



МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ПРОГНОЗУ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЧКАЛОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ) НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ

Марина Олеговна Федорович¹, Алина Юрьевна Космачева^{2,✉}

^{1,2}Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
630090, Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3, Россия,

¹ZahryaminaMO@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0000-0002-6816-906X>

²KosmachevaAY@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0000-0001-8603-986X>

Аннотация. Представлен методический подход к прогнозу нефтегазоносности на примере Чкаловского месторождения, которое расположено на юго-востоке Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Залежи углеводородов сосредоточены в пласте М коры выветривания палеозоя и пласте Ю₁¹ васюганской свиты верхней юры. Ловушки углеводородов были сформированы уже в юрский этап развития бассейна. На протяжении всей геологической истории структуры оставались замкнутыми, несущественно меняя свою форму и амплитуду. На основе комплексной интерпретации данных сейсморазведки, глубокого бурения с использованием технологии бассейнового моделирования выделены залежи нефти и газа, а также ряд нефтегазоперспективных объектов. Ловушки углеводородов контролируются структурным, литологическим и тектоническим факторами.

Ключевые слова: нефтегазоносность, палеотектонический анализ, Западная Сибирь, Томская область

Финансирование: работа выполнена в рамках проекта фундаментальных научных исследований № FWZZ-2022-0012 «Цифровые геолого-геофизические и петрофизические модели осадочных комплексов с трудноизвлекаемыми запасами нефти в Западной и Восточной Сибири как резерв для прироста запасов и добычи».

Для цитирования: Федорович М.О., Космачева А.Ю. Методический подход к прогнозу нефтегазоносности Чкаловского месторождения (Томская область) на основе комплексной интерпретации геолого-геофизической информации // Геофизические технологии. 2025. № 1. С. 78–90. doi:10.18303/2619-1563-2025-1-78.

METHODOLOGICAL APPROACH TO PREDICTING OIL AND GAS OCCURRENCE IN THE CHKALOV FIELD (TOMSK REGION) ACCORDING TO COMPREHENSIVE INTERPRETATION OF GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL INFORMATION

Marina O. Fedorovich¹, Alina Yu. Kosmacheva^{2,✉}

^{1,2}Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, SB RAS, Koptug Ave., 3, Novosibirsk, 630090, Russia,

¹ZahryaminaMO@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0000-0002-6816-906X>

²KosmachevaAY@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0000-0001-8603-986X>

Abstract. We present a methodological approach to predicting oil and gas occurrence by the example of the Chkalov field, which is located in the southeast of the West Siberian petroleum basin. The M bed of the Paleozoic weathering crust and the Yu₁¹ bed of the Upper Jurassic Vasyugan Formation contain oil and gas accumulations. Hydrocarbon traps were already formed during the Jurassic stage of the development of the basin. Throughout geological history, the structures remained

closed, changing their shape and amplitude insignificantly. According to the comprehensive interpretation of seismic exploration and deep drilling data and basin modeling technology, oil and gas accumulations, as well as a number of prospective oil and gas traps, have been identified. Structural, lithological, and tectonic factors provide hydrocarbon trapping.

Keywords: petroleum potential, paleotectonic analysis, Western Siberia, Tomsk region

Funding: the work was supported by the Project “Digital geological, geophysical and petrophysical models of sedimentary deposits with hard-to-recover oil reserves in Western and Eastern Siberia as fund for extension of reserves and production”, project number FWZZ-2022-0012.

For citation: Fedorovich M.O., Kosmacheva A.Yu. Methodological approach to predicting oil and gas occurrence in the Chkalov field (Tomsk region) according to comprehensive interpretation of geological and geophysical information // Russian Journal of Geophysical Technologies. 2025. No. 1. P. 78–90. (In Russ.). doi:10.18303/2619-1563-2025-1-78.

ВВЕДЕНИЕ

Актуальным направлением нефтедобывающей отрасли Западной Сибири является существенный прирост запасов и предотвращение снижения добычи нефти. Необходимо активно вовлекать в разработку трудноизвлекаемые запасы углеводородов (УВ) из сложнопостроенных и глубокозалегающих залежей, в частности, потенциально богатые залежи доюрского комплекса [Isaev et al., 2019]. В настоящее время не вызывает сомнений, что палеозойские отложения Западной Сибири по своему углеводородному потенциалу существенно уступают мезозойским. В то же время очевиден и тот факт, что этот комплекс пород содержит значительные объемы залежей нефти и газа [Конторович, Калинина, 2019]. Для мезозойских пород отношение стоящих на балансе запасов к начальным геологическим ресурсам составляет 45 %, для палеозоя этот параметр не превышает 1.5 % [Конторович и др., 2024].

На юго-востоке Западно-Сибирского бассейна притоки нефти и газа получены как из пород палеозойского возраста (Малоичское, Еллей-Игайское месторождения), так и из разновозрастного нефтегазоносного горизонта зоны контакта с осадочными породами мезозоя (Арчинское, Герасимовское, Калиновое, Лугинецкое, Нижнетабаганское, Останинское, Северо-Калиновое, Северо-Лугинецкое, Урманское, Южно-Тамбаевское, Чкаловское и др.). Наиболее значительные результаты по выявлению скоплений УВ связаны именно с корой выветривания [Биджаков и др., 1981; Трофимук, 1997, Ступакова и др., 2015].

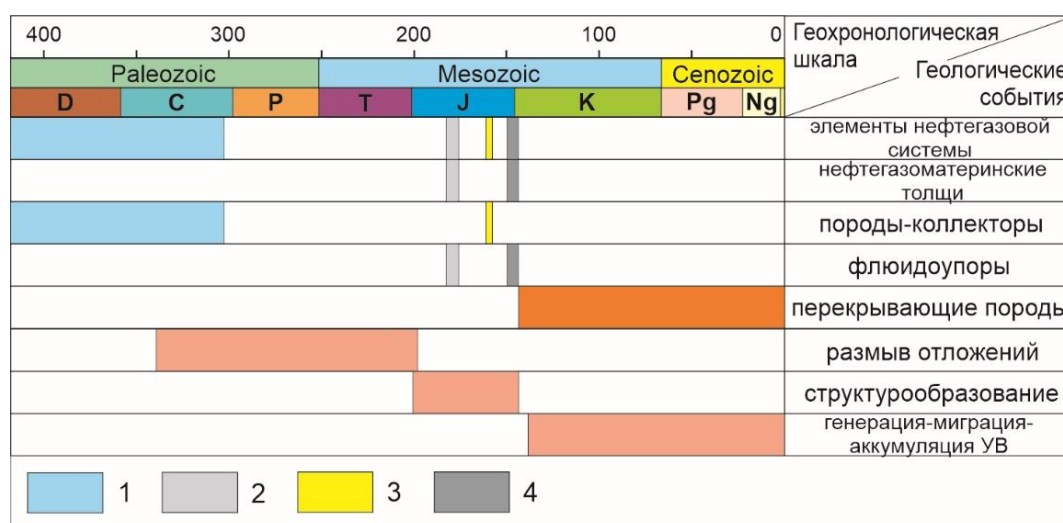


Рис. 1. Диаграмма геологических событий для верхнепалеозойско-мезозойской нефтегазовой системы Чкаловского месторождения [Kosmacheva, Fedorovich, 2021]: 1 – пласт М коры выветривания палеозоя; 2 – тогурская свита; 3 – пласт Ю₁¹ васюганской свиты; 4 – баженовская свита.

Чкаловское месторождение расположено в Александровском районе Томской области. Работы на Чкаловской площади осуществлялись планомерно: поиск, разведка и доразведка. Чкаловское поднятие выявлено в 1958 г. и подготовлено под глубокое бурение в 1975 г. сейсморазведочными работами МОВ. Месторождение открыто в 1977 г., а в 1986 г. было введено в разработку. Территория изучена сейсморазведкой 2D и 3D и поисково-разведочными и эксплуатационными скважинами [Иванов, 2002; Паровинчак, 2013]. В настоящее время на месторождении ведется поисково-разведочное и эксплуатационное бурение.

Нефтегазоносность месторождения связана с верхнеюрским терригенным комплексом и палеозойским карбонатным комплексом пород. Залежи УВ приурочены к пласту М коры выветривания палеозоя и пласту Ю₁¹ васюганской свиты верхней юры [Иванов, 2002] (рис. 1). Пласт Ю₁¹ является основным объектом разработки месторождения.

Одним из способов прогноза залежей УВ является комплексное использование данных сейсморазведки, глубокого бурения и ГИС, что повышает детальность и достоверность геологической модели территории, а также эффективность поиска новых скоплений УВ. Результатом применения такого системного подхода является выделение ловушек нефти и газа и определение фазового состояния залежей.

ФАКТИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ

В основу работы были положены данные 90 скважин (24 разведочных и 66 эксплуатационных), 31 профиль сейсморазведки 2D, общей протяженностью более 305 км, и 3D, площадью 55 км² (рис. 2).

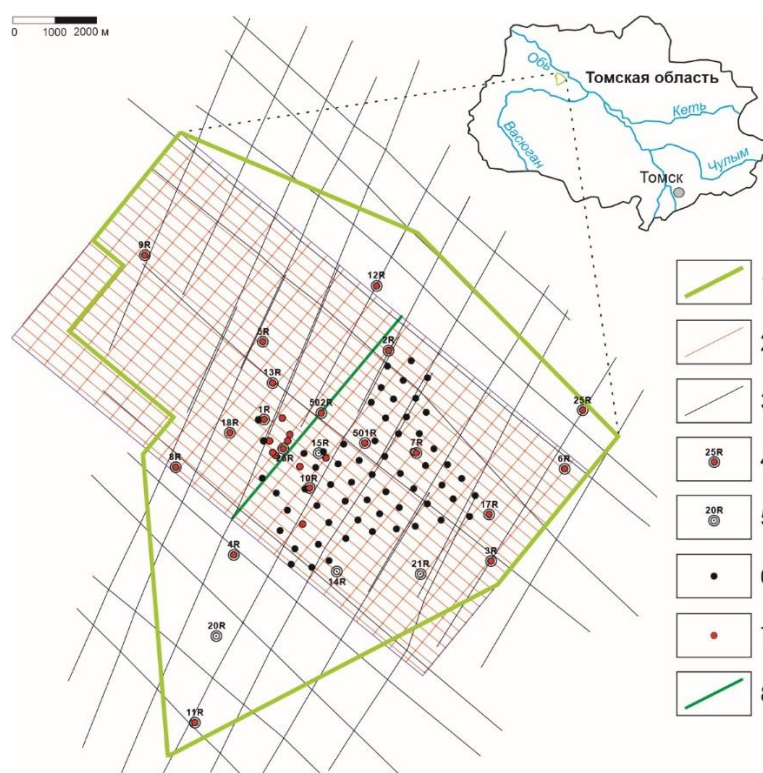


Рис. 2. Схема фактического материала и местоположения района исследования: 1 – контур района работ; 2 – сейсморазведка 3D; 3 – сейсморазведка 2D; 4 – разведочная скважина, вскрывающая палеозойские отложения; 5 – разведочная скважина, вскрывающая юрские отложения; 6 – эксплуатационная скважина, вскрывающая юрские отложения; 7 – эксплуатационная скважина, вскрывающая палеозойские отложения; 8 – временной разрез через Чкаловское месторождение (см. рис. 3).

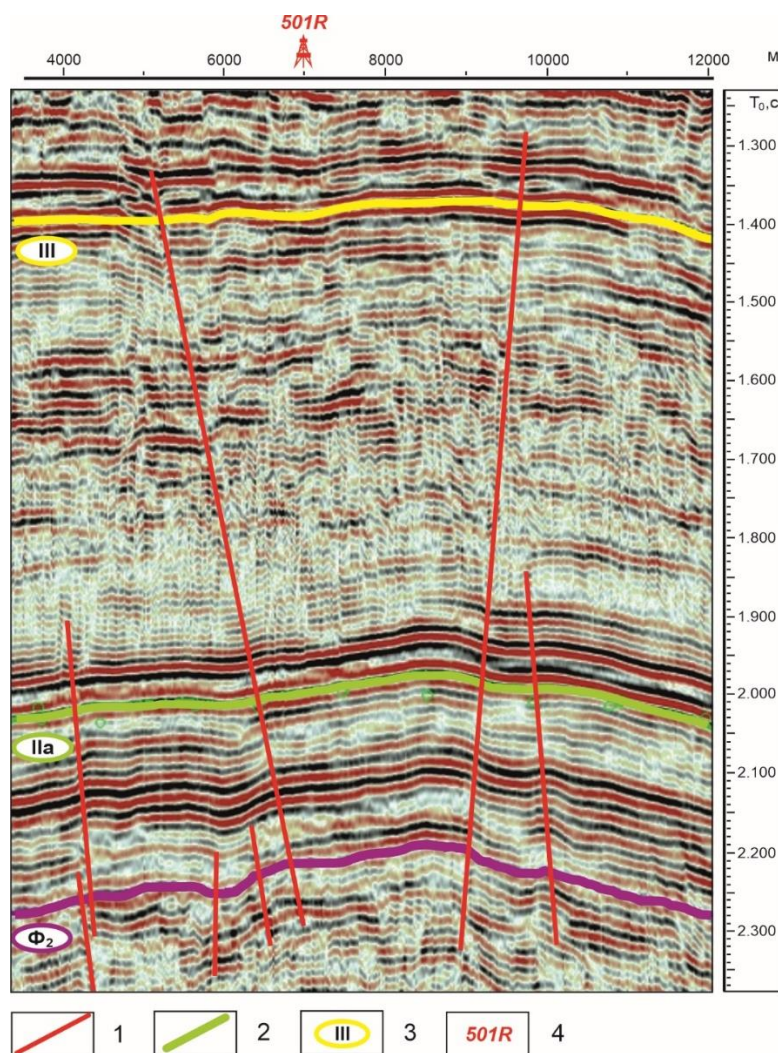


Рис. 3. Фрагмент временного разреза по кросслайну 125 через Чкаловское месторождение: 1 – дизъюнктивные нарушения; 2 – ОГ; 3 – индекс ОГ; 4 – скважина.

Для построения сейсмогеологической модели в программном пакете Kingdom проведена интерпретация материалов сейсморазведки. В разрезе мезозойских отложений выделены и прослежены следующие отражающие горизонты (ОГ) (рис. 3).

– Φ_2 – подошва осадочного чехла. Изменчивость литологического состава и акустических свойств горных пород, слагающих доюрское основание и перекрывающих его толщу, а также обилие тектонических нарушений, проникающих в базальные горизонты осадочного чехла, отрицательно сказываются на устойчивости волнового поля [Конторович, 2002];

– II^a – подошва баженовской свиты (основное отражение на площади исследования);

– III – кошайская пачка киялинской свиты;

– IV – кузнецовская свита (наряду с горизонтом II^a является наиболее надежным сейсмическим репером);

– V – талицкая свита.

В результате построен набор структурных карт по основным ОГ и карт изопахит сейсмогеологических комплексов (юрский мегакомплекс; берриас-аптский, апт-туронский и посттуронский комплексы). Выделение дизъюнктивных нарушений и определение глубины их проникновения проводилось на основании анализа сейсмических разрезов (нарушение осей синфазности ОГ,

уменьшение энергетического уровня сейсмической записи) и построения карт градиентов структурных поверхностей ОГ.

При оценке перспектив нефтегазоносности необходимо учитывать историю геологического развития осадочного бассейна, а также детали его строения. Литостратиграфическое расчленение разреза отложений проводилось на основе интерпретации материалов геофизических исследований скважин (электрический каротаж, гамма-каротаж, нейтронный гамма-каротаж) [Дахнов, 1981; Итенберг, 1987] с использованием дополнительной геолого-геофизической информации (описание керна, разбивки и результаты испытаний по скважинам) [по данным ИНГГ СО РАН].

РЕЗУЛЬТАТЫ

Тектоническая активизация района происходила в раннеюрскую, раннемеловую и позднемеловую эпохи (рис. 3). В пределах Чкаловского локального поднятия однозначно присутствуют разрывные нарушения, секущие юрские отложения. Все тектонические нарушения сформировались до момента образования кузнецовской свиты и затухают внутри сеноманской толщи пород. Положительные структуры – потенциальные ловушки УВ, были сформированы уже в юрский период (рис. 4).

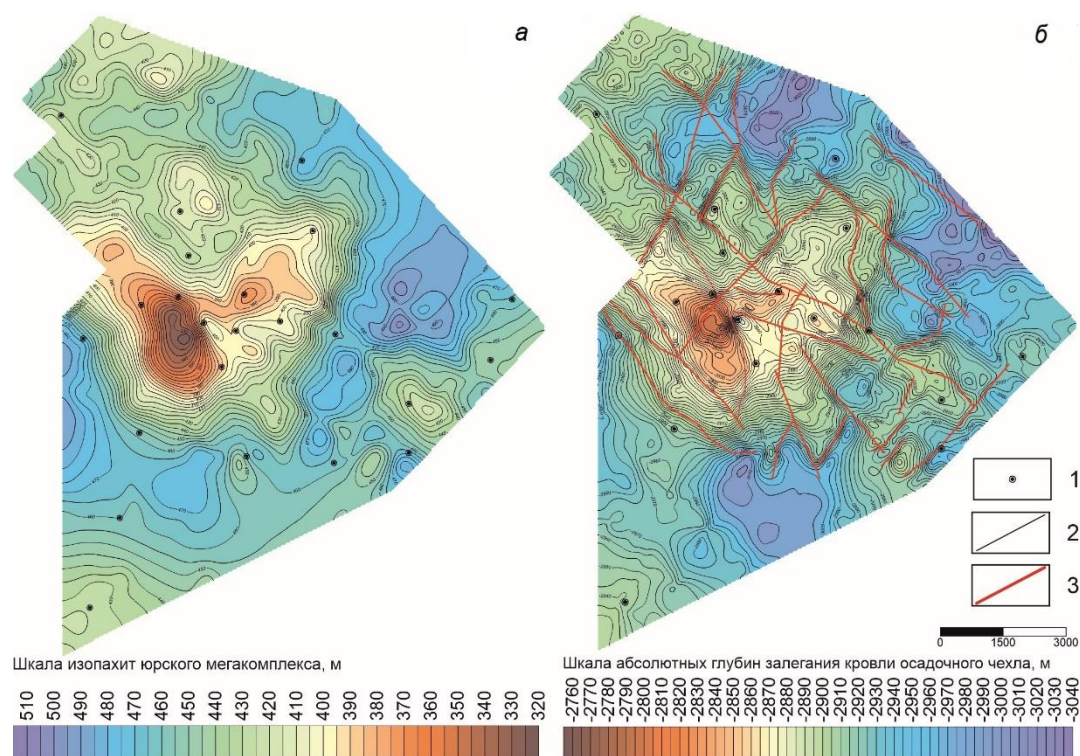


Рис. 4. Структура поверхности фундамента: а – на момент формирования баженовской свиты; б – в настоящее время: 1 – разведочная скважина; 2 – изолинии, м; 3 – дизъюнктивные нарушения.

Так как значительная часть УВ сконцентрирована в пласте Ю₁¹ васюганской свиты, особенно важно изучить изменения архитектуры юрского структурного яруса во времени. Для определения общих закономерностей формирования ловушек УВ проведен анализ изменения структуры поверхности баженовской свиты на момент формирования кошайской пачки киялинской свиты, на момент формирования кузнецовской свиты, на момент формирования талицкой свиты и в настоящее время. В результате был получен набор карт толщин, отражающих палеорельеф баженовской свиты в определенные этапы развития (рис. 5).

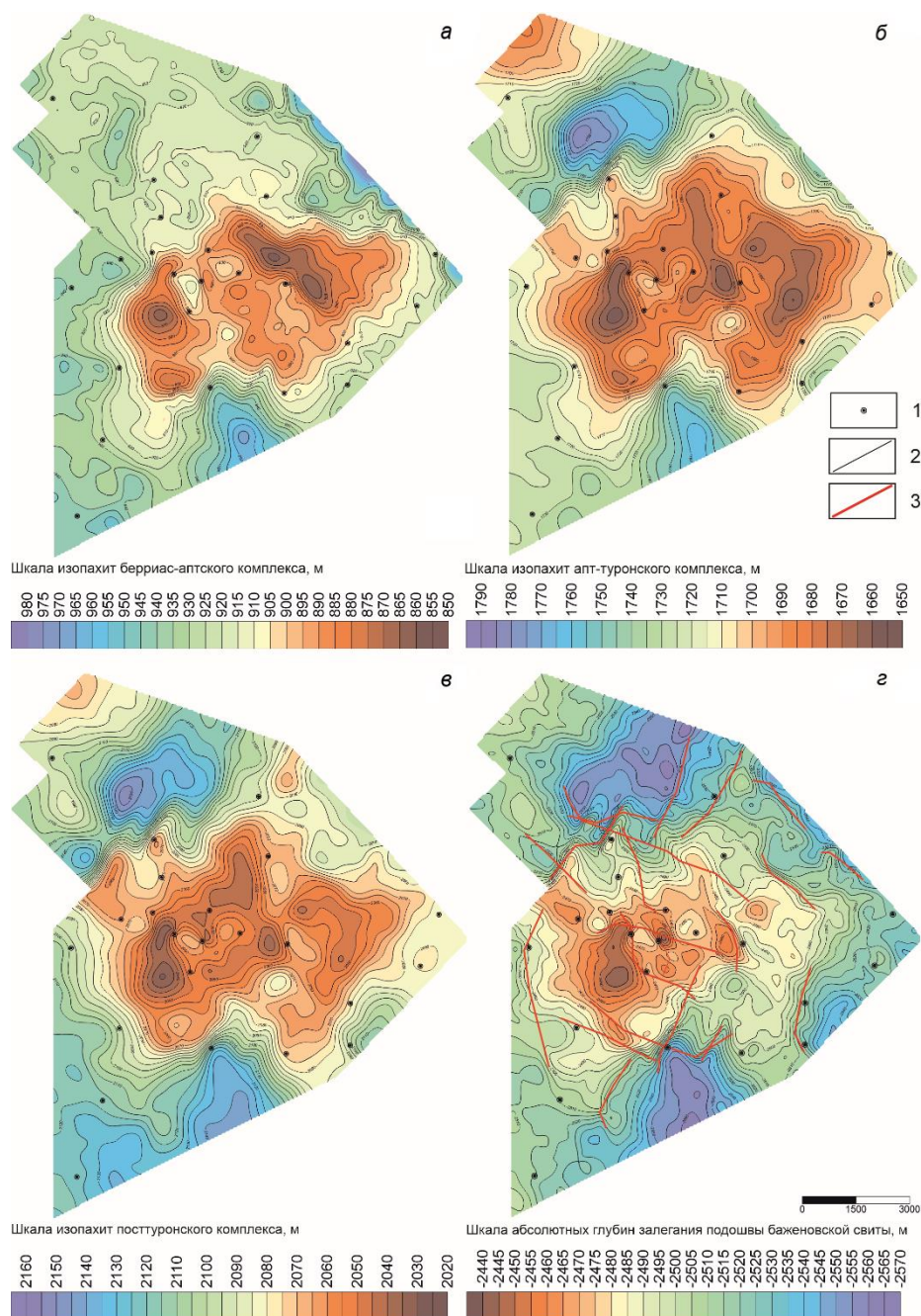


Рис. 5. Структура поверхности баженовской свиты: а – на момент формирования кошайской пачки киялинской свиты (аптский век), б – на момент формирования кузнецовской свиты (туронский век); в – на момент формирования талицкой свиты (датский век); е – в настоящее время: 1 – разведочная скважина; 2 – изолинии, м; 3 – дизъюнктивные нарушения.

На протяжении всего времени Чкаловское локальное поднятие существовало как единая замкнутая структура с серией локальных куполов. Формирование замкнутой изометричной структуры произошло благодаря унаследованному характеру развития территории в разные моменты геологической истории. В аптский век существовало поднятие, амплитуда которого достигала 60 м, его осложняют два купола. В апт-туронский этап наблюдается наиболее интенсивный рост поднятия, оно становится более контрастным и амплитудным, его осложняют три локальных купола. В посттуронский этап структурный план практически не менялся, наблюдается выполаживание куполов.

Таким образом, Чкаловское локальное поднятие в рельефе баженовской свиты существовало как единая замкнутая структура уже в берриасский век. На протяжении всей истории развития структура

оставалась замкнутой, лишь несущественно меняя очертания и амплитуду, что способствовало аккумуляции мигрирующих УВ.

Нефтегазоматеринскими толщами являются баженовская и тогурская свиты [Конторович и др., 1975; Костырева, 2005; Ступакова и др., 2015]. Время вхождения тогурской свиты в главную зону нефтеобразования – 140 млн лет, баженовской свиты – 99 млн лет. На момент начала генерации УВ основные палеоподнятия – потенциальные ловушки нефти и газа – и основные региональные глинистые толщи, служащие покрышками, были сформированы и литифицированы [Космачева, Захрямина, 2017].

Карта перспектив нефтегазоносности для **пласта Ю₁¹ васюганской свиты** получена с использованием структурной карты подошвы баженовской свиты, карты эффективных толщин пласта Ю₁¹, данных результатов испытаний скважин и результатов бассейнового моделирования.

Основываясь на выводах анализа истории тектонического развития, а именно, учитывая, что в пределах исследуемого района в течение юрского и берриас-аптского этапов не было существенных изменений направленности тектонических движений [Kosmacheva, Fedorovich, 2021], для построения карты толщин пласта Ю₁¹ были выявлены несколько зависимостей:

- мощности пласта Ю₁¹ от мощности берриас-аптского сейсмокомплекса;
- мощности пласта Ю₁¹ от мощности юрского сейсмокомплекса;
- глубины залегания подошвы пласта Ю₁¹ от суммарной мощности юрского и берриас-аптского сейсмокомплексов (рис. 6).

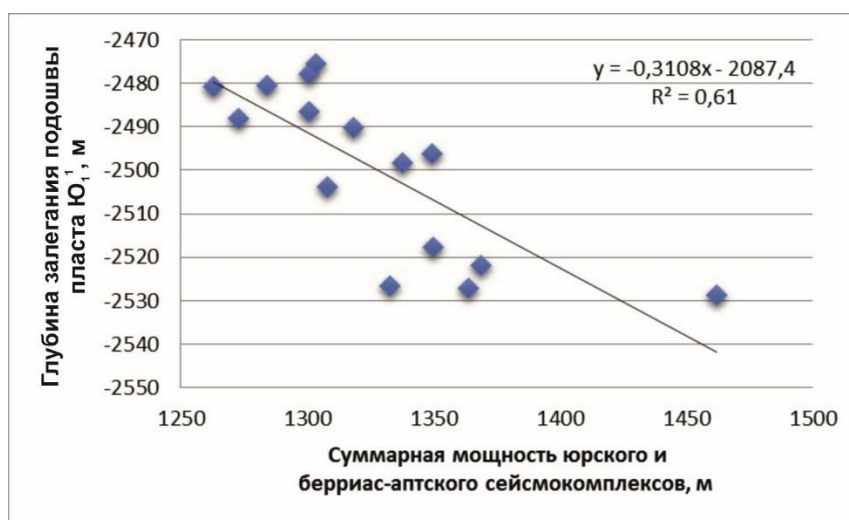


Рис. 6. Зависимость глубины залегания подошвы пласта Ю₁¹ от суммарной мощности юрского и берриас-аптского сейсмокомплексов.

Для всех зависимостей коэффициент корреляции составляет 0.7 и выше. Самая достоверная – зависимость глубины залегания подошвы пласта Ю₁¹ от суммарной мощности юрского и берриас-аптского сейсмокомплексов. С помощью этой зависимости и карты изопахит юрского и берриас-аптского сейсмокомплексов была построена структурная карта подошвы пласта Ю₁¹ и, соответственно, карта общих толщин пласта Ю₁¹ васюганской свиты. Его мощность изменяется от 5 до 19 м.

Выделение коллекторов в составе песчаных тел верхневасюганской подсвиты осуществлялось с помощью α ПС. Для юго-востока Западной Сибири используется граничное значение α ПС – 0.33, что соответствует коэффициенту пористости – 13 % [Конторович и др., 2004]. Для того чтобы определить

закономерности распространения коллекторов по площади была использована зависимость эффективных от общих толщин пласта Ю₁¹ (рис. 7). Величины эффективных толщин изменяются от 0 до 19 м.

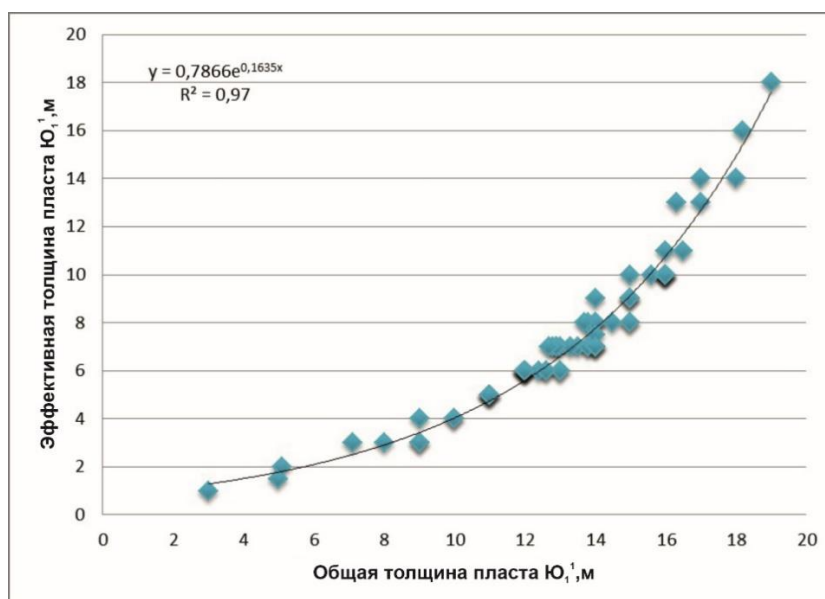


Рис. 7. Зависимость эффективной от общей толщины пласта Ю₁¹.

Анализ результатов испытаний скважин показал, что продуктивность пласта Ю₁¹ васюганской свиты определяется двумя факторами – литологическим и структурным. При эффективной мощности менее 3/5 м и глубине залегания ниже –2503 м притока УВ не получено (рис. 8). Зона отсутствия коллектора распространена на северо-западе района. Водонефтяной контакт (ВНК) проведен на абсолютной отметке –2503 м.

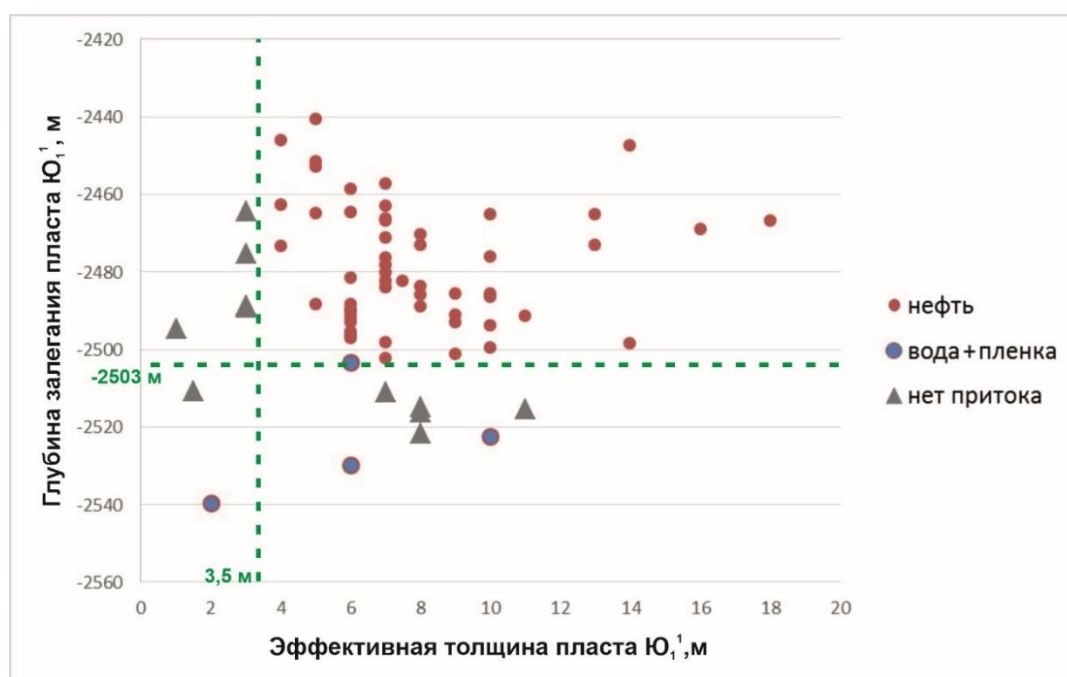


Рис. 8. Зависимость результатов испытания пласта Ю₁¹ от глубины его залегания и эффективной мощности.

Таким образом, для пласта Ю₁¹ васюганской свиты была выделена одна нефтяная ловушка в центральной части территории (рис. 9). Залежь контролируется литологическим экраном на северо-западе и водонефтяным контактом, принятым на отметке –2503 м. Тип ловушки – структурно-литологический. Амплитуда поднятия составляет 70 м. В скважинах, в том числе эксплуатационных, в пределах выделенной залежи получены притоки нефти. Зона отсутствия коллектора на северо-западе подтверждается данными испытаний скважин – в диапазоне рассматриваемого продуктивного уровня притока флюидов не зафиксировано.

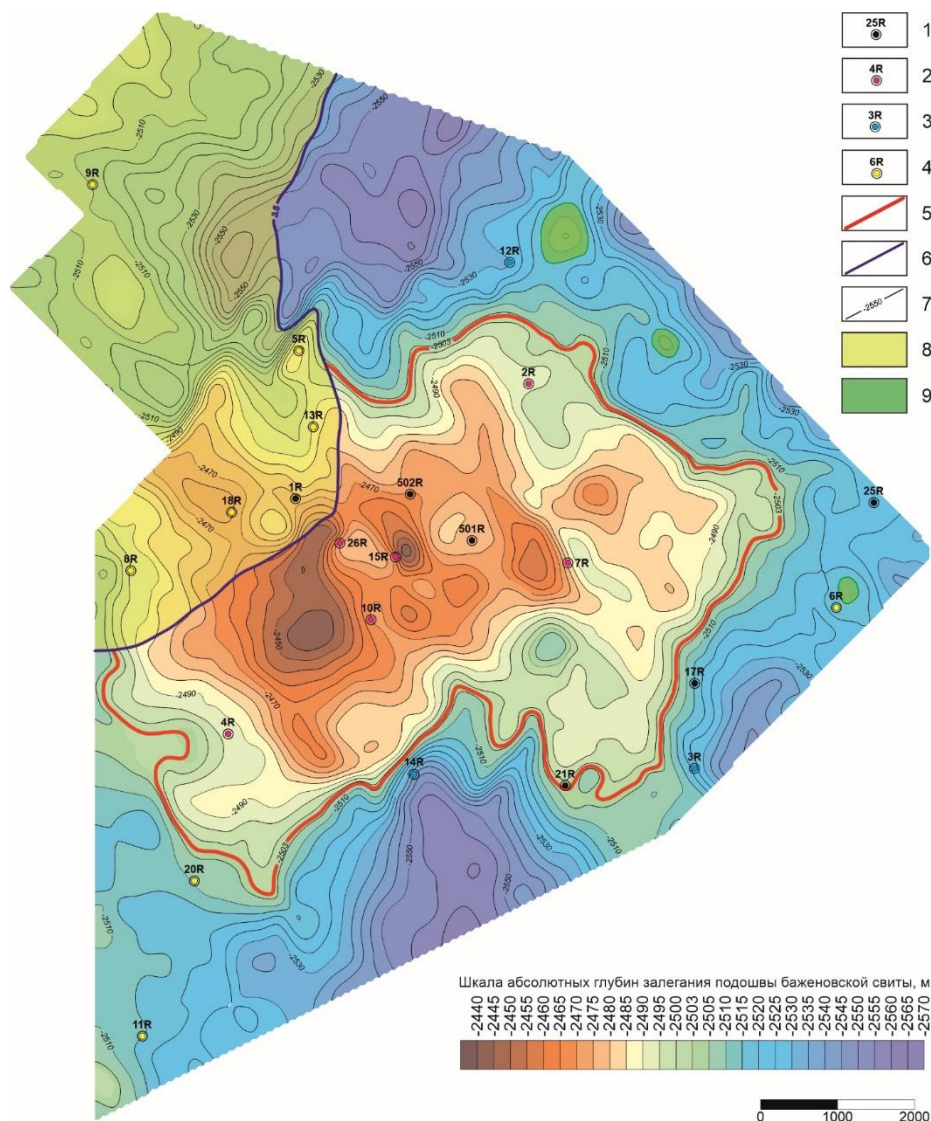


Рис. 9. Карта перспектив нефтегазоносности для пласта Ю₁¹ васюганской свиты: 1 – разведочная скважина; результаты испытаний: 2 – нефть, 3 – вода, 4 – нет притока; 5 – ВНК; 6 – линия глинизации; 7 – изогипсы, м; 8 – зона отсутствия коллектора; 9 – перспективные ловушки нефти.

По результатам проведенного бассейнового моделирования [Космачева, Захрямина, 2017] выделены три мелкие структурные ловушки УВ на северо-восточном склоне. Водонефтяной контакт для перспективных объектов проведен на отметке –2515 м. Амплитуда поднятий не превышает 15 м.

На структурной карте по подошве осадочного чехла показаны перспективы нефтегазоносности для **пласта М коры выветривания палеозоя** с учетом карты дизъюнктивных нарушений, результатов испытаний скважин и бассейнового моделирования. Поскольку фундамент имеет блоковое строение,

залежи УВ контролируются дизъюнктивной тектоникой. В центральной части территории выделены шесть характерных блоков с разными уровнями ВНК. Тип ловушек – структурно-тектонический (рис. 10).

Самая крупная нефтяная залежь приурочена к наиболее приподнятому, западному, блоку. Она контролируется структурным фактором на юго-западе и тектоническим экраном с востока. Водонефтяной контакт проведен на отметке –2880 м. Амплитуда поднятия составляет 100 м. Для других трех центральных блоков также характерны нефтяные залежи. Первые два из них контролируются преимущественно дизъюнктивной тектоникой и только с юго-востока – структурным фактором. Водонефтяной контакт проведен на отметках –2880 и –2865 м. Амплитуда поднятий составляет 35 м. К третьему блоку приурочены сразу две более мелкие нефтяные залежи с разными уровнями ВНК (–2840 и –2855 м). Залежи контролируются структурным фактором на северо-востоке и тектоническим экраном на юге. Амплитуда поднятий не превышает 10 м. В скважинах в пределах выделенных ловушек получены притоки нефти. Принятые уровни ВНК подтверждаются результатами испытаний в скважинах.

Газовая залежь относится к восточному блоку и контролируется структурным фактором с северо-востока и тектоническим экраном с юга. Газоводяной контакт проведен на отметке –2900 м. Амплитуда поднятия составляет 40 м. Фазовый состав залежи подтверждается результатами испытаний.

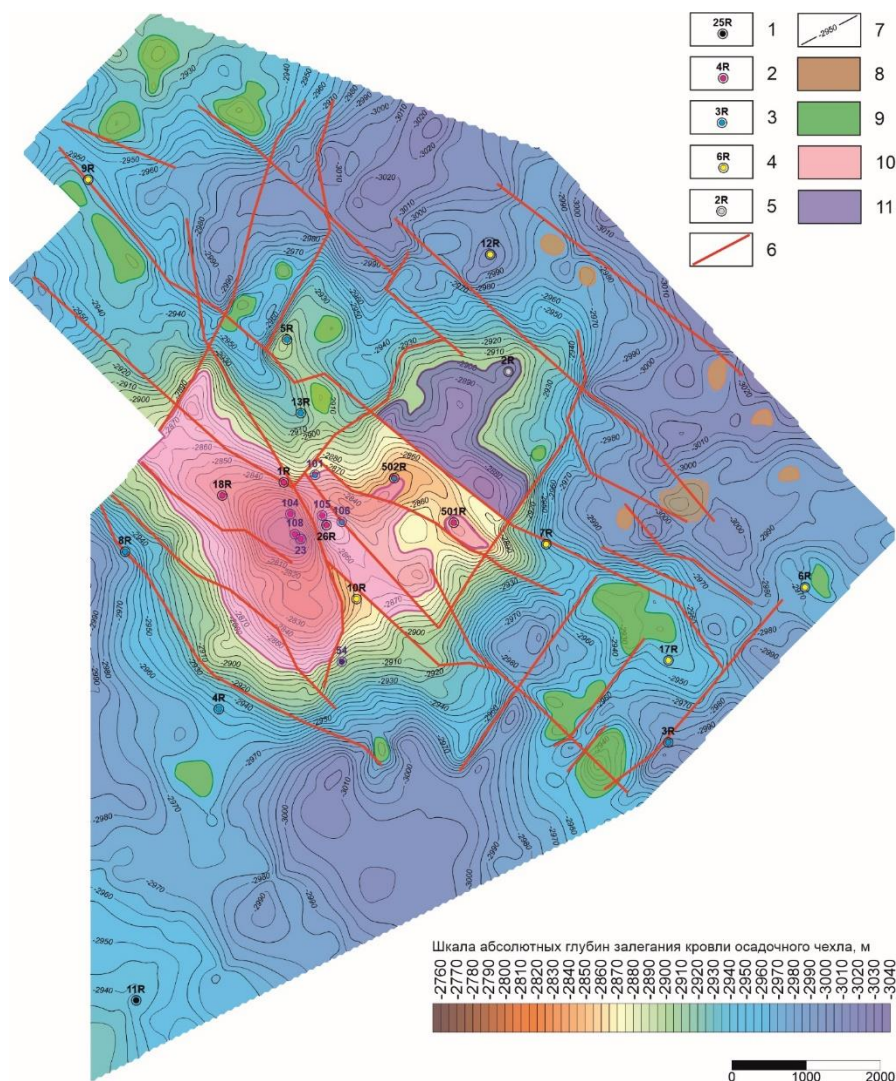


Рис. 10. Карта перспектив нефтегазоносности для пласта М коры выветривания палеозоя: 1 – скважина; результаты испытаний: 2 – нефть, 3 – вода, 4 – нет притока, 5 – газ; 6 – дизъюнктивные нарушения; 7 – изогипсы, м; 8 – перспективные ловушки газа; 9 – перспективные ловушки нефти; 10 – нефтяная залежь; 11 – газовая залежь.

На склонах выделены нефтегазоперспективные объекты по результатам бассейнового моделирования [Космачева, Захрямина, 2017], которые приурочены к замкнутым антиклинальным структурам (мелким и средним). На севере, востоке и юге района выделены 16 нефтяных ловушек. На северо-востоке выделено семь газовых ловушек. Водонефтяной контакт для перспективных объектов проведен на разных уровнях, от –2915 до –3010 м. Амплитуда поднятий достигает 30 м.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ истории тектонического развития показал, что Чкаловское локальное поднятие в рельефе баженовской свиты существовало как единая замкнутая структура уже в берриасский век. К этому моменту тогурская свита уже вошла в главную зону нефтеобразования и флюидоупоры для залежей коры выветривания палеозоя уже были литифицированы. На протяжении всей истории развития структура оставалась замкнутой, лишь несущественно меняя очертания и амплитуду, что способствовало аккумуляции мигрирующих УВ.

Залежи УВ пласта Ю₁¹ контролируются литологическим и структурным факторами. Породы с эффективной мощностью более 3.5 м и залегающие выше абсолютной отметки –2503 м являются продуктивными. Выделена крупная нефтяная залежь в центральной части территории с уровнем ВНК –2503 м и мелкие нефтеперспективные объекты (структурные ловушки) на северо-востоке с уровнем ВНК –2515 м.

Залежи УВ коры выветривания палеозоя контролируются преимущественно дизъюнктивной тектоникой, поскольку фундамент имеет блоковое строение, и в меньшей степени структурным фактором. Выделены шесть характерных блоков, в которых сосредоточены залежи не только нефти, но и газа с разными уровнями ВНК. В обрамлении выделены нефтегазоперспективные объекты, которые приурочены к замкнутым антиклинальным структурам разного масштаба.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- Биджаков В.И., Даненберг Е.Е., Иванов И.А., Тищенко Г.И.** Нефтегазоносность верхней части палеозоя юго-востока Западно-Сибирской плиты // Нефтегазоносность Сибири и Дальнего Востока (Труды ИГиГ СО АН СССР). 1981. Вып. 513. С. 116–121.
- Дахнов В.Н.** Электрические и магнитные методы исследования скважин. М.: Недра, 1981. 344 с.
- Иванов И.А.** Месторождения нефти и газа Томской области. Томск–Новосибирск, 2002. 254 с.
- Итенберг С.С.** Методика изучения нефтегазоносных толщ по комплексу промыслово-геофизических и геологических исследований. М.: Недра, 1987. 279 с.
- Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г.** Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 680 с.
- Конторович В.А.** Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск: СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. 253 с.
- Конторович В.А., Бердникова С.А., Калинина Л.М., Поляков А.А.** Сеймогеологические адаптивные методы прогноза качества коллекторов и подготовки сложно построенных ловушек нефти и газа в верхней юре центральных и южных районов Западной Сибири (горизонт Ю1 васюганской свиты) // Геология и геофизика. 2004. Т. 45, № 1. С. 79–90. EDN:AQRSCE.
- Конторович В.А., Калинина Л.М.** Геологическое строение и нефтегазоносность палеозоя Западной Сибири, модели эталонных месторождений // Бурение и нефть. 2019. № 11. С. 18–25. EDN:XRISOT.

- Конторович В.А., Конторович А.Э., Аюнова Д.В., Ибрагимова С.М., Бурштейн Л.М., Калинин А.Ю., Калинина Л.М., Канакова К.И., Костырева Е.А., Соловьев М.В., Филиппов Ю.Ф.** Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири // Геология и геофизика. 2024. Т. 65, № 1. С. 72–100. doi:10.15372/GiG2023181. EDN:OWCTPK.
- Космачева А.Ю., Захрямина М.О.** Моделирование процессов нефтегазообразования Чкаловского месторождения в Томской области // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2017. Т. 12, № 1. С. 11. doi:10.17353/2070-5379/6_2017. EDN:YIWEYR.
- Костырева Е.А.** Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири. Новосибирск: СО РАН, филиал «ГЕО», 2005. 180 с.
- Паровинчак К.М.** Концептуальная модель строения доюрских отложений Чкаловского месторождения // Территория Нефтегаз. 2013. № 2. С. 44–51. EDN:RDZSCT.
- Ступакова А.В., Соколов А.В., Соболева Т.А., Кирюхина И.А., Курасов И.А., Бордюг Е.В.** Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири // Георесурсы. 2015. Т. 61, № 2. С. 63–76. EDN:UAPZAT.
- Трофимук А.А.** Сорок лет борения за развитие нефтегазодобывающей промышленности Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГТМ, 1997. 369 с.
- Isaev V.I., Kuzmenkov S.G., Ayupov R.Sh., Kuzmin Yu.A., Lobova G.A., Stulov P.A.** Hard-to-recover Reserves of Yugra Oil (West Siberia) // Geofizicheskiy Zhurnal. 2019. Vol. 41 (1). P. 33–43. doi: 10.24028/gzh.0203-3100.v41i1.2019.158862.
- Kosmacheva A., Fedorovich M.** Basin and petroleum system modeling in conjunction zone of the Alexander and Srednevasyugan anticlines and Ust-Tym depression, southeastern part of the West Siberian hydrocarbon province (Russia) // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2021. Vol. 11. P. 539–548. doi: 10.1007/s13202-020-01037-6.

REFERENCES

- Bidzhakov V.I., Danenberg E.E., Ivanov I.A., Tishchenko G.I.** Oil and gas potential of the upper part of the Paleozoic in the southeast of the West Siberian Plate // Oil and gas potential of Siberia and the Far East (Trudy IgiG SO AN SSSR). 1981. Vol. 513. P. 116–121. (In Russ.).
- Dakhnov V.N.** Electrical and magnetic methods of well exploration (In Russ.). Nedra, Moscow, 1981. 344 p.
- Isaev V.I., Kuzmenkov S.G., Ayupov R.Sh., Kuzmin Yu.A., Lobova G.A., Stulov P.A.** Hard-to-recover Reserves of Yugra Oil (West Siberia) // Geofizicheskiy Zhurnal. 2019. Vol. 41 (1). P. 33–43. doi: 10.24028/gzh.0203-3100.v41i1.2019.158862.
- Ivanov I.A.** Oil and gas fields of Tomsk region (In Russ.). Tomsk–Novosibirsk, 2002. 254 p.
- Itenberg S.S.** Methodology for studying oil and gas-bearing strata using a complex of industrial-geophysical and geological studies (In Russ.). Nedra, Moscow, 1987. 279 p.
- Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K., Surkov V.S., Trofimuk A.A., Ervieu Yu.G.** Geology of oil and gas of Western Siberia (In Russ.). Nedra, Moscow, 1975. 680 p.
- Kontorovich V.A.** Tectonics and petroleum potential of Mesozoic–Cenozoic deposits of the southeastern regions of West Siberia (In Russ.). GEO, Novosibirsk, 2002. 253 p.
- Kontorovich V.A., Berdnikova S.A., Kalinina L.M., Polyakov A.A.** Reservoir quality and complex traps in Upper Jurassic of central and southern West Siberia: adaptive seismogeological modeling (horizon U₁ of the Vasyugan Formation) // Russian Geology and Geophysics. 2004. Vol. 45 (1). P. 79–90.

- Kontorovich V.A., Kalinina L.M.** Geological structure and hydrocarbon potential of Paleozoic deposits of Western Siberia, models of reference fields // *Drilling and Oil*. 2019. No. 11. P. 18–25. (In Russ.).
- Kontorovich V.A., Kontorovich A.E., Ayunova D.V., Ibragimova S.M., Burshtein L.M., Kalinin A.Yu., Kalinina L.M., Kanakova K.I., Kostyreva E.A., Solovyev M.V., Filippov Yu.F.** Geological structure and prospects of hydrocarbon potential of Paleozoic deposits in southeastern regions of West Siberia // *Russian Geology and Geophysics*. 2024. Vol. 65 (1). P. 60–84. doi:10.2113/RGG20234657.
- Kosmacheva A.Yu., Zakhryamina M.O.** Petroleum formation processes simulation of Chkalov field, Tomsk area // *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2017. Vol. 12 (1). P. 11. (In Russ.).
- Kosmacheva A., Fedorovich M.** Basin and petroleum system modeling in conjunction zone of the Alexander and Srednevasyugan anticlines and Ust-Tym depression, southeastern part of the West Siberian hydrocarbon province (Russia) // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2021. Vol. 11. P. 539–548. doi: 10.1007/s13202-020-01037-6.
- Kostyreva E.A.** Geochemistry and genesis of Paleozoic oils in southeastern West Siberia (In Russ.). GEO, Novosibirsk, 2005. 180 p.
- Parovinchak K.M.** Conceptual model of the structure of pre-Jurassic deposits of the Chkalov field // *Territoriya Neftegaz*. 2013. No. 2. P. 44–51. (In Russ.).
- Stoupakova A.V., Sokolov A.V., Soboleva T.A., Kiryukhina I.A., Kurasov I.A., Bordyug E.V.** Geological survey and petroleum potential of Paleozoic deposits in the Western Siberia // *Georesources*. 2015. Vol. 61 (2). P. 63–76. (In Russ.).
- Trofimuk A.A.** Forty years of struggle for the development of the oil and gas industry in Siberia. Izd-vo SO RAN, Novosibirsk, 1997. 369 p.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

ФЕДОРОВИЧ Марина Олеговна – кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории геологии нефти и газа Сибирской платформы Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Основные научные интересы: расчленение и корреляция отложений Западной и Восточной Сибири, геологическое строение и оценка перспектив нефтегазоносности на основе комплексирования сейсмогеологических, геохимических и литологических исследований с использованием бассейнового и фациального моделирования в программных комплексах PetroMod компании «Шлюмберге» и DIONISOS компании «BeicipFranlab».

КОСМАЧЕВА Алина Юрьевна – кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории проблем геологии, разведки и разработки месторождений трудноизвлекаемой нефти Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Основные научные интересы: геологическое строение и оценка перспектив нефтегазоносности Западной и Восточной Сибири на основе комплексной интерпретации геофизических, геологических и геохимических исследований и технологии бассейнового моделирования.

*Статья поступила в редакцию 17 июня 2025 г.,
одобрена после рецензирования 4 июля 2025 г.,
принята к публикации 7 июля 2025 г.*