,1–2,97%) қуатты палеозой аралық құрылымдық қабатының (фамен-турней карбонатты-терригенді кешені) болуы дәлелденді.

Өңірлік сейсмикалық профильдер бассейннің орталық және шығыс бөліктерінде девондық және таскөмір шөгінділерінің әлсіз орналасуын - шоғырларды сақтау үшін қолайлы жағдайды растады. Іздестіру бұрғылау үшін бірінші кезектегі объектілер ретінде ұсынылған девон-турней жасындағы рифтік тұзақтар болжанады.

Бас магнитті активті бет (ГМАП) негізінде тектоникалық аудандастырудың жаңа схемасы ұсынылды. Авторлар бес макроқұрылымды бөліп көрсетеді: Батыс Торғай, Орталық Торғай, Шығыс Торғай, Жыланшық және Мыңбұлақ.

Практикалық мәні: алынған нәтижелер солтүстік Қазақстанның жаңа мұнай-газ саласы ретінде Солтүстік Торғай бассейніндегі ГБЖ стратегиясын айқындайды.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: *тереңдік құрылысы, «Батолит» геотраверсі, мантиялық астенолит, мұнай-газдылығы, девон рифтері, Солтүстік Торғай бассейні, гравиметрия, МТЗ, мұнай-газ тудырушы қабаттары, тектоникалық аудандастыру.*

DEEP STRUCTURE AND OIL AND GAS CONTENT OF THE NORTHERN TORGAI BASIN

G.ZH. ZHOLTAEV, doctor of geological and mineralogical sciences, academician of the international academy of mineral resources, *zholtaev.geroy@mail.ru*
KH.B. ABILKHASIMOV, doctor of geological and mineralogical sciences, aademician of the academy of mineral resources of the republic of kazakhstan, chief researcher, *khairly59@mail.ru*

K.I. SATPAYEV INSTITUTE OF GEOLOGICAL SCIENCES
Republic of Kazakhstan, 050010, Almaty, Kabanbay Batur, str. 69

This paper presents a comprehensive study of the deep structure of the North Torgai Sedimentary Basin with a view to substantiating its oil and gas content. Based on the integration of data from the "Batholith" magnetotelluric depth sounding (MDS) to a depth of 180 km, high-precision gravimetry, magnetometry, and thermal satellite imagery, a fundamentally new geodynamic model of the region's lithosphere has been established, refuting previous platform-based models.

A giant mantle asthenolite has been identified beneath the Ubagan Zone (depth 80–160 km), interpreted as a source of thermal fluids for oil and gas systems. The presence of a thick Paleozoic intermediate structural level (the Famennian–Tournaisian carbonate-terrigenous complex) with high generation potential (Sorg 0.1–2.97%) has been proven.

Regional seismic profiles confirmed the weak dislocation of Devonian and Carboniferous deposits in the central and eastern parts of the basin—a condition favorable for the preservation of deposits. Devonian–Tournaisian-age reef traps are predicted and recommended as priority targets for exploratory drilling.

A new scheme of tectonic zoning based on the Main Magnetically Active Surface (MMAS) is presented. The authors identify five macrostructures: the West Torgai, Central Torgai, East Torgai, Zhilanshik, and Mynbulak.

Practical significance: The results obtained determine the strategy for geological exploration in the North Torgai Basin as a new oil and gas-bearing region in northern Kazakhstan.

***KEYWORDS:** deep structure, "Batholith" geotraverse, mantle asthenolite, oil and gas content, Devonian reefs, North Torgai Basin, gravimetry, MDS, source rock sequences, tectonic zoning.*

Введение. Большая часть разведанных запасов нефти и газа Казахстана сосредоточена на западе страны — Прикаспийской и Мангышлакской нефтегазоносных провинциях [1]. В то же время на севере страны, где расположены крупные индустриальные и агропромышленные потребители нефтепродуктов, находится Северо-Торгайский осадочный бассейн, перспективный на нефть и газ, однако слабо изученный.

На протяжении десятилетий структурно-тектоническая модель Северного Торгая базировалась преимущественно на данных бурения верхних горизонтов осадочного чехла и экстраполяции поверхностных геологических наблюдений. Многие геологи, придерживавшиеся «геосинклинальной концепции», считали палеозойские отложения сильно дислоцированными, а мезо-кайнозойский комплекс — маломощным. Это не позволяло в полной мере раскрыть истинную природу фундаментальных тектонических процессов, определяющих современный облик земной коры и верхней мантии, что необходимо для объективной оценки нефтегазового потенциала региона.

Новые знания о Евразийском континенте, полученные и проанализированные в свете современного геологического мировоззрения тектоники плит, доказывает, что Северо-Торгайский осадочный бассейн представляет собой одну из наиболее сложных, гетерогенных и научно значимых тектонических провинций. Располагаясь в критической зоне сочленения разновозрастных и генетически контрастных мегаструктур — герцинского аккреционно-коллизионного пояса Урала (на западе) и каледонских аккреционных террейнов Казахстанского щита (на востоке), — этот регион служит уникальным полигоном для изучения процессов континентальной коллизии и внутриконтинентального рифтогенеза.

Реализация масштабного проекта по изучению глубинного строения тектоносферы вдоль трансконтинентального геотраверса «Батолит» и обобщение региональных

геологических и геофизических материалов по геодинамической эволюции бассейна [2] создали принципиально новую научную основу для пересмотра взглядов на нефтегазоносность Северного Торгая. Анализ материалов по территории бассейна между Уральской складчатой системой и Кокшетауским древним массивом позволяет выделить ряд тектонических элементов, геодинамические эволюции которых удовлетворительно объясняют закономерности размещения как месторождений твёрдых полезных ископаемых, так и обильных нефтепроявлений.

Научная новизна работы впервые получена интегральная геодинамическая модель Северо-Торгайского бассейна, сочетающая данные глубинной геофизики (геотраверс «Батолит», МТЗ до 180 км) с палеогеодинамическими реконструкциями и прямыми признаками нефтеносности.

Впервые доказана генетическая связь мантийного астенолита с термальным режимом нефтяных систем, установлены и оконтурены рифовые ловушки Ыбрайхан и Калкул как первоочередные объекты для поисков залежей нефти и газа, разработана детальная схема тектонического районирования на основе Главной магнитоактивной поверхности (ГМАП).

Практическая значимость: разработанная детальная схема районирования, опирающаяся на геометрию Главной магнитоактивной поверхности, систематизирует морфологию структурных элементов и предоставляет навигационную матрицу для стратегического планирования геологоразведочных работ. Дальнейшая стратегия освоения региона должна опираться на мультидисциплинарный подход, включающий несейсмические методы глубинного картирования.

Материалы и методы исследования

В основу работы положен комплекс геологических, геофизических и геохимических данных из нескольких источников.

Сейсмические данные. Использованы материалы геотраверса «Батолит» — части трансконтинентального профиля «Эмба-Колпашево», являющегося опорным геофизическим разрезом для реконструкции глубинного строения региона [7]. Интерпретация профилей МОГТ выполнена по стандартной методике сейсмостратиграфического анализа с выделением сейсмических секвенций третьего порядка (по Vail et al., 1977 [8]). Глубинная привязка горизонтов осуществлялась по данным ВСП в опорных скважинах. Помимо этого, в анализ включены материалы региональных сейсмических профилей МОГТ 2D прошлых лет, полученные в интервале записи 0–6 с (TWT), что обеспечивает уверенное прослеживание акустического фундамента на глубинах до 8–9 км.

Данные бурения. Задействованы материалы параметрических скважин Костанайского опорного профиля (скв. 1-К, 19-К, 119), а также данные поисково-разведочных скважин Новонежинской, Щербаковской площадей и скважин Жыланшикского прогиба (Кулагак 1-Г, Узыншик 1-Г, Атанбас 1-Г, 2-Г, Шеркитау 1-Г, Сазымбай 1-П, 2-П, 23-С) [9, 10]. Ключевым источником является скважина PZ-1 (Кызылординская область, Южно-Торгайский бассейн), достигшая в 2025 году глубины 4985 м и вскрывшая 2500-метровую толщу палеозойских карбонатов [6].

Необходимо подчеркнуть, что скважина PZ-1 расположена в Южно-Торгайском бассейне (Арыскумский прогиб, Кызылординская область). Экстраполяция её ре-

зультатов на Северо-Торгайский бассейн носит аналоговый характер и основана на корреляции через скважины Новонежинская и Щербаковская, фиксирующие аналогичные карбонатные фации D_3–C_1 на севере. Прямая сейсмическая корреляция разрезов двух бассейнов через Мынбулакскую седловину требует дополнительного регионального профиля МОГТ — это включено в программу I этапа ГРР. Таким образом, выводы о палеозойском потенциале Северного Тургая следует рассматривать как обоснованный аналог, а не как доказанный факт.

Геохимические данные. Содержание органического углерода (Сорг) определено по керну скважин Костанайского опорного профиля методом сухого сожжения (ГОСТ 23665-79) на 353 образцах из диапазона стратиграфических интервалов от фаменского яруса до серпуховского. Физико-химические исследования нефтей выполнены в лабораториях ВНИГРИ (Санкт-Петербург) и СНИИГГИМС (Новосибирск) [11].

Термическая зрелость органического вещества в данной работе оценена расчётным методом на основе палеогеотермической реконструкции, использующей геотермический градиент 3,6°C/100 м (по данным скважины 1-К Кызбель, получившей термальную воду с температурой 71,2°C с глубины 1480 м), модель захоронения по кривым прогибания (subsidence curves) и калибровку по известным данным катагенеза Арыскумского прогиба [12]. Прямые измерения показателя отражения витринита (Ro, %) и температуры максимального выхода пиролизата (Tmax, °C) по методу Rock-Eval для палеозойских отложений Северо-Торгайского бассейна в настоящей работе не проводились ввиду ограниченной сохранности керна в существующем фонде скважин. Получение этих данных — обязательная задача параметрического бурения I–II этапов предлагаемой программы ГРР. Подтверждение нефтегазогенерационного потенциала квазиплатформенного комплекса (D_3–C_1) требует прямых определений Ro и Tmax по керну новых параметрических скважин; до получения этих данных оценка зрелости носит предварительный характер.

Ресурсная оценка выполнена объёмно-статистическим методом (метод аналогий) с использованием плотности ресурсов qv = 12 000 т/км³, обоснованной по аналогам: карбонатные палеозойские системы Шу-Сарысуского бассейна (qv = 10 500–14 000 т/км³, по данным [13]) и Сырдарьинского бассейна (qv = 11 000–13 500 т/км³, по данным [14]). Методология ресурсной оценки соответствует Инструкции по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов: (ГКЗ РК, 2013). Коэффициент извлечения нефти КИН = 0,20 принят по аналогии с трещинно-кавернозными карбонатными коллекторами Шу-Сарысуского бассейна (диапазон 0,16–0,24).

Геодинамические реконструкции в палеозойский этап. Нефтегазоносность палеозойских отложений предопределяется геодинамическими процессами, происходившими в позднем палеозое (начиная с раннего девона) в Уральском палеоокеане и на пассивной окраине Казахстанского континента, образовавшегося в конце раннепалеозойского (силурийского) времени. В океане развивались рифты, в том числе океанические (пиллоу-лавы Шуылдака), зоны субдукции и окраинные моря, где формировался осадочно-вулканогенный комплекс, который многократно преобразовался (литифицировался, метаморфизовался, деформировался) в конце

палеозоя — в процессе столкновения Восточно-Уральской микроплиты с Казахстанским континентом.

На пассивной окраине Казахстанского континента геодинамический процесс проявился в медленном прогибании, сопровождаемом накоплением терригенных и карбонатных толщ в морских и прибрежно-морских условиях со значительной массой биогенного органического вещества, что является основой для отнесения девонских и нижнекаменноугольных отложений Северо-Торгайского бассейна к нефтегазоматеринским толщам. Начиная с визейского времени, по мере сближения Восточно-Уральской микроплиты с Казахстанским континентом, образовалась Жетыкаринская система региональных надвигов.

Денисовская зона смятия и образование Восточно-Уральской аллохтонной пластины, а также интенсивно проявляющиеся магматические процессы формируют Валерьяновскую вулканическую дугу, насыщенную месторождениями твёрдых полезных ископаемых с многообразной минерализацией. С этого периода в течение серпуховско-позднекаменноугольного времени Северо-Торгайский бассейн развивался в режиме задуговых бассейнов, о чём свидетельствует характер накопившихся осадков, сохранившихся от длительной денудации в перми и триасе.

Тангенциальные движения, образовавшиеся вследствие столкновения Восточно-Уральского микроконтинента с Казахстанским, привели к формированию Костанайской антиклинальной зоны — западного борта Северо-Торгайского бассейна, где по многочисленным разломам, вероятно, происходила «утечка» нефти из ранее существовавших скоплений. Под влиянием процессов сжатия в этой зоне образовались различной формы ловушки.

Далее на восток, в центральной части и к восточному борту бассейна, девонский и каменноугольный разрезы характеризуются параллельными, динамически чётко выраженными отражающими горизонтами, свидетельствующими об их недислоцированности. Недислоцированные терригенно-карбонатные морские и прибрежно-морские отложения девона и карбона в пределах бассейна имеют форму линзы, выклинивающейся в сторону Кокшетау-Улытауских древних массивов. Вдоль прибрежной мелководной зоны были условия, благоприятные для формирования цепочек верхнедевонских и нижнекаменноугольных рифов [2].

Последующие позднепермско-мезо-кайнозойские тектонические процессы существенных изменений в структурный план бассейна не внесли. По расколам позднепермско-триасового возраста происходило трапповое излияние базальтов (туринская серия), а в юре образовались мелкие грабены, в которые накапливались угленосные терригенные отложения.

Глубинное строение по геотраверсу «Батолит»: методология. Глубинное строение региона изучалось на основе комплексной интерпретации физических моделей геотраверса «Батолит» — части трансконтинентального профиля «Эмба-Колпашево». Применены методы: сейсмическая структурно-скоростная модель; геоэлектрическая модель по данным магнитотеллурических зондирований (МТЗ); плотностная модель; содержание SiO_2 в породах. Глубинность исследований благодаря МТЗ составила 180–200 км [7].

Казахстанский аккреционно-коллизионный пояс по линии геотраверса представлен Западно-Торгайской синклинальной зоной (Костанайской) и Централь-

но-Торгайской антиклинальной зоной (Убаганской). Геотраверс «Батолит» пересекает ключевые структурные элементы региона, обеспечивая непрерывный профиль петрофизических и геоэлектрических параметров от земной поверхности до астеносферы. Использование магнитотеллурических зондирований в комплексе со структурно-скоростным сейсмическим моделированием позволило дифференцировать консолидированную кору и мантию на блоки, существенно различающиеся по реологии, плотности, флюидонасыщенности и вещественному составу (в частности, по содержанию SiO_2).

Региональные тектонические предпосылки. Обобщая многочисленные публикации по тектонике рассматриваемой территории, в региональном плане выделяются: Урало-Тобольская антиформа, Денисовская зона смятия, Валерьяновская вулканическая дуга, постепенно переходящая в Костанайскую антиклинальную зону, составляющую западный борт Северо-Торгайского бассейна, ограниченного на востоке древними поднятиями Кокшетауским и Улытауским. Уральско-Тобольский (Восточно-Уральский) антиклинорий представляет аллохтонную пластину, ограниченную на востоке Жетикаринский региональным разломом.

Характеристика аномального магнитного поля. В пределах планшета N-41 (Северо-Торгайский бассейн, г. Костанай) наблюдается чередование положительных и отрицательных аномалий (ΔT)а субмеридионального (на западе) до северо-восточного (на востоке) направлений (*рисунок 1*). Наиболее значимым для региона представляется Ливановский разлом, местоположение которого трассируется резкими минимумами (ΔT)а, особенно на западе планшетов M-41 и L-41, так как он разделяет разветвляющиеся уральские геоструктуры (Троицко-Денисовская и Валерьяновская зоны).

Выделяются две широкие (50–80 км) полосы положительных аномалий, протягивающихся в северо-северо-восточном направлении через всю площадь планшета в средней (н.п. Лисаковск–Качар–Федоровка–Белояровка) и юго-восточной (н.п. Аманкарагай–Кушмурун–Воробьёвский–Сарыколь–Пресногорьковка) частях.

В их пределах наблюдаются как линейные протяжённые, согласные с простиранием пород, так и изометричные (до кольцевых) аномалии интенсивностью 200–2200 нТл. Размеры таких аномалий колеблются от десятков–сотен кв. м до 20–40×50–90 км².

Наиболее крупными из них являются следующие сложные аномалии: субмеридиональная — восточнее Лисаковска; группа контрастных изометричных максимумов восточнее Качара; кольцевая структура диаметром около 40 км в районе Федоровки; максимумы на севере средней аномальной полосы; интенсивные аномалии севернее Аманкарагая; серия разрозненных повышений поля к северо-западу от ж.-д. ст. Сарыколь и субширотная структура севернее оз. Сарыоба. В подобных сложных геомагнитных аномалиях располагаются, кроме железорудных, также месторождения золота, хрома, асбеста и других полезных ископаемых (Жетикара).

Среди описанных аномальных зон обособленно выглядит знакопеременное поле в юго-восточной части, состоящее из локальных (2×20 км) положительных (до 1000 нТл) и отрицательных (−500 нТл) аномалий. Эти аномалии образуют две субкольцевые структуры с центрами первой — в 20 км к северу от пос. Кушмурун, второй —

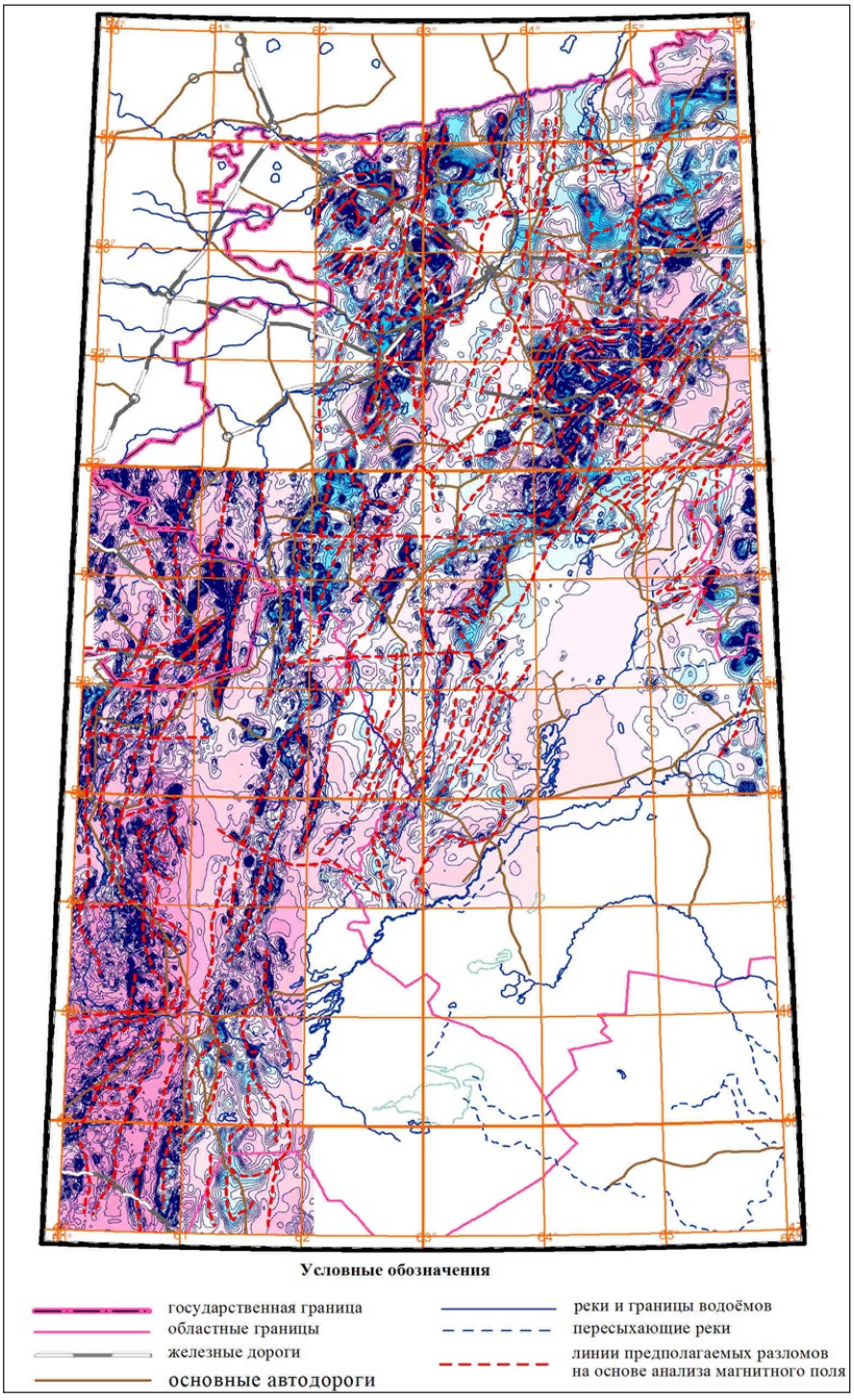

Рисунок 1 – **Карта аномального магнитного поля с предполагаемыми тектоническими нарушениями на основе его анализа**

на таком же расстоянии к юго-западу от пос. Аманкарагай. В аналогичных геомагнитных полях находятся редкометальные (уран-молибденовые) месторождения.

Характеристика локального гравитационного поля бассейна. Локальное гравитационное поле Северо-Торгайского осадочного бассейна весьма хорошо дифференцировано и чётко отражает тектоническую обстановку осадочных комплексов и интрузивных внедрений на уровне кристаллического фундамента и верхней части земной коры. Но в отличие от Южного Торгая минимумы поля уже не определяют тесную связь с мощностью развития осадочных комплексов. Здесь коэффициент корреляции между интенсивностью минимумов и глубиной до кровли фундамента достаточно низок — 0,3–0,5. К тому же проектные границы территории намного шире границ собственно бассейна и охватывают консолидированную часть аккреционно-коллизионных структур Зауралья, где перспективы нефтегазоносности по всеобщим представлениям весьма невысоки.

Доминирующая часть аномалий на юге и востоке территории вытянута в северном направлении, характеризуя развитие герцинских структур Восточного Зауралья. Развороты аномалий в направлении на северо-восток означают переход на структуры Казахстанского каледонского аккреционного пояса. На стыке этих двух покровно-складчатых поясов располагается, собственно, Северо-Торгайский осадочный бассейн, а точнее Костанайская седловина, разделяющая Западно-Сибирскую и Торгайскую впадины, с более мощным развитием палеозойского промежуточного структурного этажа (фамен–визе), чем в Южно-Торгайской впадине. Именно с этим этажом можно связывать нефтегазоперспективность Северного Торгая.

Гравитационные аномалии Восточного Зауралья и западного склона Кокшетауского террейна более узко локализованы и вытянуты, чем аномалии над трапповыми формациями депрессий типа Кушмурунского грабена. В пределах траповых формаций выявлены многочисленные признаки нефти. В этой связи подошва трапповых формаций может являться хорошим флюидоупором и уровнем наличия антиклинальных ловушек углеводородов. Несмотря на то, что эта часть разреза является сейсмически «немой», параметр плотности пород одновременно с их электропроводностью и магнитными свойствами смогут решить задачи прогноза потенциальных ловушек УВ в подошве трапповых формаций.

Анизотропная трансформация гравитационного поля характеризует многочисленные разломы различных порядков, преимущественно северного и северо-восточного простирания. Реже проявляются субширотные разломы. Таким образом, суммируя накопившиеся за многие годы результаты анализа природы гравитационных и магнитных аномалий Северного Торгая, можно констатировать определённые закономерности (*рисунок 2)*.

Аномалии силы тяжести отражают неоднородность вещественного состава доверхнетриасовых отложений. Понижениями и повышениями значений гравитационного поля отмечаются изверженные породы соответственно кислого и средне-основного состава. Рельеф поверхности складчатого фундамента оказывает решающее влияние лишь в пределах грабенов.

Характеристика тепловых космических съёмок. Площадь исследований относится к району с достаточно высокими и переменными эндогенными геотем-

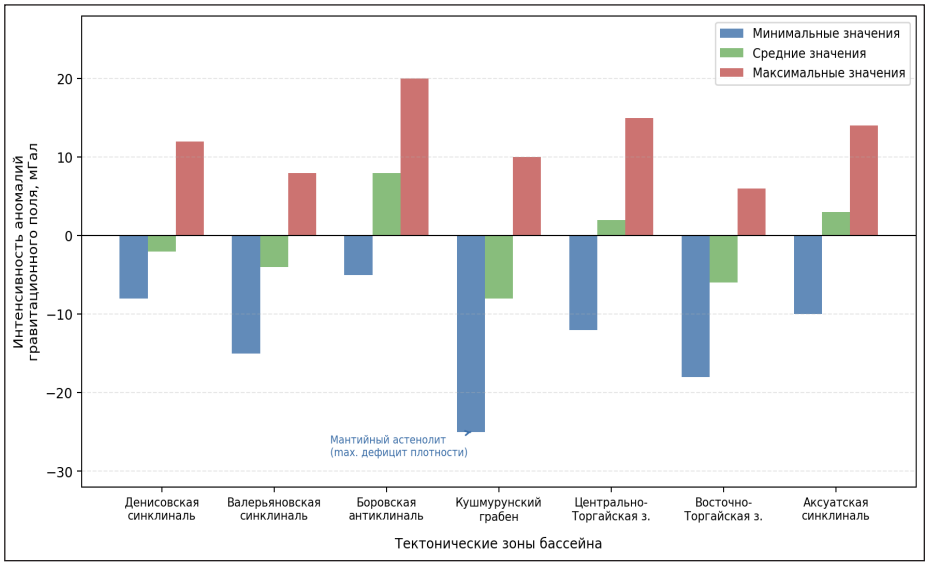

Рисунок 2 – **Распределение локальных аномалий гравитационного поля по тектоническим зонам Северо-Торгайского бассейна**

пературными характеристиками. На «Схеме геотермического районирования территории СССР» (1:10 000 000, 1983 г.) она относится к молодой активизационной впадине — к области эволюционного накопления тепла под чехлом слаболитифицированных теплоизолирующих осадков с тепловым потоком 30–50 мВт/м² и температурой на глубине 10 км около 200–400 ºС.

Применение данного метода позволило выявить протяжённые тепловые аномалии, чётко фиксирующие системы тектонических нарушений северо-восточного, северо-западного, субмеридионального и субширотного направлений. Анализ характеристик выделенных аномалий позволяет разделить их на две группы: (1) аномалии значительной (сотни км) протяжённости, отражающие глубинные зоны разломов в фундаменте; (2) сравнительно менее протяжённые аномалии, связанные со средней и верхней частью разреза.

Фиксация активных разломов в тепловом поле имеет критическое прикладное значение.

Термоаномальные линеаменты картируют региональные флюидодинамические системы, обеспечивающие вертикальную миграцию углеводородов из глубинных генерационных очагов в ловушки осадочного чехла.

Анализ пространственного размещения крупнейших месторождений углеводородов Южно-Торгайского бассейна показывает, что подавляющая их часть расположена в областях выделенных аномалий или вблизи них, а самое крупное — Кумколь — тяготеет к области пересечения аномалий северо-западного и северо-восточного направлений (*рисунок 3*).

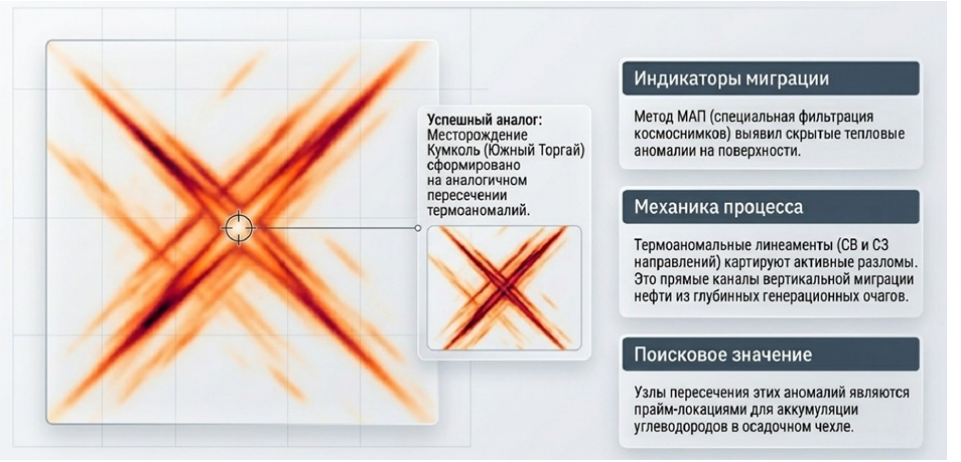

Рисунок 3 – **Флюидодинамические каналы: данные тепловой космической съемки. Разработанный метод МАП обрабатывает цифровые данные космической съёмки, используя алгоритм специальной фильтрации**

Результаты и обсуждение

Глубинное строение по геотраверсу «Батолит»: тектонические зоны

Результаты комплексных геолого-геофизических исследований по геотраверсу «Батолит» позволяют по-новому охарактеризовать глубинное строение и сопряжение структур Восточно-Европейской платформы (Прикаспийской синеклизы), Урала (Мугоджар) и Казахстанского палеозойского палеоконтинента.

Данные не подтверждают упрощённые платформенные модели и свидетельствуют о том, что литосфера Северо-Торгайского региона характеризуется экстремальной геодинамической расслоённостью, масштабными шарьяжно-надвиговыми деформациями и сложной интерференцией разновозрастных структурных планов, возможно, наличием гигантских мантийных диапиров астенолитов, (*рисунок 4)*.

Западно-Торгайская (Костанайская) транзитная мегазона. Исторически Костанайская зона рассматривалась большинством исследователей как неотъемлемая часть герцинид Уральского складчатого пояса. Однако глубинные профили геотраверса «Батолит» убедительно доказывают, что эта территория является сложнейшей переходной (транзитной) областью между строго линейными коллизионными структурами Восточного Зауралья и жёсткими, мозаично-глыбовыми каледонскими террейнами Казахстанской складчатой системы.

Валерьяновская подзона представляет собой классический реликт древней островной дуги энсиалического типа. По данным высокоточных магнитотеллурических зондирований установлено, что Валерьяновская подзона на глубине имеет существенно меньшие латеральные размеры, чем в приповерхностном срезе. Верхняя часть коры Валерьяновской подзоны была сорвана со своего корневого основания и в виде гигантской аллохтонной пластины надвинута в восточном направлении на жёсткий сиалический фундамент смежной Боровской подзоны. Линия срыва воздымается от стволовой части Жетикаринского тектонофера (глубина ~20 км) к востоку под углом 15–20°, выходя на глубины около 4 км. Аллохтонная пластина

Рисунок 4 – **Северо-Торгайский осадочный бассейн является уникальным полигоном для изучения процессов континентальной коллизии и внутриконтинентального рифтогенеза**

фиксируется высокими скоростями сейсмических волн (6,6 км/с), а подстилающий автохтонный блок — падением скорости до 6,0 км/с.

Средний состав земной коры в западном секторе близок к андезиту (SiO_2 — 60%), что является маркером субдукционного, островодужного магматизма. Восточная часть демонстрирует состав коры с содержанием SiO_2 72%, соответствующим граниту. Геоэлектрическое поле Валерьяновской дуги характеризуется аномально низкими значениями электрического сопротивления, пронизывающими не только земную кору, но и уходящими в верхнюю мантию. К востоку от Ливановского глубинного разлома изолинии сопротивлений испытывают резкий изгиб вверх, формируя мощный локальный выступ с кровлей на глубине 25 км, интерпретируемый как линейный мантийный диапир.

Костанайская (Боровская) антиклиналь имеет относительно простое глубинное строение. В верхней части земной коры (2–6 км) скорость сейсмических волн составляет 6,4 км/с, в средней (6–30 км) — постоянная 6,4–6,6 км/с, что характерно для пород докембрийского структурного этажа. Содержание SiO2 до глубины 30 км устойчивое (67–72%). На геоэлектрическом разрезе структура до глубины 80 км представляет собой высокоомный блок пород (ρ до 2000 Ом·м) с хорошо выраженными вертикальными ограничениями, соответствующими скрытому Валерьяновскому и Ургашскому разломам.

Центрально-Торгайская (Убаганская) зона скрывает наиболее масштабную и геодинамически значимую структуру региона. По данным МТЗ выявлен аномальный блок низкоомных пород: в земной коре сопротивление 200–400 Ом·м, в верхней мантии — резкое падение до 100 Ом·м. Замкнутая изолиния 100 Ом·м оконтуривает колоссальный линзовидный слой в интервале глубин 80–160 км. От этой мантийной линзы изолинии 100 и 200 Ом·м образуют крутой свод, воздыма-

ющийся непосредственно в район Кушмурунского грабена. Такая геоэлектрическая конфигурация однозначно фиксирует масштабный по латеральным и вертикальным масштабам подъём горячего флюидонасыщенного мантийного вещества — мантийный астенолит. Ширина астенолита в точности соответствует ширине Убаганской тектонической зоны.

На сейсмоскоростной модели зона имеет вид гигантской симметричной шатровой структуры, центральная часть которой представлена клинообразным выступом, армированным вулканитами раннесреднетриасового возраста Кушмурунского грабена. Борта Убаганской зоны образованы полого воздымающимися с запада и востока пакетами выдержанных тектонических пластин, надвинутых к центру. Верхние пластины (предположительно — рифей, девон, нижний карбон) характеризуются скоростью 5,0–5,7 км/с; нижние (кристаллические сланцы докембрия) — 6,0–6,4 км/с. Впервые выделена аномальная Убаганская подкоровая зона проводимости (30–60 км), совпадающая с зоной инверсии скоростей. Промежуточный магматический очаг зафиксирован сейсморазведкой на глубине 20–30 км.

Специфическим маркером эволюции Убаганской зоны является базитовый вулканизм в раннесреднетриасовое время. Источником расплавов являлась неистощённая верхняя мантия с кровлей плюма на глубине 30 км. Процесс внедрения мантийных расплавов привёл к интенсивной базификации нижних слоёв коры: содержание SiO_2 падает до 50–54%. Континентальные базальты соответствуют платобазальтам (траппам), но отличаются от типичных платформенных платобазальтов большей насыщенностью кремнезёмом, повышенной щёлочностью и высокой степенью фракционирования (А.Ф. Драгун и др., 1994).

Схема тектонического районирования на основе ГМАП. Опираясь на синергию данных сейсморазведки, магнитотеллурического зондирования и комплексной интерпретации потенциальных полей, разработана концептуально новая детализированная геодинамическая модель Северо-Торгайского бассейна (*рисунок 5*).

Таблица 1 — **Петрофизическая и геодинамическая параметризация глубинных структур Северо-Торгайского бассейна по профилю геотраверса «Батолит»**

Структурная зона	***Vp, км/с (кора)***	***ρ, Ом·м (кора)***	***SiO2, % (кора)***	***Геодинамическая интерпретация***
Валерьяновская синклиналь (аллохтон)	6,6 (верх) / 6,0 (автохтон)	20–50	60 (запад) / 72 (восток)	Энсиалическая островная дуга
Боровская антиклиналь	6,4–6,6 (2–30 км)	400–2000	67–72	Жёсткий реликт Казахстанского срединного массива
Убаганская зона (Центральный Торгай)	5,0–5,7 (верхн.) / 6,0–6,4 (нижн.)	100–400	50–54 (осн.)	Абортивный рифт + мантийный астенолит (80–160 км)
Кушмурунский грабен	Нет данных (сейсм. «немой»)	Низкие	45–50	Траппы раннего триаса, подтрапповые ловушки УВ
Восточно-Торгайская синклиналь	5,5–6,2	200–500	65–70	Депрессионная структура, терригенно-карбонатный осадочный разрез

В качестве базовой реперной структурной поверхности принята Главная магнитоактивная поверхность (ГМАП), физически соответствующая подошве квазиплатформенного осадочного комплекса и маркирующая кровлю консолидированного палеозойско-докембрийского фундамента.

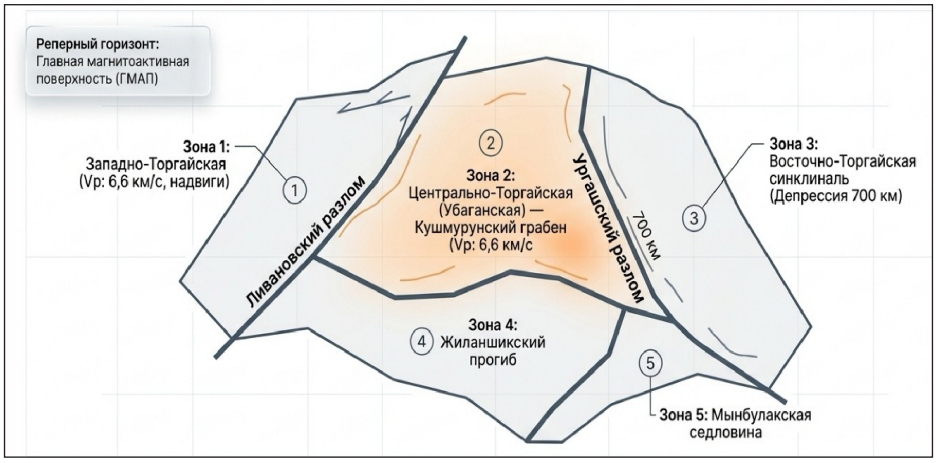

Рисунок 5 – **Геодинамическая модель Северо-Торгайского осадочного бассейна (по Г.Ж.Жолтаеву, Х.Б.Абилхасимову, 2026). Тектоническое районирование ГМАП. Ливановский и Ургашский разломы служат магистральными путями миграции**

Внутренняя геометрия бассейна формируется сетью региональных глубинных разломов субмеридионального и северо-восточного простирания (Ливановский, Апановский, Костанайский, Ургашский, Сарыкольский, Марьевский).

Таблица 2 — **Детализированная морфотектоническая характеристика Северо-Торгайского осадочного бассейна**

Элементы II порядка	Протяженность, км	Ширина, км	Контролирующие разломы
Денисовская синкл., Валерьяновская синкл., Боровская антикл., Мельдикольская синкл.	330–400	40–100	Тобольский, Ливановский, Апановский, Ургашский, Иргизский
Данабикенская мульда, Каракойская мульда, Кушмурунский грабен, Семиозерное поднятие	~700	50–120	Ургашский, Севастопольский
Марьевская синкл., Аксуатская синкл. (Кызбельтауский грабен)	320–330	20–180	Севастопольский, Марьевский, Амангельдинский
Локальные поднятия, структурные ловушки	До 200	30–60	Жусалинский, субширотные дизъюнктивы
Структурный водораздел северной и южной части бассейнов	До 150	40–80	Субширотные системы

Эти магистральные швы расчленяют фундамент на пять макроструктур первого порядка: Западно-Торгайскую, Центрально-Торгайскую, Восточно-Торгайскую, Жиланшикскую и Мынбулакскую (*рисунок 6*).

Западно-Торгайская зона охватывает западную периферию бассейна. В ней выделяются: Денисовская синклиналь (330 км, зажата между Тобольским и Ливановским разломами); Валерьяновская синклиналь (шириной 50–100 км, выполненная ~4000 м каменноугольных вулканогенных формаций); Боровская антиклиналь (между Апановским и Ургашским разломами, с мульдами Боркинской, Шербаковской, Лаврентьевской, Аралкольской и Базылбекской); Мельдикольская синклиналь (шириной до 75 км).

Центрально-Торгайское поднятие – зона прослежена буровыми профилями почти на 700 км от пос. Боровского до солончаковой депрессии Шалкар-Тениз. Фундаментальной особенностью является резкая фациальная смена отложений по линии Ургашского разлома. В архитектуре зоны обособляются Данабикенская и Каракойская мульды, а также инверсионные структуры Семиозерное, Карасуское и Улыкаякское поднятия. Наиболее значимым тектоническим элементом является Кушмурунский грабен — рифтогенная впадина, заложенная непосредственно над вершиной мантийного астенолита.

Восточно-Торгайская синклинальная зона — протяжённая (до 700 км) депрессионная структура шириной 70–180 км. Внутренний Марьевский разлом делит её на Марьевскую синклиналь (около 20 км ширины, 320 км длины) и Аксуатскую синклиналь (Кызбельтауский грабен, 330 км, расширяющийся до 180 км).

В фундаменте Аксуатской синклинали по магниторазведке дешифрируются Жанысбекская, Дамдинская и Мукырская мульды.

Таблица 3 — **Интегрированная интерпретация аномальных геофизических полей Северо-Торгайского бассейна и их поисковое значение**

Тип поля / метод	***Наблюдаемая аномалия***	***Геологический источник***	***Поисковое значение***
Магнитное (ΔT)a	Линейные максимумы 200–2200 нТл	Интрузии основного состава Валерьяновской зоны	Железорудные месторождения, золото, асбест
Магнитное (ΔT)a	Субкольцевые знакопеременные аномалии ±500 нТл	Своды кислых интрузий	Уран-молибденовые рудные узлы
Магнитное (ΔT)a	Резкие линейные минимумы	Ливановский разлом — тектонический экран	Граница между уральскими и казахстанскими геоструктурами
Гравиметрия (ΔG)	Минимумы, коэф. корр. 0,3–0,5	Промежуточный палеозойский этаж (фамен–турне)	Карбонатно-терригенные резервуары, нефтегазоперспективность
Гравиметрия (ΔG)	Мозаичные минимумы в грабенах	Базитовые колонны триаса + осадочный чехол	Подтрапповые антиклинальные ловушки УВ
Тепловая съёмка	Активные термолинеаменты СВ/СЗ	Флюидоактивные разломы, подновлённые неотектоникой	Каналы вертикальной миграции УВ; аналог — Кумколь
МТЗ	Мантийная линза ρ=100 Ом·м (80–160 км)	Мантийный астенолит под Убаганской зоной	Тепловой флюидный источник для нефтяных систем

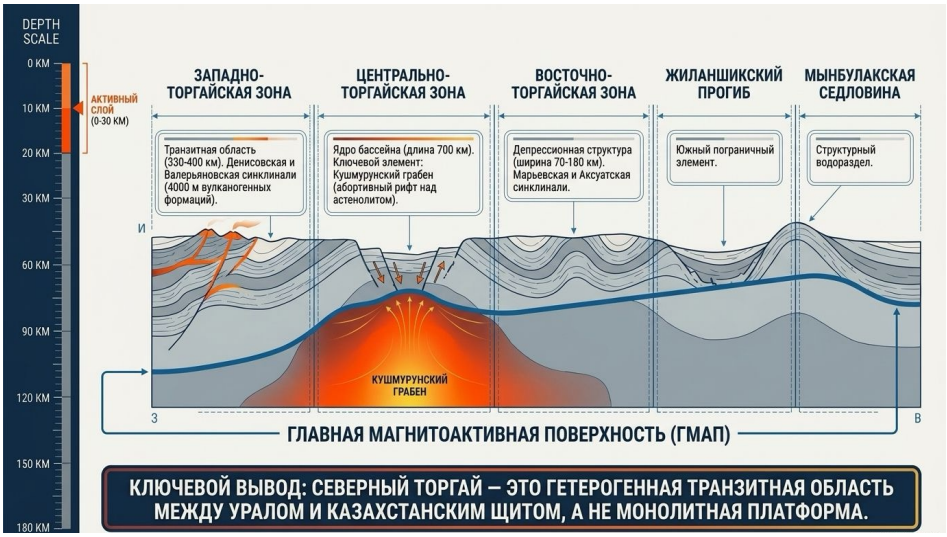

Рисунок 6 — **Макроструктуры первого порядка: Западно-Торгайская, Центрально-Торгайская, Восточно-Торгайская, Жиланшикская и Мынбулакская**

Региональные тектонические предпосылки нефтегазоносности. Обобщение геологических и геофизических материалов позволяет выделить следующие крупные тектонические элементы региона: Урало-Тобольская антиформа, Денисовскую зону смятия, Валерьяновскую вулканическую дугу, постепенно переходящую в Костанайскую антиклинальную зону (западный борт Северо-Торгайского бассейна), и древние поднятия – Кокшетауское и Улытауское на востоке.

Наблюдается резкое отличие Валерьяновской зоны от Северо-Торгайского прогиба по материалам геофизических исследований. В пределах Валерьяновской зоны гравитационное и магнитное поля имеют высокую интенсивность и линейно вытянутую в субмеридиональном направлении форму. Северо-Торгайский прогиб отличается мозаичной, слабо расчленённой формой низкой интенсивности как гравитационного, так и магнитного полей. С Валерьяновской зоной ассоциируется главный железорудный регион Торгая и Западно-Торгайский бокситоносный район.

Далее на восток в центральной части и на восточном борту бассейна девонский и каменноугольный разрезы характеризуются параллельными, динамически чётко выраженными отражающими горизонтами, свидетельствующими о недислоцированности. Недислоцированные терригенно-карбонатные морские и прибрежно-морские отложения девона и карбона имеют форму линзы, выклинивающейся в сторону Кокшетау-Улытауских массивов. Вдоль прибрежной мелководной зоны были благоприятные условия для формирования цепочек верхнедевонских и нижнекаменноугольных рифов.

Рифовые ловушки: результатами региональных сейсмических работ (МОГТ 2Д и 3Д) прогнозируются несколько структурных ловушек — Шокай, Шахмардан и Сагадат на западном борту Северо-Торгайского прогиба в зоне сочленения с Костанайской антиклинальной зоной, а также зона развития рифов девонского и ран-

некаменноугольного возраста на восточном борту прогиба — рифы Ыбрайхан и Калкул, представляющие большой интерес для поисков залежей нефти и газа (Г.Ж. Жолтаев и др., 2017, 2025).

Локальное поднятие Ыбрайхан по отражающему горизонту D2-3 оконтурено по изогипсе –2175 м и представляет ловушку с амплитудой более 50 м. По отражающему горизонту R оно представляет чётко картируемый риф высотой 800–850 м с размерами 4,5×2,5 км на уровне верхнего девона и турне. Ниже рифогенного комплекса на профилях достаточно уверенно просматривается карбонатная постройка на уровне фамен-франских ярусов.

Восточнее рифа Ыбрайхан прогнозируется риф Калкул, высота которого достигает 800 м по отражающему горизонту R. По юго-восточному склону Северо-Торгайского прогиба, вероятно, развиты цепочки нескольких рифовых построек девон-каменноугольного возраста. Риф Ыбрайхан рекомендуется как первоочередной высокоперспективный объект для поисков залежей нефти с проектной глубиной бурения 4500 м.

Литолого-фациальная характеристика разреза. Предполагаемая продуктивная часть разреза представлена отложениями фаменского и франского ярусов девона, турнейского и визейского ярусов каменноугольной системы. Девонские отложения обнажены на западном и восточном бортах и вскрыты скважинами в центральных частях Торгайского прогиба. В низах представлены осадочно-эффузивной толщей из красноцветных конгломератов и песчаников, перемежающихся с покровами кислых эффузивов. Встречены тёмно-серые битуминозные закарстованные известняки живетского возраста.

Верхнедевонские отложения в составе франского и фаменского ярусов установлены повсеместно. Франский ярус представлен переслаиванием карбонатных и терригенных пород общей толщиной 500 м. В разрезе фаменских образований преобладают известняки серые, органогенные, кавернозно-трещиноватые, в которых наблюдались нефтепроявления и получены притоки нефти и газа на площадях Новонежинской и Щербаковской. В целом девонские отложения представлены морскими и прибрежно-морскими осадками с преобладанием тёмно-серых органогенно-обломочных доломитизированных известняков со значительным содержанием органики.

Нижнекаменноугольные отложения подразделяются на три толщи. Нижняя (раннетурнейского возраста) – терригенно-карбонатная, небольшого распространения. Средняя (позднетурнейско-ранневизейская) – в различных структурно-фациальных зонах меняется с запада на восток от карбонатно-терригенного к карбонатному. В трещинах и кавернах известняков наблюдаются многочисленные включения жидкой и загустевшей нефти. Толщина средней толщи достигает на западе 1000–1200 м и уменьшается на востоке до 300–500 м. Отложения визе-намюрского возраста представлены серыми кавернозными битуминозными известняками. Серпуховский ярус характеризуется преобладанием терригенных прибрежно-морских отложений толщиной 350–450 м.

Геохимическая характеристика нефтегазоматеринских толщ. В пределах Северо-Торгайского бассейна признаки и проявления нефти, газа и битумов наблюдались как на севере (Владимировская площадь), так и на юге (район пос. Торгай). Наиболее интенсивные нефтепроявления отмечены на западном борту в районе структур Новонежинская и Щербаковская, где получены притоки жидкой нефти в девонских и каменноугольных отложениях.

В Новонежинском районе притоки жидкой нефти получены из скважин 119: нефть тяжёлая (уд. вес 0,9141), смолистая (10,1%), парафинистая (5,3%) с содержанием серы 0,45%. Из скважины 2-П в интервалах 1252–1760 м наблюдались газопроявления; в пробах газа содержание метана — 70%, пентана — 2,4%, гексана — 27,6%. На севере бассейна у пос. Владимировка из скважины 19-К и ещё пяти скважин наблюдались капельножидкие маслянистые битумы в известняках. На Щербаковской и Лесной площадях признаки нефти и газа наблюдались в скважинах 176Щ и 3-Щ в известняках визе.

Целенаправленные системные поисковые работы на нефть и газ начались с 2012 года (ТОО «Энергоресурсы»). В скважине Н-1 на Новонежинской площади получен приток жидкой нефти из глубины 562,5 м из нижнекаменноугольных известняков; в кавернах известняка из интервала 1297–1302 м наблюдались куски застывшего парафина.

Люминесцентно-битуминологическими исследованиями установлено высокое содержание битумов «А» — до 6%. Концентрация органических веществ в девон-карбоновых отложениях меняется: Сорг от 0,1% до 2,97% на объём породы, битумоидов — от 0,11 до 0,28%, что свидетельствует о высоких генерационных возможностях — они могут быть отнесены к категории нефтегазоматеринских толщ.

Следует отметить, что прямые признаки нефти были отмечены и в Туринской серии. В районе Кушмуруна на площадях Балкудук и Егинсай в скважинах 5, 57 и 104 встречены твёрдые и жидкие битумы в трещинах базальтов.

Углеводородный потенциал: сравнение с Южно-Торгайским бассейном. Для объективной оценки перспектив нефтегазоносности Северного Торгая целесообразно провести сравнительный анализ с Южно-Торгайским бассейном — признанной, промышленно освоенной углеводородной провинцией.

В Южном Торгае (Арыскумский, Акшабулакский, Сарыланский, Бозингенский грабены) генерация и аккумуляция нефти жёстко контролируются мезозойским внутриконтинентальным рифтингом. Основными резервуарами служат толщи аллювиально-озерных песчаников ранней-средней юры (до 5 км; синрифтовый комплекс) и верхней юры — нижнего мела (пострифтовый комплекс). Классический пример — гигантское нефтяное месторождение Кумколь.

В Северо-Торгайском бассейне геологическая матрица принципиально иная. Основные перспективы смещаются в более глубокие, древние горизонты, а именно — в палеозойский промежуточный структурный этаж и подтрапповые комплексы рифтогенных грабенов. Во-первых, гравиметрическое и сейсмическое моделирование доказало присутствие мощного промежуточного палеозойского этажа в зоне Костанайской седловины.

Фаменско-турнейские карбонатно-терригенные комплексы формировались в благоприятных морских обстановках, обладают высоким генерационным потенциалом и избежали регионального метаморфизма. Во-вторых, уникальные термодинамические условия Кушмурунского грабена — интенсивный триасовый вулканизм с внедрением траппов из мантийного астенолита — привели к образованию мощных базальтовых покровов, играющих роль идеальных региональных флюидоупоров (магматогенных покрышек). Многочисленные признаки лёгкой нефти достоверно зафиксированы именно под подошвой этих формаций.

Блоковые сдвиги фундамента инициировали формирование антиклинальных и горстовых ловушек в подтрапповом пространстве. Поскольку высокоскоростные

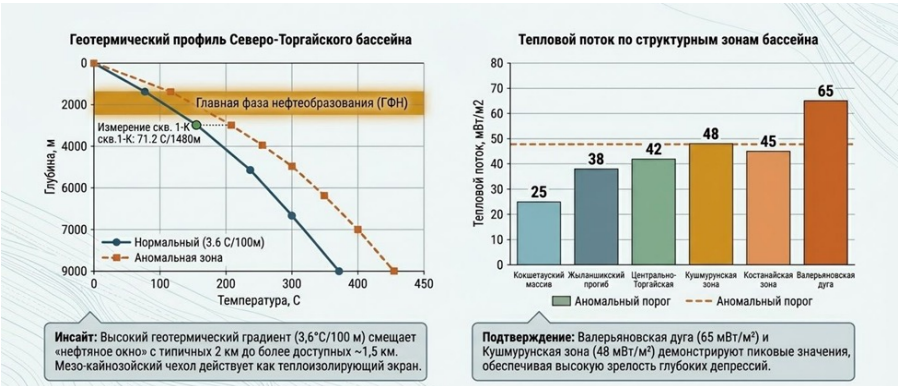

Рисунок 7 – **Геотермический режим Северо-Торгайского бассейна: а — профиль температур по глубине (нормальный и аномальный градиент); б — распределение теплового потока по структурным зонам (мВт/м²). Аномальный сдвиг главной фазы нефтеобразования**

базальты экранируют отражённые волны, делая эту часть разреза сейсмически «немой», стратегия геологоразведки в Северном Торгае должна базироваться исключительно на синергии несейсмических методов: МТЗ (поиск аномалий высокой электропроводности), прецизионной гравиразведки (выявление пористых резервуаров) и дешифрировании активных тепловых линеаментов.

Минерагенический потенциал структур. Синтез геомагнитных и петрохимических данных позволяет прогнозировать локализацию скрытых рудных узлов. Валерьяновская островная дуга, ввиду своей энсиалической природы и глубокой проницаемости для мантийных расплавов, является аккумулятором железорудного сырья. Контактово-метасоматические процессы на границе мощных (до 4000 м) основных вулканитов и девонских карбонатов привели к формированию скарново-магнетитовых гигантов: Соколовско-Сарбайский, Качарский, Лисаковский узлы. Магнитные максимумы свыше 2000 нТл служат их абсолютными индикаторами.

Таблица 4 — **Сравнительная характеристика нефтегазоносных систем Северо- и Южно-Торгайского бассейнов**

Параметр	***Северо-Торгайский бассейн***	***Южно-Торгайский бассейн***
Возраст продуктивных отложений	Девон–нижний карбон (D3–C1)	Юра–нижний мел (J1-2–K1)
Тип резервуара	Органогенные известняки, рифы; терригенные	Аллювиально-озерные и морские песчаники
Тип покрышки	Аргиллиты, глинистые сланцы; магматогенные (траппы)	Глинистые пачки
Тип ловушек	Рифовые, антиклинальные, горстовые (подтрапповые)	Антиклинальные, стратиграфические, литологические
Генерационный потенциал	Сорг 0,1–2,97% (девон–карбон)	Сорг 1,0–3,5% (юра)
Нефтепроявления	Скв.119, Н-1, 19-К, 176Щ, 3-Щ (с 1936 г.)	Кумколь, Арыскум, Акшабулак
Термальный режим	Мантийный астенолит (80–160 км), тепловой поток 30–50 мВт/м²	Стандартный платформенный
Основной метод ГРР	МТЗ + гравиразведка + тепловая съёмка	МОГТ 2Д/3Д + бурение

Зоны тектонического скучивания и вывода на поверхность гипербазитовых комплексов, картируемые по резким магнитным градиентам, обладают потенциалом на обнаружение хромитовых руд, золотосульфидной минерализации и хризотил-асбеста (Жетикаринский рудный район). Зоны пониженного, знакопеременного магнитного поля с субкольцевой морфологией (Аманкарагайский и Кушмурунский узлы) фиксируют апикальные части скрытых гранитоидных интрузий — благоприятные обстановки для редкометальных и уран-молибденовых оруденений.

Заключение и выводы

Представленный структурно-тектонический анализ Северо-Торгайского осадочного бассейна, базирующийся на глубокой интеграции данных геотраверса «Батолит», высокоточной гравимагнитометрии и термодинамического моделирования, а также палеогеодинамических реконструкций и прямых признаков нефтеносности, знаменует фундаментальный сдвиг в понимании геодинамической эволюции Урало-Монгольского орогенного пояса.

Обобщение геологических и геофизических материалов показывает, что в Северо-Торгайском осадочном бассейне развиты морские и прибрежно-морские слабо дислоцированные отложения девонского и каменноугольного возраста, способные генерировать углеводороды, о чём свидетельствуют многочисленные нефтепроявления и притоки нефти. Отложения образуют различные типы ловушек: рифовые, антиклинальные и подтрапповые.

Существование благоприятных геодинамических условий для формирования и консервации локальных скоплений нефти и газа позволяет высоко оценить перспективы нахождения месторождений нефти и газа со значительными запасами. Первоочередными работами являются: бурение скважин на прогнозируемых рифовых постройках; проведение широкомасштабных сейсмических исследований; систематизация МТЗ для картирования флюидопроводящих каналов в подтраповом пространстве Кушмурунского грабена.

Дальнейшая стратегия освоения региона должна опираться на мультидисциплинарный подход и несейсмические методы глубинного картирования. Ожидается, что получение притоков нефти в поисковых структурах станет началом открытия новой Северо-Торгайской нефтеносной, а в перспективе — нефтегазодобывающей области на севере Казахстана.

Благодарность. Исследование выполнено в рамках проекта программно-целевого финансирования Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан «Научное обоснование расширения и восполнения минерально-сырьевой базы приоритетных и критически важных полезных ископаемых как основы инновационного развития Казахстана» на 2024–2026 годы (ИРН BR27199165).

ЛИТЕРАТУРА

1 С.Ж.Даукеева. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана. Под редакцией Алматы 2002. [S.Zh.Daukeeva. Glubinnoe stroenie i mineral'nye resursy Kazahstana. Pod redakciej Almaty, 2002.]

2 Жолтаев Г.Ж. Геодинамические модели и перспективы нефтегазоносности осадочных бассейнов Западного-Южного Казахстана. Алматы, 1992. [Glubinnoe stroenie imineral'nye resursy Kazahstana. Pod redakciej S.Zh.Daukeeva. Almaty, 2002. Zholtaev

G.Zh. Geodinamicheskie modeli i perspektivy neftegazonosnosti osadochnyh bassejnov Zapadnogo-Yuzhnogo Kazahstana. Almaty, 1992.].

3 Жолтаев Г.Ж., Налибаев М.И. Девонские рифы Северного Торгая – высокоперспективные объекты для поисков новых месторождений нефти и газа // Известия НАН РК. Серия геология и технические науки. 2017. №2. С. 5–11.[Zholtaev G.Zh., Nalibaev M.I. Devonskie rify Severnogo Torgaya – vysokoperspektivnye ob"ekty dlya poiskov novyh mestorozhdenij nefti i gaza // Izvestiya NAN RK. Seriya geologiya i tehnicheskie nauki. 2017. №2. S. 5–11].

4 Жолтаев Г.Ж. Геодинамическая модель нефтегазоносности Казахстана. Флагман геологической науки Казахстана. Алматы, 2020.[Zholtaev G.Zh. Geodinamicheskaya model' neftegazonosnosti Kazahstana. Flagman geologicheskoj nauki Kazahstana. Almaty, 2020].

5 Жолтаев Г.Ж., Налибаев М. Геодинамическая эволюция Северо-Торгайского бассейна и перспективы его нефтегазоносности // Нефть и газ. – 2025. – № 2 (146). — С. 6–16. DOI: 10.37878/2708-0080/2025-2.01[Zholtaev G.Zh., Nalibaev M. Geodinamicheskaya ehvolyuciya Severo-Torgajskogo bassejna i perspektivy ego neftegazonosnosti // Neft' i gaz. – 2025. – № 2 (146). — S. 6–16. DOI: 10.37878/2708-0080/2025-2.01].

6 Быкадоров В.А., Антипов М.П., Ткачева А.А. Строение и нефтегазоносность фаменско-нижнекаменноугольных отложений Южного Зауралья (Кустанайская седловина) // Геология нефти и газа. – 2024. – № 5. – С. 89-104. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-5-89-104.[Bykadorov V.A., Antipov M.P., Tkacheva A.A. Stroenie i neftegazonosnost' famensko-nizhnekamennougol'nyh otlozhenij Yuzhnogo Zaural'ya (Kustanajskaya sedlovina) // Geologiya nefti i gaza. – 2024. – № 5. – S. 89-104. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-5-89-104].

7 Кирда Н.П. Девонские и каменноугольные отложения Тургайского прогиба и перспективы их нефтегазоносности // Изд. АН КазССР. 1971 [Kirda N.P. Devonskie i kamennougol'nye otlozheniya Turgajskogo progiba i perspektivy ih neftegazonosnosti // Izd. AN KazSSR. 1971].

8 Атлас литолого-палеогеографических, структурных, палинспастических и геоэкологических карт Центральной Евразии / Под ред. С.Ж. Даукеева и др. – Алматы: НИИ Природных Ресурсов ЮГГЕО, 2002. – 26 с., 37 л.[Atlas litologo-paleogeograficheskih, strukturnyh, palinspasticheskih i geoehkologicheskih kart Central'noj Evrazii / Pod red. S.Zh. Daukeeva i dr. – Almaty: NII Prirodnyh Resursov YUGGEO, 2002. – 26 s., 37 l].

9 Bykadorov V.A., Fedorenko O.A., Volozh Y.A. и dp. Ordovician-permian palaegeography of Central Eurasia: development of palaeozoic petroleum-bearing basine // Jornal of Petroleum Geology. – 2003.– T. 26.– № 3. – C. 325-350. DOI: 10.1111/j. I747- 5457. 2003.tb00033. x.

10 Быкадоров В.А., Волож Ю.А., Милетенко Н.В., Морозов А.Ф. и др. Палеогеографические аспекты формирования палеозойских нефтегазоносных бассейнов Казахстана и смежных районов // Геология и охрана недр.– 2004. – № 1. – С. 4-12.[Bykadorov V.A., Volozh Yu.A., Miletenko N.B., Morozov A.F. i dr. Paleogeograficheskie aspekty formirovaniya paleozojskih neftegazonosnyh bassejnov Kazahstana i smezhnyh rajonov // Geologiya i ohrana nedr.– 2004. – № 1. – S. 4-12.].

11 Проблемы региональной тектоники Евразии. Москва, 1983.[Problemy regional'noj tektoniki Evrazii. Moskva, 1983].

12 Туаев Н.П. Основные черты геологического строения юго-запада Западно-Сибирской низменности и Северо-Торгайского пролива и перспективы их нефтегазоносности // ЦНИГРИ. 1957.[Tuaev N.P. Osnovnye cherty geologicheskogo stroeniya yugo-zapada Zapadno-Sibirskoj nizmennosti i Severo-Torgajskogo proliva i perspektivy ih neftegazonosnosti // CNIGRI. 1957.].

13 Драгун А.Ф. и др. Базальты Кушмурунского грабена: геохимия и геодинамическая обстановка // Отчёт ИГН НАН РК. Алматы, 1994.[].

14 Магнитотеллурические зондирования на геотраверсе «Батолит». Алматы: Институт геологических наук им. К.И. Сатпаева. Фондовые материалы, 2019.[Tuaev N.P. Osnovnye cherty geologicheskogo stroeniya yugo-zapada Zapadno-Sibirskoj nizmennosti i Severo-Torgajskogo proliva i perspektivy ih neftegazonosnosti // CNIGRI. 1957].