

К вопросу регионального и локального моделирования залежей нефти Уват-Ханты-Мансийского срединного массива

Тюкавкина О.В.¹, Капитонова И.Л.², Бабаева А.Х.³

¹Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, ²Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы, Москва, Россия,

³Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, Москва, Россия

tov.sing@mail.ru

Аннотация

В работе рассмотрены некоторые аспекты, влияющие на детальность и адекватность моделирования нижнеюрских отложений в направлениях:

- установление возраста и генезиса доюрских отложений для моделирования;
- применение комплекса ГИС для выделения сложнопостроенного пласта ЮК₂₋₅ в пределах северной части Красноленинского свода.

Показано определение траектории и основных принципов формирования базы данных и обработки геолого-промыслового материала для построения модели сложнопостроенного коллектора и принятия проектных решений при доразведке таких залежей.

Рассмотрены вопросы изучения детальности геологического строения и картирования сложнопостроенных коллекторов в пределах месторождений Уват-Ханты-Мансийского срединного массива и перспективной на поисковые работы площади Красноленинского свода, которые являются актуальными с позиций установления как морфологических параметров залежей, так и вопросов миграции и аккумуляции углеводородов в породах фундамента и осадочного чехла.

Материалы и методы

На основании обобщения исследований, проведенных А.Г. Мухером, Г.П. Мясниковой, В.П. Девятовым и др., которые длительное время изучали вопросы условий образования юрских отложений Западной Сибири и выявили отчетливые закономерности в развитии процессов осадконакопления, а также материалов исследований условий образования ниже- и среднеюрских коллекторов и пород доюрского основания представилась возможность систематизировать материал для построения

геологических моделей ниже- и среднеюрских отложений территории Красноленинского свода и прилегающих участков нефтегазоносных территорий Уват-Ханты-Мансийского срединного массива.

Ключевые слова

ниже- и среднеюрские отложения, фундамент, моделирование, генезис

Для цитирования

Тюкавкина О.В., Капитонова И.Л., Бабаева А.Х. К вопросу регионального и локального моделирования залежей нефти Уват-Ханты-Мансийского срединного массива // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7. С. 22–29. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-22-29

Поступила в редакцию: 12.10.2023

GEOLOGY

UDC 550.8.053 | Original Paper

On the issue of regional and local modeling of oil deposits of the Uvat-Khanty-Mansiysk middle massif

Tyukavkina O.V.¹, Kapitonova I.L.², Babaeva A.Kh.³

¹Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, ²Peoples Friendship University of Russia named after Patrice Lumumba, Moscow, Russia,

³Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia

tov.sing@mail.ru

Abstract

In this work are examined some aspects that influence the detail and adequacy of modeling Lower Jurassic deposits in the following directions:

- establishing the age and genesis of pre-Jurassic deposits for modeling,
- using well logging to identify the complex formation JK₂₋₅ within the northern part of the Krasnoleninsky arch.

The definition of the trajectory and basic principles of creating a database and processing geological and field material for constructing a model of a complex reservoir and making design decisions during additional exploration of such deposits is shown.

The issues of studying the detail of the geological structure and mapping complex reservoirs within the fields of the Uvat-Khanty-Mansiysk middle massif and the Krasnoleninsky arch area that is promising for exploration work are examined, which are relevant from the standpoint of establishing both the morphological parameters of the deposits and the issues of migration and accumulation of hydrocarbons in the basement rocks and sedimentary cover.

Materials and methods

Based on a generalization of research conducted by A.G. Mukher, G.P. Myasnikova, V.P. Devyatov and others, who for a long time studied the issues of the conditions of Jurassic deposit formation in Western Siberia and identified distinct patterns in the development of sedimentation processes, as well as materials from studies of the conditions of formation of Lower-Middle Jurassic reservoirs and rocks of the pre-Jurassic foundation, the opportunity arose to systematize the

material for constructing geological models of lower-middle jurassic deposits the territory of the Krasnolenensky arch and adjacent areas of the oil and gas-bearing territories of the Uvat-Khanty-Mansiysk middle massif.

Keywords

lower-middle jurassic deposits, basement, modeling, genesis

For citation

Tyukavkina O.V., Kapitonova I.L., Babaeva A.Kh. On the issue of regional and local modeling of oil deposits of the Uvat-Khanty-Mansiysk middle massif. Exposition Oil Gas, 2023, issue 7, P. 22–29. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-22-29

Received: 12.10.2023

Актуальность

В настоящее время оценка ресурсной базы продуктивных горизонтов месторождений Западной Сибири, которые характеризуются длительным временем эксплуатации, является одним из самых актуальных вопросов, ответ на который может быть дан только при «индивидуальном» подходе к изучению залежи и определению вектора исследований, обусловленного как геологическими, так и технологическими особенностями объекта разработки.

Актуальность исследований обусловлена фактором инвестирования нефтяными компаниями средств в основном на доизучение длительно разрабатываемых месторождений с относительно высокой степенью разбуренности площади, а также изучением

нетрадиционного типа коллектора в фундаменте Западно-Сибирской плиты. Важным направлением является выявление зон разуплотнения коллектора и прогнозирование работы скважин в зависимости от типов трещиноватости пород фундамента, наличия центров поступления гидротермальных растворов и каналов, по которым они проходили (разломы, трещины, каверны), комплекса вторичных процессов и др. При моделировании объекта ЮС₂₋₅ применялись материалы сопоставления геолого-промысловых данных, полученных при испытании пластов, исследовании керна и др. с результатами ГИС, что позволило выявить перспективные зоны для постановки первичного бурения скважин. Обоснование рекомендуемого комплекса ГИС и выводы об эффективности различных

методов исследования являются важными аспектами при изучении нетрадиционного типа коллектора палеозойского фундамента.

Постановка проблемы

Построение геологических моделей сложнопостроенных нефтеносных пластов в условиях разнородной геолого-промысловой информации, оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллектора по вертикали (на основе ГИС) и по латерали, выявление участков для первичного разбуривания исследуемой площади.

Материалы и методы

На основании обобщения исследований, проведенных А.Г. Мухером, Г.П. Мясниковой, В.П. Девятовым и др., которые длительное время изучали вопросы условий образования юрских отложений Западной Сибири и выявили отчетливые закономерности в развитии процессов осадконакопления [1], а также материалов исследований условий образования ниже- и среднеюрских коллекторов и пород доюрского основания представилась возможность систематизировать материал для построения геологических моделей ниже- и среднеюрских отложений территории Краснотеннинского свода и прилегающих участков нефтегазоносных территорий Уват-Ханты-Мансийского срединного массива.

В качестве основы для выделения нефтегазогеологических подразделений (комплексов, подкомплексов и экранирующих толщ, продуктивных и перспективных пластов-коллекторов) использованы региональные корреляционные стратиграфические схемы отложений Западной Сибири, утвержденные МСК РФ в 1991 и 2004 годах, а также в работах авторов [2–4].

В настоящее время особый интерес многих нефтяных компаний проявляется к нефтегазоносным территориям, которые имеют в разрезе залежи, представленные нетрадиционным коллектором.

В пределах месторождений Уват-Ханты-Мансийского срединного массива и его самостоятельной структурной единицы — Краснотеннинского свода — выделяются новые и перспективные объекты геологоразведочных работ, которые часто связаны с базальными слоями нижней и средней юры, зонами выклинивания юрских горизонтов (на севере территории), где особый интерес представляют осадочные и вулканогенно-осадочные породы триаса, выполняющие грабенообразные впадины, образования коры выветривания и зоны разуплотненных пород фундамента [5, 6] (рис. 1).

В пределах Уват-Ханты-Мансийского срединного массива, непосредственно у северо-восточного окончания Краснотеннинского свода, в области развития байкальской складчатости, переработанной в последующие геологические эпохи герцинским тектогенезом, расположено Рогожниковское месторождение, которое являлось объектом получения фактических данных для последующего анализа и моделирования ниже- и среднеюрских отложений.

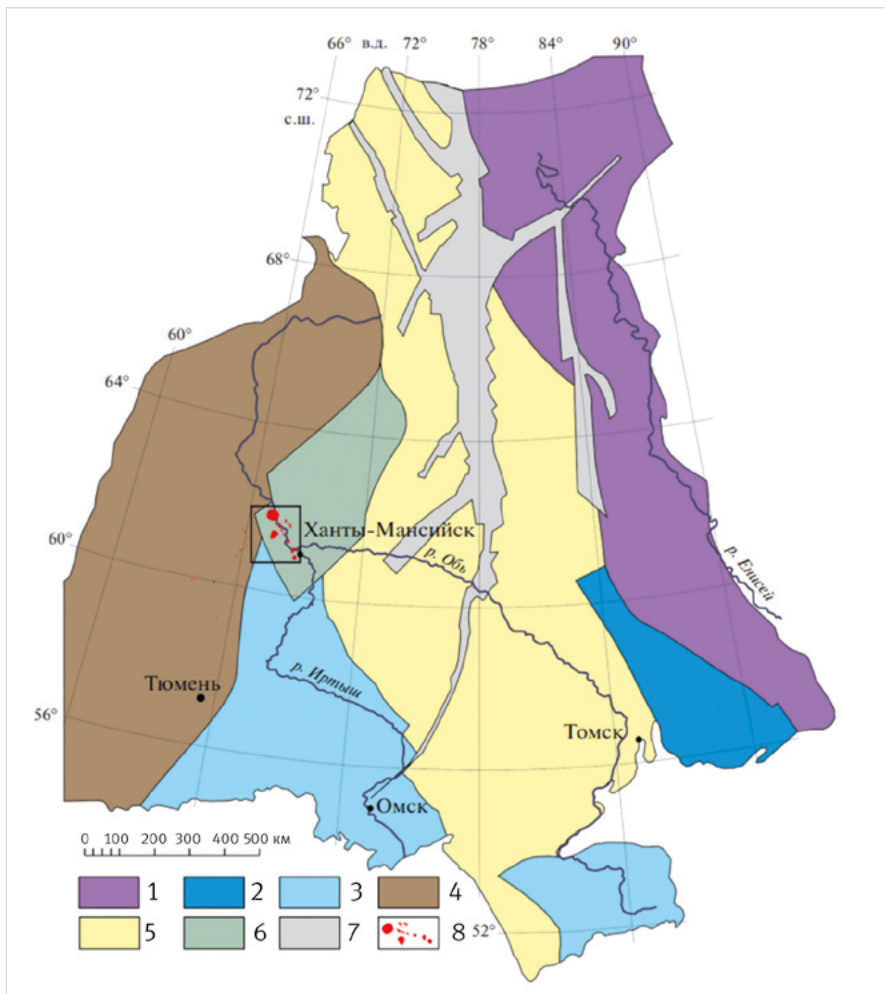


Рис. 1. Схема тектонического районирования фундамента Западно-Сибирской плиты [5–7]: 1–5 — блоки: 1 — Енисейский (байкалиды), 2 — Алтае-Саянский (салаириды), 3 — Казахстан-Салымский (каледониды), 4 — Уральский (герциниды), 5 — Центрально-Западносибирский (герциниды); 6 — Уват-Ханты-Мансийский древний массив; 7 — рифтогенные структуры поздней перми – раннего триаса; 8 — гранитоидные массивы (область исследования); 9 — контур Шаимского (Шаимо-Кузнецовского антиклинория)

Fig. 1. Scheme of tectonic zoning of the basement of the West Siberian plate [5–7]: 1–5 — blocks: 1 — Yenisei (Baikalids), 2 — Altai-Sayan (Salaïrïds), 3 — Kazakhstan-Salym (Caledonides), 4 — Ural (Hercynides), 5 — Central-West Siberian (Hercynides); 6 — Uvat-Khanty-Mansiysky ancient massif; 7 — rift structures of the Late Permian – Early Triassic; 8 — granitoid massifs (study area); 9 — contour of the Shaim (Shaimo-Kuznetsov anticlinorium)

По данным [8], нижнеюрский нефтегазовый комплекс выделяется от кровли надоярского горизонта до кровли триаса на севере Западно-Сибирского осадочного бассейна и до фундамента в Среднем Приобье на юге, экранируется лайдинским горизонтом. Максимальная толщина нижней юры прогнозируется по материалам сейсморазведки до 2 000 метров (Большехетская впадина и северо-запад полуострова Ямал) вскрытая бурением скважины 7СГ Еньяхинской площади — 1 100 метров. На севере до широты 62°30' наблюдается покровное залегание отложений и толщина до 500 м, к югу от 62 с.ш.

нижняя юра на возвышенностях (сводах, мегавалах) отсутствует, толщина не превышает 100–150 метров (рис. 2).

В разрезе J_{1-2} выделено два нефтегазовых комплекса — нижнеюрский и среднеюрский, границы которых контролируются отражающими горизонтами Т1, Т3 и А [8]. Характерной особенностью разреза является повышенная угленосность нижней и средней юры, при этом ее максимальные значения отмечены внутри Западно-Сибирского бассейна и наблюдаются в пределах впадин: Нюрольской, Юганской, Тымской, Ханты-Мансийской (рис. 3).

В Юганской впадине суммарная толщина углей достигает 53 метров, а количество пластов 45.

Для моделирования сложнопостроенных залежей исследуемого района были использованы фондовые данные грави- и магниторазведки, которые выявили зоны с широко развитыми глубинными разломами, разграничивающими крупные блоки фундамента, а также разломы, осложняющие строение фундамента и платформенного чехла, которые, как правило, на территории северной части Красноленинского свода являются малоамплитудными или безамплитудными. Для

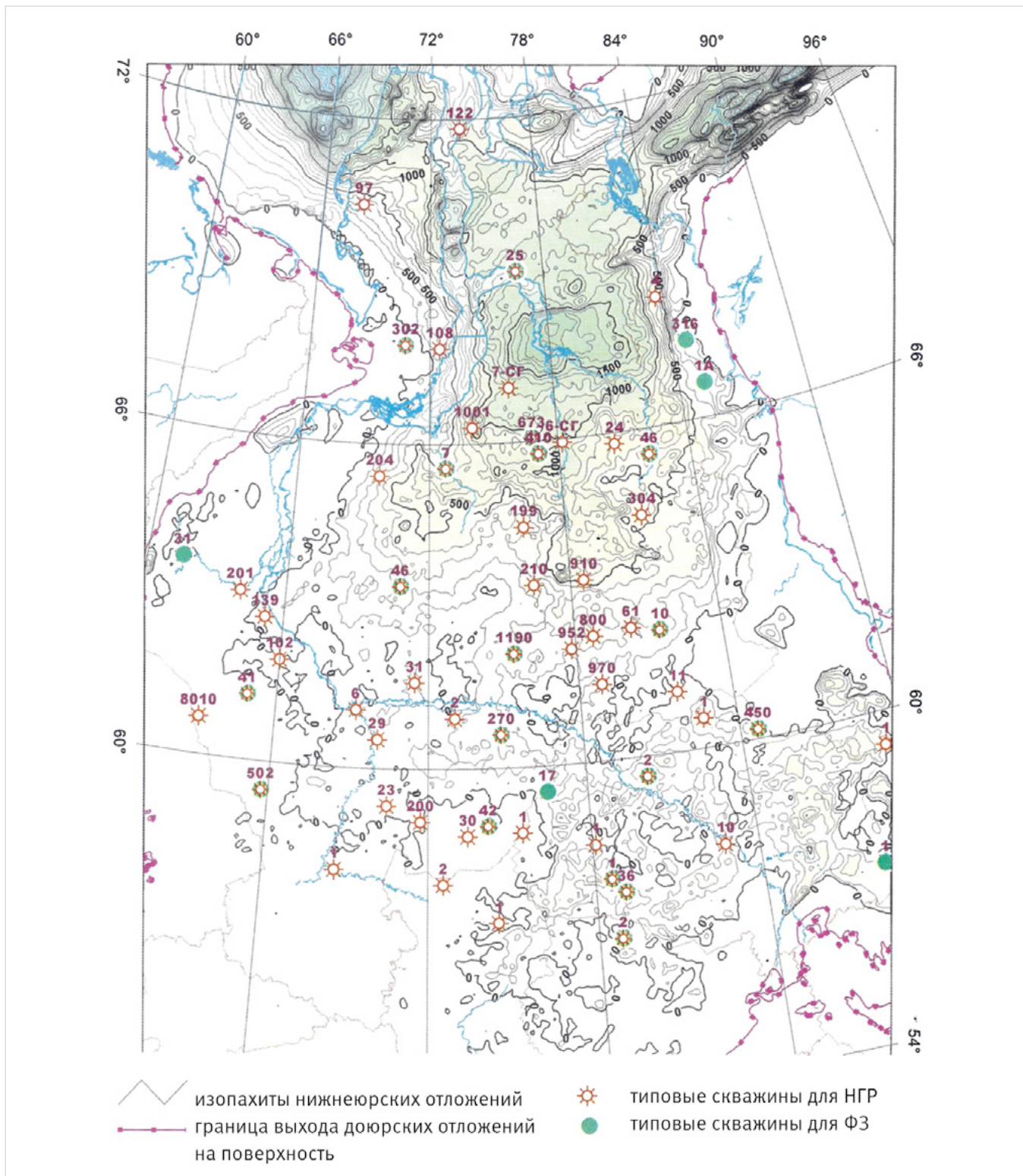


Рис. 2. Карта изопачит нижнеюрских отложений с отмеченными типовыми скважинами фациальных зон (ФЗ) [8]
 Fig. 2. Isopach map of lower jurassic deposits with marked typical wells of facies zones (FZ) [8]

Шаимского и Красноленинского нефтегазоносных районов характерно соответствие пликативных дислокаций платформенного чехла геологическим структурам доюрского комплекса. Например, Шаимский мегавал в плане совпадает с гранитно-сланцевой осью региона. Красноленинский свод, выделяемый как крупная пликативная структура платформенного чехла, также представляет собой гранитно-сланцевый выступ. Рельеф доюрских отложений Рогожниковского месторождения является сильно расчлененным и представлен сопками конической формы весьма однообразного строения [9]. По результатам изучения кернового материала установлено, что отложения верхней части доюрских отложений Рогожниковского месторождения сложены вулканическими породами пермо-триасового возраста. В верхних частях сопок присутствуют продукты эксплозивной деятельности вулканов. Перекрываются вулканы пермо-триаса отложениями тюменской свиты, которая на территории Уват-Ханты-Мансийского срединного массива представлена преимущественно глинистыми породами с ограниченными по площади линзами песчано-алевролитовых пород. Отложения тюменской свиты часто ложатся непосредственно на подвергшиеся выветриванию массивные вулканы. В основании тюменской свиты в ряде разрезов скважин вскрыт базальный пласт, представленный конгломератами и гравелитами ограниченной толщины. Образования доюрского фундамента вскрыты рядом скважин и в стратиграфо-литологическом отношении подразделяются на три основные толщи, объединяемые в рогожниковскую свиту нижнего триаса (туринская серия), нижняя толща (Тгг), которая вскрыта скважиной 713/1144.

В своих работах [10–12] авторы при исследовании фактического материала отмечали, что изученный из продуктивных интервалов керн представлен полимиктовыми песчаниками зеленовато-серого цвета с прослоями темно-серых с зеленоватым оттенком аргиллитов, мелкозернистых алевролитов.

Породы средней толщи (Тгг) вскрыты скважинами 714, 718 и представлены преимущественно риолитами, дацитами порфировыми, сланцеватыми под углом 60–70°, трещиноватыми. По трещинам развиты тонкие прожилки кварца и хлоритизированного вулканического стекла.

В скважине 825 из интервала 2 553–2 554 метра поднят песчаник серый, плотный мелкозернистый с наслоениями под углом 45°, с кавернами диаметром 2–3 мм, с признаками нефти в виде нефтяных выпотов по стенкам каверн. Верхняя толща рогожниковской свиты (Тгг) представлена переслаиванием терригенных и вулканогенных пород (риолитов, базальтов). Верхняя толща, в свою очередь, подразделяется на три пачки: нижнюю (rg^1) — терригенно-базальтовую с маломощными пропластками радиолитов; среднюю (rg^2) — риолитовую и верхнюю (rg^3) — терригенно-базальтовую [10, 13].

Осадконакопление происходило, главным образом, у подножия склонов выступов доюрского основания и в пределах относительно погруженных участков (аллювиально-делювиальные образования). Здесь накапливались терригенные породы самого разнообразного состава. В целом дезинтеграционные процессы фундамента (в том числе и эффузивных пород) предопределили формирование коллекторских свойств кровли отложений доюрского основания [9].



Рис. 3. Карта макроуглености ниже- и среднеюрских отложений [8]: 1 — площади, по которым замерялись угли в разрезе; 2 — в числителе — максимальная толщина угольного пласта; в знаменателе — максимальная суммарная мощность углей (макс. количество пластов угля); 3 — линии равных средних мощностей углей в разрезе J_{1-2} ; 4 — граница выклинивания J_{1-2} ; 5 — месторождения угля в юре; 6 — зона отсутствия угля в разрезе; 7 — интерпретирована 1/2–1/3 часть разреза

В зонах прилегания к образованиям доюрского основания появляются прослойки конгломератов и гравелитов. Породы средней юры в значительной степени обогащены углистыми детритом, встречаются пропластки и линзы карбонатных разностей пород. В разрезе тюменской свиты индексируются песчано-алевритовые пласты ЮК₇₋₉ (аален), ЮК₅₋₆ (байос), ЮК₂₋₄ (бат-келловей). Песчано-алевритовые разности пластов не выдержаны по толщинам и простиранию, часто линзовидные, характеризуются низкими коллекторскими свойствами. Толщина тюменской свиты в зависимости от приуроченности к структурному рельефу изменяется от 15 до 200 метров.

В пределах Рогожниковского месторождения выделяются доюрский, среднеюрский, верхнеюрский и неокомский нефтегазоносные комплексы. При испытании доюрских пород получены притоки нефти от 9,8 м/сут. (скважина 714, интервал испытания 2 656–2 675 м) до 46 м³/сут в скважине 729 (интервал испытания 2 568–2 607 м). Промышленные притоки нефти из пород фундамента получены также в скважине 713 (интервал испытания 2 752–2 776 м, дебит нефти — до 18 м³/сут). Коллекторами в метаморфизованных породах фундамента

являются зоны трещиноватости и кавернозности, образующиеся при деструкции толщ и гидротермальных процессов, сопровождающих тектонические подвижки земной коры [13].

Среднеюрский нефтегазоносный комплекс включает отложения тюменской свиты. Песчано-алевритовые горизонты, которые служат резервуарами для залежей нефти, имеют локализованное распространение в форме небольших линз или сложную шнурковую и мозаичную форму. Их образование связано с аллювиальными, прибрежно-озерными и прибрежно-морскими фациями (русла рек, пляжи, бары и др.).

Рассматривая основные аспекты генезиса и петрохимических особенностей пород доюрского комплекса в пределах Рогожниковского месторождения, воспользуемся данными исследований, полученных в разное время [7, 14].

Согласно графикам петрохимической зональности (рис. 4), ведущим элементом, определяющим щелочность породы, является калий, абсолютные содержания которого больше натрия.

На вариационных диаграммах ($Na_2O + K_2O$ — SiO_2 , построенных для эффузивов, фигуративные точки, отражающие их состав,

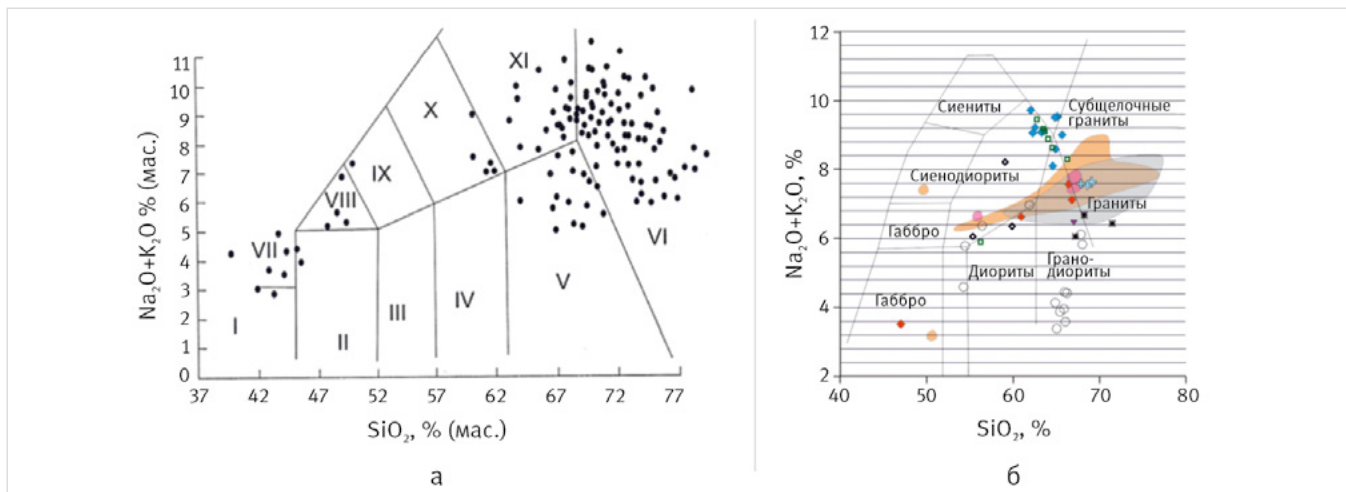


Рис. 4. Положение составов эффузивов территории Красноленинского свода и прилегающих структур: а – положение составов эффузивов на диаграмме $(Na_2O+K_2O)-SiO_2$. Поля: I – пикробазальты, II – базальты, III – базальтовые андезиты, IV – андезиты, V – дациты, VI – риолиты, VII – базаниты, VIII – трахибазальты, IX – базальтовые трахиандезиты, X – трахиандезиты, XI – трахидациты [14]; б – бинарные диаграммы содержания петрогенных оксидов в гранитоидах Красноленинского свода, Шаимского района и структур Южного Урала [7]

Fig. 4. The position of the compositions of effusives in the territory of the Krasnoleninsky arch and adjacent structures. a – position of effusive compositions on the $(Na_2O+K_2O)-SiO_2$ diagram. Fields: I – picrobasalts, II – basalts, III – basaltic andesites, IV – andesites, V – dacites, VI – rhyolites, VII – basanites, VIII – trachybasalts, IX – basaltic trachyandesites, X – trachyandesites, XI – trachydacites [14]. б – binary diagrams of the contents of major oxides in granitoids of the Krasnoleninsky arch, Shaim region and structures of the Southern Urals [7]

располагаются в разных областях, что свидетельствует об участии в их генезисе нескольких магматических источников. Фигуративные точки среднекислых вулканитов в северной части участка в основном располагаются в полях нормального ряда, при продвижении в юго-восточном направлении состав вулканитов меняется – он становится более щелочным и менее кислым.

Кроме выше представленных данных в работах [7, 14–16] аналогичный вывод следует из значений индекса насыщенности алюминием (ASI) и железомagneзимального отношения. Послойное изучение в разрезах Северо-Рогожниковской и Рогожниковской нефтегазоносных территорий концентраций и молекулярно-массового распределения ароматических и алкановых углеводородов [15, 16], системный анализ геохимических и литолого-петрографических данных [17] позволяют говорить о миграции нефтяных УВ из юрских в нижележащие триасовые

отложения. Последнее согласуется с «осадочной» концепцией «главного источника» – юрским генезисом нефтей в резервуарах доюрского основания [18–20]. Такое разнообразие геохимических характеристик вулканитов подтверждает вывод об их формировании при смешивании различных по составу и глубине образования расплавов.

Таким образом, можно отметить, что при моделировании сложнопостроенных залежей необходимо проводить исследование образцов в переходных зонах, которые представляют как азральную, так и субаквальную обстановку (мелководье). Геохимические особенности исследованных вулканитов свидетельствуют о смешанных источниках магм, включающих компоненты как глубинных, так и коровых уровней генерации расплавов. По мнению [13, 21], сочетание изложенных признаков определяется синдвиговым растяжением в обстановке трансформных континентальных окраин.

В нашем случае мы воспользуемся данной информацией при моделировании пород нижней юры и с помощью модулей программы Petrel разработаем Template для моделирования этой части разреза. Также это будет важным при моделировании зоны перехода от пород пермо-триаса к нижнеюрским. Процесс пространственной ориентировки и привязки образцов керна позволяет выявлять участки вулканогенных отложений и исключает модель, основанную только на плоской корреляции триасовых сейсмокомплексов.

Можно отметить, что вулканогенные породы и отложения тюменской свиты, вероятно, представляют собой единый нефтеносный комплекс, который может быть рассмотрен как мегарезервуар, а в отдельных случаях как массивные залежи с мозаичным насыщением, разбитые на блоки многочисленными глубинными разломами.

Исследования нефтей, которые были представлены в работе [10], показывают, что

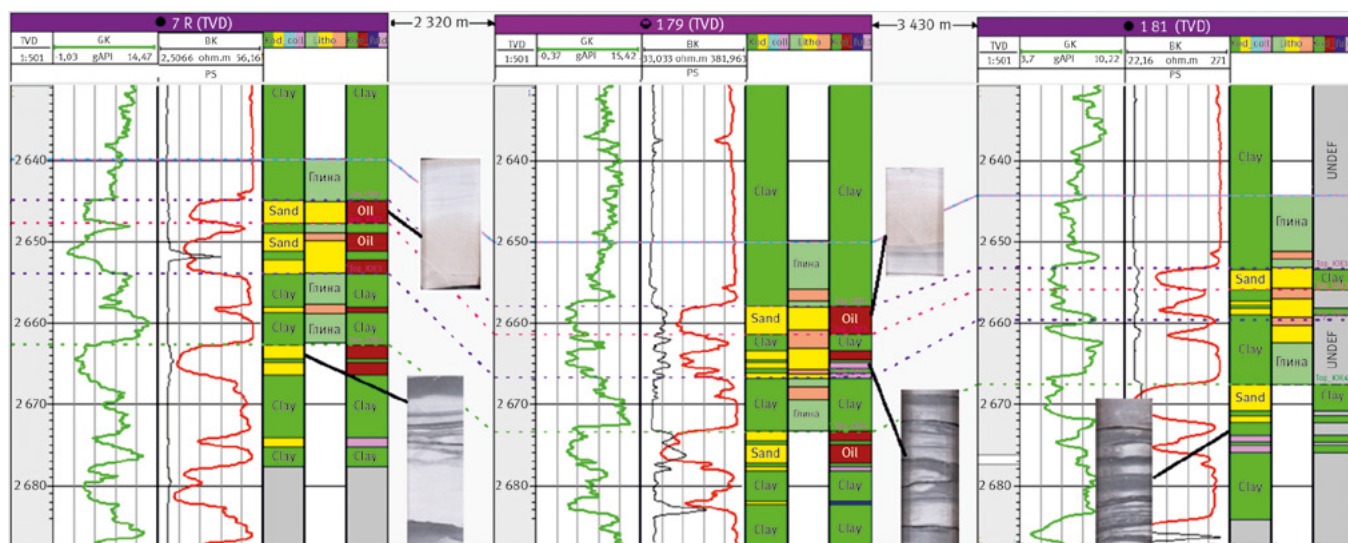


Рис. 5. Корреляция разреза скважин по линии 7xP-1x79-1x81
Fig. 5. Correlation of well sections along the line 7xP-1x79-1x81

по наличию биомаркеров (ванадий, никель) отложения тюменской свиты принципиально отличаются от абалакских, баженовских и викуловских. Нефти тюменской свиты имеют промежуточные параметры, что может свидетельствовать о нескольких источниках поступления УВ. Идентификация вулканитов по результатам геофизических исследований скважин (ГИС) позволяет с достаточной долей вероятности прогнозировать распространение отдельных наиболее перспективных петротипов и характер их насыщения. Вероятность того, что встреченные на палеоглубинах такие петротипы окажутся нефтенасыщенными коллекторами, колеблется от 0,6 до 1 [22].

Таким образом, обнаружение и картирование переходных зон аэральской и субавальной обстановок (мелководье) характеризуют пласт ЮК₂₋₅ и интересны для постановки поискового бурения. В качестве примера интерпретации данных ГИС с учетом текстурно-неоднородных интервалов пласта ЮК₂₋₅ рассмотрим некоторые особенности выделения интервалов с разным количеством неоднородных прослоев – компонентов текстуры эксплуатационного объекта (рис. 5).

При интерпретации результатов ГИС учитывались участки, которые отражают свойства текстурно-неоднородного пласта-пересечения и охарактеризованы керном. По результатам исследований зависимостей «кern-ГИС» без учета текстурных особенностей может привести к завышению коэффициента пористости и, следовательно, всех фильтрационно-емкостных параметров пласта-коллектора.

В связи с этим при моделировании необходимо вести построение эталонных моделей, учитывающих выбор текстурно-неоднородной горной породы, обусловленной наличием глинистого компонента (глинистых прослоев и включений) на показаниях ГИС, при этом целевыми являются параметры песчано-алевритового компонента.

Достоверность всех применяемых алгоритмов для обработки фактического материала и ГИС определяется диаграммами сопоставления образцов с учетом объемной и минералогической плотности для разных литологических типов пород, выбранных для последующего моделирования пласта ЮК₂₋₅.

По результатам корреляции разреза пласта ЮК₂₋₅ были выполнены построения 2D-карты литологии (выделены песчаная, глинистая и алевритовая фракции для пропластков ЮК₂₋₃, ЮК₂₋₄, ЮК₅), а также карты изменения ФЕС (пористость, проницаемость, нефтенасыщенность и др.) (рис. 6).

Итоги

По результатам исследований для построения каркасов залежей и дальнейшего моделирования с учетом корреляции разрезов скважин для пласта ЮК₂₋₃ по линии скважин 7х3R-1х17-3х42-1х13 в северной части и по линии 7хP-1х79-1х81 в восточной части исследуемой площади были уточнены границы выклинивания. Используя результаты испытаний пласта, построены карты нефтенасыщенности в центральной части и откоррелированы границы пласта ЮК₂₋₄. Также с учетом лучших значений ФЕС и толщин исследуемого пласта для первоочередного разбуривания могут быть рассмотрены участки, условно отмеченные нами как скважины 1P и 2P.

Выводы

Исходя из выявленных особенностей геологического строения, полученных данных

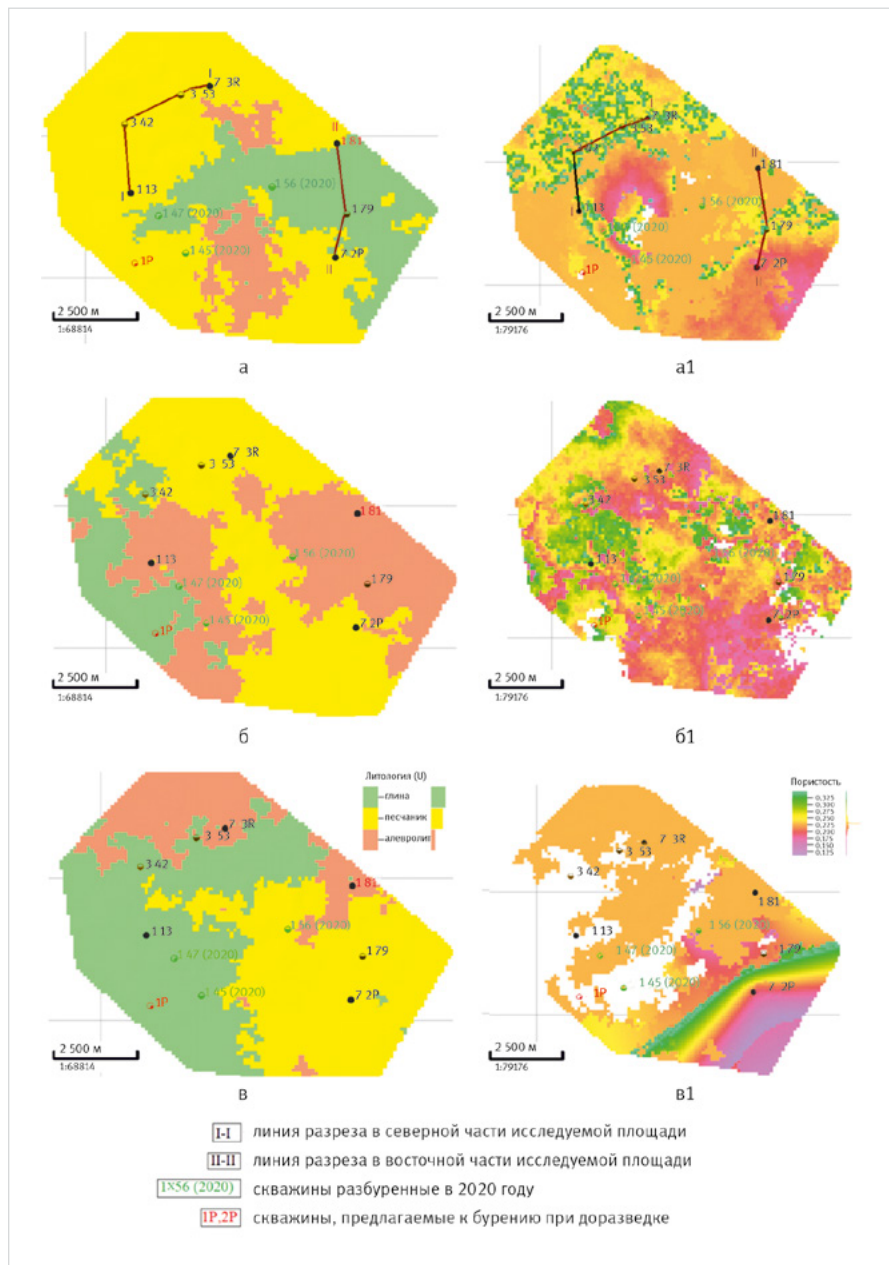


Рис. 6. 2D-карты изменения параметров литология (а, б, в) и пористость (а1, б1, в1) для пласта ЮК₂₋₅ (по результатам интерпретации ГИС-кern). Условные обозначения: а, а1 – параметры литология и пористость для верхнего пропластка ЮК₂₋₃; б, б1 – параметры литология и пористость для среднего пропластка ЮК₂₋₄; в, в1 – параметры литология и пористость для нижнего пропластка ЮК₅
 Fig. 6. 2D maps of changes in the parameters lithology (a, b, v) and porosity (a1, b1, v1) for the JK₂₋₅ formation (based on the results of interpretation of GIS-kern). Legend: a, a1 – lithology and porosity parameters for the upper layer JK₂₋₃; б, б1 – lithology and porosity parameters for the middle layer JK₂₋₄; в, в1 – lithology and porosity parameters for the lower layer JK₅

исследований и анализа параметров kern-ГИС для северной площади Красноленинского свода и в целом Уват-Ханты-Мансийского срединного массива, можно сделать следующие выводы:

- детальное изучение стратиграфии и тектоники региона для обоснования положения продуктивных горизонтов в северной части Красноленинского свода позволило проследить приуроченность скоплений УВ к геодинамически активным зонам, которые могут обеспечить благоприятные условия образования УВ;
- изучение комплекса геолого-промысловых исследований позволило обосновать и установить границы расположения пласта ЮК₂₋₅;
- в ходе выполнения работы был

изучен литолого-петрографический состав и фильтрационно-емкостные параметры пласта ЮК₂₋₅, построена геологическая модель по выбранному полигону, методами ГИС были выделены самостоятельные пропластки ЮК₂₋₃, ЮК₂₋₄, ЮК₅. С учетом всех выделенных пропластков возможно провести более детальный подсчет запасов углеводородов.

Перспективные направления для изучения рассмотренной территории Уват-Ханты-Мансийского срединного массива по выявлению промышленных скоплений нефти связаны с метаморфизованными породами фундамента, что подтверждает необходимость целенаправленного изучения глубоких горизонтов Западной Сибири и уточнения концепции формирования месторождений нефти и газа.

Литература

1. Мухер А.Г., Мясникова Г.П., Девятков В.П. Стратиграфо-корреляционная основа детальных моделей Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа Югры. Т. 1. Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2009, С. 245–262.
2. Алексеев В.П., Амон Э.О., Глебов А.Ф., Савенко В.А., Федоров Ю.Н. Стратиграфия и палеогеография мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь). Екатеринбург: УГГУ, 2010. 257 с.
3. Гришкевич В.Ф. Макроструктура берриас-аптских отложений Западной Сибири и ее использование при построении информационных технологий в геологии нефти и газа. Тюмень: ИздатНаукаСервис, 2005. 116 с.
4. Жемчугова В.А. Практическое применение резервуарной седиментологии при моделировании углеводородных систем. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2014. 344 с.
5. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. М.: Недра, 1981. 143 с.
6. Сурков В.С., Смирнов Л.В. Консолидированные блоки земной коры в фундаменте Западно-Сибирской плиты // Фундамент, структура, обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, их геодинамическая эволюция и проблемы нефтегазоносности. Тюмень: СИБНАЦ, 2008. С. 207–210.
7. Хотылев А.О., Майоров А.А., Худoley А.К., Ершова В.Б., Калмыков Г.А., Хубанов В.Б., Червяковская М.В. Гранитоидные массивы Краснolenинского свода в Западной Сибири: состав, строение, возраст и условия формирования // Геотектоника. 2021. № 2. С. 70–93.
8. Мясникова Г.П., Мухер А.Г., Волков В.А., Сидоров А.А., Тугаева А.В., Кулагина С.Ф., Гончарова В.Н., Солопахина Л.А., Девятков В.П., Сапьяник В.В. Региональные закономерности геологического строения горизонтов нижней-средней юры Западно-Сибирского осадочного бассейна // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа Югры. Том 1. Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2009. С. 65–86.
9. Архипов С.В., Замаруев Е.И., Хабарова Т.С. Характерные черты строения и нефтенасыщенности Рогожниковского месторождения // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа — Югры. Том 1. Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2009. С. 202–213.
10. Кропотова Е.П., Коровина Т.А., Романов Е.А., Федорцов П.В. Состояние изученности и современные взгляды на строение, состав и перспективы доюрских отложений западной части Сургутского района (Рогожниковского ЛУ) // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Том 1. Ханты-Мансийск: 2006. С. 133–147.
11. Новиков Г.Р., Усманов И.Ш. Потенциальная нефтегазоносность фундамента территории Сургутского нефтедобывающего района // Нефтяное хозяйство. 2001. № 9. С. 26–29.
12. Шустер В.Л., Пуланова С.А. Обоснование перспектив нефтегазоносности юрско-палеозойских отложений и образований фундамента Западной Сибири // Георесурсы. 2016. Т. 18. № 4. С. 2. С. 337–345.
13. Усманов И.Ш., Новиков Г.Р., Зиминова В.И., Рассадникова Н.Б. Особенности геологического строения и нефтегазоносности Рогожниковского месторождения // Вопросы геологии, бурения и разработки нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. Сборник научных трудов СургутНИПИнефть. 2003. № 4. С. 67–76.
14. Шадрин С.В. К вопросу о геодинамической обстановке образования магматитов Рогожниковского ЛУ по новым геохимическим данным // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Т. 1. Ханты-Мансийск: 2006. С. 219–223.
15. Коржов Ю.В., Исаев В.И., Кузина М.Я., Лобова Г.А. Генезис доюрских залежей нефти Рогожниковской группы месторождений (по результатам изучения вертикальной зональности алканов) // Известия Томского политехнического университета. 2013. Т. 323. № 1. С. 51–56.
16. Коржов Ю.В., Исаев В.И., Жильцова А.А., Латыпова О.В. Распределение ароматических углеводородов в разрезе отложений нефтегазоносных комплексов (на примере месторождений Краснolenинского свода) // Геофизический журнал. 2013. Т. 35. № 1. С. 113–129.
17. Кузина М.Я., Коржов Ю.В., Исаев В.И. Геохимическое и литологическое обоснование концепции «главного источника» доюрских залежей нефти Краснolenинского свода // Известия Томского политехнического университета. 2014. Т. 324. № 1. С. 32–38.
18. Брехунцов А.В., Монастырев Б.В., Нестеров И.И. (мл.) Закономерности размещения залежей нефти и газа Западной Сибири // Геология и геофизика. 2011. Т. 52. № 8. С. 1001–1012.
19. Ковешников А.Е. Источник поступления нефти и газа в палеозойские отложения Западно-Сибирской геосинеклизы // Известия Томского политехнического университета. 2013. Т. 322. № 1. С. 111–116.
20. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск: ИНГ СО РАН, 2011. 331 с.
21. Симаненко В.П., Голозубов В.В., Сахно В.Г. Геохимия вулканитов трансформных окраин (на примере Алчанского бассейна, северо-западное Приморье) // Геохимия. 2006. № 12. С. 1251–1265.
22. Коровина Т.А., Кропотова Е.П., Минченков Н.Н., Батурина А.Ю., Николаева Е.В. Доюрское основание (ПСЗ) в Западной Сибири – объект новых представлений на природу нефтегазоносности (из опыта исследований и практического освоения Рогожниковского ЛУ) // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Т. 1. Ханты-Мансийск: 2006. С. 214–218.

ENGLISH

Results

Based on the results of research to construct deposit frames and further modeling, taking into account the correlation of well sections for the JK_{2,3} formation along the line of wells 7x3R-1x17-3x42-1x13 in the northern part, and along the line 7xR-1x79-1x81 in the eastern part of the study area, the boundaries were clarified wedging out. Using the results of formation tests, oil saturation maps were created in the central part and the boundaries of the JK_{2,4} formation were correlated. Also, taking into account the best values of reservoir properties and thicknesses of the studied formation, for priority drilling, areas that we have conditionally marked as wells can be considered 1P and 2P.

Conclusions

Based on the identified features of the geological structure, the obtained research data and analysis of core-well logging parameters for the northern area of the Krasnoleninsky arch and the Uvat-Khanty-Mansiysk middle massif as a whole, the following conclusions can be drawn:

- a detailed study of the stratigraphy and tectonics of the region, to substantiate the position of productive horizons in the northern

part of the Krasnoleninsky arch, made it possible to trace the association of hydrocarbon accumulations with geodynamically active zones that can provide favorable conditions for the formation of hydrocarbons;

- the study of a complex of geological and field studies made it possible to substantiate and establish the boundaries of the location of the JK_{2,5} formation;
- during the work, the lithologic-petrographic composition and filtration-capacitive parameters of the JK_{2,5} formation were studied, a geological model was built for the selected polygon, and independent interlayers JK_{2,3}, JK_{2,4}, JK₅ were identified using well logging methods. Taking into account all the identified interlayers, it is possible to carry out a more detailed calculation of hydrocarbon reserves.

Promising directions for studying the considered territory of the Uvat-Khanty-Mansiysk middle massif to identify industrial oil accumulations are associated with metamorphosed basement rocks, which confirms the need for a targeted study of the deep horizons of Western Siberia and clarifying the concept of the formation of oil and gas fields.

References

1. Mukher A.G., Myasnikova G.P., Devyatov V.P. Stratigraphic-correlation basis of detailed models of Western Siberia. Ways of realizing the oil and gas and ore potential of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug of Yugra. Vol. 1. Khanty-Mansiysk: IzdatNaukaServis, 2009, P. 245–262. (In Russ).
2. Alekseev V.P., Amon E.O., Glebov A.F., Savenko V.A., Fedorov Yu.N. Stratigraphy and paleogeography of the Mesozoic-Cenozoic sedimentary cover of the Shaim oil and gas region (Western Siberia). Yekaterinburg: Ural State Mining University Publishing House, 2010, 257 p. (In Russ).
3. Grishkevich V.F. Macrostructure of the Berriasian-Aptian deposits of Western Siberia and its use in the construction of information technologies in the geology of oil and gas: monograph. Tyumen: IzdatNaukaServis, 2005, 116 p. (In Russ).
4. Zhemchugova V.A. Practical application of reservoir sedimentology in modeling hydrocarbon systems: textbook. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2014, 344 p. (In Russ).
5. Surkov V.S., Zhero O.G. Foundation and development of the platform cover of the West Siberian Plate. Moscow: Nedra, 1981, 143 p. (In Russ).
6. Surkov V.S., Smirnov L.V. Consolidated blocks of the earth's crust in the basement of the West Siberian plate. Foundation, framing structures of the West Siberian Mesozoic-Cenozoic sedimentary basin, their geodynamic evolution and problems of oil and gas potential. Tyumen: SIBNATs, 2010, P. 207–210. (In Russ).
7. Khotylev A.O., Mayorov A.A., Khudoley A.K., Ershova V.B., Kalmykov G.A., Khubanov V.B., Chervyakovskaya M.V. Granitoid massifs of the Krasnoleninsky arch in Western Siberia: composition, structure, age and formation conditions. Geotectonics, 2021, issue 2, P. 70–93. (In Russ).
8. Myasnikova G.P., Mukher A.G., Volkov V.A., Sidorov A.A., Tugaeva A.V., Kulagina S.F., Goncharova V.N., Solopakhina L.A., Devyatov V.P., Sapyanik V.V. Regional patterns of the geological structure of the Lower-Middle Jurassic horizons of the West Siberian sedimentary basin. Ways to realize the oil, gas and ore potential of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug of Yugra. Vol. 1. Khanty-Mansiysk: IzdatNaukaServis, 2009, P. 65–86. (In Russ).
9. Arkhipov S.V., Zamaruev E.I., Khabarova T.S. Characteristic features of the structure and oil saturation of the Rogozhnikovskoye field. Ways to realize the oil, gas and ore potential of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug of Yugra. Vol. 1. Khanty-Mansiysk: IzdatNaukaServis, 2009, P. 202–213. (In Russ).
10. Kropotova E.P., Korovina T.A., Romanov E.A., Fedortsov P.V. State of knowledge and modern views on the structure, composition and prospects of pre-Jurassic deposits in the western part of the Surgut region (Rogozhnikovskoye license area). Ways to realize the oil and gas potential of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug. Vol. 1. Khanty-Mansiysk: 2006, P. 133–147. (In Russ).
11. Novikov G.R., Usmanov I.Sh. Potential oil and gas content of the foundation of the territory of the Surgut oil-producing region. Oil Industry, 2001, issue 9, P. 26–29. (In Russ).
12. Shuster V.L., Punanova S.A. Justification of the oil and gas potential prospects of Jurassic-Paleozoic deposits and formations of the basement of Western Siberia. Georesursy, 2016, Vol. 18, issue 4, part 2, P. 337–345. (In Russ).
13. Usmanov I.Sh., Novikov G.R., Zimina V.I., Rassadnikova N.B. Features of the geological structure and oil and gas content of the Rogozhnikovskoye field. Questions of geology, drilling and development of oil and gas fields in Western Siberia. Collection of scientific works SurgutNIPNeft, 2003, issue 4, P. 67–76. (In Russ).
14. Shadrina S.V. On the question of the geodynamic situation of the formation of magmatites in the Rogozhnikovskoye license area according to new geochemical data. Ways to realize the oil and gas potential of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug of Yugra. Vol. 1. Khanty-Mansiysk: IzdatNaukaServis, 2006, P. 219–223. (In Russ).
15. Korzhov Yu.V., Isaev V.I., Kuzina M.Ya., Lobova G.A. Genesis of pre-Jurassic oil deposits of the Rogozhnikovskoye group of fields (based on the results of studying the vertical zoning of alkanes). News of Tomsk Polytechnic University, 2013, Vol. 323, issue 1, P. 51–56. (In Russ).
16. Korzhov Yu.V., Isaev V.I., Zhiltsova A.A., Latypova O.V. Distribution of aromatic hydrocarbons in the context of deposits of oil and gas complexes (using the example of deposits of the Krasnoleninsky arch). Geophysical, 2013, Vol. 35, issue 1, P. 113–129. (In Russ).
17. Kuzina M.Ya., Korzhov Yu.V., Isaev V.I. Geochemical and lithological substantiation of the concept of the “main source” of pre-Jurassic oil deposits of the Krasnoleninsky arch. News of the Tomsk Polytechnic University, 2014, Vol. 324, issue 1, P. 32–38. (In Russ).
18. Brekhuntsov A.V., Monastirev B.V., Nesterov I.I. (Jr) Patterns of distribution of oil and gas deposits in Western Siberia. Geology and geophysics, 2011, Vol. 52, issue 8, P. 1001–1012. (In Russ).
19. Koveshnikov A.E. Source of oil and gas inflow into Paleozoic deposits of the West Siberian geosyncline. News of Tomsk Polytechnic University, 2013, Vol. 322, issue 1, P. 111–116. (In Russ).
20. Fomin A.N. Catagenesis of organic matter and oil and gas potential of Mesozoic and Paleozoic sediments of the West Siberian megabasin. Novosibirsk: INGG SB RAS, 2011, 331 p. (In Russ).
21. Simanenkov V.P., Golozubov V.V., Sakhno V.G. Geochemistry of volcanics of transform margins (on the example of the Alchan basin, northwestern Primorye). Geochemistry, 2006, issue 12, P. 1251–1265. (In Russ).
22. Korovina T.A., Kropotova E.P., Minchenkov N.N., Baturin A.Yu., Nikolaeva E.V. Pre-Jurassic Base in Western Siberia is an object of new ideas on the nature of oil and gas content (from the experience of research and practical development of the Rogozhnikovskoye license area). Ways to realize the oil and gas potential of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug of Yugra. Vol. 1. Khanty-Mansiysk: IzdatNaukaServis, 2006, P. 214–218. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Тюкавкина Ольга Валерьевна, д.т.н., ведущий научный сотрудник лаборатории ресурсной базы и нефтегазового комплекса, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
Для контактов: tov.sing@mail.ru

Капитонова Ирина Леонидовна, старший преподаватель департамента недропользования и нефтегазового дела, Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы, Москва, Россия

Бабаева Айна Халымбердыевна, студентка направления «Прикладная геология», специализация «Геология нефти и газа», Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, Москва, Россия

Tyukavkina Olga Valerievna, doctor of engineering science, lead researcher, Oil and Gas Research Institute RAS, Moscow, Russia
Corresponding author: tov.sing@mail.ru

Kapitonova Irina Leonidovna, senior lecturer of the department of subsoil use and oil and gas engineering, Peoples Friendship University of Russia named after Patrice Lumumba, Moscow, Russia

Babaeva Aina Khalymberdyevna, student in the direction “Applied geology”, specialization “Oil and gas geology”, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia