

## ТЕРМОБАРИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ ГАЗОНОСНОСТИ СЕВЕРО-ТАЗОВСКОЙ ЗОНЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

*И.Б. Извеков, Д.А. Соин (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Арктическая часть суши Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции (ЗСМП) включает три полуострова: Ямальский, Гыданский и Тазовский. Последний, располагаясь в северной части Надым-Пурской нефтегазоносной области (НГО), находится между Обской и Тазовской губами (эстуариями рек Обь и Таз). В мегаструктуре Западно-Сибирской молодой эпигерцинской плиты (ЗСП) близость этой территории к зоне сочленения с Ямальской и Гыданской НГО, каждая из которых характеризуется индивидуальным стилем тектонического и геологического развития, обусловила специфику нефтегазоносности недр так называемой Северо-Тазовской зоны (СТЗ). Исследования, посвященные этой зоне, отсутствуют, хотя опубликовано немало работ, в которых анализируются различные нефтегеологические аспекты строения и продуктивности северных районов Надым-Пур-Тазовского региона (НПТР).

В геологическом строении СТЗ принимают участие три структурно-тектонических этажа: нижний – палеозойский фундамент, средний – палеозой-триасовый рифтогенный вулканогенно-осадочный комплекс и верхний – мезозойско-кайнозойский платформенный осадочный чехол.

В основании осадочного чехла залегают ниже-среднеюрские отложения, представленные песчано-глинистой толщей прибрежно-морского и континентального происхождения. Отложения верхней юры и валанжина полностью заглинизированы. Значительный объем пород готерив-сеноманской части разреза представлен угленосными отложениями, полностью слагающими баррем-аптскую и сеноманскую части. Общая мощность пород осадочного чехла по геофизическим данным изменяется от 5,5 до 7,5 км.

СТЗ расположена в зоне сочленения трех региональных структур: Надым-Тазовской синеклизы, Сеяхинско-Антипаютинского пояса впадин и Мессояхского пояса мегавалов, который служит разделом между первыми двумя отрицательными региональными структурами. Одной из особенностей геологического строения СТЗ является наличие обширной сети дизъюнктивных нарушений. Разломы прослеживаются в толще пород от доюрского комплекса до сеномана включительно.

Возрастной диапазон нефтегазоносности отложений в СТЗ достаточно широк, промышленные скопления углеводородов (УВ) установлены от сеноманских до среднеюрских отложений включительно. Имеющиеся геолого-геофизические материалы по Северо-Парусовому, Южно-Парусовому, Парусовому, Ямбургскому и Семаковскому месторождениям дают возможность выделить в разрезе ряд нефтегазоносных комплексов (НГК), различающихся глубиной залегания, характером распределения геофлюидов, пластовых давлений и температур, количеством залежей в разрезе, генезисом УВ, наличием выдержанных флюидоупоров. В пределах СТЗ выделяются шесть НГК: ниже-среднеюрский, ачимовский, неокомский, аптский, альбский и сеноманский. В количественном отношении более 90 % УВ представлено свободным газом, начальные запасы которого (кат. А+В+С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>) превышают 8,1 трлн м<sup>3</sup>.

Стержневым элементом зоны является Ямбургское куполовидное поднятие с приуроченным к нему одноименным уникальным газоконденсатным месторождением (ГКМ). Ямбургское ГКМ обеспечивает основные объемы добычи газа ООО «Газпром добыча Ямбург» за счет разработки сеноманской и неокомских залежей, однако в настоящее время находится на стадии падающей добычи. Основным резервом прироста запасов углеводородного сырья на месторождении являются ачимовский и среднеюрский НГК, где к настоящему времени уже открыты газоконденсатные и нефтяные залежи. Однако проведение поисково-разведочных работ затруднено исключительно сложным строением залежей из-за резкой литологической изменчивости природных резервуаров и жестких термодинамических условий.

В настоящей статье анализируются термобарические условия осадочного чехла СТЗ, являющиеся одним из главных факторов, контролирующих нефтегазоносность глубоких горизонтов мела и юры на севере ЗСМП.

Геотермическое поле севера Западной Сибири в различные годы изучалось В.В. Гордиенко, А.Р. Курчиковым, И.И. Нестеровым, Б.П. Ставицким, В.И. Ермаковым, В.А. Скоробогатовым и др. Результаты этих исследований опубликованы в ряде работ [1–6].

По данным [3], плотность теплового потока в районе Тазовского п-ова изменяется от 51,1 до 53,2 мВт/м<sup>2</sup>. Особенностью разреза осадочной толщи СТЗ является наличие мощной криолитозоны, подошва которой определяется по нулевой геоизотерме. В районах, примыкающих к Тазовской губе, толщина криолитозоны составляет 150–300 м, на остальной территории полуострова ее толщина варьирует в диапазоне 300–450 м, в пределах акваторий Обской и Тазовской губ криолитозона предположительно отсутствует или существенно редуцирована.

Тепловое поле рассматриваемой территории можно охарактеризовать как относительно слабонапряженное, геотемпературных аномалий не выделяется, величины частных геотермические градиентов по разрезу относительно однородны. Средние градиенты в объеме вскрытой части осадочного чехла изменяются от 3,05–3,15 °С/100 м в районе Ямбургского месторождения до 3,20–3,30 °С/100 м в районах Парусовой и Семаковской площади. В надсеноманской части осадочного чехла за счет влияния криолитозоны и глинистого разреза градиенты температур несколько выше (до 3,50–3,80 °С/100 м).

Современные температуры (СТ) в кровле сеноманских отложений (гор. ПК<sub>1</sub>) составляют 20–30 °С. Геотемпературы в кровле аптских отложений (гор. ТП<sub>1</sub>) не превышают 50 °С, изменяясь в диапазоне 40–45 °С на большинстве локальных поднятий, в неокоме (кровля пластов БУ) геотемпературы достигают 70–80 °С, в кровле ачимовской толщи (АТ) – 90–100 °С. В целом геотермические условия в меловых отложениях изучены достаточно детально, на большинстве разбуренных локальных поднятий они вскрыты до самых низов неокомской песчано-глинистой толщи; замеров СТ достаточно для достоверной характеристики современного геотермополя в этих отложениях.

Юрская толща изучена значительно хуже. Кровля верхнеюрских отложений погружена на глубины от 3,4–3,6 км в районе Семаковской, Северо-Парусовой и Парусовой площадей до 3,8–4,0 км в ареале Ямбургского месторождения. В окружающих впадинах глубины погружения достигают 4,1–4,3 км. Средняя юра вскрыта на ряде площадей лишь до верхних горизонтов (Ю<sub>2,3</sub>, редко до Ю<sub>6,7</sub>) и характеризуется единичными замерами СТ в скважинах. Используя структурную карту кровли продуктивного горизонта Ю<sub>2,3</sub> изучаемого района с привлечением данных по средним градиентам и замерам СТ в юрских отложениях, составлена прогнозная схема геотемператур в кровле среднеюрских отложений (рис. 1). Согласно расчетам геотемпературы в кровле горизонта Ю<sub>2,3</sub> изменяются от 105 °С в наиболее приподнятых участках Ямбургского и Семаковского месторождений до 120–125 °С в погруженных участках впадин.

Породы фундамента СТЗ погружены на глубины от 5,5 до 8,0 км, скважинами не вскрыты, поэтому температурные условия в подошве осадочного чехла (низы юры) оценены расчетным путем. Согласно расчетам величины СТ изменяются от 180–190 °С в наиболее приподнятых участках Ямбургской и Харвутинской площадей до 200 °С в погруженных частях территории (рис. 2).

Важнейшей особенностью ниже-среднеюрских отложений является наличие в залежах УВ аномально высоких пластовых давлений (АВПД), которые зафиксированы во всех скважинах, вскрывших среднеюрскую толщу. Диапазон изменения величины коэффициента аномальности ( $P_{nl}/P_{y,2}$ ) от 1,61 (Парусовое месторождение) до 1,89–1,91 (Ямбургское месторождение).

Развитие АВПД в юрской толще контролируется регионально выдержанной глинистой толщей верхней юры-валанжина, изолирующей юрский комплекс, что способствует развитию здесь давлений выше гидростатических. Исключением являются залежи в ачимовских отложениях, локализованные на Ямбургском месторождении. Коэффициент аномальности пластовых давлений колеблется здесь в диапазоне 1,32–1,82 (в среднем 1,65). Наличие АВПД в этих отложениях, по-видимому, связано с большими глубинами залегания (3,5–3,8 км) и температурами (90–100 °С), а главное – с общей изолированностью ачимовских природных резервуаров на фоне повышенной глинистости ниже- и вышезалегающих отложений.

Проведенные исследования позволяют более обоснованно подходить к оценкам перспектив нефтегазоносности (в том числе количественным) не вскрытых горизонтов осадочного чехла. Один из главных критериев прогноза – катагенез органического вещества пород – за неимением фактического материала может быть определен косвенно, с использованием полученных температурных значений. Так, прогнозная величина ПОВ (показатель отражения витринита,  $R_o$ , %) в кровле средней юры изучаемого района превышает 1,0 %, что соответствует грациям МК<sub>3</sub> и выше. Нижележащие

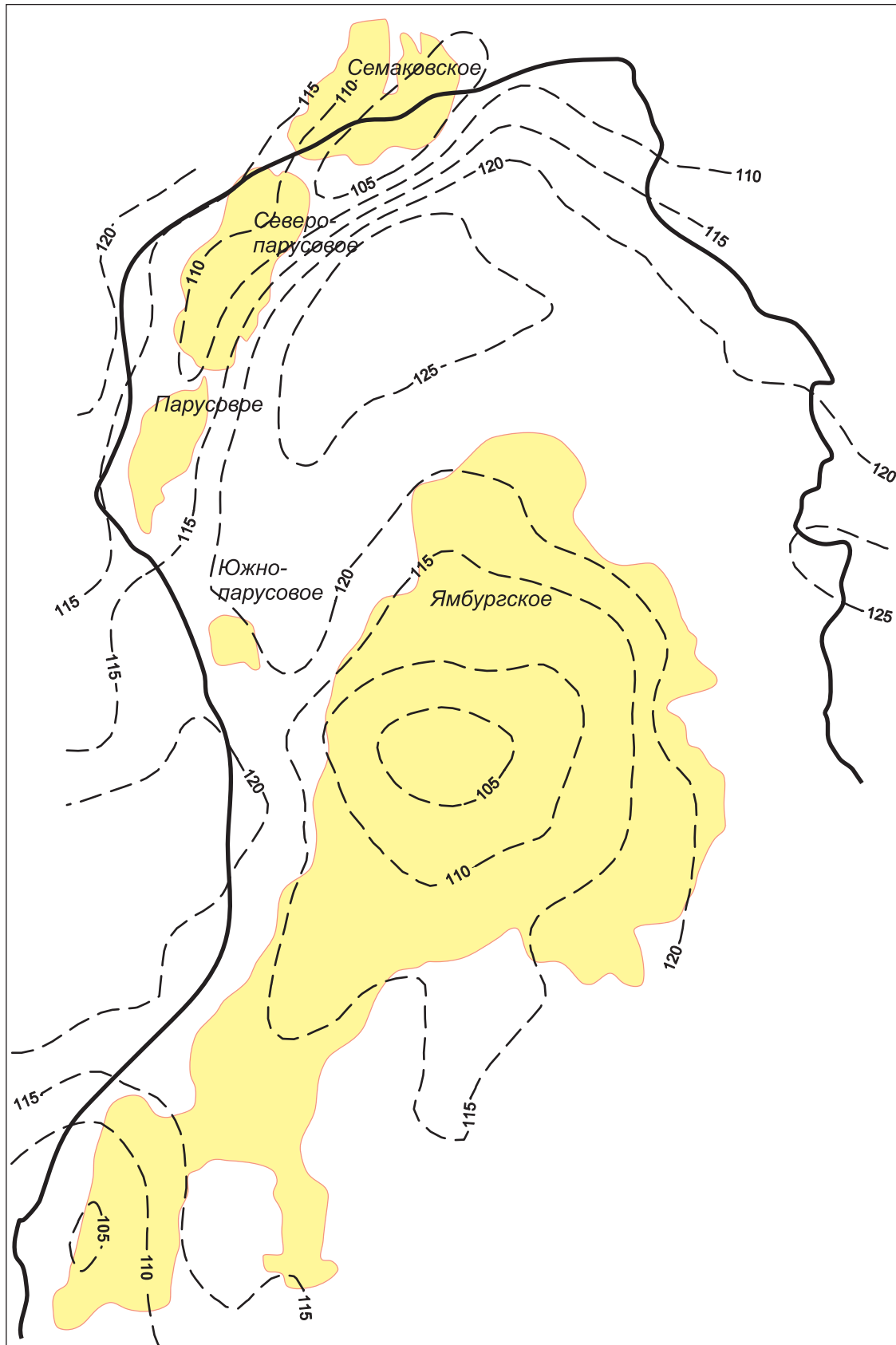


Рис. 1. Схема геотемператур в кровле средней юры (гор. Ю<sub>2-3</sub>)

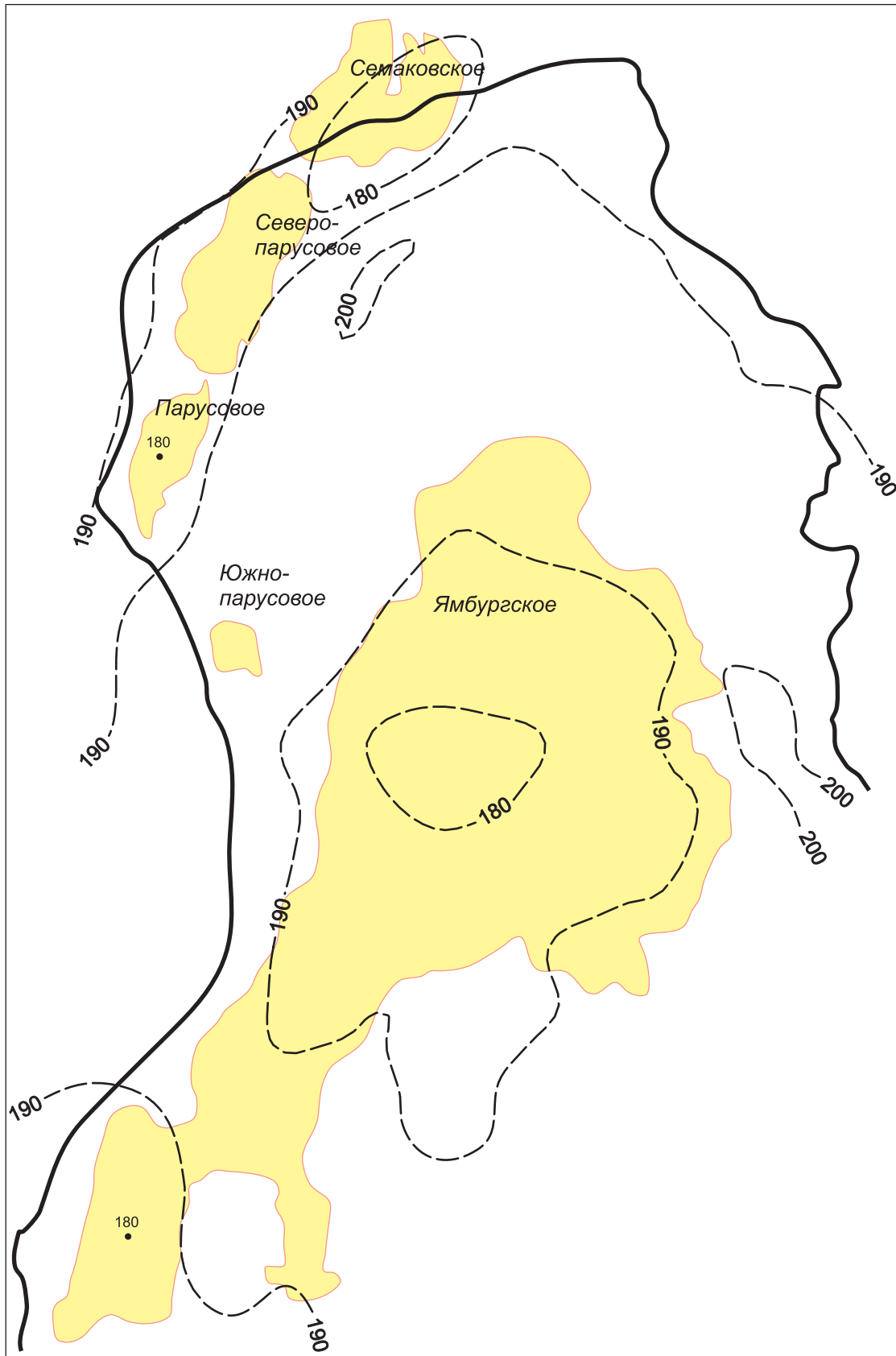


Рис. 2. Схема геотемператур в подошве осадочного чехла

отложения, вероятно, характеризуются большими значениями преобразованности органического вещества пород, что негативно сказывается на генерации и сохранности жидких УВ.

Известно, что от термоглубинных условий залегания сильно зависят величины фильтрационно-емкостных свойств терригенных коллекторов. В арктической части ЗСМП резкое ухудшение проницаемости песчаников и ее потеря алевролитами происходит в диапазоне взаимозаменяемых условий 3000–3400 (до 3700) м и 105–110 °С (3500 м и 115 °С для Ямала) [2, 5]. По данным авторских расчетов и определений СТ, в ниже-среднеюрской толще возможно выделение зон и участков, проведение ГРП в пределах которых будет характеризоваться повышенными рисками получения отрицательных результатов (по отношению к промышленно-продуктивным природным резервуарам).

Исходя из геотермических условий очевидна перспективность всей среднеюрской толщи до глубин 4,0–4,5 км на газ (газоконденсатные природные системы в виде залежей). Ниже 4,2–4,5 км (в зависимости от локальных геотемпературных условий) в пределах сводовых поднятий в средних и нижних горизонтах юрской толщи и в триасовых образованиях прогнозируется распространение нетрадиционных ресурсов газа в плотных низкопроницаемых резервуарах, освоение которых будет осуществляться после 2025–2030 гг.

### Список литературы

1. *Дучков А.Д.* Тепловой поток и температура литосферы Западной Сибири / А.Д. Дучков, Л.С. Соколова // Нефтегеологические интерпретации теплового режима недр Западной Сибири. – Тюмень, 1988. – С. 41–57.
2. *Ермаков В.И.* Термоглубинные условия газонефтеносности юрских отложений северных районов Западной Сибири / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 1988. – № 11. – С. 17–22.
3. *Курчиков А.Р.* Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири / А.Р. Курчиков, Б.П. Ставицкий – М.: Недра, 1987. – 134 с.
4. *Скоробогатов В.А.* Геотермические и катагенетические условия нефтегазоносности Ямало-Карского региона Западной Сибири / В.А. Скоробогатов, Д.А. Соин // Геология нефти и газа. – 2011. – № 2.
5. *Скоробогатов В.А.* Геотермические условия газонефтеносности Ямальской области Западной Сибири / В.А. Скоробогатов, Д.А. Соин // Геология нефти и газа. – 2009. – № 5. – С. 25–29.
6. *Цыбуля Л.А.* Тепловой поток Баренцевоморско-Карского региона / Л.А. Цыбуля, Л.С. Соколова // Геология и геофизика. – 2002. – Т. 43. – № 11. – С. 1049–1052.