

УДК 553.98(571.12)+551.762

Основные направления поисков углеводородов в Надым-Пурской нефтегазоносной области

Я. И. Гладышева

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия
e-mail: GladyshevaYI@gmail.com*

Аннотация. Надым-Пурская нефтегазоносная область является одной из основных территорий добычи углеводородного сырья с 60-х гг. прошлого века. Значительная часть залежей углеводородов (УВ) находится на заключительной стадии разработки. Увеличение добычи газа и нефти возможно при условии открытий новых месторождений. Поиск новых залежей УВ необходимо проводить с учетом комплексного подхода исследований, прежде всего интерпретации сейсморазведочных работ, создания геологических моделей осадочных бассейнов, изучения геодинамических процессов и термобарических параметров. Статистический анализ геологических параметров нефтегазоносных комплексов выявил, что наиболее перспективным направлением поиска являются активные зоны — блоки, с максимальным осадочным разрезом и скоростью накопления. В этих зонах фиксируются аномальные пластовые давления и высокие пластовые температуры. Меловой нефтегазоносный мегакомплекс является одним из основных объектов перспективных поисков. Новые открытия залежей УВ связаны как с доразведкой старых месторождений, так и с поиском новых перспектив на шельфе севера. Важным направлением геолого-разведочных работ является продуктивный пласт нижнеберезовской подсвиты, где открыты газовые залежи в нетрадиционных коллекторах.

Ключевые слова: моделирование; осадочный бассейн; поисковые исследования; месторождения углеводородов

Main directions of searching for hydrocarbons in Nadym-Pursk oil and gas region

Yana I. Gladysheva

*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
e-mail: GladyshevaYI@gmail.com*

Abstract. Nadym-Pursk oil and gas region has been one of the main areas for the production of hydrocarbon raw materials since the sixties of the last century. A significant part of hydrocarbon deposits is at the final stage of field development. An increase in gas and oil production is possible subject to the discovery of new fields. The search for new hydrocarbon deposits must be carried out taking into account an integrated research approach, primarily the interpretation of seismic exploration, the creation of geological models of sedimentary basins, the study of geodynamic processes and thermobaric parameters. Statistical analysis of geological parameters of oil and gas bearing complexes revealed that the most promising direction of search are active zones — blocks with the maximum sedimentary section and accumulation rate. In these zones abnormal reservoir pressures and high

reservoir temperatures are recorded. The Cretaceous oil and gas megacomplex is one of the main prospecting targets. New discovery of hydrocarbon deposits are associated with both additional exploration of old fields and the search for new prospects on the shelf of the north. An important area of geological exploration is the productive layer of the Lower-Berezovskaya subformation, in which gas deposits were discovered in unconventional reservoirs.

Key words: modeling; sedimentary basin; prospecting researches; hydrocarbon deposits

Введение

Восполнение ресурсной базы углеводородов (УВ) страны является главной составляющей ее экономической стабильности. Поиск перспективных объектов УВ на севере Западной Сибири, в пределах Надым-Пурской нефтегазоносной области — это один из этапов геологоразведочных работ, направленных на приращение запасов УВ. Большая часть уникальных и крупных месторождений УВ на территории Надым-Пурского междуречья открыта в прошлом столетии. На современном этапе поисковые исследования связаны с более сложными объектами.

Объект и методы исследования

Все поисковые работы выполняются на основе данных интерпретации сейсморазведочных работ 2D, реже 3D [1–3]. Уровень точности сейсмических исследований зависит от многих факторов, таких как качество проводимых работ и их обработки [4]. Для повышения достоверности построенных геологических моделей перспективных объектов УВ необходим комплексный подход, использование различных методов изучения. Прогнозирование ловушек УВ прежде всего опирается на реконструкцию осадочных палеобассейнов в разные периоды их формирования. Бассейновое моделирование взаимосвязано с исследованием динамических и тепловых процессов на всех уровнях: от региональных до локальных.

На территории Надым-Пурского междуречья геологический разрез вскрыт до глубины 8,25 км доюрских отложений (скв. СГ-7 Ен-Яхинской) на северо-востоке исследуемой территории. Формирование отложений осадочных пород мезозойской эратемы как по разрезу, так и по площади происходило неравномерно. Изучение глубин кровли доюрских отложений выявило, что диапазон изменения находится в пределах от 4,0 до 6,0 км. Отмечается мозаичное строение зон глубин кровли доюрских пород, с тенденцией увеличения с юга на северо-восток (район Тазовской губы).

В пределах вскрытых отложений, на севере Западной Сибири, выделяют перспективные нефтегазоносные мегакомплексы: доюрский, юрский и меловой. Те, в свою очередь, подразделяются на ряд нефтегазоносных комплексов, которые кратко представлены ниже.

Доюрский (палеозой-триасовый) нефтегазоносный комплекс представлен двумя типами отложений: эффузивными и осадочными породами [5, 6]. Промышленная продуктивность доюрских отложений на изучаемой территории не выявлена. При испытании сверхглубоких скважин СГ-6 и СГ-7 были получены признаки УВ. Промышленная продуктивность доюрских отложений

была подтверждена на полуострове Ямал, на Бованенковском, Новопортовском и Восточно-Новопортовском месторождениях, в интервалах глубин от 2,5 (скв. 139 Новопортовская) до 3,7 км (скв. 201 Бованенковская) [7].

Нижнеюрский нефтегазоносный комплекс (пласты Ю₁₀–Ю₁₇) в пределах Надым-Пурской нефтегазоносной области залегает на глубинах от 3,0 до 5,0 км, с тенденцией погружения на северо-восток. Литологически разрез нижнеюрских отложений представлен терригенными осадками, образовавшимися при периодических сменах морских и континентальных режимов осадконакопления, с преобладанием последних. Коллектора нижнеюрских отложений характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами: пористость в среднем около 12 %, проницаемость от $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $20 \cdot 10^{-3}$ мкм². Продуктивность нижнеюрских отложений выявлена на ряде площадей и по всему разрезу. Притоки газа получены на Юбилейной (пласт Ю₁₁), Медвежьей (пласт Ю₁₃), Восточно-Уренгойской (пласты Ю₁₅ и Ю₁₃), Уренгойской (пласт Ю₁₀) площадях. На полуострове Ямал в нижнеюрских отложениях выявлены газоконденсатные залежи на Бованенковском (пласт Ю₁₀) и Новопортовском (пласт Ю₁₁) месторождениях. Залежи УВ нижнеюрских пластов небольшие по размерам, различные по типу: пластово-сводовые, пластовые, литологически ограниченные, тектонически экранированные.

Среднеюрский нефтегазоносный комплекс (пласты Ю₂–Ю₉) соотносится с отложениями тюменской свиты. Кровля среднеюрских пород, в пределах Надым-Пурской нефтегазоносной области, фиксируется в диапазоне глубин от 3,0 до 4,3 км. Разрез среднеюрских отложений, также как и нижезалегавшие породы нижнеюрского комплекса, сложен неравномерным переслаиванием терригенных осадков. Продуктивность среднеюрских отложений доказана на многих площадях: Уренгойской, Ен-Яхинской, Песцовой, Западно-Песцовой, Южно-Песцовой, Юбилейной, Ево-Яхинской, Восточно-Медвежьей, Лензитской, Северо-Парусовой, Ямбургской, Харвутинской, Юрхаровской. Залежи по размерам мелкие, реже средние, по типу сложные, часто литологические. По составу флюида залежи – газоконденсатные, нефтегазоконденсатные, нефтяные. В поиске перспектив среднеюрских отложений важно изучение тектонических и литологических факторов [8–10]. Блочное строение изучаемой территории предполагает образование зон накопления песчаного материала вблизи палеоподнятий. Выделение палеорусел в среднеюрском разрезе, по данным интерпретации сейсморазведки 3D, не дает точной увязки их с конкретным пластом из-за сложного переслаивания пород. Статистический анализ геологических данных по среднеюрским отложениям позволил выделить ряд закономерностей, связанных с продуктивностью пород. Диапазон глубин залегания продуктивных залежей УВ изменяется от 3,2 до 4,6 км. Большая часть открытых залежей УВ приурочена к антиклинальным структурам (амплитуда структур более 80 м). Факторами, которые предопределяют промышленную продуктивность объекта УВ, по мнению автора, являются зоны повышенных толщин вблизи палеовыступов; значение коэффициента аномальности пластового давления более 1,8; наличие крупных тектонических разломов [10].

Верхнеюрский нефтегазоносный комплекс на большей части исследуемой территории соотносится с отложениями абалакской (аналоги — ва-

сюганская, георгиевская) и баженовской свит. Кровля верхнеюрских пород фиксируется в диапазоне глубин от 2,9 до 4,2 км. Верхнеюрские отложения были сформированы при трансгрессии палеоморя, образовав значительный по толщине (в среднем около 94 м) флюидоупор — региональную покрывку для нижезалегающего комплекса [11–13]. Промышленная продуктивность верхнеюрских отложений подтверждена только на Западно-Юбилейном месторождении (скв. 23, пласт Ю₀¹). Автор полагает, что промышленные перспективы верхнеюрского комплекса связаны прежде всего с аномальным, осложненным разрезом, в котором происходит опесчанивание, и увеличением общей толщины (более 30 %). Поиск таких сложных геологических тел возможен на основе интерпретации 3D-сейсморазведочных работ, позволяющих детализировать структурный план и картировать зоны аномального, опесчаненного разреза [14].

Нижнемеловой нефтегазоносный комплекс разделен на подкомплексы: ачимовский и шельфовый. Ачимовский нефтегазоносный подкомплекс соотносится в Надым-Пурской нефтегазоносной области с отложениями нижней части сортымской (аналог — ахская) свиты. Глубина кровли ачимовских отложений на изучаемой территории увеличивается с юга на северо-восток, от 3,0 (скв. 81 Ямсовейская) до 4,2 км (скв. 102 Северо-Самбургская). Формирование ачимовских отложений происходило в прибрежной части палеоморя, от кромки палеошельфа до подножия склона. Осадочный материал привносился различными потоками, формируя сложные клиноформные осадочные образования, в основном субмеридионального простирания [15–18]. Общая толщина ачимовского разреза на территории Надым-Пурского междуречья изменяется в широких пределах: от 42 (скв. 81 Ямсовейская) до 544 м (скв. 210 Песцовая). Промышленная нефтегазоносность ачимовских отложений выявлена на большей части месторождений. На Уренгойском месторождении открыто максимальное количество залежей УВ (девятнадцать). Больше количество залежей (двенадцать) являются газоконденсатными, четыре залежи — нефтяные, одна — газоконденсатнонефтяная, две — нефтегазоконденсатные. Залежи по типу пластовые, тектонически и литологически экранированы или ограничены. Для большей части ачимовских отложений промышленная продуктивность связана с антиклинальными поднятиями, где фиксируется пластовая температура более 100 °С и коэффициент аномальности пластового давления — более 1,2 (для газоконденсатных залежей) и более 1,4 (для нефтяных). Важной составляющей повышенной продуктивности ачимовских залежей УВ является литологическая изменчивость — в зонах улучшенных коллекторских свойств и больших толщин коллекторов.

Нижнемеловой (шельфовый) нефтегазоносный подкомплекс в Надым-Пурской нефтегазоносной области выделен в диапазоне берриас-валанжинготерив-барремского ярусов. Подкомплекс соотносится с отложениями сортымской (аналог — ахская) и тангаловской (частично аналог — танопчинская) свит. Отмечается следующая закономерность: вверх по разрезу улучшаются коллекторские свойства пород. Отложения разреза представлены неравномерным переслаиванием коллекторов (песчаники, алевролиты) и неколекторов (аргиллиты). Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов в среднем равны: пористость — 16,0 %, проницаемость —

около $15,0 \cdot 10^{-3}$ мкм². Самая высокая плотность запасов УВ в нижнемеловых отложениях, так же как и по нижезалегающим ачимовскому подкомплексу и юрскому нефтегазоносному комплексу, связана с Уренгойским месторождением. На Уренгойском месторождении в нижнемеловых отложениях открыты залежи УВ по всему разрезу (пласты БУ₁₆–АУ₁₀). Залежи по типу пластово-сводовые, массивные, тектонически экранированные (или ограничены), реже литологически экранированные; по размеру — средние и крупные. По насыщению залежи различны: газоконденсатные, газоконденсатнонефтяные, нефтегазоконденсатные, нефтяные. Вверх по разрезу, с глубин от 3,3 до 2,3 км, растет газовая составляющая. На Ямбургском месторождении в неокомских отложениях также открыты залежи УВ (пласты БУ₉²–БУ₃¹). Как отмечено выше, по продуктивности нижнемеловых отложений (шельфовых) наибольший этаж с максимальным количеством залежей УВ (более 50) на Уренгойском (интервал глубин 2,0–3,3 км) и Ямбургском (интервал глубин 2,5–3,6 км) месторождениях. На соседних площадях количество и размеры залежей УВ уменьшаются в несколько раз.

Апт-альб-сеноманский подкомплекс соотносится с отложениями покурской (аналоги — части танопчинской (пласты ТП₁₋₁₂), яронгская и маррессалинская) свиты. Продуктивность апт-альб-сеноманского подкомплекса на территории Надым-Пурского междуречья соотносится с уникальными залежами УВ отложений сеноманского яруса верхнего мела. В разреза апт-альбских ярусов максимальное количество залежей УВ открыто на Медвежем месторождении (Ныдинское поднятие), где выявлены газовые залежи в двенадцати пластах (ТП₃–ТП₁, ХМ₆–ХМ₂, ПК₉–ПК₆). Уникальные газовые залежи сеномана открыты на трех месторождениях: Уренгойском, Ямбургском и Медвежем. Коллекторские свойства сеноманских отложений высокие. Суммарные эффективные газовые толщины в продуктивном пласте изменяются от 30 до 60 м, открытая пористость в пределах до 39 %, проницаемость в среднем до $120 \cdot 10^{-3}$ мкм². Региональной покрывкой для сеноманских залежей газа являются вышезалегающие кузнецовские глины, общей толщиной около 50 м.

В пределах верхнемелового нефтегазоносного комплекса на исследуемой территории Надым-Пурской нефтегазоносной области промышленная продуктивность была доказана в разрезе нижеберезовской подсвиты (сенон). На Медвежем месторождении поисково-оценочной скв. 1С была открыта газовая залежь пласта НБ. Предполагается, что газовая залежь пласта НБ превосходит по контуру газоносности нижезалегающую сеноманскую газовую залежь. Продуктивность нижеберезовских отложений была отмечена и на других площадях, где ранее были открыты сеноманские газовые залежи.

Результаты

В пределах исследуемого района Надым-Пурского междуречья нефтегазоносность подтверждена по всему мезозойскому разрезу от 0,9 до 6,6 км. Суммарная толщина продуктивного разреза около 3,0 км. Больше количество залежей УВ открыто в восточной части исследуемой территории — на Уренгойском месторождении. Здесь же самые большие по размерам залежи УВ, где сконцентрированы уникальные запасы УВ. Второе место по

количеству и размерам залежей УВ занимает Ямбургское месторождение, третьим является Медвежье месторождение, расположенное на западе Надым-Пурской нефтегазоносной области. По разрезу большая часть залежей УВ сосредоточена в нижнемеловых отложениях. Уникальные запасы газа открыты в сеноманских отложениях верхнего мела. Ресурсы газа нижнеберезовской подсвиты (сенон) имеют предварительно высокую оценку.

На исследуемой территории открыты три уникальных по запасам УВ месторождения: Уренгойское, Ямбургское и Медвежье. Крупных месторождений в два раза больше, и расположены они вблизи Уренгойского месторождения, на востоке исследуемой территории. Количество открытых средних месторождений в полтора раза больше количества крупных. Мелкие месторождения превышают средние почти в два раза (рисунок).

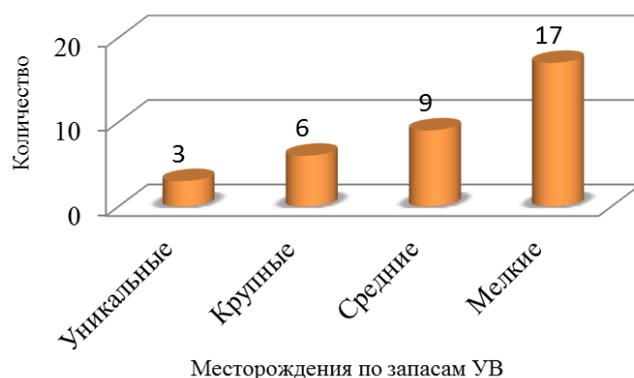


Рисунок. *Диаграмма распределения месторождений по размерам в пределах территории Надым-Пурского междуречья*

Обсуждение

С учетом выполненных автором исследований нефтегазоносных перспектив территории Надым-Пурского междуречья выявлено, что наибольшая концентрация запасов УВ сосредоточена в зонах активных геоблоков. К такому блоку относится Колтогорско-Уренгойский грабен-рифт. В этих зонах был сформирован максимальный по толщине осадочный разрез, при высокой скорости осадконакопления (более 60 м/млн лет). Активные зоны также характеризуются максимальным тепловым потоком (более 50,0 мВт/м²) [19]. Все уникальные и крупные месторождения связаны с антиклинальными структурами (I и II порядка), формирование которых пришлось на неотектонический период. В пределах этих структур выделены тектонические разломы, которые и являлись проводниками для миграции УВ. Автор отмечает, что все многозалежные месторождения по продуктивности разреза можно подразделить на два типа: полностью заполненные (подтверждена промышленная продуктивность всех комплексов — от юрского до верхнемелового) и частично заполненные. К первому типу отнесены такие месторождения, как Уренгойское, Ямбургское, Ныдинский участок Медвежьего месторождения, Юбилейное, Ен-Яхинское, Песцовое, Юрхаровское, Харвутинское, Северо-Парусовое, Северо-Уренгойское. Остальные место-

рождения отнесены ко второму типу. Основная концентрация запасов УВ в изучаемом районе, как отмечено ранее, связана с нижнемеловыми отложениями. С учетом неравномерности бурения, как по площади, так и по разрезу, возможны открытия новых средних и мелких залежей УВ в пропущенных объектах на старых месторождениях. На территории Надым-Пурского междуречья поиски перспективных ловушек УВ должны концентрироваться, по мнению автора, в трех направлениях. Первое направление — это доразведка старых разрабатываемых месторождений и их периферийных участков. Автор считает, что открытие продуктивных пластов в нижней и верхней частях мезозойского разреза (в среднеюрских и сеноманских отложениях) предопределяет продуктивность всех комплексов. Второе направление — это поиск новых залежей УВ на структурах в северной и восточной частях изучаемой территории и выход на шельф Обской губы и Тазовской. Третье направление — это изучение нетрадиционного объекта — нижеберезовских глинистых отложений (пласт НБ) в пределах месторождений, где разрабатываются уникальные сеноманские газовые залежи.

Выводы

Исходя из проведенной статистики, автор предполагает, что на исследуемой территории большая часть открытий (до 70 %) будет связана с мелкими и средними залежами УВ, остальные — с крупными. Открытие уникальных залежей УВ возможно (около 5 %) с учетом вышеприведенных условий. Наиболее рентабельными [20] с экономической точки зрения являются ресурсы газа, количество которого растет в залежах УВ по направлению на север Надым-Пурской нефтегазоносной области.

Библиографический список

1. Weiss, E. Birth of the 'new geoscientist' / E. Weiss. – DOI 10.3997/1365-2397.29.1.46393. – Direct text // First break. – 2011. – Vol. 29, Issue 1. – P. 35–36.
2. Plessix, R. E. A parameterization study for surface seismic acoustic full waveform inversion in a vertical transverse isotropic medium / R. E. Plessix, C. Qin. – Direct text // Geophysical Journal International. – 2011. – Vol. 185. – P. 539–556.
3. Khromova, I. Y. Comparison of seismic-based methods for fracture permeability prediction / I. Y. Khromova, L. Brian, N. Marmeleviskyi. – Direct text // First break. – 2011. – Vol. 29, Issue 1. – P. 37–44.
4. Долгих, Ю. Н. Многоуровневая сейсморазведка и кинематическая инверсия данных МОВ-ОГТ в условиях неоднородной ВЧР / Ю. Н. Долгих. – Москва : ЕАГЕ Геомодель, 2014. – 212 с. – Текст : непосредственный.
5. Ехлаков, Ю. А. Расчленение осадочно-вулканогенной толщи триаса (красноселькупской серии) в Тюменской сверхглубокой скважине / Ю. А. Ехлаков, А. Н. Угрюмов, В. С. Бочкарев. – Текст : непосредственный // Труды СНИИГГиМИ. – Новосибирск, 2001. – С. 32–48.
6. Ехлаков, Ю. А. Новые данные о строении красноселькупской серии Западной Сибири / Ю. А. Ехлаков, А. Н. Угрюмов, С. С. Санфинова. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 7. – С. 16–25.
7. Гладышева, Я. И. Палеозой-триасовый нефтегазоносный комплекс и его перспективы на севере Западной Сибири / Я. И. Гладышева. – DOI 10.31087/0016-7894-2018-4-35-38. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4. – С. 35–38.

8. Геологическое строение и нефтегазоносность нижней – средней юры Западно-Сибирской провинции : монография / Ф. Г. Гурари, В. П. Девятов, В. И. Дёмин [и др.] ; под редакцией В. С. Суркова ; Министерство природных ресурсов Российской Федерации, Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья. – Новосибирск : Наука, 2005. – 197 с. – Текст : непосредственный.
9. Гладышева, Я. И. Анализ среднеюрских отложений севера Западной Сибири для оценки риска бурения глубоких скважин / Я. И. Гладышева. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2012. – 83 с. – Текст : непосредственный.
10. Гладышева, Я. И. Прогноз параметров зон промышленной нефтегазоносности юрских отложений севера Западной Сибири / Я. И. Гладышева. – DOI 10.31660/0445-0108-2018-6-9-15. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 6. – С. 9–15.
11. Нежданов, А. А. Аномальные разрезы баженовской свиты и их сейсмогеологическая характеристика / А. А. Нежданов, Н. Н. Туманов, В. А. Корнев. – Текст : непосредственный // Сейсморазведка для литологии и стратиграфии. Труды ЗапСибНИГНИ. – Тюмень : Наука, 1985. – С. 64–71.
12. Баженовский горизонт Западной Сибири. Стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность : монография / Ю. В. Брэдучан, А. В. Гольберт, Ф. Г. Гурари [и др.] ; отв. ред. В. С. Вышмировский. – Новосибирск : Наука, 1986. – 216 с. – Текст : непосредственный.
13. Соколовский, А. П. Аномальные типы разрезов баженовской и тутлеймской свит в Западной Сибири / А. П. Соколовский, Р. А. Соколовский. – Текст : непосредственный // Вестник недропользователя. – 2002. – № 11. – С. 64–67.
14. Гладышева, Я. И. Продуктивность верхнеюрских отложений севера Западной Сибири / Я. И. Гладышева, А. С. Гаврильчук. – Текст : электронный // Материалы научно-практической конференции. – Тюмень, 2019. – URL: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201900565>.
15. Бородкин, В. Н. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности ачимовской толщи севера Западной Сибири : [монография] / В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков. – Новосибирск : СО РАН, 2010. – 138 с. – Текст : непосредственный.
16. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири / С. А. Горбунов, А. А. Нежданов, В. А. Пономарев, Н. А. Туренков. – Москва : Академия горных наук, 2000. – 247 с. – Текст : непосредственный.
17. Большаков, Ю. Я. Теория капиллярности нефтегазонакопления / Ю. Я. Большаков ; отв. ред. А. Э. Конторович ; Российская академия наук, Сибирское отделение, Институт проблем освоения Севера. – Новосибирск : Наука, 1995. – 180 с. – Текст : непосредственный.
18. Наумов, А. Л. Новый тип литологических ловушек в неокомских отложениях Западной Сибири / А. Л. Наумов, Ф. З. Хафизов. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 1986. – № 1. – С. 31–35.
19. Курчиков, А. Р. Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности / А. Р. Курчиков. – Москва : Недра, 1992. – 230 с. – Текст : непосредственный.
20. Ivanhoe, L. F. Evaluating prospective basins. I. Oil/gas potential in basins estimated / L. F. Ivanhoe. – Text : electronic // Oil Gas Journal. – URL: <https://www.osti.gov/biblio/6726142>. – Published: December, 6, 1976.

References

1. Weiss, E. (2011). Birth of the 'new geoscientist', First break, 29(1), pp. 35-36. (In English). DOI: 10.3997/1365-2397.29.1.46393
2. Plessix, R. E., & Qin, C. (2011). A parameterization study for surface seismic acoustic full waveform inversion in a vertical transverse isotropic medium. Geophysical Journal International, 185, pp. 539-556. (In English).
3. Khromova, I. Y., Brian, L., & Marmelevskyi, N. (2011). Comparison of seismic-based methods for fracture permeability prediction, First break, 29(1), pp. 37-44. (In English).
4. Dolgikh, Yu. N. (2014). Mnogourovnevaya seysmorazvedka i kinematicheskaya inversiya dannykh MOV-OGT v usloviyakh neodnorodnoy VChR. Moscow, EAGE Geomodel' Publ., 212 p. (In Russian).

5. Ekhlakov, Yu. A., Ugryumov, A. N., & Bochkarev, V. S. (2001). Raschlenenie osadochno-vulkanogennoy tolshchi triasa (krasnosel'kupskoy serii) v Tyumenskoj sverkhglubokoy skvazhine. Trudy SNIIGGiMI. Novosibirsk, pp. 32-48. (In Russian).
6. Ekhlakov, Yu. A., Ugryumov, A. N., & Sanfirova, S. S. (2012). New data on Krasnoselkupsкая series structure of Western Siberia. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (7), pp. 16-25. (In Russian).
7. Gladysheva, Ya. I. (2018). Palaeozoic-Triassic play opportunities in the north of Western Siberia. Oil and gas geology, (4), pp. 35-38. (In Russian).
8. Gurari, F. G., Devyatov, V. P., Demin, V. I., Ekhanin, A. E., Kazakov, A. M., Kasatkina, G. V.,... Shiganova, O. V. (2005). Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' nizhney - sredney yury Zapadno-Sibirskoy provintsii. Novosibirsk, Nauka Publ., 197 p. (In Russian).
9. Gladysheva, Ya. I. (2012). Analiz sredneyurskikh otlozheniy severa Zapadnoy Sibiri dlya otsenki riska bureniya glubokikh skvazhin. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 83 p. (In Russian).
10. Gladysheva, Ya. I. (2018). Prediction of parameters for commercial oil-and-gas content zones of Jurassic sediments in the north of Western Siberia. Oil and Gas Studies, (6), pp. 9-15. (In Russian).
11. Nezhdanov, A. A., Tumanov, N. N., & Kornev, V. A. (1985). Anomal'nye razrezy bazhenovskoy svity i ikh seysmogeologicheskaya kharakteristika. Seysmorazvedka dlya litologii i stratigrafii. Trudy ZapSibNIGNI. Tyumen, pp. 64-71. (In Russian).
12. Braduchan, Yu. V., Bulynnikova, S. P., Vyachkileva, N. P., Gol'bert, A. V., Gurari, F. G., Zakharov, V. A.,... Turbina, A. S. (1986). Bazhenovskiy gorizont Zapadnoy Sibiri. Stratigrafiya, paleogeografiya, ekosistema, neftenosnost'. Novosibirsk, Nauka Publ., 216 p. (In Russian).
13. Sokolovskiy, A. P., & Sokolovskiy, R. A. (2002). Anomal'nye tipy razrezov bazhenovskoy i tutleymskoy svit v Zapadnoy Sibiri. Vestnik nedropol'zovatelya, (11), pp. 64-67. (In Russian).
14. Gladysheva, Y. I., & Gavrilchuk, A. S. (2019). Productivity of the Upper Jurassic of the North of the Western Siberia. Conference Proceedings, Tyumen. (In Russian). Available at: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201900565>
15. Borodkin, V. N., & Kurchikov, A. R. (2010). Geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti achimovskoy tolshchi severa Zapadnoy Sibiri. Novosibirsk, SO Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences Publ., 138 p. (In Russian).
16. Gorbunov, S. A., Nezhdanov, A. A., Ponomarev, V. A., & Turenkov, N. A. (2000). Geologiya i neftegazonosnost' achimovskoy tolshchi Zapadnoy Sibiri. Moscow, Akademiya gornykh nauk Publ., 247 p. (In Russian).
17. Bol'shakov, Yu. Ya., & Kontorovich, A. E. (1995). Teoriya kapillyarnosti neftegonakopleniya. Novosibirsk, Nauka Publ., 180 p. (In Russian).
18. Naumov, A. L., & Khafizov, F. Z. (1986). Novyy tip litologicheskikh lovushek v neokomskikh otlozheniyakh Zapadnoy Sibiri. Oil and gas geology, (1), pp. 31-35. (In Russian).
19. Kurchikov, A. R. (1992). Hidrogeotermicheskie kriterii neftegazonosnosti. Moscow, Nedra Publ., 230 p. (In Russian).
20. Ivanhoe, L. F. (1976). Evaluating prospective basins. I. Oil/gas potential in basins estimated. Oil Gas Journal. (In English). Available at: <https://www.osti.gov/biblio/6726142>

Сведения об авторе

Гладышева Яна Игоревна, к. г.-м. н., доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: GladyshevaYI@gmail.com

Information about the author

Yana I. Gladysheva, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: GladyshevaYI@gmail.com