

УДК 553.98(571.12)+551.762
DOI: 10.31660/0445-0108-2023-3-24-34

Продуктивность нетрадиционных коллекторов сенона севера Западной Сибири

Я. И. Гладышева

*Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
GladyshevaYI@gmail.com*

Аннотация. На современном этапе проведения геологоразведочных работ все чаще открываются залежи углеводородов в сложных «нетрадиционных» коллекторах. В частности, на Медвежье месторождении по данным интерпретации сейсморазведочных работ и бурения поисковых скважин открыта газовая залежь в сенонских отложениях нижнеберезовской свиты верхнемеловых отложений. Особенностью газовой залежи пласта НБ Медвежьего месторождения являются продуктивные отложения, представленные большей частью аргиллитами и опоковидными глинами. Эти породы характеризуются низкими фильтрационными параметрами. Промышленные притоки газа при вторичном вскрытии пласта указывают на наличие трещиноватости пород, что подтверждается исследованиями керна, механического каротажа. Комплексный анализ гидродинамических исследований промысловых параметров, таких как пластовое давление, депрессия, дебит, позволяют рассчитать фильтрационные характеристики продуктивного пласта. По индукционным диаграммам и кривым восстановления давления определена работа трещинных и смешанных порово-трещинных пород, уточняются гидродинамическая модель залежи и методы улучшения разработки в сложных «нетрадиционных» коллекторах.

Ключевые слова: сенонские породы, трещиноватый коллектор, промысловые исследования, месторождения углеводородов

Для цитирования: Гладышева, Я. И. Продуктивность нетрадиционных коллекторов сенона севера Западной Сибири / Я. И. Гладышева. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-3-24-34 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 3. – С. 24–34.

Productivity of unconventional Senon reservoirs in the north of West Siberia

Yana I. Gladysheva

*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
GladyshevaYI@gmail.com*

Abstract. At the current stage of geological exploration, hydrocarbon deposits have been discovered in complex reservoirs that are "unconventional" in nature. In particular, at the Medvezhye field, according to the interpretation of seismic surveys and the drilling of exploratory wells, a gas deposit was discovered in the Senonian deposits of the Nizhneberezovskaya suite of Upper Cretaceous deposits. The gas deposit of the NB formation of the Medvezhye field is characterised by

productive reservoirs, mostly represented by mudstones and opoka-like clays. These rocks are characterized by low filtration parameters. Commercial gas inflows from secondary reservoir openings indicate the presence of fractured rock, as confirmed by core testing, mechanical logging. A comprehensive analysis of hydrodynamic studies of field parameters, such as reservoir pressure, drawdown, flow rate, allows calculating the filtration characteristics of a productive formation. The performance of fractured and mixed pore-fractured reservoirs is determined using induction diagrams and pressure recovery curves, the reservoir hydrodynamic model and methods for improving development in complex "unconventional" reservoirs are refined.

Keywords: Senonian rocks, fractured reservoir, field research, hydrocarbon deposits

For citation: Gladysheva, Ya. I. (2023). Productivity of unconventional Senon reservoirs in the north of West Siberia. Oil and Gas Studies, (3), pp. 24-34. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-3-24-34

Введение

Последнее десятилетие XXI века отмечено новыми открытиями в геологии, как в теоретической, так и в практической частях. Одно из таких открытий — это уникальная по запасам залежь углеводородов сенонских отложений пласта НБ (березовская свита) Медвежьего месторождения [1–4]. Большая роль в этом открытии принадлежит геологу А. А. Нежданову и его коллегам, которые доказали необходимость геологоразведочных работ на перспективные объекты в «нетрадиционных» коллекторах севера Западной Сибири [5]. Опираясь на данные интерпретации сейсморазведочных работ 3D, анализа динамической аномалии сейсмического отражающего горизонта C_3 и прямых методов изучения скважин, они закартировали и смоделировали значительные по размерам, подготовленные сенонские ловушки углеводородов на многих площадях севера Западной Сибири. Результаты этих новых исследований подтвердили необходимость совершенствования теоретического обоснования таких понятий, как коллектор, флюидоупор, природный резервуар, нефтегазоносная система [6, 7].

Объект и методы исследования

Геологический разрез Западной Сибири большей частью представлен терригенными осадками песчано-глинистых отложений, которые характеризуются цикличностью. Цикличность пород связана, прежде всего, с условиями осадконакопления, тектоническими процессами, палеогеографией, изменением уровня палеоморя и многими другими факторами. Мезозойско-кайнозойские осадочные отложения подразделяются на резервуары различных рангов: от локальных до мегарегиональных [8]. В пределах резервуаров выделяют проницаемый комплекс (тело коллектора) и флюидоупор (тело неколлектора). Проницаемый комплекс состоит из пород, фильтрационно-емкостные свойства которых позволяют вмещать и циркулировать флюидам. В геологическом разрезе с учетом прямых и косвенных методов исследований выделяют породы коллектора и неколлектора, где к коллекторам относят породы, способные пропускать и отдавать флюид при перепаде давлений. В Западной Сибири коллектора — это породы пре-

имущественно песчано-алевролитового состава, которые обладают фильтрационно-емкостными свойствами (параметры более установленных граничных значений пористости и проницаемости). В противоположность коллекторам неколлектора — породы, удерживающие флюид, с низкими фильтрационными свойствами (параметры менее установленных граничных значений пористости и проницаемости), сохраняющие скопления углеводородов в залежах [9–14].

В среднем по месторождениям севера Западной Сибири граничные значения раздела коллектор — неколлектор соотносятся для нефтяных залежей следующим образом: значение открытой пористости составляет около 12 %, проницаемости — $1 \cdot 10^{-3}$ мкм², для газовых залежей граничные значения параметров меньше, чем в нефтяных, на 20–25 %.

При геологическом моделировании осадочных резервуаров и построении трехмерного куба литологии рассматриваются породы коллектора (значение параметра 1) и неколлектора (значение параметра 0). Некоторые литологи обозначают неколлектор как антиколлектор и выделяют породы полукolleктора (с учетом фильтрационных характеристик) [15]. Однако такие обозначения пород не получили широкого распространения на практике [16].

Флюидоупоры (экран или крышка) проницаемых комплексов резервуаров Западно-Сибирской равнины соотносят с тонкодисперсными глинами, образованными в глубоководной части палеоморя во время морской трансгрессии. По данным исследований геолога В. Д. Наливкина установлено, что удерживающая способность флюидоупора сохраняется при содержании в глинистой крышке песчано-алевролитового материала до 25 % над нефтяными залежами и до 15 % над газовыми залежами. Если песчаных пород в глинистых крышках больше 15–25 %, то эти отложения относят к «аномальным». Аномальные разрезы флюидоупоров в пределах осадочного разреза Западной Сибири встречаются в ряде нефтегазоносных районов. Такие примеры отмечены в верхнеюрских отложениях (баженовская свита), в верхнемеловом разрезе кузнецовской свиты. Баженовские аргиллиты — это региональный репер, к которому приурочен региональный сейсмический отражающий горизонт «Б» [17]. Кузнецовские глины также являются региональным флюидоупором, к подошве которого приурочен сейсмический отражающий горизонт «Г», а к кровле — региональный отражающий горизонт «С₄».

В Надым-Пурской нефтегазоносной области, на северо-востоке Медвежьего месторождения, верхнеюрские отложения бажена представлены неравномерным переслаиванием песчано-алевролитовых пород и аргиллитов. Такой «аномальный» разрез некоторые ученые объясняют внедрением потоков песчаных осадков в низзалегавшие глинистые породы при тектонических процессах в позднем меловом времени. Общая толщина такого «аномального» разреза возрастает в два–три раза (60–90 м), по сравнению со среднестатистическими значениями (около 30 м).

В Сургутском нефтегазоносном районе на ряде площадей выявлен «аномальный» разрез баженовской свиты. Например, на части Федоров-

ского месторождения отложения баженовской свиты характеризуются как «аномальные», где общая толщина свиты достигает 120 м за счет переслаивания песчано-алевролитовых пропластков [18].

Обычный разрез кузнецовской свиты (верхний мел) представлен тонкоотмученными плотными глинами, где общая толщина свиты изменяется от 40 до 70 м. Это региональный флюидоупор сеноманских залежей углеводородов, которые на севере Западной Сибири по насыщению — газовые. Однако в Пур-Тазовской нефтегазоносной области на некоторых месторождениях (Заполярье, Харампурское, Южно-Русское и др.) выделен опесчаненный разрез кузнецовских глин с продуктивной песчано-алевритовой газсалинской пачкой (пласты группы Т).

Ряд исследователей отмечают условность разделения пород на коллектора и неколлектора, так как при определенных физико-химических условиях, в зависимости от свойства флюидов и применения новых технологий воздействия, породы могут преобразовываться из коллектора в неколлектор и наоборот. Такие породы получили название сложных — «нетрадиционных» [19].

К «нетрадиционным» коллекторам в Западной Сибири отнесены плитчатые аргиллиты баженовской свиты (верхняя юра), где открыты залежи нефти в пласте Ю₀. Особенность этих отложений — тонкая горизонтальная слоистость (плитчатость), тонколистовая структура. Предполагается, что такая слоистость вызвана горизонтальными напряжениями в аномальных зонах при структурообразовании, с относительными сжатиями и растяжениями. Залежи нефти пласта Ю₀ открыты на ряде площадей Западной Сибири. Значительные дебиты нефти из слоистых аргиллитов продуктивного пласта Ю₀ получены на Салымском месторождении [19].

Примером продуктивности «нетрадиционных» коллекторов в России могут служить майкопские глинистые отложения Предкавказья, залежи углеводородов в Ставрополье (Журавская площадь) [20]. И как отмечено ранее, сюда можно отнести открытие уникальной газовой залежи в глинистых отложениях нижнеберезовской подсвиты (пласт НБ) Медвежьего месторождения севера Западной Сибири.

Газовая залежь пласта НБ приурочена к Медвежьему мегавалу — структуре первого порядка, состоящего из пяти локальных поднятий (Медвежье, Приразломное, Средне-Медвежье, Северо-Медвежье, Ныдинское). Медвежий мегавал характеризуется унаследованной структурой, где коэффициент унаследованности равен 1. Основной рост структур происходил на раннемеловом этапе. По отражающему сейсмическому горизонту «Г» амплитуда поднятий по абсолютной отметке кровли минус 980 м варьирует от 180 до 220 м. Общая толщина пласта НБ в пределах Медвежьей площади изменяется от 70 м на юге Медвежьего купола до 120 м на севере (Ныдинское поднятие). В среднем общая толщина пласта НБ составила около 90 м, меньшие значения отмечены в сводовых частях локальных поднятий. По-видимому, на момент формирования осадков сенона после кузнецов-

ской трансгрессии северная часть Медвежьего поднятия была опущена по сравнению с приподнятой южной. На крыльях структур не зафиксировано значительного увеличения толщин.

Сенонские породы по данным исследования керна (скв. 1, интервал глубин 985–1 002 м) представлены аргиллитами серыми, темно-серыми, слоистыми, алевритистыми с включениями серых опоковидных аргиллитов, приуроченных преимущественно к плоскостям напластования. Встречаются прослои алевролитов серых, мелкозернистых, неясно слоистых. Отмечаются включения сульфидов, развитых преимущественно в виде псевдоморфоз по органическим остаткам, также следы илоедов, выполненные сульфидами. Кластический материал представлен редкими обломками серых алевролитов и темно-серых аргиллитов, мелкими включениями темноцветного минерала, зернами кварца, скелетными остатками микроорганизмов. В минералогическом составе глинистых пород (опок) выделены кварц, кальцит, опал-кристобалит-тридимит, монтмориллонит, слюды, хлорит, где преобладают кварц и глинистые минералы. В структуре порового пространства по материалам исследования керна выделены поры капиллярных и субкапиллярных размеров [21–23].

Пласт НБ был условно разделен на три части, с общими толщинами около 30 м. По керну и объемной плотности пород в разрезе пласта можно выделить два типа пород — монолитные и плитчатые. К монолитным относятся тонкоотмученные глины и опоки, а к плитчатым — неравномерное чередование мелкозернистого песчаника, алевролита и аргиллита (рис. 1).

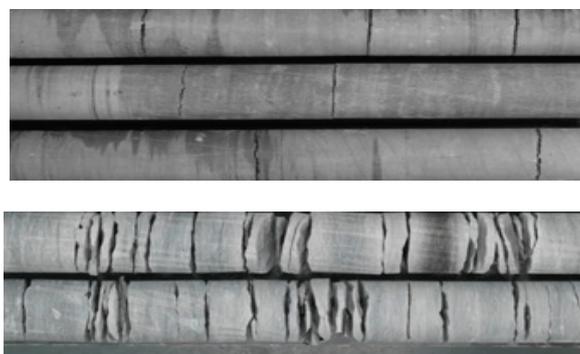


Рис. 1. Пример керна типов пород сенонских отложений пласта НБ Медвежьего месторождения (скв. 1С)

Результаты

При испытании пласта НБ в скв. 1 (интервал глубин 992–1 055 м) был получен фонтанный приток газа. Пластовое давление на глубине 1 024 м составило 103 физ. атм., пластовая температура — 27 °С. Общая пористость (пласт НБ), по данным геофизических исследований скважин, изменяется от 22 до 34 %, проницаемость — менее $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм². На Медвежем месторождении в ряде расконсервированных сеноманских скважи-

нах были проведены испытания в пласте НБ и получены притоки газа. Большинство скважин на сенонские отложения расположены в сводовой части локальных структур и испытаны неравномерно в различных частях пласта. Закономерности в работах разных интервалов разреза при испытании не было выявлено. Отмечена корреляционная зависимость между параметрами плотности прострела и дебитом: при увеличении плотности прострела увеличивался и дебит газа.

Наличие промышленного притока углеводородов из сенонских «нетрадиционных» коллекторов свидетельствует о том, что в породах помимо порового пространства существует и трещиноватость (большой частью горизонтальная). Трещиноватость может быть как естественной, так и искусственной при вскрытии пород. Ряд геологов отводят трещинам в породе подчиненное значение по сравнению с поровым пространством [22]. Автор считает, что кроме макропор и капилляров в матрице пород горизонтальные микротрещины в опоквидных глинистых отложениях являются проводником движения газа, существенно изменяя структуру пород. По данным интерпретации сейсморазведочных работ 3D, в верхнемеловых отложениях на Медвежьей площади выделена горизонтальная сдвиговая тектоника, которая могла повлиять на структуру пород и вторичную пористость. Микротрещиноватость пород фиксируется при анализе керна, объемной плотности пород и механического каротажа [4, 21].

И. П. Попов и Н. П. Запывалов считают важным учет трещиноватости пород при геологическом моделировании и оценку промыслово-геологических параметров на основе графиков индикаторных кривых и кривых восстановления давлений (КВД) [11]. Автором данной статьи были проведены гидродинамические исследования по промыслово-геологическим параметрам сенонской газовой залежи пласта НБ (пример по скв. 1С, рис. 2), где расчетная проницаемость составила $9,6 \cdot 10^{-3}$ мкм².

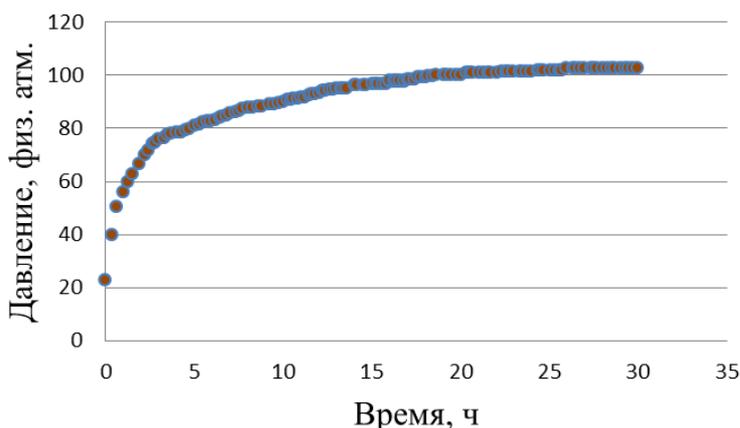


Рис. 2. График КВД сенонских отложений пласта НБ Медвежьего месторождения (скв. 1С)

Обсуждение

Открытие залежей углеводородов в «нетрадиционных» коллекторах позволяет расширить понятия «коллектор» и «неколлектор», так как промышленные притоки углеводородов из низкопроницаемых пород указывают на наличие трещиноватости в породах. Ограниченный отбор керна из скважин не позволяет провести всесторонний анализ продуктивных отложений и оценить трещиноватость, например, на больших шлифах. Сенонские продуктивные отложения Медвежьего месторождения тому пример, так как глины, содержащие минералы монтмориллонита, при лабораторных исследованиях подвержены набуханию и разрушению. Часто на практике изучают фильтрационно-емкостные параметры пористости и проницаемости, пренебрегая трещинной емкостью [11]. Однако широкое использование методов увеличения дебитов углеводородов, и в частности применение гидроразрыва пласта (ГРП), где создаются системы искусственных трещин, ставит задачи изучения и учета трещин в породах.

Мониторинг гидродинамических исследований в течение всего времени работы эксплуатационных скважин является основой уточнения фильтрационных и промысловых характеристик залежи углеводородов при гидрогеологическом моделировании [19].

Выводы

Продуктивность сенонских отложений нижеберезовской подсвиты подтверждена на ряде месторождений севера Западной Сибири. Освоение газовых залежей из «нетрадиционных» коллекторов требует применения новых технологических решений и анализа их эффективности. Гидродинамическое моделирование разработки залежей газа в низкопроницаемых коллекторах должно проводиться с учетом как порового пространства, так и трещинной емкости (как природной, так и искусственной).

Новые методы исследований, такие как закачка специальных реагентов при проведении ГРП, позволяют судить о работах трещин при мероприятиях увеличения дебитов углеводородов. Автор считает, что наличие горизонтальных трещин в продуктивных породах сенона на Медвежьем месторождении и формирование плитчатого коллектора оказывают влияние на коэффициент газоотдачи и величину дебита газа. Создание вертикальных трещин в горизонтальных скважинах на сенон с помощью метода гидроразрыва пласта приводит к ограниченной проводимости, в отличие от скважин с вертикальным вскрытием, где создаются высоко проводящие горизонтальные каналы. Увеличение депрессии на пласт вызывает смыкание трещин, что сказывается также на добыче углеводородов. Все эти факторы необходимо контролировать при мониторинге разработки залежи углеводородов.

Список источников

1. Разработка технологии освоения нетрадиционных коллекторов надсеноманских отложений на этапе геологоразведочных работ с целью вовлечения ресурсной базы газовых месторождений ОАО «Газпром» в Ямало-Ненецком автономном округе / В. В. Черепанов, Ю. И. Пятницкий, Д. Я. Хабибуллин [и др.]. – DOI 10.18599/grs.59.4.10. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2014. – № 4 (59). – С. 59–64.
2. Скоробогатов, В. А. Распространение, генезис, ресурсы и перспективы освоения «надсеноманского» газа Надым-Пур-Тазовского региона Западной Сибири / В. А. Скоробогатов. – Текст : непосредственный // Вести газовой науки. – 2018. – № 3 (35). – С. 132–143.
3. Скоробогатов, В. А. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала / В. А. Скоробогатов, Л. В. Строганов, В. Д. Копеев. – Москва : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 352 с. – Текст : непосредственный.
4. Гладышева, Я. И. Нефтегазовый потенциал севера Западной Сибири (район Надым-Пурского междуречья) : монография / Я. И. Гладышева ; Министерство науки и высшего образования Российской Федерации, Тюменский индустриальный университет. – Тюмень : ТИУ, 2021. – 204 с. – Текст : непосредственный.
5. Пережогин, А. С. Перспективы освоения сенонского газоносного комплекса севера Западной Сибири / А. С. Пережогин, А. А. Нежданов, А. С. Смирнов. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – № 6 (52). – С. 42–45.
6. Кунин, Н. Я. Основы стратегии поисков месторождений нефти и газа (на примере Западной Сибири). В 2 частях / Н. Я. Кунин, В. С. Сафонов, Б. Н. Луценко. – Москва : ОИФЗ РАН, 1995. – Ч. I. – 132 с. – Текст : непосредственный.
7. Мкртчян, О. М. Состояние и проблемы воспроизводства запасов углеводородов / О. М. Мкртчян. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2006. – № 3. – С. 14–18.
8. Конторович, А. Э. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазонаосность Западной Сибири / А. Э. Конторович. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2009. – № 4. – С. 461–474.
9. Ежова, А. В. Литология : учебное пособие / А. В. Ежова. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 336 с. – Текст : непосредственный.
10. Большаков, Ю. Я. Теория капиллярности нефтегазонакопления / Ю. Я. Большаков ; под редакцией А. Э. Конторовича ; Российская академия наук, Сибирское отделение, Институт проблем освоения Севера. – Новосибирск : Наука, 1995. – 180 с. – Текст : непосредственный.
11. Попов, И. П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа / И. П. Попов, Н. П. Запывалов. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2013. – 186 с. – Текст : непосредственный.
12. Дэвис, Дж. С. Статистический анализ данных в геологии. В 2 кн. / Дж. С. Дэвис ; перевод с английского, под редакцией Д. А. Родионова. – Москва : Недра, 1990. – Кн. 1. – 319 с. – Перевод изд.: Statistics and data analysis in geology / John C. Davis. New York, 1986. – Текст : непосредственный.

13. Рейнек, Г.-Э. Обстановки терригенного осадконакопления (с рассмотрением терригенных кластических осадков) / Г.-Э. Рейнек, И. Б. Сингх ; перевод с английского А. О. Смилкстына [и др.], под редакцией А. В. Коченова. – Москва : Недра, 1975. – 439 с. – Перевод изд.: *Depositional sedimentary environments (with reference to terrigenous clastics)* / Hans Erich Reineck, Inda Beer Singh. Berlin – Heidelberg – New York, 1975. – Текст : непосредственный.
14. Марковский, Н. И. Палеогеографический прогноз нефтегазоносности / Н. И. Марковский. – Москва : Недра, 1981. – 224 с. – Текст : непосредственный.
15. Кузнецов, В. Г. Природные резервуары нефти и газа карбонатных отложений / В. Г. Кузнецов. – Москва : Недра, 1992. – 240 с. – Текст : непосредственный.
16. Македонов, А. В. Методы литофациального анализа и типизация осадков гумидных зон / А. В. Македонов. – Ленинград : Недра, 1985. – 243 с. – Текст : непосредственный.
17. 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 : сборник научных трудов. – Тюмень : ЗапсибНИГНИ, 1985. – С. 64–71.
18. Соколовский, А. П. Аномальные типы разрезов баженовской и тутлеймской свит в Западной Сибири / А. П. Соколовский, Р. А. Соколовский. – Текст : непосредственный // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – 2002. – № 11. – С. 64–67.
19. Попов, И. П. Новые технологии в нефтегазовой геологии и разработке месторождений : учебное пособие / И. П. Попов. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2013. – 319 с. – Текст : непосредственный.
20. Сиротенко, Л. В. Геологические факторы нефтегазоносности глинистых толщ на больших глубинах / Л. В. Сиротенко, О. И. Сиротенко. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2001. – № 5. – С. 13–24.
21. Гладышева, Я. И. Анализ макронеоднородности сенонских отложений Медвежьего месторождения / Я. И. Гладышева. – Текст : непосредственный // Тюмень 2017 EAGE : научно-практическая конференция (Тюмень, 19–21 апреля 2017 г.). – Тюмень, 2017. – С. 16–20.
22. Родивилов, Д. Б. Нетрадиционный коллектор нижнеберезовской подсвиты и критерии его выделения / Д. Б. Родивилов, П. Н. Кокарев, В. Г. Мамяшев. – DOI 10.31660/0445-0108-2018-3-37-44. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 3. – С. 37–44.
23. Перспективы разработки содержащих газогидраты залежей Медвежьего месторождения (Западная Сибирь) / С. В. Нерсесов, А. А. Нежданов, В. В. Огибин, Д. Б. Родивилов. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2019. – № 8 (788). – С. 48–55.

References

1. Cherepanov, V. V., Pyatnitskiy, Yu. I., Khabibullin, D. Ya., Sitdikov, N. R., Varyago, S. A., Nersesov, S. V., & Oglodkov, D. Yu. (2014). Development of Above-Cenomanian Unconventional Reservoirs during Exploration Stage. Involvement of Resource Base of Gazprom Gas Fields in Yamal-Nenets Autonomous District. *Geosursy*, (4(59)), pp. 59-64. (In Russian). DOI: 10.18599/grs.59.4.10

2. Skorobogatov, V. A. (2018). Expansion, genesis, resources and prospects for development of "over-cenomanian" gas in Nadym-Pur-Taz region of Western Siberia. *Vesti gazovoy nauki*, (3(35)), pp. 132-143. (In Russian).
3. Skorobogatov, V. A., Stroganov, L. V., & Kopeev, V. D. (2003). *Geologicheskoe stroenie i gazoneftenosnost' Yamala*. Moscow, Nedra-Biznestsentr LLC Publ., 352 p. (In Russian).
4. Gladysheva, Ya. I. (2021). *Neftegazovyy potentsial severa Zapadnoy Sibiri (rayon Nadym-Purskogo mezhdurech'ya)*. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 204 p. (In Russian).
5. Perezhogin, A. S., Nezhdanov, A. A., & Smirnov, A. S. (2016). Gas potential of Senonian deposits in the north of Western Siberia. *Exposition Oil & Gas*, (6(52)), pp. 42-45. (In Russian).
6. Kunin, N. Ya., Safonov, V. S., & Lutsenko, B. N. (1995). *Osnovy strategii poiskov mestorozhdeniy nefi i gaza (na primere Zapadnoy Sibiri). V 2 chastyakh. Chast' 1*, Moscow, OIFZ RAN Publ., 132 p. (In Russian).
7. Mkrtchyan, O. M. (2006). The state and problems of hydrocarbons reservesreproduction. *Oil and gas geology*, (3), pp. 14-18. (In Russian).
8. Kontorovich, V. A. (2009). The Meso-Cenozoic tectonics and petroleum potential of West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, (50(4)), pp. 346-357. (In English).
9. Ezhova, A. V. (2008). *Litologiya*. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., 336 p. (In Russian).
10. Bol'shakov, Yu. *Teoriya kapillyarnosti neftegazonakopleniya*. (1995). Novosibirsk, Nauka Publ., 180 p. (In Russian).
11. Popov, I. P., & Zapivalov, N. P. (2013). *Flyuidodinamicheskie modeli zalezhey nefi i gaza*. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 186 p. (In Russian).
12. Davis, J. C. (1986). *Statistics and data analysis in geology*. New York, John Wiley & Sons, Inc., 656 p. (In English).
13. Reineck, H.-E., & Singh, I. B. (1975). *Depositional sedimentary environments (with reference to terrigenous clastics)*. Berlin - Heidelberg - New York, Springer-Verlag, 439 p. (In English).
14. Markovskiy, N. I. (1981). *Paleogeograficheskiy prognoz neftegazonosnosti*. Moscow, Nedra Publ., 224 p. (In Russian).
15. Kuznetsov, V. G. (1992). *Prirodnye rezervuary nefi i gaza karbonatnykh otlozheniy*. Moscow, Nedra Publ., 240 p. (In Russian).
16. Makedonov, A. V. (1985). *Metody litofatsial'nogo analiza i tipizatsiya osadkov gumidnykh zon*. Leningrad, Nedra Publ., 243 p. (In Russian).
17. Nezhdanov, A. A., Tumanov, N. N., & Kornev, V. A. (1985). *Anomal'nye razrezy bazhenovskoy svity i ikh seysmogeologicheskaya kharakteristik. Seysmorazvedka dlya litologii i stratigrafii*. Tyumen, ZapsibNIGNI Publ., pp. 64-71. (In Russian).
18. Sokolovskiy, A. P., & Sokolovskiy, R. A. (2002). *Anomal'nye tipy razrezov bazhenovskoy i tutleymskoy svit v Zapadnoy Sibiri. Vestnik nedropol'zovatelya Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga*, (11), pp. 64-67. (In Russian).
19. Popov, I. P. (2013). *Novye tekhnologii v neftegazovoy geologii i razrabotke mestorozhdeniy*, Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 319 p. (In Russian).

20. Sirotenko, L. V., & Sirotenko, O. I. (2001). Geologicheskie faktory nefte-gazonosnosti glinistykh tolshch na bol'shikh glubinakh. *Geologiya nefti i gaza*, (5), pp. 13-24. (In Russian).

21. Gladysheva, Ya. I. (2017). Analysis of the macroheterogeneity of the Senonian deposits of the Medvezhye field. Tyumen 2017 EAGE: scientific and practical conference, April, 19-21, 2017. Tyumen, pp. 16-20. (In Russian).

22. Rodivilov, D. B., Kokarev, P. N., & Mamyashev, V. G. (2018). Non-traditional reservoir of the Lower-Berezovskaya subformation and its searching criteria. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 37-44 (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2018-3-37-44

23. Nersesov, S. V., Nezhdanov, A. A., Ogibenin, V. V., & Rodivilov, D. B. (2019). Gas hydrate containing formations of the Medvezhye field (West Siberia): development prospects. *Gas Industry*, (8(788)), pp. 48-55. (In Russian).

Информация об авторе

Information about the author

Яна Игоревна Гладышева, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, GladyshevaYI@gmail.com, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8019-5554>

Yana I. Gladysheva, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, GladyshevaYI@gmail.com, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8019-5554>

Статья поступила в редакцию 21.04.2023; одобрена после рецензирования 27.04.2023; принята к публикации 02.05.2023.

The article was submitted 21.04.2023; approved after reviewing 27.04.2023; accepted for publication 02.05.2023.