

УДК 550.3+550.8

DOI 10.31087/0016-7894-2018-5-29-35

Температурный режим нефтегазоносных отложений северной части Западно-Сибирской плиты

© 2018 г. | С.В. Воробьев¹, П.А. Горбунов², О.В. Максименко¹, Д.Я. Хабибуллин³

¹ООО «Газпром геологоразведка», Тюмень, Россия; s.vorobyev@ggr.gazprom.ru; o.maksimenko@ggr.gazprom.ru;

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия; razpas@mail.ru;

³ПАО «Газпром», Москва, Россия; D.Khabibullin@adm.gazprom.ru

Поступила 26.12.2017 г.

Принята к печати 21.05.2018 г.

Ключевые слова: *Западная Сибирь; Ямало-Ненецкий АО; пластовая температура; прогнозирование; продуктивный комплекс; месторождение; нефть; газ.*

На основе обобщения и систематизации данных термометрических исследований, проведенных в поисковых и разведочных скважинах, выполнено районирование территории Ямало-Ненецкого АО в зависимости от характера изменения пластовых температур в плане и разрезе осадочного чехла. На основе комплексирования результатов районирования, данных поискового и разведочного бурения, а также материалов сейсмических исследований МОГТ построен набор карт изотерм масштаба 1 : 500 000 по кровлям основных нефтегазоносных комплексов, которые могут применяться для прогнозирования пластовых температур в пределах перспективных, не изученных бурением площадей.

Для цитирования: Воробьев С.В., Горбунов П.А., Максименко О.В., Хабибуллин Д.Я. Температурный режим нефтегазоносных отложений северной части Западно-Сибирской плиты // Геология нефти и газа. – 2018. – № 5. – С. 29–35. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-29-35.

Thermal conditions of oil and gas deposits in the northern part of the West Siberian plate

© 2018 | S.V. Vorob'ev¹, P.A. Gorbunov², O.V. Maksimenko¹, D.Ya. Khabibullin³

¹ООО «Gazprom geologorazvedka», Tyumen, Russia; s.vorobyev@ggr.gazprom.ru; o.maksimenko@ggr.gazprom.ru;

²Federal State Budget Educational Institution of Higher Education «Industrial University of Tyumen», Tyumen, Russia; razpas@mail.ru;

³Gazprom, Moscow, Russia; D.Khabibullin@adm.gazprom.ru

Received 26.12.2017

Accepted for publication 21.05.2018

Key words: *Western Siberia; Yamal-Nenets Autonomous District; reservoir temperature; forecast; productive complex; hydrocarbon field; oil; gas.*

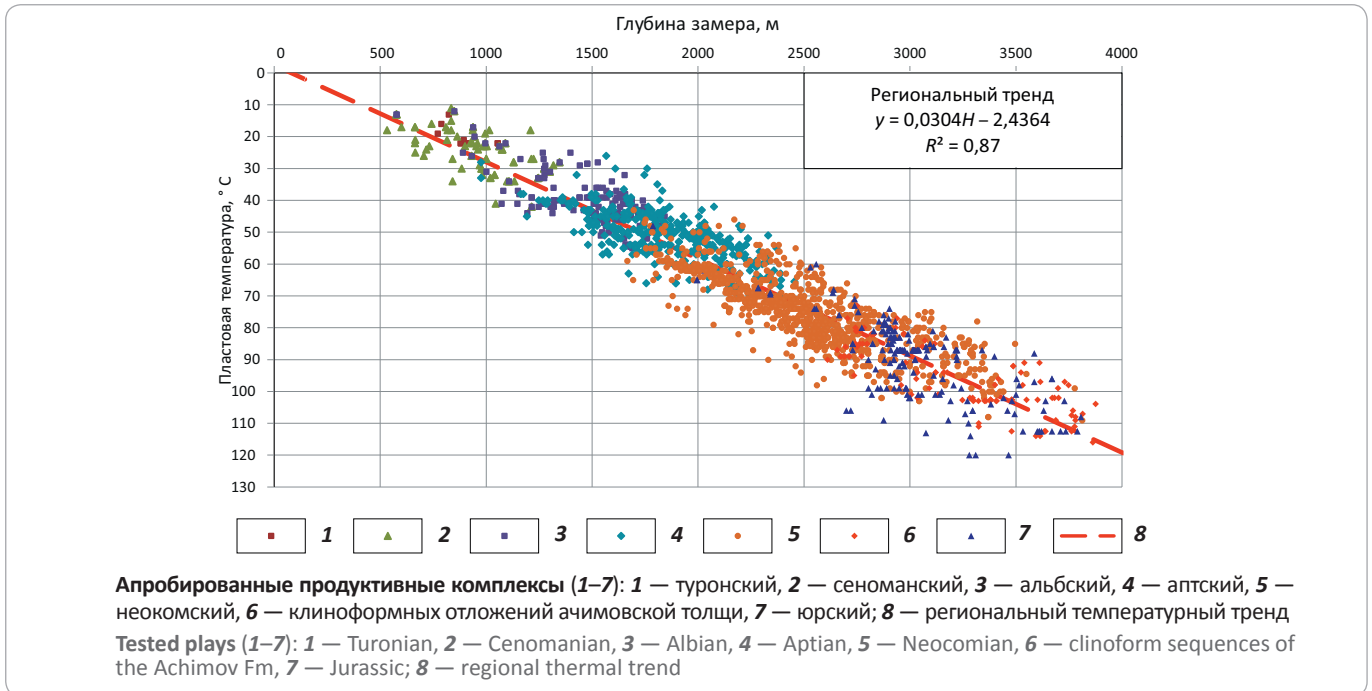
The article describes the vertical and lateral regularities of reservoir temperatures changes in the sedimentary cover of the northern part of the West Siberian Plate (the territory of the Yamal-Nenets Autonomous District). According to generalization and systematization of the results of temperature surveys carried out in exploration wells, the authors conducted zoning of the territory of the Yamal-Nenets Autonomous District. Zoning describes the vertical and lateral changes of reservoir temperatures within sedimentary complexes containing main hydrocarbons resources. The established patterns are based on the regularity, according to which the reservoir temperatures in sedimentary cover section are approximated by linear equation. At the same time, the authors took into account the features of the tectonic and oil and gas geological zoning of the study area. Combining the thermo-zoning results and data from prospecting and exploration wells, as well as the materials of seismic studies, a set of 1 : 500 000 isotherm maps over the tops of major oil and gas bearing complexes in the north of Western Siberia was built. These maps can be used to predict reservoir temperatures in the promising areas not studied by drilling. Such information is necessary for the preliminary assessment of resources in new oil and gas deposits and for calculation of mud parameters. The obtained results are of great interest for geologists who are involved in planning of geological exploration and evaluation of the mineral resource base.

For citation: Vorob'ev S.V., Gorbunov P.A., Maksimenko O.V., Khabibullin D.Ya. Thermal conditions of oil and gas deposits in the northern part of the West Siberian plate. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(5):29–35. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-29-35.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 1. Зависимость изменения пластовой температуры от глубины залегания продуктивных отложений в северных районах Западно-Сибирской плиты (Ямало-Ненецкий АО)

Fig. 1. Reservoir temperature as a function of depth of pay zone occurrence in the northern regions of the West Siberian Plate (Yamal-Nenets AO)



Температурные условия недр во многом определяют фазовое состояние углеводородных систем, а также физико-химические свойства насыщающих их пластовых флюидов, т. е. оказывают значительное влияние на нефтегазоносность отложений осадочного чехла и вулканогенно-осадочных образований доюрского комплекса.

Пластовая температура относится к одному из подсчетных параметров газовых месторождений. Кроме того, сведения о значениях пластовых температур крайне важны в нефтепромысловой геологии. Ее вариации в пределах залежей нефти и газа обуславливают изменения объемов газа, жидкости и вмещающих их пород. Повышение температуры вызывает снижение вязкости нефти и воды и увеличение вязкости газа. При росте температуры в замкнутом резервуаре повышается и пластовое давление. Изменения пластовой температуры определяют фазовые соотношения в залежах и растворимость газов в нефти и воде. Уменьшение пластовой температуры приводит к выпадению в призабойных зонах скважин конденсата, вязкой нефти и парафина, что осложняет добычу углеводородов.

Особенности термических условий недр Западной Сибири рассмотрены в многочисленных научных работах А.Р. Курчикова, Б.П. Ставицкого, И.И. Нестерова, А.А. Нежданова, В.А. Скоробогатова, А.Д. Дучкова, С.И. Сергиенко и ряда других исследователей [1–5].

Результаты поисково-разведочных работ на нефть и газ свидетельствуют о существенных изме-

нениях пластовых температур как в плане, так и в разрезе осадочного чехла Западно-Сибирской плиты. При этом наиболее контрастные вариации данного параметра зафиксированы на месторождениях нефти и газа, открытых в пределах северной части, соответствующей территории Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО).

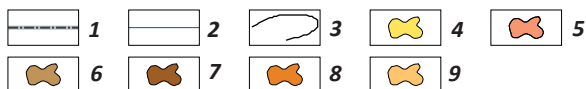
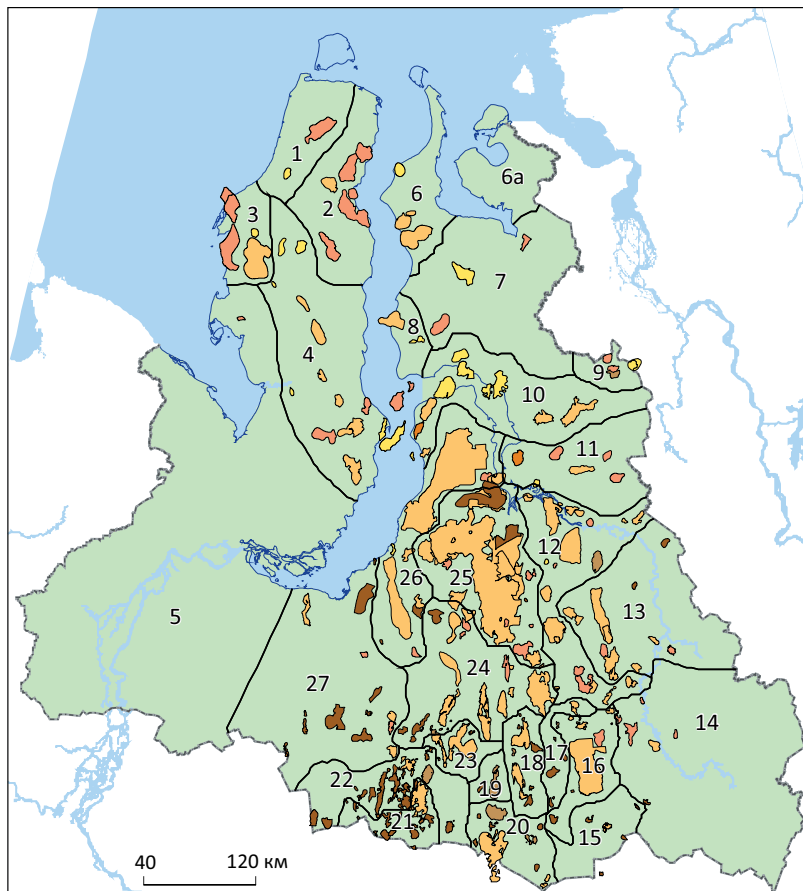
Главной задачей выполненного исследования являлось выявление основных региональных закономерностей изменения пластовых температур как в плане, так и в разрезе осадочного чехла, установленных на основе обобщения и систематизации многочисленных результатов термометрических исследований, проведенных в поисковых и разведочных скважинах на более чем 200 месторождениях нефти и газа, открытых в пределах ЯНАО.

График, отображающий изменения пластовой температуры в зависимости от глубины залегания продуктивных отложений в пределах северной и приполярной частей Западной Сибири, свидетельствует о закономерном увеличении пластовых температур по мере погружения осадочных комплексов (рис. 1).

Коэффициент детерминации (R^2), определяющий статистическую достоверность аппроксимирующей функции, составляет 0,87. Кроме того, согласно критерию Фишера (уровень значимости 0,05), данная модель регрессии является статистически значимой ($F > F_{кр}$). Тем не менее, как следует из рис. 1, отмечается существенный разброс значений измеренных пластовых температур, обуславливающий значительные

Рис. 2. Схема районирования северной части Западно-Сибирской плиты по особенностям изменения пластовых температур с глубиной (Ямало-Ненецкий АО)

Fig. 2. Scheme of the northern part of the West Siberian Plate zonation according to formation temperature variations with depth (Yamal-Nenets AO)



Границы (1–3): 1 — Ямало-Ненецкого АО, 2 — акваторий, 3 — зон; **месторождения (4–9):** 4 — газовые, 5 — газоконденсатные, 6 — газонефтяные, 7 — нефтяные, 8 — нефтегазовые, 9 — нефтегазоконденсатные

Boundaries (1–3): 1 — Yamal-Nenets AO, 2 — water areas, 3 — zones; **fields (4–9):** 4 — gas, 5 — gas condensate, 6 — gas-oil, 7 — oil, 8 — oil-gas, 9 — oil and gas condensate

погрешности при решении обратной задачи их прогнозирования в ходе проведения поисково-разведочных работ. Так, рассчитанная средняя ошибка аппроксимации составляет 9,4 %. Максимальные же ошибки аппроксимации, особенно в верхней части разреза (отложения сеноманского продуктивного комплекса), изменяются от 53 до 100 %.

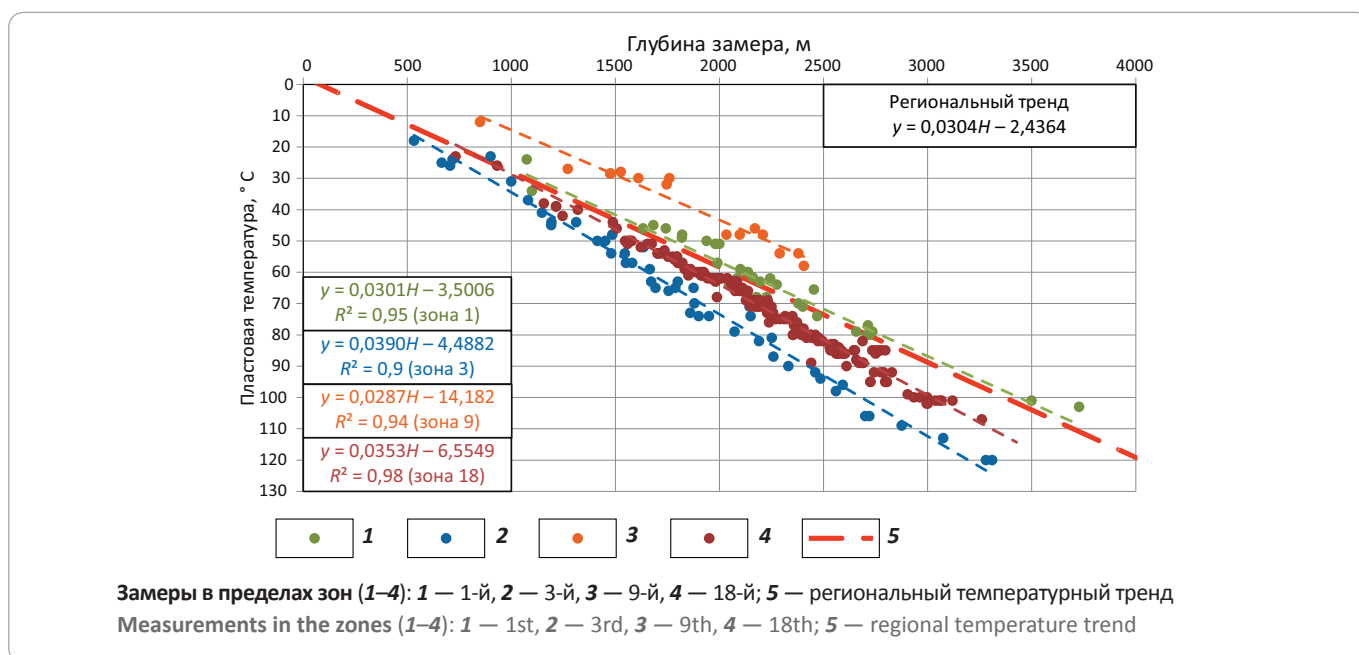
Для повышения точности прогноза (оценки) пластовых температур авторами статьи было выполнено районирование территории ЯНАО по характеру изменения пластовых температур как в плане, так и в разрезе осадочного чехла. Выделение зон осуществлялось на основе сопоставления и группирования результатов замеров пластовых температур на сопредельных месторождениях. При этом объединение данных проводилось таким образом, чтобы получить

наиболее высокое значение коэффициента детерминации уравнения $T_{пл} = f(H)$. Резкое уменьшение угла наклона аппроксимирующей прямой при добавлении новых данных являлось основанием для проведения между месторождениями двух различных классов, характеризующихся своими значениями геотермического градиента, границы, равноудаленной от каждого из них. При этом учитывались особенности тектонического и нефтегазогеологического районирования исследуемой территории, т. е. по возможности контуры температурных зон строились субпараллельно границам нефтегазоносных областей и районов или крупных тектонических структур.

В результате выполненных исследований территория ЯНАО была разделена на 27 зон, в пределах каждой из которых изменения температуры с

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 3. Изменения пластовых температур для зон 1, 3, 9, 18
 Fig. 3. Formation temperature variations for zones 1, 3, 9, and 18



глубиной аппроксимируются линейными функциями типа

$$T_{пл} = aH \pm b, \quad (1)$$

где: $T_{пл}$ – пластовая температура (°C); H – глубина замера температуры, м; a и b – числовые безразмерные коэффициенты.

Результаты выполненного районирования представлены на рис. 2.

Для зон 5 и 6а, слабо охарактеризованных результатами поискового бурения, оценка начальных пластовых температур осуществлялась на основе регионального тренда ($T_{пл} = 0,0304H - 2,4364$), установленного в результате анализа фактических данных (см. рис. 1).

На рис. 3 представлены графики, иллюстрирующие наиболее значимые и контрастные изменения пластовых температур в зависимости от глубин залегания продуктивных нефтегазоносных комплексов в пределах различных зон, выделенных для территории ЯНАО.

Выявленные закономерности изменения пластовых температур в зависимости от глубины залегания продуктивных отложений, а также результаты выполненного районирования послужили основой для регионального прогноза изменения термических условий нефтегазоносных комплексов в плане исследуемой территории.

Для решения поставленной задачи авторами статьи были построены региональные структурные карты масштаба 1 : 500 000 по кровлям сеноманского, аптского, неокомского и среднеюрского продуктив-

ных комплексов. Построение карт осуществлялось на основе комплексирования материалов сейсмических исследований МОГТ-2D и 3D, а также данных поискового и разведочного бурения, полученных на различных этапах геолого-геофизического изучения территории ЯНАО.

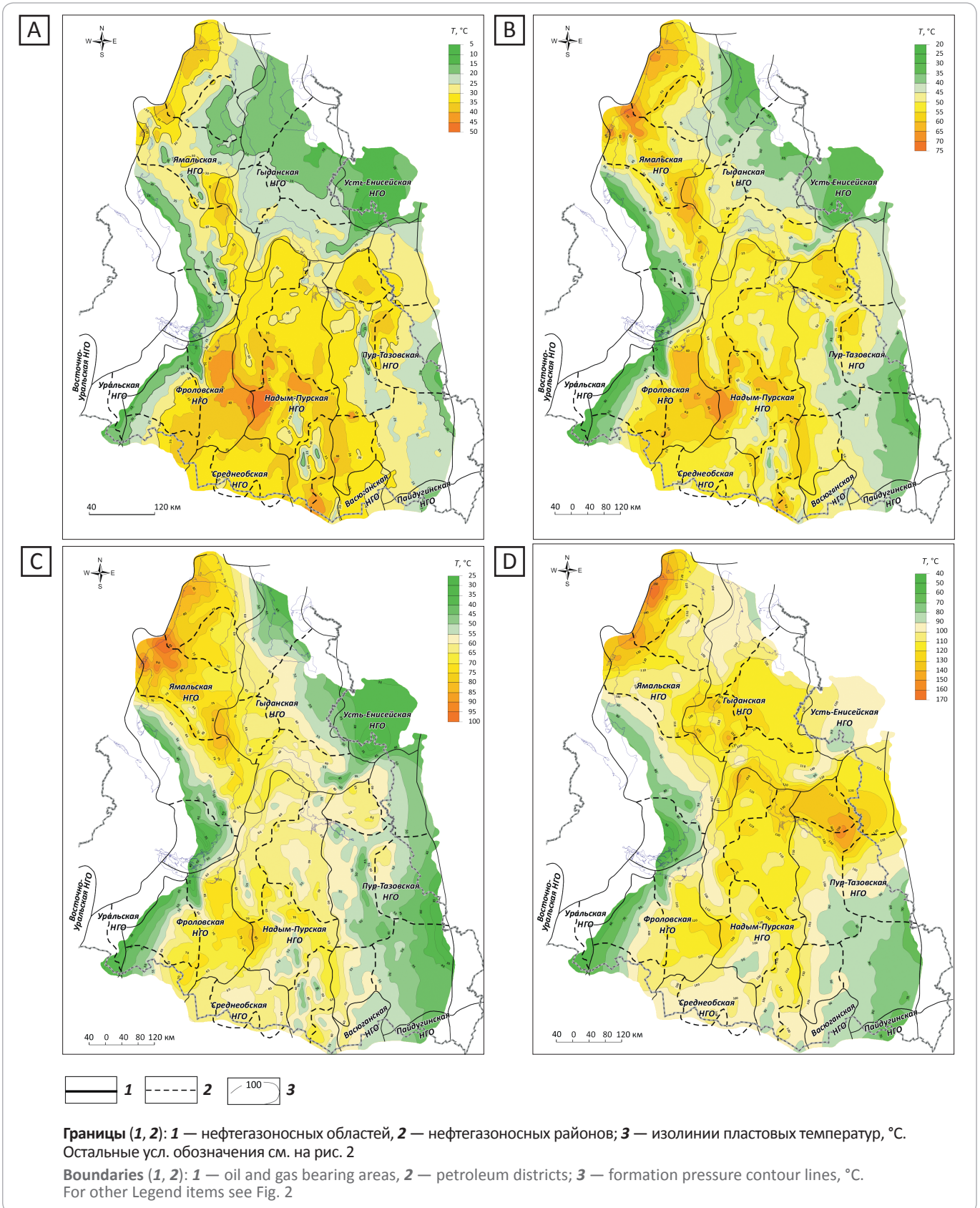
На следующем этапе структурные карты были преобразованы в карты начальных температур (рис. 4) по кровлям указанных продуктивных комплексов. Пересчет глубин в пластовые температуры осуществлялся на основе выполненного авторами статьи районирования территории ЯНАО по особенностям изменения пластовых температур от глубины по системе уравнений вида $T_{пл} = f(H)$, установленных для каждой из выделенных зон.

Если рассмотреть изменения пластовых температур в плане, то отмечаются следующие закономерности. В верхней части разреза, охватывающей отложения сеноманского, альбского, аптского и верхней части неокомского продуктивных комплексов, начальные пластовые температуры изменяются закономерно, соответствуя в общих чертах особенностям ундуляции структурных планов. При этом максимальные значения пластовых температур характерны для наиболее погруженных частей осадочного бассейна, а минимальные – сводовых и присводовых участков положительных структур.

Максимальные значения температур в пределах сеноманского продуктивного комплекса (35 °C) прогнозируются в пределах Большехетской впадины и ряда других отрицательных структур. На данном стратиграфическом уровне разреза наиболее харак-

Рис. 4. Карты начальных пластовых температур по кровлям сеноманского (А), аптского (В), неокомского (С) и среднеюрского (D) комплексов

Fig. 4. Maps of initial formation temperature over the Cenomanian (A), Aptian (B), Neocomian (C), and Middle Jurassic (D) sequences



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

терными для территории ЯНАО являются пластовые температуры около 25–35 °С. Изотерма 25 °С оконтуривает всю южную часть ЯНАО, Пур-Тазовскую и Надым-Пурскую нефтегазоносные области (НГО), а также охватывает западную часть п-ова Ямал. Минимальные пластовые температуры прогнозируются на территории Гыданского полуострова и в восточной части п-ова Ямал. При этом абсолютные температурные минимумы ожидаются в пределах Усть-Енисейского нефтегазоносного района (НГР).

В составе аптского продуктивного комплекса абсолютные максимумы пластовых температур (65 °С) прогнозируются в пределах Большехетской впадины и в северо-западной части п-ова Ямал. Минимумы пластовых температур, составляющие 35 °С и менее, зафиксированы в западной, северо-восточной и юго-восточной периферийных частях ЯНАО. Пониженные температуры (35–40 °С) также ожидаются в восточной части Гыданского полуострова.

По кровле неокотского продуктивного комплекса абсолютный максимум пластовых температур (более 90 °С) выделяется в пределах северо-западной части п-ова Ямал — район Харасавэйского месторождения. Изотермы 70–80 °С оконтуривают практически всю территорию п-ова Ямал. Для территории Гыданского полуострова, а также для центральной и южной частей ЯНАО наиболее характерны температуры от 55 до 70 °С. Абсолютные минимумы температур, не превышающие 50 °С, фиксируются в западной и юго-восточной частях ЯНАО.

В отложениях среднеюрского продуктивного комплекса максимальные пластовые температуры около 150 °С зафиксированы на Хальмер-Паютинском и Русско-Реченском месторождениях, а также прогнозируются в пределах северо-западной части п-ова Ямал. Территория Надым-Пурской НГО оконтуривается изотермой 100 °С, которая также охватывает южную часть Гыданского полуострова. Наиболее погруженные участки территории ЯНАО характеризуются небольшими по площади локальными максимумами с температурами, не превышающими 120–130 °С. Пониженные значения пластовых температур (100 °С и менее) приходятся на северную часть Гыданского полуострова, а также на большую часть Пур-Тазовской НГО.

Высокая степень неоднородности температурного поля может быть обусловлена наложением целого ряда геологических факторов. К их числу следует отнести различный возраст консолидации отдельных

блоков фундамента, изменение степени тектонической активности различных участков территории ЯНАО, фазовые переходы вещества, а также значительные изменения климата в четвертичное время.

Степень тектонической дислоцированности пород фундамента и отложений осадочного чехла оказывает существенное влияние на значение плотности теплового потока. Грабен-рифты, глубокопроникающие дизъюнктивные нарушения, а также зоны развития трещиноватости сформировали участки, благоприятные для миграции пластовых флюидов, сопровождаемой интенсивным теплопереносом, обуславливающим формирование температурных максимумов.

К числу факторов, определяющих формирование температурных минимумов, следует отнести вариации климата в четвертичное время [2], а также появление дроссельного эффекта, возникающего в результате вертикальной миграции газа в отложениях осадочного чехла. В ходе подобных перемещений происходит расширение газа, сопровождающееся уменьшением температуры. Многочисленные зоны вертикальной миграции газа, предположительно связываемые с процессами разрушения залежей [6], выявлены на территории ЯНАО (газовые «трубы», аномальные кольцевые зоны и др.) и доказаны результатами сейсмических исследований и данными поисково-разведочного бурения.

В настоящий момент изученность геотемпературного поля северных и полярных областей Западно-Сибирской плиты все еще не вполне удовлетворительна. К числу относительно слабоизученных относятся территории полуостровов Гыданского и Ямал. Кроме того, выполнены малые объемы геотермических исследований и по периферийным частям северной части Западно-Сибирского бассейна. Во многих районах отсутствуют достоверные замеры пластовых температур по глубоководным горизонтам.

Полученные результаты позволяют осуществлять достоверный прогноз температурных условий недр, что дает возможность выполнять предварительные количественные оценки ресурсов газа, а также проводить обоснование параметров буровых растворов, конструкций скважин, что должно обеспечивать качественное вскрытие продуктивных пластов при проведении геолого-разведочных работ на нефть и газ в пределах территории ЯНАО.

Литература

1. Дучков А.Д., Соколова Л.С. Тепловой поток и температура литосферы Западной Сибири // Нефтегеологические интерпретации теплового режима недр Западной Сибири. — Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1988. — С. 41–57.
2. Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. — М. : Недра, 1987. — 134 с.
3. Нестеров И.И., Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П. Основные особенности геотемпературного поля Западной Сибири // Нефтегеологические интерпретации теплового режима недр Западной Сибири. — Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1988. — С. 5–23.

4. Сергиенко С.И., Смирнов Я.Б., Ставицкий Б.П. и др. Геотермические исследования в Западной Сибири // Геотермия. Отчеты по геотермическим исследованиям в СССР. – М. : Наука, 1974. – Вып. 1–2. – С. 58–62.
5. Skorobogatov V.A., Soyn D.A. Геотермические условия нефтегазоносности Ямальной области Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2009. – № 5. – С. 25–29.
6. Nezhdanov A.A., Borodkin V.N., Kulakhmetov N.Kh. Аномальные пластовые давления в залежах различных типов мезозоя Западной Сибири // Труды ЗапСибНИГНИ. Вып. 144. – Тюмень, 1977. – С. 77–89.

References

1. Duchkov A.D., Sokolova L.S. Heat flow and lithosphere temperature in Western Siberia. *Geopetroleum interpretations of thermal conditions in the West Siberian subsurface*. Tyumen: ZapsibNIGNI; 1988. pp. 41–57.
2. Kurchikov A.R., Stavitskii B.P. Geothermometry of oil and gas bearing areas in Western Siberia. Moscow: Nedra; 1987. 134 p.
3. Nesterov I.I., Kurchikov A.R., Stavitskii B.P. Main features of geothermal field in Western Siberia. *Neftegeologicheskie interpretatsii teplovogo rezhima nedr Zapadnoi Sibiri*. Tyumen: ZapsibNIGNI; 1988. pp. 5–23.
4. Sergienko S.I., Smirnov Ya.B., Stavitskii B.P. et al. Geothermal studies in Western Siberia. *Geotermiya. Otchety po geotermicheskim issledovaniyam v SSSR*. Moscow: Nauka; 1974. Issue 1–2. pp. 58–62.
5. Skorobogatov V.A., Soyn D.A. Geothermal conditions of oil and gas potential of Yamal region of West Siberia. *Oil and gas geology*. 2009;(5):25–29.
6. Nezhdanov A.A., Borodkin V.N., Kulakhmetov N.Kh. Abnormal formation pressure in different types of Mesozoic deposits in the Western Siberia. *Trudy ZapSibNIGNI*. Issue 144. Tyumen; 1977. pp. 77–89.