



СТРОЕНИЕ, УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И КОЛИЧЕСТВЕННЫЙ ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ БАТСКОГО РЕЗЕРВУАРА И ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА Ю₂ ЯМАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ (СЕВЕР ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ)

Г. Г. Шемин, Н. В. Первухина

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, Новосибирск, Россия

Ямальская нефтегазоносная область является одним из важнейших стратегических нефтегазоносных районов России. Нарращивание добычи газа в стране в значительной мере связано с организацией новых центров газодобычи на Ямальском полуострове: вводом в эксплуатацию уникальных по запасам углеводородов Новопортовского, Бованенковского и Харасавэйского месторождений. В Ямальской НГО нефтегазоносность связана с четырьмя макрокомплексами: альб-сеноманским, неоком-аптским, юрским и палеозойским. В юрском макрокомплексе наибольшими перспективами нефтегазоносности отличаются батский региональный резервуар, содержащий продуктивный пласт Ю₂, и келловей-верхнеюрский флюидоупор. Приведены результаты комплексных исследований по разработке моделей строения, выяснению условий формирования, оценке фильтрационно-емкостных и экранирующих свойств, а также количественному прогнозу нефтегазоносности батского регионального резервуара и продуктивного пласта Ю₂, с выделением объектов нефтегазопоисковых работ в Ямальской НГО.

Ключевые слова: нефть, газ, Ямальская НГО, батский региональный резервуар, модель строения резервуара, пласт Ю₂, прогноз нефтегазоносности.

STRUCTURE, FORMATION CONDITIONS, AND QUANTITATIVE FORECAST OF THE PETROLEUM POTENTIAL OF THE BATHONIAN RESERVOIR AND J₂ PAY BED OF THE YAMAL PETROLEUM REGION IN THE NORTH OF THE WEST SIBERIAN PETROLEUM PROVINCE

G. G. Shemin, N. V. Pervukhina

Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia

The Yamal petroleum region is one of major strategic petroleum regions in Russia. The build-up of gas production in Russia is tightly connected to the creation of new gas production centres in the Yamal Peninsula and to the placing into production of the Novoportovoe, Bovanenkovskoye, and Kharasaveyskoye fields unique in hydrocarbon reserves. The oil and gas content in the Yamal petroleum region is due to four macroplays: Albian-Cenomanian, Neocomian-Aptian, Jurassic, and Paleozoic. In the Jurassic macroplay, the Bathonian regional reservoir, which includes J₂ pay bed and the Callovian – Upper Jurassic seal, is the most promising for oil and gas. The present paper contains the results of integrated studies on structure modelling, revealing of formation conditions, estimate of reservoir and sealing properties, as well as quantitative estimate of petroleum potential of the Bathonian regional reservoir and J₂ bed, with identifying exploration targets in the Yamal petroleum region.

Keywords: gas, oil, Yamal petroleum region, Bathonian regional reservoir, structural models, J₂ pay bed, forecast of the petroleum potential

DOI 10.20403/2078-0575-2017-33-49

Ямальская нефтегазоносная область (НГО) является одним из важнейших стратегических нефтегазоносных районов России. Освоение ее нефтегазоносного потенциала – одно из приоритетных направлений энергетической стратегии России на период до 2030 г. Нарращивание добычи газа в стране в значительной мере связано с организацией новых центров газодобычи на Ямальском полуострове: вводом в эксплуатацию уникальных по запасам Новопортовского, Бованенковского и Харасавэйского месторождений.

В Ямальской НГО открыто 11 газовых и 15 нефтегазоконденсатных месторождений, шесть из них уникальные по запасам газа. Нефтегазоносность

связана с четырьмя макрокомплексами: альб-сеноманским, неоком-аптским, юрским и палеозойским. В юрском макрокомплексе наибольшими перспективами нефтегазоносности отличается батский региональный резервуар (БРР), который представлен малышевским проницаемым комплексом, содержащим продуктивный пласт Ю₂, и келловей-верхнеюрским флюидоупором [3], известным также под названием малышевского нефтегазоносного комплекса (НГК) [4].

Различные аспекты результатов исследований геологического строения, выяснения условий формирования и оценки перспектив нефтегазоносности юрских отложений Ямальской НГО приведе-

ны в работах В. С. Бочкарева, А. М. Брехунцова, Л. М. Бурштейна, В. П. Девятова, О. М. Ермилова, Ю. Н. Карогодина, В. И. Кислухина, А. Э. Контаровича, В. А. Контаровича, Н. Х. Кулахметова, А. Н. Лапердина, В. И. Москвина, А. А. Нежданова, И. И. Нестерова, М. Я. Рудкевича, В. А. Скоробогатова, Л. В. Строганова, В. С. Старосельцева, А. Н. Фомина, В. И. Шпильмана, Б. Н. Шурыгина и мн. др. В последние десятилетия в Институте нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН проводились комплексные исследования юрских отложений севера Западно-Сибирской НГП. В настоящей работе приведены результаты этих исследований по уточнению строения, условий образования и оценки перспектив нефтегазоносности батского регионального резервуара и содержащегося в нем продуктивного пласта Ю₂ в наиболее изученной и весьма перспективной на выявление новых залежей нефти и газа Ямальской НГО.

Методика исследований

В настоящей статье приведены результаты исследований по выяснению условий формирования проницаемого комплекса и продуктивного пласта Ю₂, оценке качества келловей-верхнеюрского флюидоупора БРР и количественному прогнозу его нефтегазоносности Ямальской НГО.

Методика литолого-палеогеографических реконструкций осадочных бассейнов изложена в работах многих исследователей: А. П. Виноградова и др. [19], М. М. Алиева и др. [5], Н. А. Михайлова [7], И. И. Нестерова и др. [9], В. А. Захарова и др. [10]. Выяснение условий формирования проницаемого комплекса батского регионального резервуара Ямальской НГО осуществлялось по разработанной авторами статьи методике [18], предусматривающей выделение не только традиционных палеогеографических, но и литологических областей, а также установление современных толщин накопившихся осадков. Суть этой методики сводится к комплексному анализу распределения толщин, вещественного и минералогического состава отложений, текстурных особенностей пород, геохимических показателей обстановок осадконакопления и палеонтологических остатков.

При построении литолого-палеогеографических карт проницаемого комплекса БРР и продуктивного пласта (ПП) Ю₂ на первом этапе путем расчета вещественного состава выделялись литологические типы разрезов [18]. При этом для терригенных отложений проницаемого комплекса использовалась несколько упрощенная классификация осадочных пород В. Н. Шванова и др. [16]. Поскольку для многих интервалов разреза имеется только комплекс материалов ГИС, не позволяющий отразить все разнообразие литологических разновидностей пород, разрез охарактеризован 11 разновидностями терригенных пород от глин (аргиллитов) до песчаников.

Для этого сначала были восстановлены разрезы проницаемого комплекса. Затем в них определялось содержание, во-первых, каждого типа пород относительно общей толщины разреза, во-вторых, каждого компонента (песчаного, алевритового, глинистого), присутствующего в виде как слоев, так и примесей в других породах. По результатам расчетов строились колонки вещественного состава.

Далее по содержанию основных компонентов разреза – песчаного (П), алевритового (А) и глинистого (Г) – были выделены литологические области одинакового компонентного состава. Выделены следующие интервалы содержания компонентов (%): 1) 100–76, 2) 75–51, 3) 50–26, 4) 25–11, 5) 10–1. Буквенные обозначения соответствуют литологическим компонентам, а цифровые – их содержанию (например П₂Г₃₋₄А₄₋₅ – преимущественно псаммитово-глинистая). В целом они определяют индекс литологического типа разреза. Картирование литологических типов разрезов одного индекса позволило выделить литологические области.

Палеогеографические области подразделяются на области размыва и области осадконакопления. Первые соответствуют участкам, на которых в течение исследуемого отрезка времени осадки не накапливались.

На основании комплексного анализа распределения толщин, вещественного и минералогического состава, текстурных особенностей пород, геохимических показателей обстановок осадконакопления и остатков фауны и флоры области седиментации подразделены на три крупные фациальные группы: области континентального, переходного и морского осадконакопления.

Область континентального осадконакопления представлена прибрежными аллювиальными равнинами; морского – мелководьем (глубина до 25 м), мелководным (глубина 25–100 м) шельфом, переходного – прибрежными равнинами, временами заливавшимися морем.

Методика литолого-палеогеографических реконструкций ПП Ю₂ Ямальской НГО основана на использовании методической разработки авторов и интерпретации электрометрических моделей фаций пласта Ю₂ в 60 скважинах различных площадей НГО и смежных территорий по методике В. С. Муромцева [8].

Оценка качества флюидоупоров освещена в работах многих исследователей [11–15]. При оценке качества глинистых экранов, каким является рассматриваемый келловей-верхнеюрский, наиболее часто анализируются их гранулометрический и литолого-минералогический состав, толщины, содержание прослоев песчаников и их фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), а также степень интенсивности трещиноватости пород [21, 22]. На севере Западной Сибири, в том числе в Ямальской НГО, изучены лишь некоторые из этих параметров, причем на ограниченном числе участков. Обычно



имеются только сведения о толщинах флюидоупоров и процентном содержании прослоев песчаников. Эти критерии и были использованы при оценке качества келловей-верхнеюрского флюидоупора БРР (см. таблицу).

на расчетном и эталонном участках. В Западно-Сибирской НГП наиболее значимы для выяснения перспектив нефтегазоносности тектонический и литолого-фациальный параметры [22]. По этой причине в качестве геологических параметров, контролирующе-

Оценка качества глинистых флюидоупоров региональных резервуаров нефти и газа юрских отложений севера Западно-Сибирской НГП

Содержание прослоев песчаников во флюидоупоре, %	Качество флюидоупора			
	Высокое	Среднее	Пониженное	Низкое
	Толщина флюидоупора (м)			
< 5	> 30	15–30	5–15	< 5
5–10	–	> 30	15–30	< 15
10–20	–	> 40	30–40	< 25
20–30	–	–	> 40	–
30–40	–	–	> 50	–

Методика количественной оценки перспектив нефтегазоносности БРР и ПП Ю₂ основана на анализе разработанных авторами структурных, емкостных и экранирующих их моделей; результатов определения генерационного потенциала и степени катагенеза нефтематеринских отложений. Количественная оценка проведена геологическим способом по удельным плотностям запасов углеводородов (УВ) на единицу площади [6]. Этот способ является составной частью метода геологических аналогий и заключается в выделении хорошо изученных нефтегазоносных объектов, которые принимаются за эталонные участки, и переносе установленных на них плотностей ресурсов углеводородов на прогнозируемые (расчетные) участки за счет применения единой меры сходства эталонного и расчетного участков (так называемого коэффициента аналогии). Коэффициент аналогии учитывает различие геологических параметров эталонных и расчетных участков, которые контролируют перспективы нефтегазоносности в данном регионе.

В качестве исходной информации количественной оценки были использованы макеты строения и основные параметры Малыгинского, Тамбейского, Бованенковского, Новопортовского, Лензитского и Уренгойского эталонных участков и набор нефтегазогеологических карт Ямальской НГО: структурной по кровле проницаемого комплекса (пласт Ю₂) батского регионального резервуара; толщин коллекторов проницаемого комплекса и ПП Ю₂; качества келловей-верхнеюрского флюидоупора. Оценка генерационного потенциала нефтематеринских пород и прогноз фазового состояния углеводородов были осуществлены по имеющимся литературным источникам [1, 2, 20].

Коэффициент аналогии определяется как произведение поправочных коэффициентов подсчетных параметров, самых существенных для данного региона, а поправка на изменение подсчетных параметров определяется как отношение их значений

в пределах Ямальской НГО, выбраны современный структурный план, качество флюидоупора, качество коллектора и начальный генерационный потенциал нефтематеринских пород. При прогнозе фазового состояния углеводородов были учтены степень катагенеза ОВ и закономерности распределения жидкой и газообразной составляющих в выявленных залежах.

Строение, условия образования и оценка фильтрационно-емкостных и экранирующих свойств батского регионального резервуара

Батский резервуар включает отложения верхней части средней и верхней юры, распространенные в Ямальской НГО почти повсеместно, их нет лишь в окраинной юго-западной ее части, примыкающей к Уральской складчатой области. Проницаемый комплекс резервуара представлен песчаниками, алевролитами и глинами малышевского стратиграфического горизонта (малышевская свита и верхнетюменская подсвита). Перекрывающий его флюидоупор сложен преимущественно глинистыми породами васюганского, георгиевского и баженовского горизонтов (абалакская, даниловская и нурминская свиты). В проницаемой части резервуара выделяются три регионально выраженных песчаных пласта (Ю₂, Ю₃ и Ю₄), разделенных глинисто-алевролитовыми перемычками. Первый, залегающий в ее кровле, является наиболее регионально выраженным по составу и толщинам. Именно с ним связаны основные перспективы нефтегазоносности резервуара (рис. 1, 2).

Согласно тектоническому районированию Ямальская НГО включает Внутреннюю область (большая часть НГО) и Внешний пояс (юго-западное окончание НГО) [17] (рис. 3).

Во Внутренней области широко развиты положительные и отрицательные замкнутые структуры разного порядка: надпорядковые и 0 порядка, 1

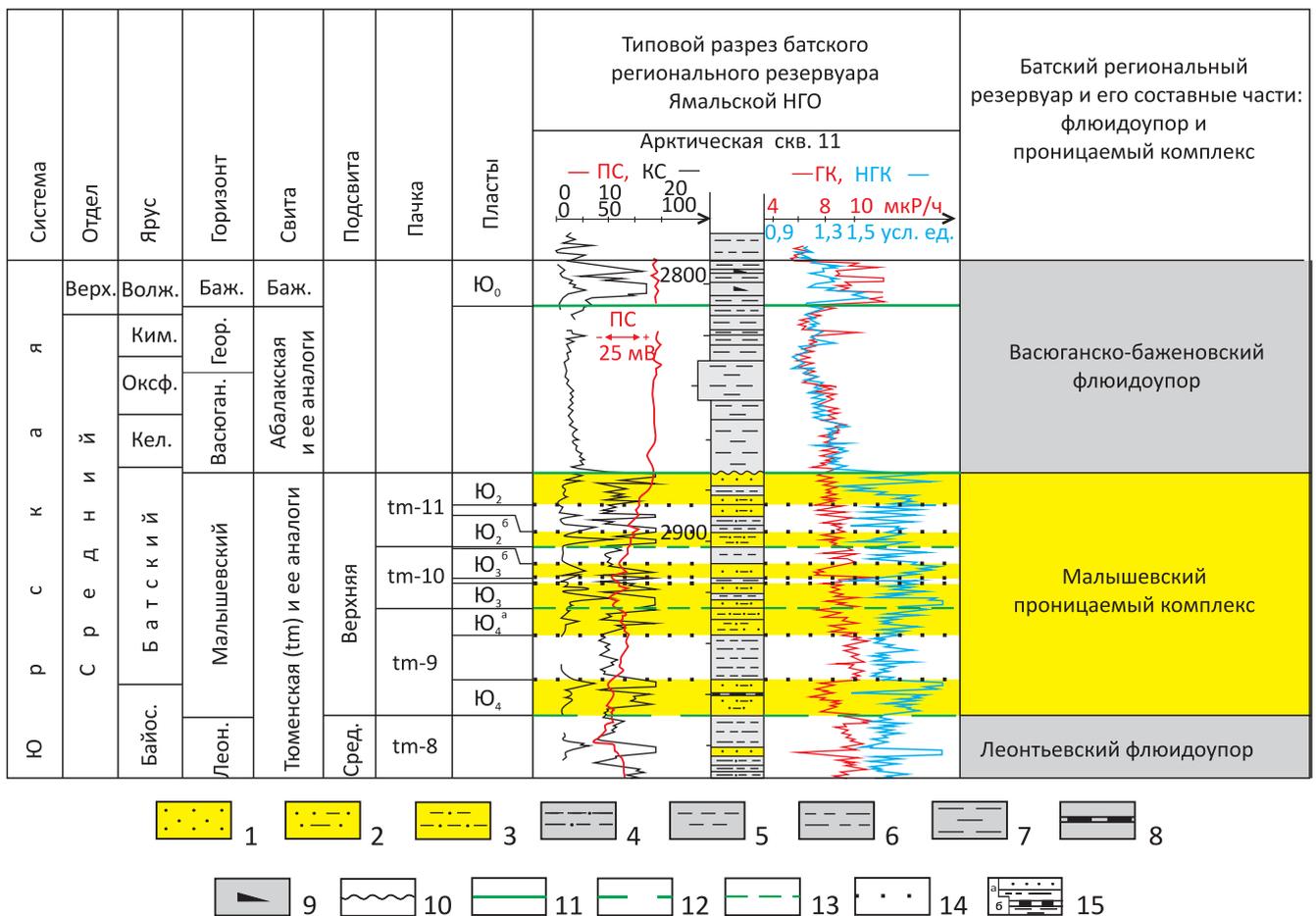


Рис. 1. Стратиграфическое положение продуктивных пластов батского регионального резервуара Ямальской НГО
 1–9 – породы: 1 – песчаники, 2 – песчаники алевритистые и алевритовые, 3 – алевролитопесчаники, 4 – алевролиты глинистые и песчаные, 5 – алевролиты, 6 – алевролиты глинистые, 7 – глины (аргиллиты), 8 – углистые породы, 9 – аргиллиты битуминозные; 10 – перерывы; 11–14 – границы: 11 – свит, 12 – подсвит, 13 – пачек, 14 – песчаных пластов; 15 – фрагмент литологической колонки: а – интервалы разреза, построенного по керновому материалу и ГИС, б – интервалы разреза, построенного по материалам ГИС

и II порядка. К двум первым в рассматриваемом районе относятся только отдельные участки отрицательных структур (Карской, Антипаютинско-Тадобяхинской и Большехетской мегасинеклиз); к структурам I порядка – положительные (Бованенковско-Нурминский и Медвежье-Нумгинский наклонные мегавалы, Ярудейский мегавыступ) и отрицательные (Центрально-Карская, Южно-Карская и Яптиксалинская мегавпадины, Тадобяхинский мегапрогиб); к промежуточным – Южно-Карская мегаседловина.

Для Внешнего пояса характерно развитие крупных моноклиналей и ограниченное – замкнутых структур.

Отмеченные тектонические элементы четко выделяются на структурном плане по кровле проницаемого комплекса БРР (рис. 4). В целом их гипсометрия изменяется от –100 до –4700 м. Наиболее погружены отложения БРР в Карской (до –4700 м), Антипаютинско-Тадобяхинской (до –4300 м) и Большехетской (до –4200 м) мегасинеклизах. На остальной части Внутренней области, включающей положительные структуры I и II порядка, положение

кровли проницаемого комплекса резервуара изменяется от –2500 до –3700 м, во Внешнем поясе – от –100 до –2500 м (минимальные значения для НГО), причем по всей территории отмечается воздымание структурного плана в юго-западном направлении в сторону выклинивания отложений БРР.

Строение, условия образования и фильтрационно-емкостные свойства проницаемого комплекса резервуара

Проницаемый комплекс БРР характеризуется циклическим чередованием песчаников, алевролитов и глин (см. рис. 2). В его строении выделяются циклиты разного порядка: от элементарных (на уровне слойков) до крупных, включающих песчаные пласты и пакеты распространенных регионально алевролитово-глинистых пород. В качестве последних подразделений выделены и прослежены на всей рассматриваемой территории циклически построенные пачки tm-9, tm-10 и tm-11, которые, кроме глин и алевролитов, составляющих их основной объем, содержат регионально выраженные песчаные пласты (Ю₂, Ю₃ и Ю₄ соответственно) [3].

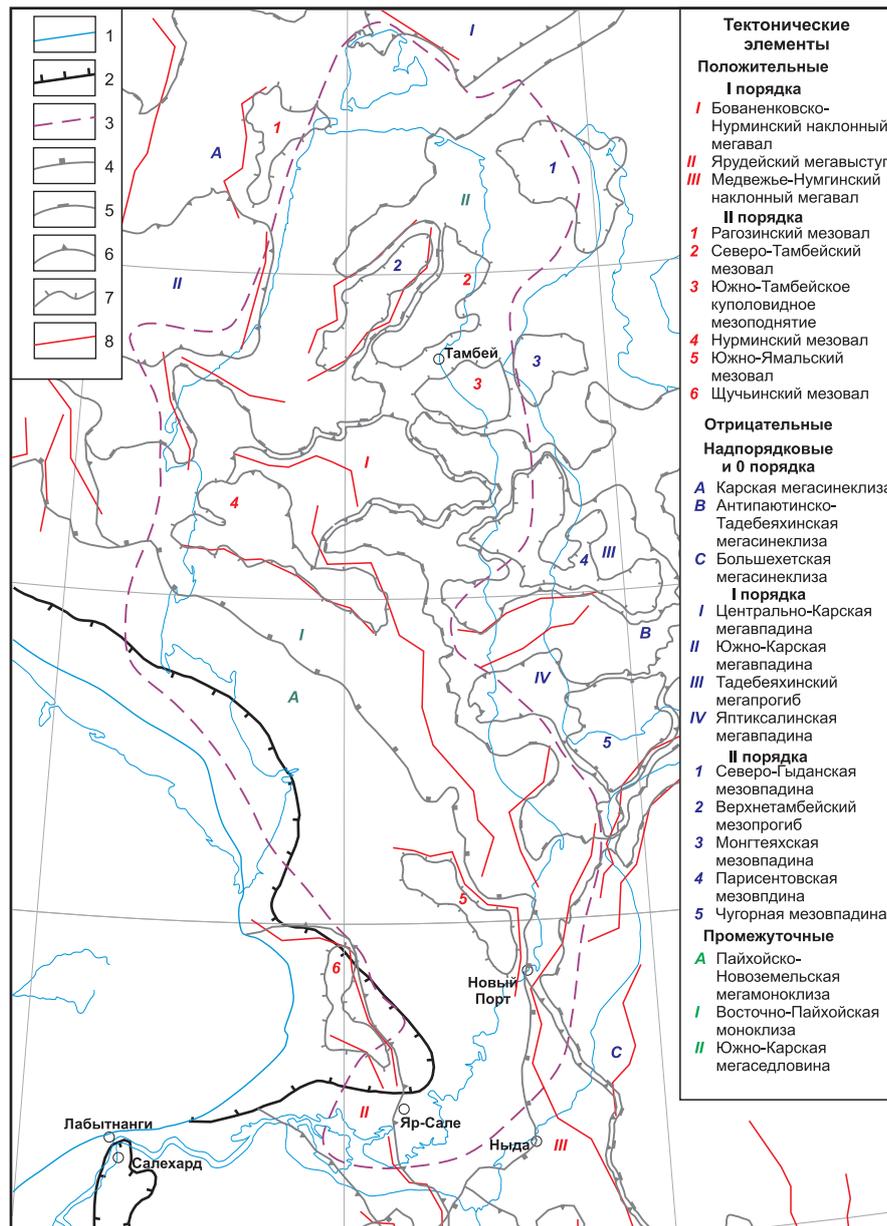


Рис. 3. Фрагмент «Тектонической карты юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции» [17]

1–7 – границы распространения: 1 – юрского мегакомплекса, 2 – батского регионального резервуара, 3 – Ямальской НГО, 4 – Внутренней области и Внешнего пояса, 5 – надпорядковых структур и структур 0 порядка, 6 – структур I порядка, 7 – структур II порядка; 8 – разрывные нарушения

Толщины проницаемого комплекса в Ямальской НГО изменяются от нескольких метров на юго-западе (в зонах, прилегающих к области отсутствия отложений) до 100–140 м на юго-востоке и востоке. В целом они возрастают в северо-восточном, восточном и юго-восточном направлениях (рис. 5).

Условия образования отложений проницаемого комплекса БРР представляются следующими. В малышевское время на территории Ямальской НГО существовали суша; аллювиальная равнина; прибрежная равнина, временами заливавшаяся морем и прибрежно-морская область; мелководные области и мелководный шельф (рис. 6).

Суша, служившая источником сноса терригенного материала, располагалась на Урале и западных окраинных участках Ямальской НГО. К ней в виде узких полос прилегали аллювиальные равнины, прибрежные равнины, временами заливавшиеся морем, и прибрежно-морские области. В их пределах накапливались преимущественно песчано-алевритовые осадки, составляющие в настоящее время преимущественно псаммитовую и преимущественно псаммитово-алевритовую литологические области. Толщина современных отложений 20–220 м.

Мелководные области были распространены более широко и располагались в двух зонах: одна, более крупная, повсеместно ограничивала описан-

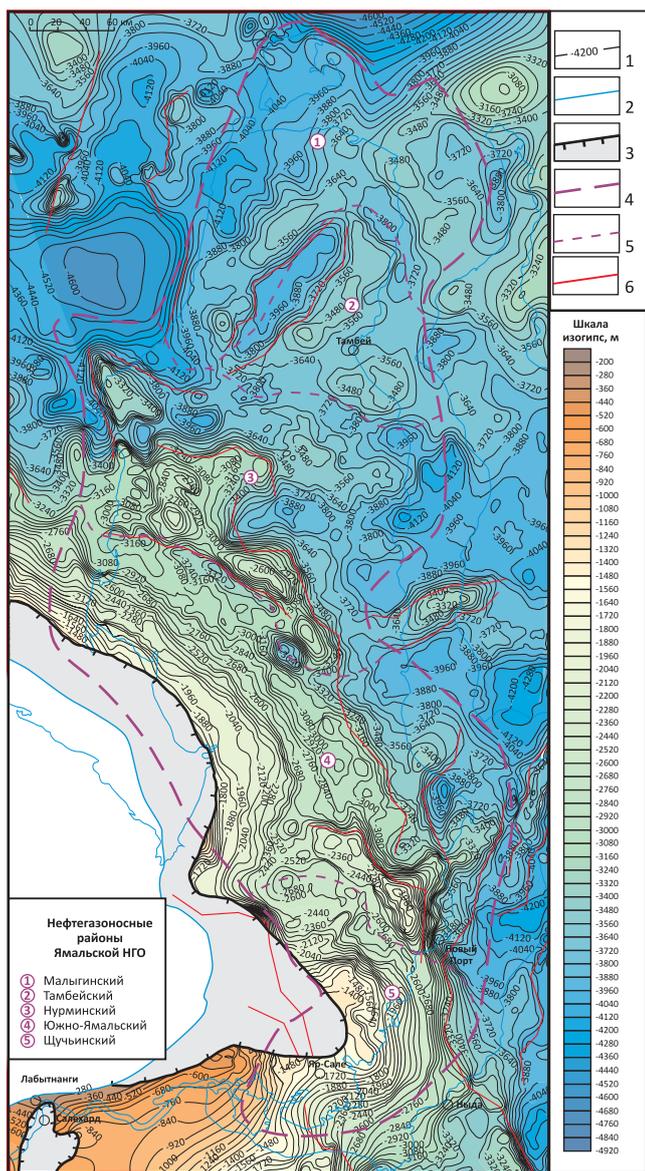


Рис. 4. Структурная карта по кровле проницаемого комплекса (малышевский горизонт) батского регионального резервуара Ямальной НГО

1 – изогипсы, м; 2–5 – границы: 2 – распространения юрского мегакомплекса, 3 – распространения отложений малышевского горизонта, 4 – Ямальной НГО, 5 – нефтегазоносных районов; 6 – разломы

ные палеогеографические области с востока, вторая охватывала северо-восточную часть НГО. В них накапливались алевритово-глинистые и песчаные осадки, причем песчаного материала было меньше, чем в описанных ранее. В настоящее время они представлены преимущественно псаммитово-алевритовой и преимущественно алевритово-псаммитовой литологическими областями. Толщина отложений изменяется от 20 до 200 м.

Область мелководного шельфа также развита достаточно широко: в восточной и северной частях изучаемого района, где она имела сложные контуры распространения. Здесь накапливались преимущественно глины и алевриты с прослоями песков, которые в современном виде представлены двумя литологическими областями: преимущественно гли-

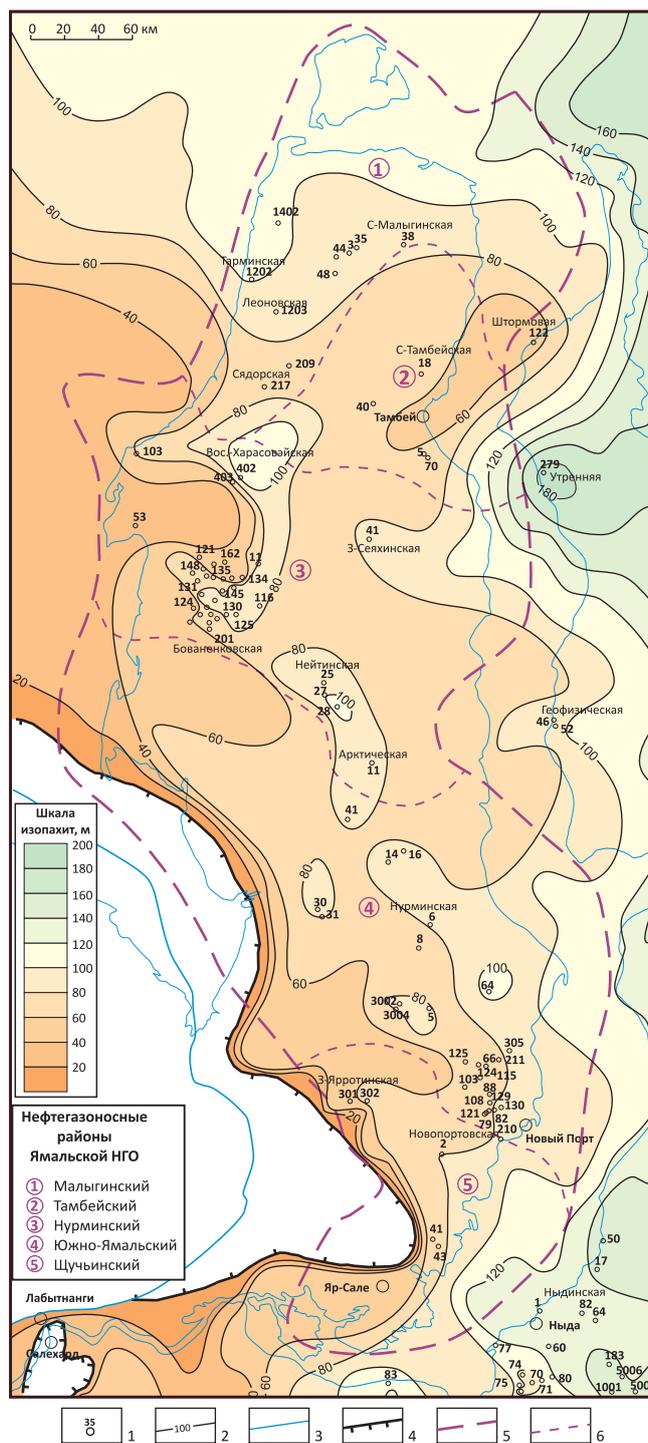
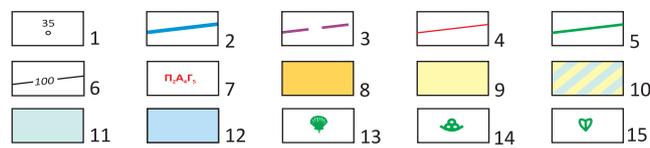
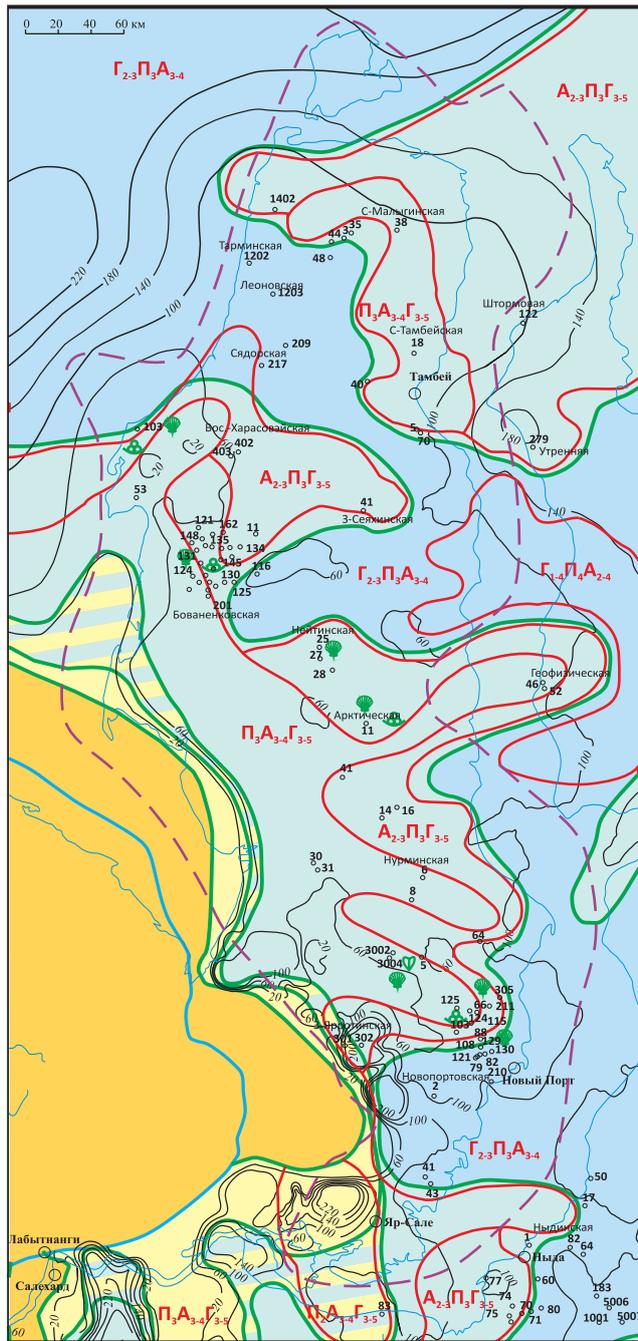


Рис. 5. Карта толщин проницаемого комплекса (малышевский горизонт) батского регионального резервуара Ямальной НГО

1 – скважины; 2 – изопачиты, м; 3–6 – границы: 3 – распространения юрского мегакомплекса, 4 – распространения отложений малышевского горизонта, 5 – Ямальной НГО, 6 – нефтегазоносных районов

нисто-псаммитовой и глинисто-алевритово-псаммитовой. Толщина сформировавшихся отложений изменяется от 60 до 200 м.

Фильтрационно-емкостная модель проницаемого комплекса резервуара представляется следующей. Толщины песчаников изменяются от нескольких до 60 м (рис. 7). Область наименьших



Литогеографические области

- | | |
|---|---|
| П₂₋₃А₃₋₄Г₃₋₅ – преимущественно псаммитовая | Г₂₋₃П₃А₃₋₄ – преимущественно глинисто-псаммитовая |
| П₃А₃₋₄Г₃₋₅ – преимущественно псаммитово-алевритовая | Г₁₋₄П₄А₂₋₄ – глинисто-псаммитово-алевритовая |
| А₂₋₃П₃Г₅ – преимущественно алевритово-псаммитовая | |

Рис. 6. Литолого-палеогеографическая карта мальшевского времени (конец байоса – бат) Ямальского района

1 – скважины; 2–5 – границы: 2 – распространения юрского мегакомплекса, 3 – Ямальской НГО, 4 – литологических областей, 5 – палеогеографических областей; 6 – изопохиты, м; 7 – индексы литологических областей; 8–12 – палеогеографические области: 8 – суша, 9 – аллювиальная равнина, 10 – прибрежная равнина, временами заливавшаяся морем, прибрежно-морская область, 11 – мелководная область, 12 – мелководный шельф; 13–15 – фауна: 13 – двустворки морские, 14 – фораминиферы, 15 – двустворки пресноводные и слабосоленые

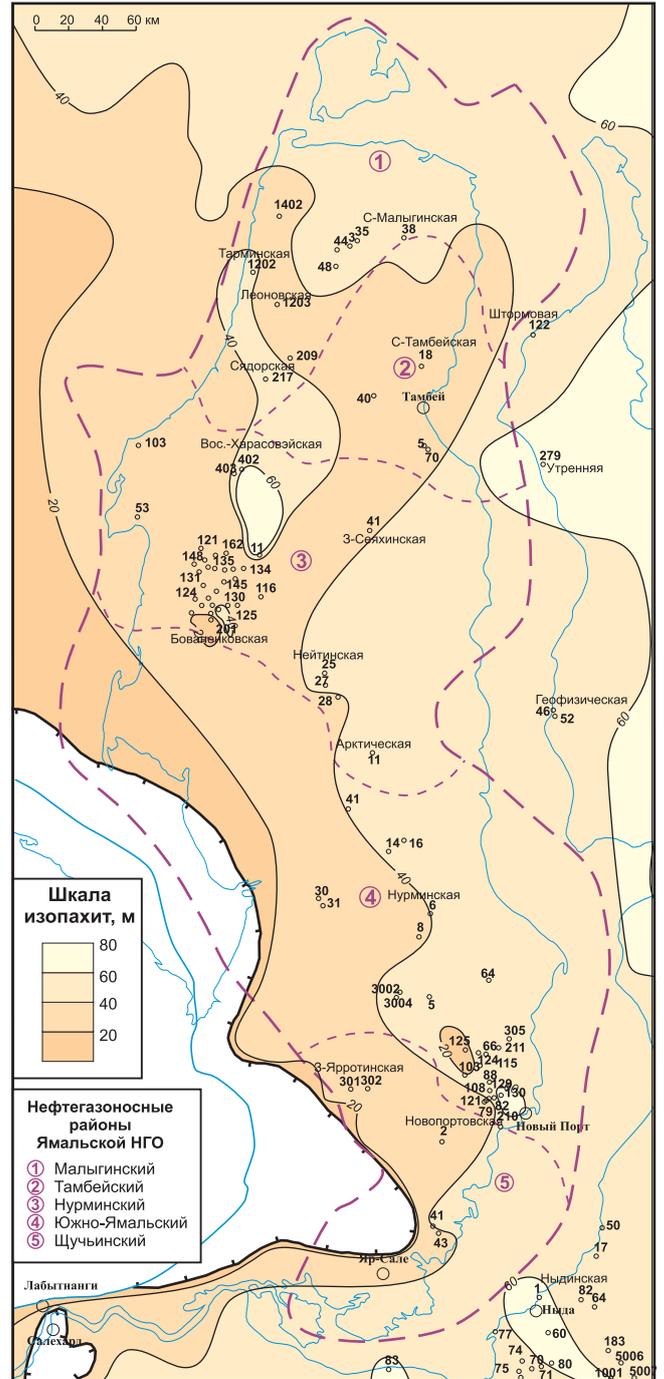


Рис. 7. Карта толщин песчаников проницаемого комплекса (мальшевский горизонт) батского регионального резервуара Ямальской НГО

Усл. обозн. см. на рис. 5

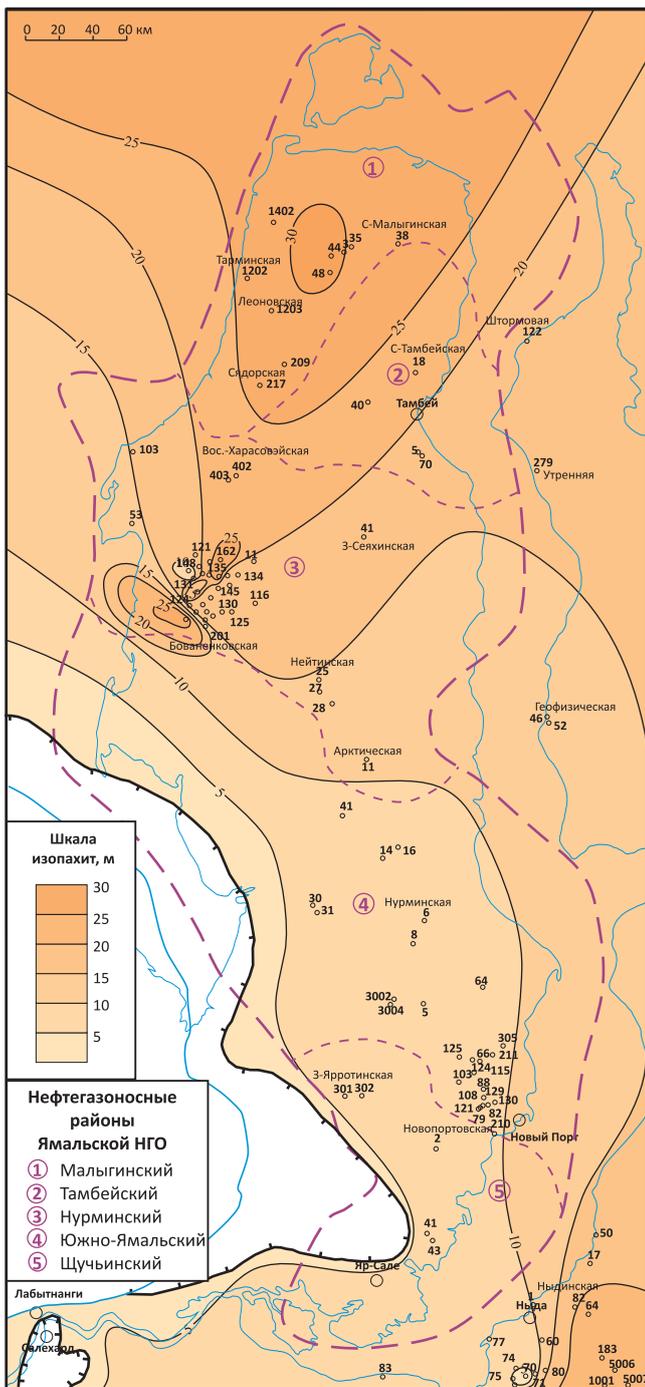


Рис. 8. Карта толщин коллекторов проницаемого комплекса (малышевский горизонт) батского регионального резервуара Ямальской НГО

Усл. обозн. см. на рис. 5

их значений (до 20 м) прогнозируется в западной части Ямальской НГО, где она простирается в виде узкой полосы вдоль зоны выклинивания отложений. В северо-восточном, восточном и юго-восточном направлениях толщины песчаников возрастают до 40–50 м, а на Восточно-Харасавэйской и Восточно-Новопортовской площадях – до 60 м. В целом их распределение по площади схоже с таковым толщин проницаемого комплекса.

Толщины коллекторов изменяются от нескольких метров в зонах, прилегающих к области отсутствия отложений проницаемого комплекса, до 30 м

в северной части Ямальской НГО (рис. 8), в южной – не более 10–15 м, в целом они возрастают в северо-восточном и восточном направлениях.

ФЕС коллекторов средние и пониженные: открытая пористость 8–23 %, чаще всего 10–18 %, межзерновая проницаемость – от долей до $230 \cdot 10^{-3}$ мкм², чаще $(0,1-10,0) \cdot 10^{-3}$ мкм². Зависимость открытой пористости от проницаемости имеет логарифмический характер, коэффициент корреляции 0,6.

Строение, условия образования и фильтрационно-емкостные свойства продуктивного пласта Ю₂

Продуктивный пласт Ю₂ обычно представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Соотношение этих пород в пласте различное. Содержание песчаников наиболее часто колеблется от 30 до 60 %, толщина – от нескольких сантиметров до 10–15 м.

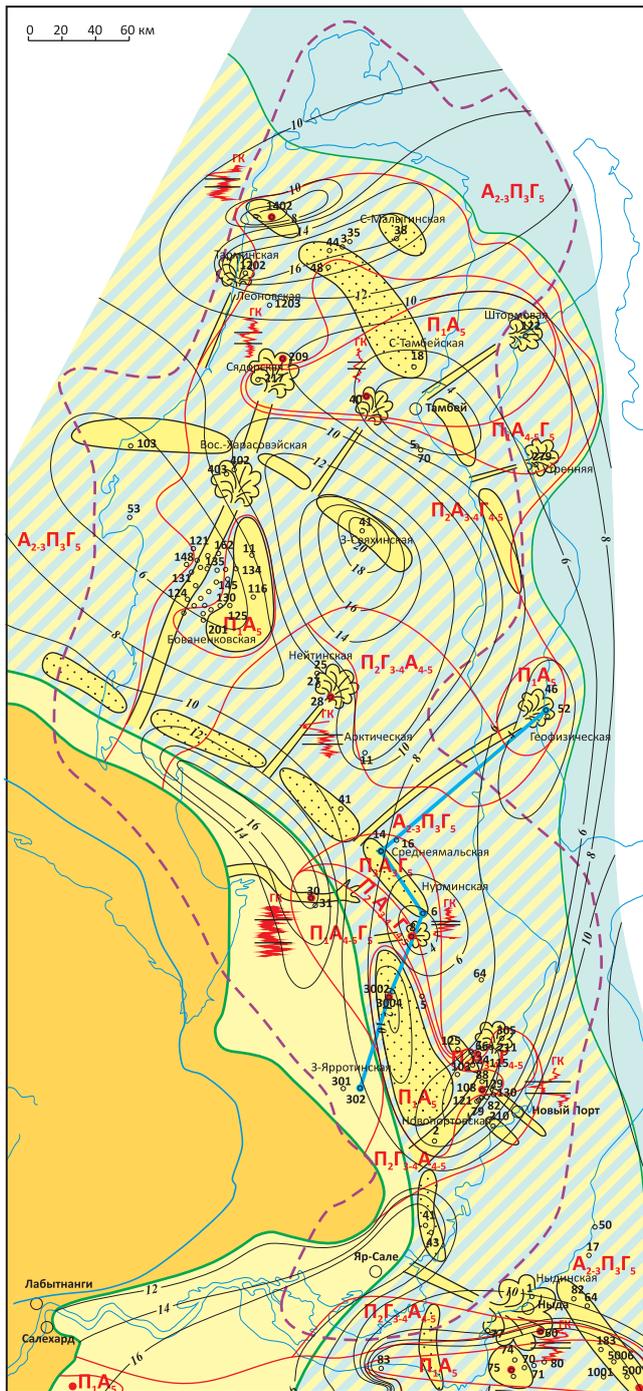
Песчаники массивные и тонкослоистые, часто глинистые и алевролитовые, обычно мелко-среднезернистые и мелкозернистые, граувакково-полевошпатово-кварцевого состава, различной степени отсортированности. Содержание цемента глинисто-карбонатного состава наиболее часто варьирует от нескольких до 10–15 %.

Толщины пласта изменяются от 3–4 до 23 м, на большей части НГО – от 8 до 12 м. Распределение их значений по площади имеет мозаичный характер. Максимальные толщины пласта (12–22 м) прогнозируются на двух участках в северной половине НГО: северный – в западном окончании Южно-Карской мегаседловины, южный – в центральной части Бованенковско-Нурминского наклонного мегавала. Минимальные толщины пласта (2–6 м) прогнозируются на трех участках в северной, западной и южной частях Ямальской НГО. На остальной (большей) ее части толщины пласта изменяются от 6 до 12 м.

Толщина песчаников ПП Ю₂ варьирует от 2–3 до 16 м. Распределение их толщин также имеет мозаичный характер.

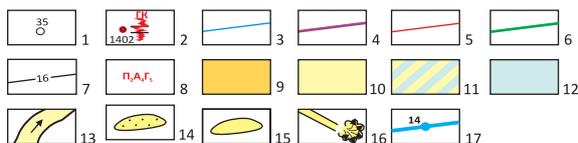
Условия формирования пласта Ю₂ Ямальской НГО представляются следующими. Выделены четыре палеогеографические области, которые сменяют друг друга с запада на восток от области размыва: суша; аллювиальная равнина; прибрежная равнина, временами заливавшаяся морем, и прибрежно-морская область; мелководье (рис. 9). В отличие от проницаемого комплекса палеогеографическая область мелководного шельфа при образовании отложений пласта Ю₂ отсутствовала.

Суша, служившая источником сноса терригенного материала, располагалась в основном западнее НГО (в пределах Урала) и охватывала ее окраинные участки. Восточнее к ней прилегает полоса аллювиальных равнин; еще восточнее – прибрежные равнины, временами заливавшиеся морем,



Лито­логические области

- | | |
|---|--|
| P_1A_5 – псаммитовая | $P_2Г_3,4A_4,5$ – преимущественно псаммитово-глинистая |
| $P_{1,4,5}Г_5$ – преимущественно псаммитовая | $P_3A_3Г_5$ – в основном псаммитово-алевритовая |
| $P_{2,3,4}Г_{4,5}$ – преимущественно псаммитово-алевритовая | $A_{2,3}P_3Г_5$ – в основном алевритово-псаммитовая |



и прибрежно-морские области, которые занимали почти всю оставшуюся ее часть. Мелководье было развито весьма ограниченно – лишь на окраинных северном и восточном участках.

Рис. 9. Лито­лого-палеогеографическая карта пласта Ю₂ батского регионального резервуара Ямальской НГО

1 – скважины; 2 – скважины с приведенной каротажной диаграммой ГК; 3–6 – границы: 3 – распространения юрского мегакомплекса, 4 – Ямальской НГО, 5 – литологических областей, 6 – палеогеографических областей; 7 – изопахиты, м; 8 – индексы литологических областей; 9–12 – палеогеографические области: 9 – суша, 10 – аллювиальная равнина, 11 – прибрежная равнина, временами заливавшаяся морем, прибрежно-морская область, 12 – мелководная область; 13–16 – песчаные тела: 13 – речных русел и дельт, 14 – барьерных островов, 15 – вдольбереговых баров и прибрежных валов, 16 – разрывных течений; 17 – корреляционный профиль (см. рис. 2, 10)

Комплексный анализ разрезов пласта Ю₂ позволил выделить в Ямальской НГО песчаные тела различного генезиса (см. рис. 9, рис. 10).

Из фаций, относящихся к континентальной обстановке осадконакопления, по каротажным диаграммам выделена только группа фаций речных русел (скважины Усть-Юрибейская 30; Восточно-Салехардская 1, Танопчинская 2, Южно-Ярудейская 4). Закартированы два палеорусла субширотной ориентировки, дельтовые системы которых находятся в зоне прибрежной равнины, временами заливавшаяся морем, и прибрежно-морской области, а русла прослеживаются до области денудации. Первое русло прослеживается в центральной части Ямальской НГО (Усть-Юрибейская площадь), второе – южнее района исследований (Восточно-Салехардская, Танопчинская и Южно-Ярудейская площади).

В прибрежно-морской области выделена система барьерных островов и разрывных течений, перераспределяющих поступающие с суши осадки, а восточнее – вдольбереговые бары и прибрежные валы.

Фации вдольбереговых баров и прибрежных валов выделены в скважинах Западно-Малыгинской 1402, Харасавэйской 103, Западно-Сеяхинской, Новопортовских 66, 107, 115, 130, 210, а также южнее Ямальской НГО.

Фация барьерных островов закартирована в скважинах Западно-Арктической 41, Среднеямальской 14, Малоямальской 3004, Сюнай-Салинской 41; Малыгинской 48; Тамбейской 18, Северо-Малыгинской 38.

Группа фаций разрывных течений в Ямальской НГО и на смежных с ней территориях встречается наиболее часто: на Леоновской, Тарминской, Сядорской, Пяседайской, Штормовой, Западно-Тамбейской, Восточно-Харасавэйской, Бованенковской, Утренней, Нейтинской, Геофизической, Южно-Нурминской, Новопортовской, Дельтовой, Лензитской, Медвежьей и других площадях.

Фильтрационно-емкостная модель ПП Ю₂ представляется следующей. Коллекторы пласта распространены повсеместно. Толщины их изменяются от нескольких до 13 м, на большей части территории от 5 до 10 м (рис. 11). Распределение их

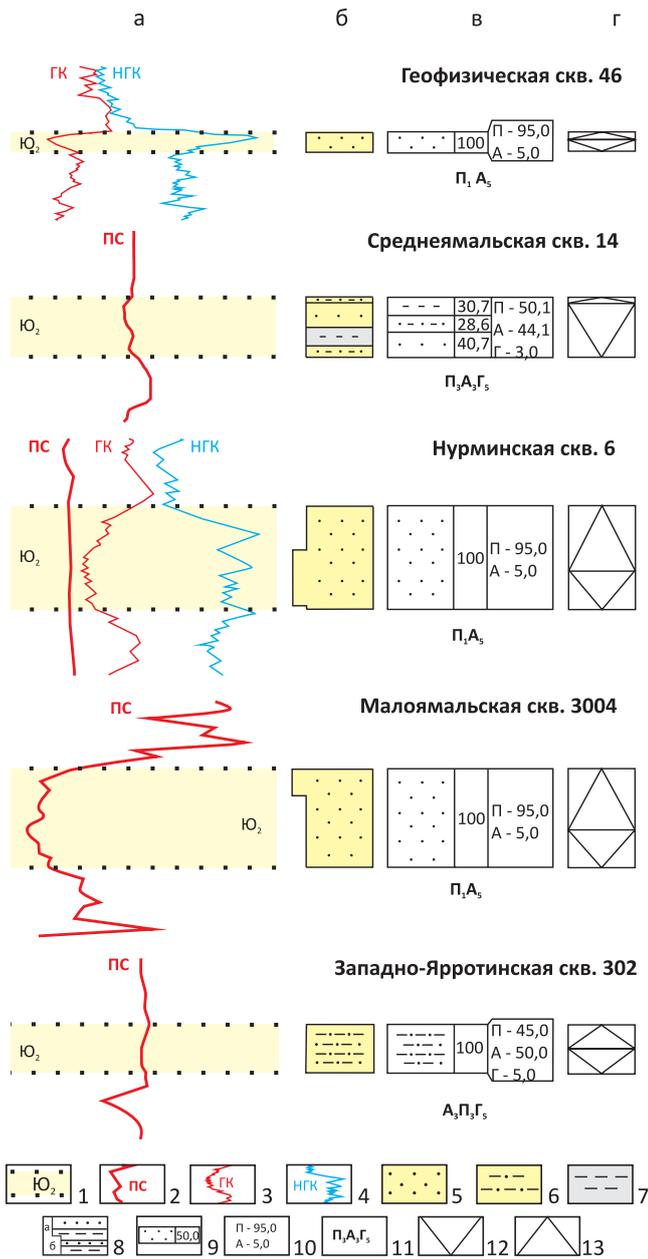


Рис. 10. Электрометрические модели (а), модели строения (б), вещественный состав (в) и направленность изменения гранулометрического состава (г) пласта Ю₂ по профилю Геофизическая – Западно-Ярротинская площади
1 – границы пласта Ю₂; 2–4 – каротажные кривые: 2 – ПК, 3 – ГК, 4 – НГК; 5–7 – породы: 5 – песчаники, 6 – алевролиты-песчаники, 7 – алевролиты; 8 – фрагмент литологической колонки: а – интервалы разреза, построенного по керновому материалу и ГИС, б – интервалы разреза, построенного по материалам ГИС; 9 – породы и процент их содержания в разрезе; 10 – содержание литологических компонентов разреза (П – песчаного, А – алевролитового, Г – глинистого); 11 – индекс литологического типа разреза; 12–13 – изменение гранулометрического состава: 12 – уменьшение, 13 – увеличение

по площади НГО в целом сходно с таковым самого пласта и содержащихся в нем песчаников. Максимальные толщины (10–13 м) также прогнозируются в западном окончании Южно-Карской мегаседловины и в центральной части Бованенково-Нурмин-

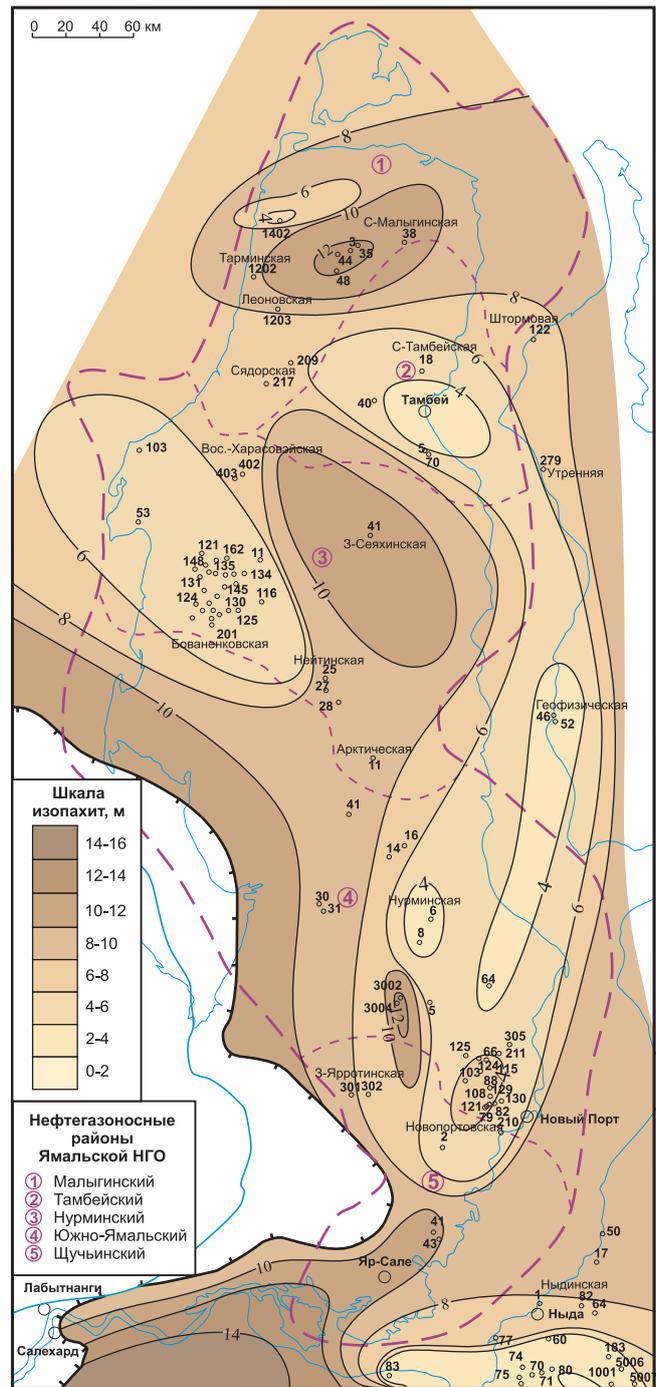
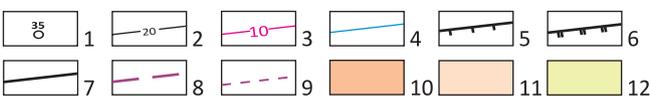
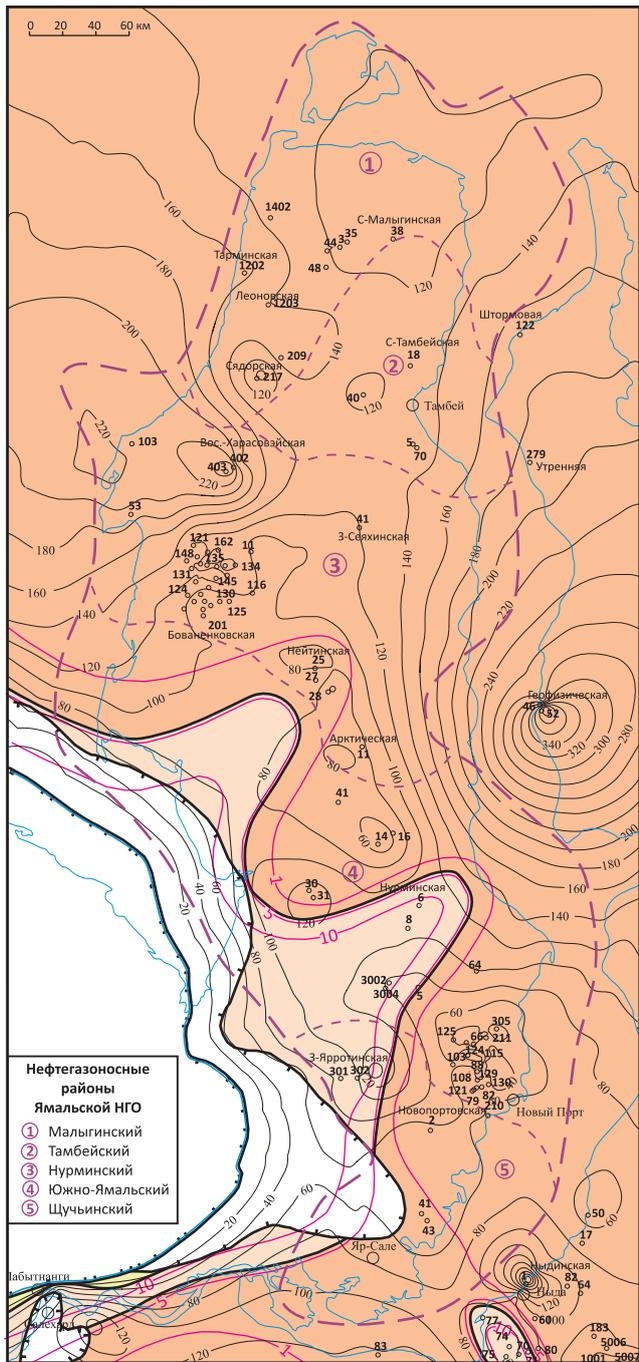


Рис. 11. Карта толщин коллекторов пласта Ю₂ батского регионального резервуара Ямальской НГО
Усл. обозн. см. на рис. 5

ского наклонного мегавала, минимальные (от нескольких до 6 м) закартированы на трех небольших участках в северной, западной и южной частях НГО. На остальной территории толщины коллекторов изменяются от 6 до 10 м.

Открытая пористость коллекторов изменяется от 8 до 23 %, наиболее часто от 10 до 18 %, межзерновая проницаемость – от долей до $210 \cdot 10^{-3}$ мкм², обычно $(0,6-10,0) \cdot 10^{-3}$ мкм². В целом коллекторы пласта Ю₂ Ямальской НГО, как и проницаемого комплекса БРР, характеризуются средней и пониженной пористостью и пониженной проницаемостью.



Флюидоупор батского резервуара в Ямальской НГО включает отложения верхней юры и верхней части средней юры (абалакская, нурминская, баженковская, даниловская свиты) и распространен почти повсеместно, его нет лишь в окраинной юго-запад-

Рис. 13. Карта перспектив нефтегазоносности батского регионального резервуара Ямальской НГО

1–9 – границы распространения: 1 – юрского мегакомплекса, 2 – батского регионального резервуара, 3 – Ямальской НГО, 4 – нефтегазоносных районов, 5 – земель различных перспектив, 6 – Внутренней области и Внешнего пояса, 7 – надпорядковых структур и структур 0 порядка, 8 – структур I порядка, 9 – структур II порядка; 10 – разрывные нарушения; 11 – номера нефтегазоносных районов Ямальской НГО; 12–13 – месторождения: 12 – газовые, 13 – газонефтяные; 14 – подготовленные объекты; 15 – зоны нефтегазонакопления; 16–20 – категории перспективных земель: 16 – высокоперспективные, 17 – перспективные I категории, 18 – перспективные II категории, 19 – среднеперспективные I категории, 20 – среднеперспективные II категории

Рис. 12. Карта качества келловей-верхнеюрского флюидоупора батского регионального резервуара Ямальской НГО

1 – скважины; 2 – изопакиты флюидоупора, м; 3 – изолинии содержания песчаников во флюидоупоре, %; 4–9 – границы: 4 – распространения юрского мегакомплекса, 5 – распространения отложений малышевского горизонта, 6 – распространения отложений келловей-верхнеюрского флюидоупора, 7 – областей разного качества флюидоупора, 8 – Ямальской НГО, 9 – нефтегазоносных районов; 10–12 – области разного качества флюидоупора: 10 – высокого, 11 – среднего, 12 – пониженного

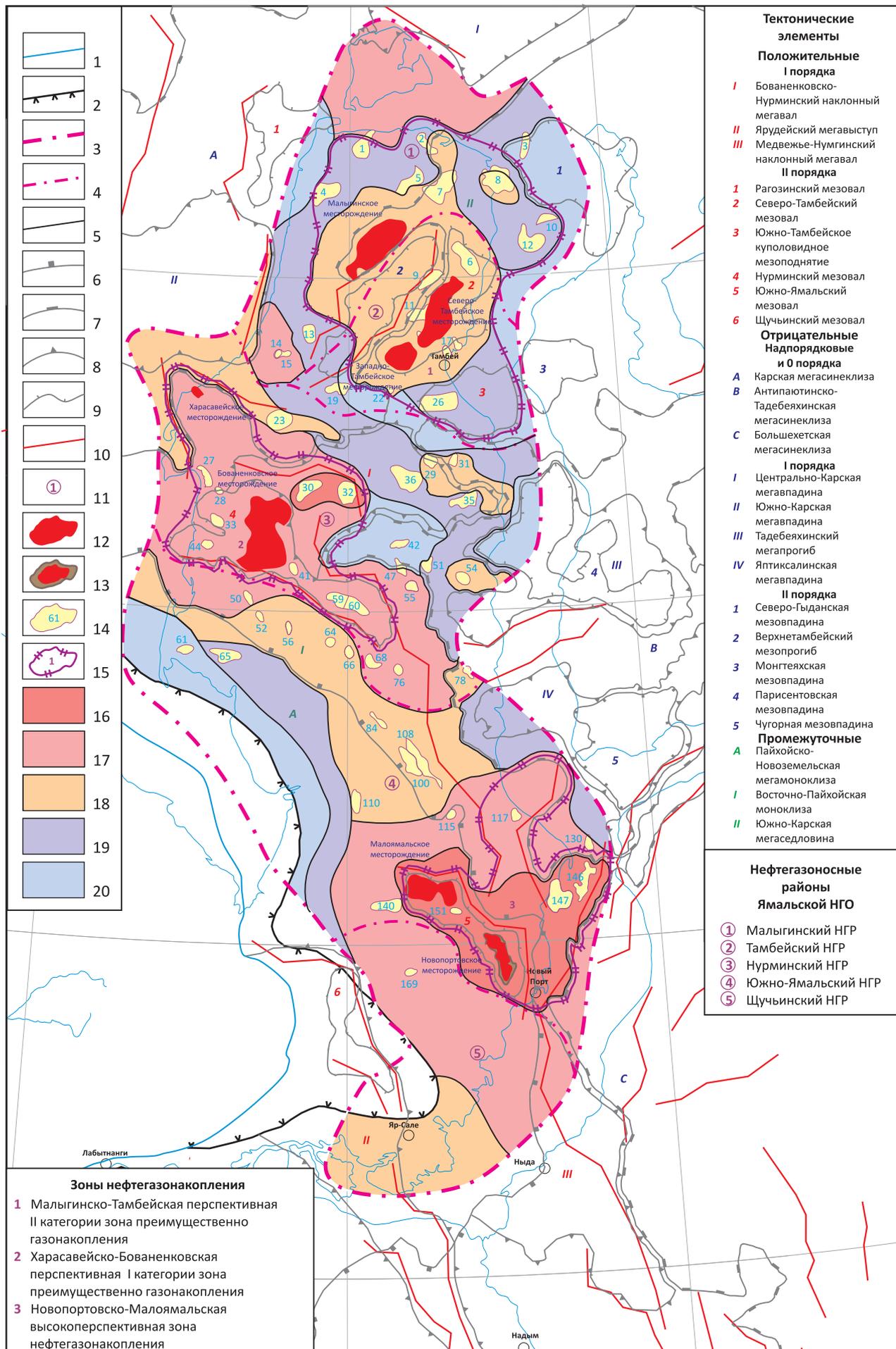
ной части. Разрез флюидоупора представлен аргиллитоподобными глинами с редкими маломощными прослоями алевролитов и песчаников. Глины в разной степени алевроитистые, слабо пиритизированные, с присутствием органического вещества. Минералогический состав глин обычно трехкомпонентный. Основную часть их составляют слюда и хлорит, а каолинит имеет подчиненное значение. Толщина флюидоупора изменяется от 10–20 до 230 м.

Отложения флюидоупора накапливались в период обширной морской трансгрессии, в условиях углубления и расширения морского бассейна. В бассейне седиментации наиболее широко были распространены области мелководного и глубоководного шельфа, а в георгиевское и баженковское времена в северной и восточной части Ямальской НГО существовала глубоководная (псевдоабиссальная) область [22].

Качество флюидоупора на большей части рассматриваемого района высокое, поскольку его толщины составляют 100–230 м, а содержание песчаников не превышает 1 % (рис. 12). Среднее и пониженное его качество отмечается лишь в юго-западной части Ямальской НГО, вблизи Урала. Здесь прогнозируются минимальные толщины флюидоупора (от 10–20 до 60 м) и максимальное содержание песчаников (5–15 %).

Результаты количественного прогноза нефтегазоносности батского резервуара и продуктивного пласта Ю₂

В соответствии с выполненной количественной оценкой начальные суммарные ресурсы УВ батского резервуара Ямальской НГО оцениваются в 7,31 млрд т УУВ (3,78 млрд т (52 %) нефти, 3,04 трлн м³ (41 %) газа, 0,49 млрд т (7 %) конденсата), пласта Ю₂ – 5,64 млрд т УУВ (3,14 млрд т (56 %), 2,12 трлн м³ (38 %) и 0,38 млрд т (6 %) соответственно).





Распределение начальных суммарных ресурсов УВ батского резервуара по нефтегазоносным районам (НГР) следующее. Наибольшие объемы ресурсов УВ прогнозируются в Южно-Ямальском НГР – 2,73 млн т УУВ (37,4 %), несколько меньшие в Нурминском НГР – 1,95 млрд т УУВ (26,7 %), еще меньше в Малыгинском и Щучинском НГР – 1,15 (15,7 %) и 1,12 (15,3%) млрд т УУВ, минимальные в Тамбейском НГР – 0,34 млрд т УУВ (4,9 %). Распределение начальных суммарных ресурсов УВ ПП Ю₂ по нефтегазоносным районам в целом подобно таковому в батском резервуаре. Максимальные их объемы также прогнозируются в Южно-Ямальском НГР (2,29 млрд т УУВ, или 40,6 %), а минимальные – в Тамбейском (0,23 млрд т УУВ, или 4,0 %).

Запасы и ресурсы УВ БРР по категориям С₁, С₁+С₂, С₃ и Д₁ равны соответственно 523,7 (7,2 %), 1225,3 (16,8 %), 734,9 (10,1 %) и 5349,8 (73,1 %) млн т УУВ.

Перспективы нефтегазоносности батского регионального резервуара в пределах Ямальской НГО различные. На ее территории выделяется пять категорий земель: высокоперспективные (удельная плотность начальных суммарных ресурсов углеводородов 100–150 тыс. т УУВ/км²), перспективные I категории (50–100 тыс. т УУВ/км²), перспективные II категории (30–50 тыс. т УУВ/км²), среднеперспективные I категории (20–30 тыс. т УУВ/км²) и среднеперспективные II категории (10–20 тыс. т УУВ/км²) (рис. 13).

Высокоперспективные земли в Ямальской НГО распространены ограниченно: в юго-восточной части Южно-Ямальского и на ограниченном по площади участке Нурминского НГР (в западной части Бованенковско-Нурминского наклонного мегавала).

Перспективные земли I категории развиты более широко: в юго-западной половине Нурминского и в южной части (севернее более перспективных земель) Южно-Ямальского НГР, а также в северной половине Щучинского района и в северной части Малыгинского.

Перспективные земли II категории развиты несколько меньше: в северной и центральной частях Тамбейского и смежной территории юго-востока Малыгинского НГР; на севере Южно-Ямальского и северо-западе соответственно Южно-Ямальского и Нурминского, а также на юге Щучинского.

Среднеперспективные земли I и II категорий распространены ограниченно.

В Ямальской НГО авторами выделены три зоны нефтегазонакопления: Новопортовско-Малоямальская, Харасавэйско-Бованенковская и Малыгинско-Тамбейская. Это, в понимании авторов, структурно-фациальные подразделения нефтегазоносного бассейна (участки резервуара), характеризующиеся сходным геологическим строением и историей, обеспечивающими общие условия формирования и сохранения залежей нефти и газа [21]. В них прогнозируется 2,58 млрд т УУВ, что составляет 35 % от всех начальных суммарных ресурсов УВ.

Новопортовско-Малоямальская высокоперспективная зона нефтегазонакопления (начальные суммарные ресурсы БРР 1,1 млрд т УУВ) расположена в южной части Южно-Ямальской НГР. В ее пределах открыты Новопортовское и Малоямальское месторождения и подготовлены к бурению четыре объекта: Хамбатейский, два Каменномысских и Ямальский.

Харасавэйско-Бованенковская перспективная I категории зона преимущественно газонакопления (начальные суммарные ресурсы БРР 1,05 млрд т УУВ) околонтурена в центральной части Ямальской НГО, в Нурминском НГР, где открыты Бованенковское, Харасавэйское месторождения и подготовлены к бурению девять объектов: Крузенштерновский, Среднекрузенштерновский, Южно-Крузенштерновский, Восточно-Бованенковский, Верхнетиутейский, Неретинский и Нейтинские.

Малыгинско-Тамбейская перспективная II категории зона преимущественно газонакопления (начальные суммарные ресурсы БРР 0,40 млрд т УУВ) выделена в северной части Ямальской НГО. В ней открыты Малыгинское, Северо-Тамбейское и Западно-Тамбейское месторождения и подготовлены к бурению 13 перспективных объектов: Верхнемалыгинский, Февральский, Западно-Малыгинский, Северо-Малыгинский, Северо-Тасийский, Тыпертояхский, Преображенский, Северо-Тамбейский, Восточно-Корпачевский, Корпачевский, Среднетамбейский, Малотамбейский и Южно-Тамбейский.

Выводы

Проницаемый комплекс резервуара характеризуется циклическим чередованием песчаников, алевролитов и глин. В его составе выделяются три регионально выраженных песчаных пласта – Ю₂, Ю₃ и Ю₄. Толщина комплекса в Ямальской НГО изменяется от нескольких метров на юго-западе (в зоне, прилегающей к Уралу) до 100–140 м на остальной (большей) ее части. Толщина песчаников изменяется от нескольких до 60 м. Характер ее распределения по площади подобен таковому для проницаемого комплекса в целом.

Во время формирования отложений проницаемого комплекса на территории Ямальской НГО существовали суша; аллювиальные равнины; прибрежные равнины, временами заливавшиеся морем, прибрежно-морские области; мелководные области и мелководный шельф. Суша располагалась в окраинной западной части региона, вблизи Урала. К ней в виде полосы прилегали аллювиальные равнины и прибрежные равнины, временами заливавшиеся морем, и распространенные ограниченно прибрежно-морские области. Мелководные области были развиты более широко преимущественно восточнее и южнее от указанной палеогеографической области, а также в северо-восточной и частично в западной частях района исследования. Области мелководного шельфа, имеющие сложные очертания



ния, существовали преимущественно в восточной части НГО.

Продуктивный пласт Ю₂ обычно представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и глин. Соотношение этих пород в пласте различное. Содержание песчаников наиболее часто колеблется от 30 до 60 %, толщина песчаных прослоев – от нескольких сантиметров до 10–15 м. Толщина пласта изменяется от 3–4 до 23 м, на большей части территории от 8 до 12 м. Толщина песчаников пласта изменяется от 2–3 до 16 м.

Во время формирования отложений пласта Ю₂ в пределах Ямальской НГО существовали четыре палеогеографические области, которые сменяли друг друга с запада на восток от области размыва: суша, аллювиальная равнина; прибрежная равнина, временами заливавшаяся морем, и прибрежно-морская область; мелководье. В отличие от проницаемого комплекса палеогеографическая область мелководного шельфа при образовании пласта Ю₂ отсутствовала.

Песчаные тела во время формирования отложений продуктивного пласта Ю₂ имели различный генезис. Из фаций, относящихся к континентальной обстановке осадконакопления, выделены фации речных русел, в прибрежно-морской области – система барьерных островов, вдольбереговых баров и разрывных течений.

Келловей-верхнеюрский флюидоупор сложен в основном глинами (аргиллитами) с содержанием песчаников обычно менее 1 %. В Ямальской НГО он распространен почти повсеместно, толщина его 20–230 м. Отложения флюидоупора накапливались в период обширной морской трансгрессии в условиях углубления и расширения бассейна, где были наиболее широко распространены области мелководного и глубоководного шельфа, а в георгиевское и баженовское время (впервые в юрском периоде) в северной и восточной частях Ямальской НГО существовала глубоководная (псевдоабиссальная) область. Рассматриваемый флюидоупор на большей части указанного района характеризуется высоким качеством, лишь в юго-западной окраинной его части показатели качества средние и пониженные

Толщины коллекторов проницаемого комплекса резервуара и пласта Ю₂ изменяются соответственно от нескольких до 30 м (на большей части территории от 8 до 20 м) и от нескольких до 16 м (на большей части территории от 5 до 10 м). Коллекторы характеризуются в основном средней и пониженной пористостью и пониженной гранулярной проницаемостью.

Для келловей-верхнеюрского флюидоупора главным образом типичны высокие экранирующие свойства, лишь в юго-западной окраинной части, прилегающей к Уральской складчатой области, показатели качества средние и пониженные.

Уточнена количественная оценка перспектив нефтегазоносности БРР и ПП Ю₂. Начальные суммар-

ные ресурсы УВ оцениваются соответственно в 7,31 и 5,64 млрд т УУВ, в том числе 3,78 и 3,14 млрд т нефти, 3,04 и 2,12 трлн м³ газа и 0,49 и 0,38 млрд т конденсата. Степень их разведанности низкая. Наиболее перспективные земли прогнозируются в южной и центральной частях Ямальской НГО, где выделены перспективные на поиски залежей УВ Харасавэйско-Бованенковская и Новопортовско-Малоямальская зоны нефтегазоаккумуляции.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Бостриков О. И., Ларичев А. И., Фомищев А. С.** Геохимические аспекты изучения нижне-среднеюрских отложений Западно-Сибирской плиты в связи с оценкой их УВ – потенциала // Нефтегазовая геология. Теория и практика: электронный науч. журн. – 2011. – Т. 6, № 3. – Точка доступа <http://www/ngtp/ru/rub/1/3/20011/pdf>.

2. **Бостриков О. И., Ларичев А. И., Фомищев А. С.** Закономерности накопления рассеянного органического вещества и масштабы нефтеобразования в верхнеюрских материнских отложениях Западно-Сибирской плиты // Матер. науч.-практ. конф. «Нефтегазогеологический прогноз и перспективы развития нефтегазового комплекса востока России». – СПб.: ВНИГРИ, 2010. – С. 2005–2013.

3. **Высокоразрешающая** стратиграфия нефтегазоносных отложений нижней и средней юры северных районов Западной Сибири / Г. Г. Шемин, А. Ю. Нехаев, Л. В. Рябкова и др. // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42, № 5. – С. 749–765.

4. **Геологическое** строение и нефтегазоносность нижней – средней юры Западно-Сибирской провинции / Ф. Г. Гурари, В. П. Девятов, В. И. Демин и др. – Новосибирск: Наука, 2005. – 56 с.

5. **Методические** указания по составлению литолого-фациальных и палеогеографических карт / М. М. Алиев, Е. А. Гофман, Л. Т. Климова и др. – М.: ИГИРГИ, 1967. – 25 с.

6. **Методическое** руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России / под ред. К. А. Клещева, А. Э. Конторовича, Н. А. Крылова и др. – М.: ВНИГНИ, 2000. – 189 с.

7. **Михайлова Н. А.** Методика составления крупномасштабных литолого-фациальных и палеогеографических карт. – М.: Наука, 1973. – 54 с.

8. **Муромцев В. С.** Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.

9. **Объяснительная** записка к атласу литолого-палеогеографических карт юрского и мелового периодов Западно-Сибирской равнины в масштабе 1:5 000 000 / под ред. И. И. Нестерова. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1976. – 85 с.

10. **Палеогеография** Севера СССР в юрском периоде / В. А. Захаров, М. С. Месежников, З. З. Ронкина и др. – Новосибирск: Наука, 1983. – 191 с.



11. **Прозорович Г. Э.** Покрышки залежей нефти и газа. – М.: Недра, 1972. – 170 с.

12. **Роль** литогенеза в формировании и сохранении залежей нефти и газа / Т. И. Гурова, Т. Ф. Антонова, К. С. Кондрина и др. – М.: Недра, 1974. – 136 с.

13. **Савченко Г. П.** Условия формирования залежей нефти и газа при струйной миграции в водонасыщенных породах // Вопросы геологии нефтяных месторождений. – М.: Гостоптехиздат, 1958. – С. 86–118.

14. **Сахибгареев Р. С.** Минералогия глиен продуктивных отложений месторождений Сургутского нефтегазоносного района (Западной Сибири): автореф. дис. ... к. г.-м. н. – М., 1968. – 25 с.

15. **Сверчков Г. П.** Зависимость высоты и размеров залежей от мощности покрывших // Условия формирования и закономерности размещения месторождений нефти и газа (на примере Западно-Сибирской и других эпигерцинских плит СССР). – Л.: Недра, 1967. – С. 122–133.

16. **Систематика** и классификация осадочных пород и их аналогов / В. Н. Шванов, В. Т. Фролов, Э. И. Сергеева и др. – СПб.: Недра, 1998. – 352 с.

17. **Тектоническое** строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое / В. А. Конторович, С. Ю. Беляев, А. Э. Конторович и др. // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42, № 11–12. – С. 1832–1845.

18. **Условия** образования юрских отложений севера Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции: Атлас литолого-палеогеографических карт юрского периода севера Западной Сибири и акватории Карского моря в масштабе 1:2 000 000 и Объяснительная записка / Г. Г. Шемин, Л. Г. Вакуленко, В. И. Москвин и др. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2015. – 88 с.

19. **Условные** обозначения и методические указания по составлению атласа литолого-палеогеографических карт СССР / ред. А. П. Виноградов. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 45 с.

20. **Фомин А. Н.** Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.

21. **Шемин Г. Г.** Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина). – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2007. – 467 с.

22. **Шемин Г. Г.** Региональные резервуары нефти и газа юрских отложений севера Западно-Сибирской провинции. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2014. – 362 с.

REFERENCES

1. Bostrikov O.I., Larichev A.I., Fomichev A.S. [Geochemical aspects of Lower and Middle Jurassic sediments of the West-Siberian Plate in view of hydrocarbon potential evaluation]. *Neftegazovaya geologiya*.

Teoriya i praktika. Elektron. nauch. zhurna – Oil and Gas Geology. Theory and Practice. Electronic Journal, St. Petersburg, VNIGRI, 2011, vol. 6, no. 3, available at: <http://www/ngtp/ru/rub/1/3/20011/pdf>. (In Russ.).

2. Bostrikov O.I., Larichev A.I., Fomichev A.S. [Regularities in accumulation of dispersed organic matter and the scales of oil generation in the Upper Jurassic source rocks of the West-Siberian Plate]. *Materialy nauchno-prakticheskoy konferentsii «Neftegazologicheskij prognoz i perspektivy razvitiya neftegazovogo kompleksa vostoka Rossii»* [Proceedings of the research-to-practice conference “Oil and gas occurrence forecast and the development prospects of the petroleum complex in the east of Russia”]. St. Petersburg, VNIGRI Publ., 2010, pp. 2005–2013. (In Russ.).

3. Shemin G.G., Nekhaev A.Yu., Ryabkova L.V., et al. [High-resolution stratigraphy of the Lower and Middle Jurassic petroliferous deposits of northern West Siberia]. *Geologiya i geofizika – Geology and Geophysics*, 2001, vol. 42, no. 5, pp. 749–765. (In Russ.).

4. Gurari F.G., Devyatov V.P., Demin V.I., et al. *Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' nizhney sredney yury Zapadno-Sibirskoy provintsii* [Geological structure and petroleum potential of the Lower-Middle Jurassic of the West-Siberian province]. Novosibirsk, Nauka Publ., 2005. 56 p. (In Russ.).

5. Aliev M.M., Gofman E.A., Klimova L.T., et al. *Metodicheskie ukazaniya po sostavleniyu litologofatsial'nykh i paleogeograficheskikh kart* [Guidelines on lithofacies and paleogeographic mapping]. Moscow, IGIRGI Publ., 1967. 25 p. (In Russ.).

6. *Metodicheskoe rukovodstvo po kolichestvennoy i ekonomicheskoy otsenke resursov nefti, gaza i kondensata Rossii* [Guidelines to conduct quantitative estimate and economic appraisal of oil, gas, and condensate resources of Russia]. Moscow, VNIGNI Publ., 2000. 189 p. (In Russ.).

7. Mikhaylova N.A. *Metodika sostavleniya krupnomasshtabnykh litologofatsial'nykh i paleogeograficheskikh kart* [The methodology of large-scale lithofacies and paleogeographic mapping]. Moscow, Nauka Publ., 1973. 54 p. (In Russ.).

8. Muromtsev V.S. *Elektrometricheskaya geologiya peschanykh tel – litologicheskikh lovushek nefti i gaza* [Electrometric geology of sand bodies–lithological oil and gas traps]. Leningrad, Nedra Publ., 1984. 260 p. (In Russ.).

9. *Ob'yasnitel'naya zapiska k atlasu litologo-paleogeograficheskikh kart yurskogo i melovogo periodov Zapadno-Sibirskoy ravniny v mashtabe 1:5 000 000* [Explanatory note to the 1:5,000,000-scale atlas of lithopaleogeographic maps of the Jurassic and Cretaceous West-Siberian Plane]. Nesterov I.I. ed. Tyumen, ZapSibNIGNI Publ., 1976, issue 93. 85 p. (In Russ.).

10. Zakharov V.A., Mesezhnikov M.S., Ronkina Z.Z., et al. *Paleogeografiya Severa SSSR v yurskom periode* [The Jurassic paleogeography of the north of the USSR]. Novosibirsk, Nauka Publ., 1983. 191 p. (In Russ.).



11. Prozorovich G.E. *Pokryshki zalezhey nefti i gaza* [Oil and gas pool seals]. Moscow, Nedra Publ., 1972. 170 p. (In Russ.).
12. Gurova T.I., Antonova T.F., Kondrina K.S., et al. *Rol' litogeneza v formirovanii i sokhranении zalezhey nefti i gaza* [The role of lithogenesis in the formation and preservation of oil and gas pools]. Moscow, Nedra Publ., 1974. 136 p. (In Russ.).
13. Savchenko G.P. [The formation of oil and gas pools under conditions of stream migration in water-bearing rocks]. *Voprosy geologii neftyanykh mestorozhdeniy* [Issues of oil field geology]. Moscow, Gostoptekhizdat Publ., 1958, pp. 86–118. (In Russ.).
14. Sakhibgareev R.S. *Mineralogiya glin produktivnykh otlozheniy mestorozhdeniy Surgutskogo neftegazonosnogo rayona (Zapadnoy Sibiri)* [Mineralogy of clays in producing strata of the Surgut petroleum region (West Siberia)]. Author's abstract of PhD thesis. Moscow, 1968. 25 p. (In Russ.).
15. Sverchkov G.P. [The dependence of the height and extension of pools from the seal thickness]. *Usloviya formirovaniya i zakonomernosti razmeshcheniya mestorozhdeniy nefti i gaza (na primere Zapadno-Sibirskoy i drugikh epigertsinskiykh plit SSSR)* [The formation conditions and location regularities of oil and gas fields. A case study from the West-Siberian and other epi-Hercynian plates of the USSR]. Leningrad, Nedra Publ., 1967, pp. 122–133. (In Russ.).
16. Shvanov V.N., Frolov V.T., Sergeeva E.I., et al. *Sistematika i klassifikatsiya osadochnykh porod i ikh analogov* [Systematics and classification of sedimentary rocks and their analogues]. St. Petersburg, Nedra Publ., 1998. 352 p. (In Russ.).
17. Kontorovich V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E., et al. [Tectonic structure and history of evolution of the West Siberian geosyncline in the Mesozoic and Cenozoic]. *Geologiya i geofizika – Geology and Geophysics*, 2001, vol. 42, no. 11–12, pp. 1832–1845. (In Russ.).
18. Shemin G.G., Vakulenko L.G., Moskvina V.I., et al. *Usloviya obrazovaniya yurskiykh otlozheniy severa Zapadno-Sibirskoy neftegazonosnoy provintsii: Atlas litologo-paleogeograficheskikh kart yurskogo perioda severa Zapadnoy Sibiri i akvatorii Karskogo morya v mashtabe 1:2 000 000 i Ob'yasnitel'naya zapiska* [The conditions of formation of the Jurassic deposits in the West-Siberian petroleum province. The atlas of litho-paleogeographic maps of the Jurassic of the northern West Siberia and the water area of the Kara Sea at a scale of 1 to 2,000,000, and explanatory note]. Novosibirsk, SB RAS Publ., 2015. 88 p. (In Russ.).
19. *Uslovnye oboznacheniya i metodicheskie ukazaniya po sostavleniyu atlasa litologo-paleogeograficheskikh kart SSSR* [Legend for and guidelines to compile the atlas of litho-paleogeographic maps of the USSR]. Vinogradov A.P. ed. Moscow, Gostoptekhizdat Publ., 1962. 45 p. (In Russ.).
20. Fomin A.N. *Katagenez organicheskogo veshchestva i neftegazonosnost' mezozoykskikh i kaynozoykskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskogo megabasseyina* [Catagenesis of organic matter and petroleum potential of the Mesozoic and Cenozoic deposits of the West-Siberian megabasin]. Novosibirsk, IPGG SB RAS Publ., 2011. 331 p. (In Russ.).
21. Shemin G.G. *Geologiya i perspektivy neftegazonosnosti venda i nizhnego kembriya tsentral'nykh rayonov Sibirskoy platformy (Nepsko-Botuobinskaya, Baykitskaya anteklizy i Katangskaya sedlovina)* [Geology and petroleum prospects of the Vendian and Lower Cambrian of the central Siberian Platform]. Novosibirsk, SB RAS Publ., 2007. 467 p. (In Russ.).
22. Shemin G.G. *Regional'nye rezervuary nefti i gaza yurskiykh otlozheniy severa Zapadno-Sibirskoy provintsii* [Regional reservoirs of oil and gas in the Jurassic deposits of the West-Siberian Province]. Novosibirsk, SB RAS Publ., 2014. 362 p. (In Russ.).

© Г. Г. Шемин, Н. В. Первухина, 2017