

Углеводородные скопления ачимовских отложений северных регионов Западной Сибири

С.А. Пуанова
Институт проблем нефти и газа РАН
punanova@mail.ru

Аннотация
В статье рассмотрены особенности углеводородных скоплений ачимовских отложений северных регионов Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ). Приводится литофациальная характеристика комплекса, подчеркивается комбинированный сложный тип ловушек (клиноформы), оценивается нефтегазоматеринский потенциал ачимовского нефтегазоносного комплекса (НГК). Охарактеризованы количественные показатели крупности скоплений. Выделены зоны распространения флюидов различного фазового состояния и физико-химических свойств.

Ключевые слова
achimovskie отложения, нефтегазоносные комплексы, нефть, комбинированные ловушки, Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн.

нефтегазоносной области и прилегающих регионов, генерационные параметры органического вещества ачимовских отложений.

Материалы и методы
Материалы исследования: аналитическая база данных свойств нефтей и конденсатов ачимовских отложений Надым-Тазовской

Методы исследования: сопоставление по геохимическим данным параметров нефтегазоносности комплекса, картографические построения, графическое изображение зависимостей геохимических параметров и крупности углеводородных скоплений.

Для цитирования:
С.А. Пуанова. Углеводородные скопления ачимовских отложений северных регионов Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2020. №3. С. 10-13. DOI:10.24411/2076-6785-2019-10081.

Поступила в редакцию: 08.04.2020

ГЕОLOGY

UDC 553.98(571.1) | Original Paper

Hydrocarbon accumulations of Achimov sediments northern regions of Western Siberia

Svetlana A. Punanova
Institute of Oil and Gas Problems, Russian Academy of Sciences
punanova@mail.ru

Abstract
The article considers the features of hydrocarbon accumulations of the Achimov deposits of the northern regions of the West Siberian oil and gas basin (OGB). The lithofacial characteristic of the complex is given, the combined complex type of traps (clinoforms) is emphasized, the oil and gas potential of the Achimov oil and gas bearing complex (OGC) is estimated. Quantitative indicators of the size of accumulations are characterized. The zones of distribution of fluids of various phase states and physicochemical properties are identified.

Keywords
Achimov deposits, oil and gas bearing complex, oil, combined traps, West Siberian oil and gas basin.

region and adjacent regions, generation parameters of the organic matter of the Achimov deposits.

Materials and methods
Research materials: analytical database of properties of oils and condensates of the Achimov deposits of the Nadym-Tazov oil and gas

Research methods: comparison of the oil and gas parameters of the complex according to geochemical data, cartographic constructions, graphical depiction of the dependences of geochemical parameters and the size of hydrocarbon accumulations.

For citation:
Svetlana A. Punanova.
Hydrocarbon accumulations of Achimov sediments northern regions of Western Siberia // Ekspozitsiya Net' Gaz = Exposition Oil Gas, 2020, issue 3, pp.10-13. (In Russ.). DOI:10.24411/2076-6785-2019-10081.

Received: 08.04.2020

Несмотря на то, что неокомский НГК в Западной Сибири изучен относительно полно, ачимовские отложения, приуроченные к низам нижнемеловых толщ (берриас-нижний валанжин) и распространенные практически на территории всей Западной Сибири, продолжают оставаться недостаточно освещенными. По данным, приводимым в работе [1] по прогнозным ресурсам НГК Западной Сибири, на ачимовский комплекс приходится 18% нефти, 10% газа и 36% конденсата от начальных суммарных ресурсов региона, контролируемых преимущественно ловуш-

ками литологической морфологии. Потенциальные ресурсы ачимовских залежей оцениваются как минимум в 5 млрд т нефти, 4, 8 трлн м³ газа и 1 млрд т конденсата. Площадь распространения ачимовской толщи

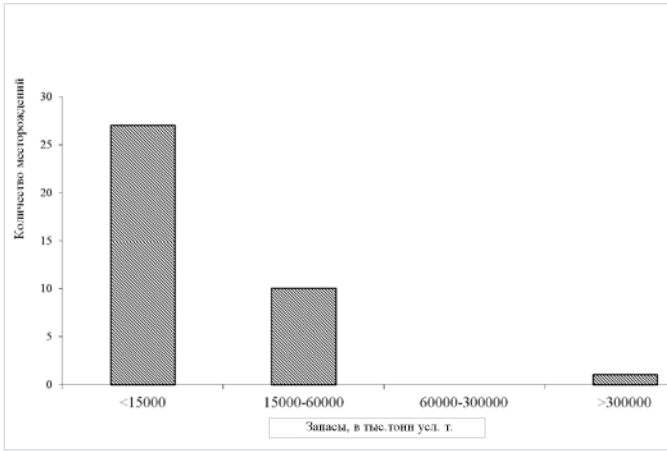


Рис. 1 — Частотный график распределения запасов УВ в ачимовских отложениях
Fig. 1 — Frequency graph of the distribution of hydrocarbon reserves in Achimov deposits

в пределах Ямало-Ненецкого автономного округа составляет более 200 тыс. кв. км.

Литофациальные особенности ачимовских отложений

Ачимовская толща, залегающая на глубинах 2500–4000 м, представлена пластами плотных мелкозернистых песчаников с глинисто-карбонатным цементом, разделенных пропластками глин различной толщины (10–15 м). Характерной особенностью ачимовских отложений является клиноформное строение ловушек, литологическая невыдержанность, а также изменчивая мощность и неравномерное распространение. А.А. Поляков и др. [2] на основе анализа 1200 залежей проводят деление ловушек по «морфологическому» их строению, так как именно эти признаки важны на стадии разведки, когда основной задачей является выявление формы ловушки, вмещающей залежь УВ. Согласно предлагаемой классификации залежей нефти и газа, ловушки клиноформного строения относятся к группе литогенетических, к подгруппе несводовых, к типу – линз и полостей и классу седиментационных.

Существуют разные точки зрения на условия формирования ачимовской толщи [3, 4]. Одни исследователи основываются на глубоководности накопления ачимовской толщи, которая, судя по данным бурения и сейсморазведки, представляет собой совокупность разновозрастных песчано-алевритовых линз, формировавшихся внутри глубоководных глин на восточном склоне ранне-неокомского глубоководного бассейна. Песчано-алевритовые линзы ачимовских пластов ограничены со всех сторон глинистыми экранами от синхронных мелководно-шельфовых песчаных пластов. Выделяется четыре зоны максимальных мощностей ачимовской толщи, которые не контролируются современным структурным планом и разделяются участками частичной или полной глинизации разреза. Линзовидно-турбидитная глубоководно-морская природа ачимовской толщи до сих пор оспаривается некоторыми геологами, которые отмечают, что на севере Западной Сибири ачимовская толща по всем признакам

отвечает фациям русел, дельт, аванделът и мелкого моря.

Нефтегазоносность ачимовских отложений

Многие исследователи рассматривают ачимовские отложения как самостоятельный НГК. Об этом свидетельствует наличие мощной глинистой покрышки, перекрывающей ачимовскую толщу, и линзовидное строение ачимовских резервуаров-ловушек, не имеющих гидродинамической связи с шельфовыми пластами [1, 3, 5]. А.А. Нежданов с соавторами [5] установили региональные критерии размещения ачимовских ловушек, которые контролируются стратиграфическими, палеобатиметрическими и морфологическими особенностями, т.е. являются сложными комбинированными, формирование которых обусловлены несколькими факторами. В качестве наиболее перспективных объектов следует рассматривать ачимовские депоцентры — зоны повышенных толщин песчано-алевритовых пород, где формируются залежи, имеющие важное промышленное значение; ачимовский комплекс здесь является основным нефтегазоносным объектом. В связи с этим прогноз и картирование таких зон признано одной из наиболее важных задач при изучении нефтегазоносности этих отложений. В работах [6] и др. отмечаются сложности при разработке ачимовских залежей, связанные глубоководными условиями их залегания и обусловленные в связи с этим низкими параметрами проницаемости и пористости. Кроме того, в продуктивных пластах выявлены аномально высокие пластовые давления, что также затрудняет разработку залежей.

Нефтегазоносность ачимовской толщи была установлена уже на первых этапах освоения Западно-Сибирского НГБ. Нефтегазопроявления и непромышленные притоки углеводородов обнаружены в ачимовских отложениях более чем на 100 площадях, а балансовые запасы УВ приняты на 90 месторождениях. Одним из наиболее интересных районов развития ачимовских отложений является Восточно-Уренгойская зона [7]. В этой зоне залежи характеризуются различным

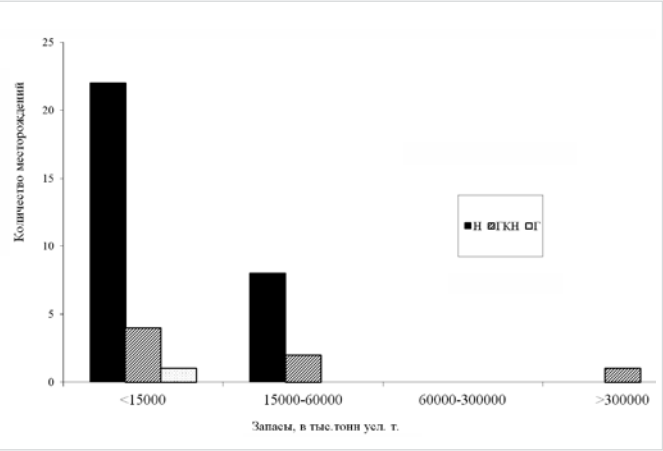


Рис. 2 — Частотный график распределения запасов УВ в ачимовских отложениях с учетом фазового состояния залежи
Fig. 2 — Frequency graph of the distribution of hydrocarbon reserves in Achimov deposits, taking into account the phase state of the deposit

фазовым состоянием, что возможно связано с неотектоническими процессами в северной части Западно-Сибирской плиты, когда преимущественно нефтяные скопления отчасти растворялись и отжимались в более пониженные участки водорастворенным газом, аккумулируясь в зонах литологических барьеров [1, 7]. Большинство нефтегазоперспективных объектов в ачимовской толще представляют собой сложнопостроенные неантиклинальные ловушки, резервуарами для залежей УВ в которых служат литологически-экранированные песчаные пласты.

Для уточнения характера нефтегазоносности Надым-Тазовской НГО нами были детально изучены кадастровые материалы. В результате обобщения большого фактического материала построена серия графиков (рис. 1, 2) и выявлены прогнозные границы распространения нефтей и конденсатов в ачимовских отложениях Надым-Тазовского региона [8].

Статистическая обработка распределения геологических запасов по площади и разрезу ачимовских отложений севера Западной Сибири показала, что здесь выявлены нефтяные (Н), газоконденсатнонефтяные (ГКН) и газовые (Г) месторождения с мелкими (<5000–15000), средними (15000–60000) и уникальными (>300000) запасами (в тыс. тонн усл. т.). Количество залежей с мелкими запасами существенно выше, чем со средними и уникальными; отсутствует категория крупных запасов (60000–300000); по фазовому состоянию — нефтяные скопления по запасам в основном мелкие и средние, а ГКН — мелкие, средние и одно уникальное. Распределение залежей по запасам не соответствует закону Парето [8], что свидетельствует о неодооткрытии здесь еще ряда залежей и месторождений с высокими запасами. Близкие выводы были получены группой авторов при исследовании месторождений УВ зоны сочленения Западно-Сибирской и Сибирской платформ [9].

Анализ распространения нефтей различной плотности и УВ скоплений различного фазового состояния по площади изучаемой территории показал следующее. В центральной части региона расположена зона развития

ГКН залежей, залегающих на глубинах от 2743 м до 4059 м. Увеличение глубины залегания происходит с юга на север и северо-восток. В эту зону входят такие крупные месторождения, как Уренгойское, Восточно-Уренгойское, Самбургское, Есетинское, Северо-Пуровское, Ямсовейское, Ево-Яхинское, а также менее крупные – Вьюжное, Стерховое и некоторые другие. Газ в залежах как свободный, так и в виде газовых шапок. Конденсатный фактор изменяется от 220 до 430 г/м³, а плотность конденсата варьирует от 0,63 до 0,78 г/см³. Более глубокопогруженные залежи в ачимовских отложениях на месторождениях Самбургское, Северо-Самбургское и Непонятое (глубины от 3710 до 4059 м) можно охарактеризовать как переходные от конденсатных к сверхлегким и легким нефтям.

Основные нефтяные месторождения встречены южнее развития зоны ГКН залежей. Однако наличие флюидов переходного типа севернее в пластах Ач3 и Ач4 на Ямбургской площади, чисто нефтяных скоплений западнее на Восточно-Медвежьем и Южно-Хулымском месторождениях (в пластах Ач1 и Ач3-4), а также восточнее на месторождениях Юмантыльское, Западно-Таркосалинское и других позволило нам оконтурить Уренгойско-Самбургскую зону развития конденсатных скоплений с севера и запада и протянуть зону развития нефтяных скоплений в ачимовских отложениях не только на юг, но и западнее и восточнее. В этом проявляется существенное отличие зон распространения ГКН скоплений в юрских и ачимовских отложениях. Глубины залегания нефтяных залежей варьируют от 2662 м на месторождении Губкинское до 3786 м на месторождении Ямбургское.

По плотностным характеристикам нефтей выделяются три зоны: сверхлегкие нефти – плотность равна или меньше 0,82 г/см³, легкие нефти – плотность изменяется от 0,82 до 0,85 г/см³ и средние нефти с плотностью

от 0,85 до 0,87 г/см³. Зона нефтей со средней плотностью, куда входят месторождения Пякутинское, Крайнее, Северо-Соимлорское, Северо-Пямалияхское и др., расположена на юге изучаемого региона. Наиболее широкой полосой по территории распространены легкие нефти. Это месторождения Ямбургское, Северо-Медвежье, Новогоднее, Апакопурское, Вынгайхинское и др. А зона сверхлегких нефтей протягивается довольно узкой полосой, окаймляя зону развития конденсатных и нефтегазоконденсатных скоплений. Это месторождения Комсомольское, Верхнехарловское, Губкинское, Южно-Таркосалинское, Еты-Пуровское и др.

Практически все исследованные нефти являются малопарафинистыми – до 5%, низкосернистыми – до 0,5%, с невысоким содержанием асфальтово-смолистых компонентов – до 12,8 %. Конденсаты ачимовских залежей Уренгойского месторождения согласно [10], имеют утяжеленный состав. Остаток свыше 360°C достигает 12–22,5%. Молекулярная масса изменяется от 128 до 183. Плотность варьирует в диапазоне 0,7852–0,8293 г/см³. Содержание серы низкое, не превышает 0,042 %, а твердых парафинов относительно высокое – 3,3–7 %. В групповом углеводородном составе преобладают метановые углеводороды (40–43 %) на высоком фоне наftenовых (37–39%) и ароматических (19–20%). Показатели катагенетической преобразованности (Ts/Tm, MOR/HOP, Ki) указывают на генерацию исследованных флюидов в зоне «нефтяного окна». Конденсаты по генетическому показателю и параметрам зрелости сходны с нефтями тех же скважин и отложений.

Геохимическая характеристика ОБ ачимовских отложений

Вопрос о принадлежности ачимовских глинистых пород к нефтематеринским до настоящего времени остается открытым из-за отсутствия достаточного фактического

материала. Исследованные образцы аргилитов имеют невысокое или близкое к нижнему пределу потенциально нефтематеринской породы содержание Сорг — 0,61–2,41%. Величина S1 (содержание нефти в глинистой породе), одна из главных показателей нефтегенерационных свойств породы, в этих отложениях также очень мала и составляет 0,07–0,57 кг нефти на тонну породы (в среднем около 0,20 кг/т), что значительно ниже эмиграционного барьера в 4,5 кг/т (по данным Тиссо и Вельте, 1981 г.). В этой связи нами был проанализирован дополнительно геохимический фактический материал по ачимовским и ниже-среднеюрским отложениям (данные В.А. Скоробогатова, 1997) и построена серия графиков, иллюстрирующих геохимические особенности процессов нефтегазоаккумуляции в юрских и нижнемеловых отложениях на территории п-ова Ямал.

Общая оценка степени термической зрелости и типов ОБ проведена по соотношению изопреноидов и *n*-алканов. Изучена зависимость значений водородного индекса HI от Tmax с учетом типов ОБ и значений R0. Выводы, сделанные на основании УВ состава органического вещества (ОВ) с привлечением данных пиролиза подтверждаются при анализе зависимости Tmax от глубины залегания отложений на различных площадях (рис. 3). Изменение ОБ в ачимовских отложениях на площадях Малыгинская и Сядорская соответствует зоне "нефтяного окна". Эти данные могут свидетельствовать о возможности генерации нефтяных УВ непосредственно в ачимовской толще. Наличие нефтематеринских отложений и степень их катагенетического преобразования позволяют считать ачимовский продуктивный комплекс вполне самостоятельным. ОБ ачимовских отложений характеризуется умеренным катагенезом, смешанным сапропелево-гумусовым составом. На п-ове Ямал на глубинах 3800 м прогнозируются нефтяные, а ниже до 4500 м – газоконденсатнонефтяные скопления. На Уренгойском поднятии по данным пиролиза граница главной зоны нефтеобразования опущена до глубин 4250 м на Уренгойской и Тюменской площадях и до 4750 м на Самбургской и Геологической [11].

Распространение в ачимовской толще разномасштабных по запасам месторождений контролируется в основном литофациальным фактором – наличием депоцентральных клиноформных зон меридионального простирания.

Итоги

Ачимовская толща северных регионов Западно-Сибирского НГБ характеризуется резкой фациальной неоднородностью и клиноформным строением. Большинство залежей связаны со сложнопостроенными комбинированными неантиклинальными ловушками, а резервуарами для них служат литологически-экранированные песчаные пласты. В границах северной части Западно-Сибирского НГБ в ачимовских отложениях выделены зоны распространения флюидов различного фазового состояния и различных физико-химических свойств: нефтяная и переходная ГКН. ОБ ачимовских отложений на

п-ове Ямал характеризуется умеренным катагенезом и смешанным сапропелево-гумусовым составом и отвечает зоне «нефтяного окна». Здесь на глубинах до 3800 м прогнозируются нефтяные скопления, а ниже до 4500 м — ГКН.

Выводы

Геохимическая типизация углеводородных флюидов из ачимовских отложений северных регионов Западно-Сибирского НГБ способствует более детальной оценке перспектив нефтегазоносности территории и качества сырья, а совершенствование методов раздельного прогноза, т.е. установление типа флюидов, важно при выработке методики разработки и эксплуатации залежи. Приуроченность скоплений ачимовского НГК к комбинированным ловушкам клиноформного генезиса определяет направленность и активизацию поисково-разведочных работ на прогноз и оконтуривание ловушек подобной морфологии.

Литература

1. Бородин В.Н., Курчиков А.Р. К вопросу уточнения западной и восточной границ ачимовского клиноформного комплекса

Западной Сибири // Геология и геофизика, 2015, т. 56, №9. С. 1630–1642.
2. Поляков А.А., Колосков В.Н., Фончикова М.Н. К вопросу о классификации залежей нефти и газа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2015. Т. 10. №1. http://www.ngtp.ru/rub/6/7_2015/pdf
3. Жарков А.М.: Особенности геологического строения и прогноз распространения залежей углеводородов в ачимовской толще Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2016. Т. 11. №4. http://www.ngtp.ru/rub/4/51_2016.pdf
4. Ермаков В.И., Скоробогатов В.А., Соловьев В.Н. Геолого-геохимические и тектонические факторы прогноза газонасности севера Западной Сибири. М.: 1997. 134 с.
5. Нежданов А.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А., Горбунов С.А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. М.: Изд-во Академии горных наук. 2000. 245 с.
6. Петрова Н.В., Ершов С.В., Карташова А.К., Шестакова Н.И. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности ачимовской толщи Западно-Нерутинской нефтегазоносной зоны // Геология нефти и газа. 2018. №2. С. 41–50.

7. Бочкарев В.С. Палеобатиметрические условия формирования ачимовской толщи Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1999. №5. С 23–27.
8. Пуланова С.А., Виноградова Т.Л. Особенности распределения геологических ресурсов по газонефтеносным комплексам северных регионов Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2008. №3. С. 20–30.
9. Ульмасвай Ф.С., Сидорчук Е.А., Добрынина С.А. Естественные классы крупности запасов УВ зоны сочленения Западной Сибири и Сибирской платформы // Экспозиция. Нефть. Газ. 2020. №1. С. 9–13.
10. Федорова Г.С., Костякова Л.С., Субботина М.Е. Исследование углеводородных флюидов ачимовских отложений Уренгойского месторождения. Сб. научн. трудов “Изучение углеводородных систем сложного состава”. М.: ОАО Газпром и ООО ВНИИГАЗ. 2000. С. 48–58.
11. Шустер В.Л., Пуланова С.А. Обоснование перспектив нефтегазоносности юрско-палеозойских отложений и образований фундамента Западной Сибири // Георесурсы. 2016. Т. 18. №4. Ч. 2. С. 337–345.

ENGLISH

Results

The Achimov stratum of the northern regions of the West Siberian OGB is characterized by a sharp facies heterogeneity and a wedge-shaped structure. Most of the deposits are associated with complex-built combined non-anticlinal traps, and lithologically-shielded sand formations serve as reservoirs for them. Within the boundaries of the northern part of the West Siberian OGB in Achimov deposits, zones of fluid distribution of various phase states and various physicochemical properties are distinguished: oil and transition gas condensate-oil. The organic matter of the Achimov deposits on the Yamal Peninsula is characterized by moderate catagenesis and mixed sapropelic-humic composition and corresponds to the “oil window” zone. Here, at depths of up to 3800 m, oil accumulations are

forecasted, and below up to 4500 m — gas condensate-oil.

Conclusions

The geochemical typification of hydrocarbon fluids from the Achimov deposits of the northern regions of the West Siberian OGB promotes a more detailed assessment of the prospects for the oil and gas potential of the territory and the quality of raw materials, and the improvement of separate forecast methods, i.e. establishing the type of fluids is important in developing methods for developing and operating a reservoir. The confinement of the Achimov OGC accumulations to the combined traps of the wedge-shaped genesis determines the direction and intensification of prospecting and exploration work for the prediction and contouring of traps of a similar morphology.

References

1. Borodkin V.N., Kurchikov A.R. On the issue of clarifying the western and eastern borders of the Achimov clinoform complex of Western Siberia. Geology and Geophysics, 2015, v. 56, issue 9, pp. 1630–1642. (In Russ.).
2. Polyakov A.A., Koloskov V.N., Fonchikova M.N. On the classification of oil and gas deposits. Oil and gas geology. Theory and practice, 2015, v. 10, issue 1. [http://www/ngtp.ru/rub/6/7_2015/pdf](http://www.ngtp.ru/rub/6/7_2015/pdf). (In Russ.).
3. Zharkov A.M. Features of the geological structure and prognosis of the spread of hydrocarbon deposits in the Achimov strata of Western Siberia. Oil and gas geology. Theory and practice, 2016, v. 11, issue 4. http://www.ngtp.ru/rub/4/51_2016.pdf. (In Russ.).
4. Ermakov V.I., Skorobogatov V.A., Soloviev V.N. Geological, geochemical and tectonic

factors for the forecast of gas content in the north of Western Siberia. M.: 1997, 134 p. (In Russ.).
5. Nezhdanov A. A., Ponomarev V. A., Turenkov N. A., Gorbunov S. A. Geology and oil and gas potential of the Achimov strata of Western Siberia. M.: Publishing House of the Academy of Mining Sciences, 2000, 245 p. (In Russ.).
6. Petrova N.V., Ershov S.V., Kartashova A.K., Shestakova N.I. Geological structure and prospects of oil and gas potential of the Achimov strata of the West Nerutinsk oil and gas zone. Geology of oil and gas, 2018, issue, 2, pp. 41–50. (In Russ.).
7. Bochkarev V.S. Paleobatimetric conditions for the formation of the Achimov sequence of Western Siberia. Geology, geophysics and development of oil fields. 1999, issue 5, pp. 23–27. (In Russ.).
8. Punanova SA, Vinogradova T.L. Features of

the distribution of geological resources in oil and gas complexes of the northern regions of Western Siberia. Geology of oil and gas, 2008, issue 3, pp. 20–30. (In Russ.).
9. Ulmasvay F.S., Sidorchuk E.A., Dobrynina S.A. Natural size classes of hydrocarbon reserves in the junction zone of Western Siberia and the Siberian platform. Exposition Oil Gas, 2020, issue 1, pp. 9–13. (In Russ.).
10. Fedorova G.S., Kostyakova L.S., Subbotina M.E. Study of hydrocarbon fluids of the Achimov deposits of the Urengoy field. Sat scientific proceedings “Study of complex hydrocarbon systems”. M.: Gazprom and VNIIGAZ, 2000, pp. 48–58. (In Russ.).
11. Schuster V.L., Punanova S.A. Justification of the prospects of oil and gas potential of the Jurassic-Paleozoic deposits and basement formations in Western Siberia. Georesources, 2016, v. 18, issue 4, part 2, pp. 337–345. (In Russ.).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Светлана Александровна Пуланова, д.г.-м.н., ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН), Москва, Россия
Для контактов: punanova@mail.ru

Svetlana A. Punanova, Sc.D., leading researcher, Institute of Oil and Gas Problems RAS, Moscow, Russian Federation
Corresponding author: punanova@mail.ru

Рис. 3 — Зависимость Tmax от глубины залегания отложений
Площади: 1. Малыгинская (ачим.); 2. Сядорская (ачим.); 3. Тарминская (j1-2); 4–6. Харасавейская (j1-2); 7, 8. Бованенковская (j1-2)
Fig. 3 — Dependence of Tmax on the depth of deposits