

УДК 550.83 (571.5)

DOI 10.31087/0016-7894-2020-2-59-85

Модели строения и условия формирования глубокопогруженных региональных резервуаров нижнеюрских отложений Енисей-Хатангской и восточной части Гыданской нефтегазоносных областей

© 2020 г. | Г.Г. Шемин^{1,2}, В.А. Верниковский^{1,2}, Н.В. Первухина¹, Е.В. Деев^{1,2}, В.И. Москвин^{1,2}, Ф.А. Мигурский³, М.Ю. Смирнов³

¹ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН», Новосибирск, Россия; sheminGG@ipgg.sbras.ru; vernikovskyya@ipgg.sbras.ru; pervuhinaNV@ipgg.sbras.ru; deev@ngs.ru; moskvinVI@ipgg.sbras.ru;

²ФГАОУ ВО «Новосибирский национальный исследовательский государственный университет», Новосибирск, Россия;

³ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; fam@vnigni.ru; smirnov@vnigni.ru

Поступила 20.09.2019 г.

Доработана 18.10.2019 г.

Принята к печати 20.01.2020 г.

Ключевые слова: резервуар; проницаемый комплекс; флюидоупор; структурный план; вещественный состав; условия образования; коллектор; пористость; проницаемость.

Аннотация: Выделены области разного вещественного состава отложений тоарского, плинсбахского и геттанг-синемюрского резервуаров от преимущественно песчаного до глинисто-алевритового, которые закономерно распределены по территории региона. Рассмотрены обстановки образования отложений проницаемых комплексов и флюидоупоров, которые накапливались преимущественно в морских условиях. Впервые составлен набор карт толщин и вещественного состава проницаемых комплексов региональных резервуаров всей территории рассматриваемого региона. Показано, что на протяжении всей раннеюрской эпохи наиболее интенсивным был снос алевритово-песчаного материала с Сибирской платформы. Поэтому вещественный состав нижнеюрских отложений вблизи этого источника сноса более песчаный, чем близрасположенных к Таймырской складчатой области. Установлена закономерность изменения фильтрационно-емкостных свойств региональных резервуаров в зависимости от глубины залегания. Наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами обладают гранулярные коллекторы, залегающие на глубине до 3,5 км. Ниже этого значения на каждый 1 км углубления пористость коллекторов уменьшается на 2–2,5 %. Начиная с глубины 4,5 км их открытая пористость обычно не превышает 12–13 %, а глубже 5,5 км коллекторы имеют открытую пористость, близкую к их граничному значению. Проницаемость коллекторов также уменьшается вниз по разрезу. Прогноз толщин малоизученных коллекторов осуществлен на базе имеющейся ограниченной по объему аналитической и промыслово-геофизической информации, выявленной закономерности изменения их фильтрационно-емкостных свойств в зависимости от глубины их залегания и анализа вещественного состава отложений проницаемых комплексов. Выделены области очагового распределения коллекторов и их отсутствия. Первые из них подразделяются на области наибольших, средних, пониженных и низких значений толщин коллекторов. Впервые оценены качества лайдинского, китербютского и левинского флюидоупоров на всей территории исследуемого региона с построением карт качества каждого.

Финансирование: Работа выполнялась при поддержке Российского научного фонда (проект № 19-17-00091) и Российского фонда фундаментальных исследований (проект № 18-05-70035).

Для цитирования: Шемин Г.Г., Верниковский В.А., Первухина Н.В., Деев Е.В., Москвин В.И., Мигурский Ф.А., Смирнов М.Ю. Модели строения и условия формирования глубокопогруженных региональных резервуаров нижнеюрских отложений Енисей-Хатангской и восточной части Гыданской нефтегазоносных областей // Геология нефти и газа. – 2020. – № 2. – С. 59–85. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-2-59-85.

Deep-seated regional reservoirs of the Lower Jurassic formations in the Yenisei-Khatanga and eastern parts of the Gydan oil and gas bearing areas: structural models and formation settings

© 2020 | G.G. Shemin^{1,2}, V.A. Vernikovskii^{1,2}, N.V. Pervukhina¹, E.V. Deev^{1,2}, V.I. Moskvini^{1,2}, F.A. Migurskii³, M.Yu. Smirnov³

¹The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia; sheminGG@ipgg.sbras.ru; vernikovskyya@ipgg.sbras.ru; pervuhinaNV@ipgg.sbras.ru; deev@ngs.ru; moskvinVI@ipgg.sbras.ru;

²Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia;

³All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; fam@vnigni.ru; smirnov@vnigni.ru

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Received 20.09.2019

Revised 18.10.2019

Accepted for publication 20.01.2020

Key words: permeable zone; permeable series; impermeable; structural geometry; composition; formation settings; reservoir; porosity; permeability.

Abstract: Areas having different composition within the Toarcian, Pliensbachian, and Hettangian-Sinemurian reservoirs and ranging from mainly sandy to argillaceous-silty, which are regularly distributed across the region, are delineated. Environments where permeable sequences and impermeables were accumulated mainly in marine conditions are discussed. A set of thickness and composition maps is for the first time created for the permeable sequences of regional reservoirs throughout the region under consideration. It is shown that all the Early Jurassic long, transportation of silt-and-sand material from the Siberian Platform was the most intensive. Therefore, composition of the Lower Jurassic deposits in the vicinity of this provenance area is more sandy than in the areas neighbouring with the Taimyr Orogen. Common features of regional reservoir quality variations depending on their depth of occurrence are discovered. Granular reservoirs occurring at the depth up to 3.5 km have the higher porosity and permeability. The reservoir porosity is reduced by 2–2,5 % with each next kilometre of depth. Starting from the depth of 4.5 km, the open porosity typically does not exceed 12–13 %; reservoirs occurring deeper than 5.5 km have open porosity close to their cutoff value. Reservoir permeability also decreases down the section. Prediction of thickness of underexplored reservoirs is carried out using the available limited analytical and production logging data, the revealed regularity of variation in their porosity and permeability depending on depth of occurrence, and analysis of permeable rock associations' composition. The authors delineated the areas of reservoir local occurrence and absence. The former can be classified into the areas having the highest, medium, decreased, and low reservoir thickness. Quality of the Laidinsky, Kiterbyutsky, and Levinsky impermeable beds all over the study area; quality maps are build for each of them.

Funding: The work was supported by the Russian Science Foundation (Project No. 19-17-00091) and the Russian Foundation for Basic Research (Project No. 18-05-70035).

For citation: Shemin G.G., Vernikovskii V.A., Pervukhina N.V., Deev E.V., Moskvina V.I., Migurskii F.A., Smirnov M.Yu. Deep-seated regional reservoirs of the Lower Jurassic formations in the Yenisei-Khatanga and eastern parts of the Gydan oil and gas bearing areas: structural models and formation settings. *Geologiya nefti i gaza*. 2020;(2):59–85 DOI: 10.31087/0016-7894-2020-2-59-85. In Russ.

Введение

Исследуемый регион является составной частью арктического сектора Российской Федерации, на территории которого прогнозируются громадные ресурсы УВ-сырья. Административно он полностью входит в состав Таймырского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных соответственно в Красноярском крае и Тюменской области. В тектоническом отношении регион включает Енисей-Хатангский региональный прогиб и смежную территорию Западно-Сибирской геосинеклизы, согласно нефтегазогеологическому районированию — Енисей-Хатангскую и восточную часть Гыданской нефтегазоносных областей (НГО).

Несмотря на длительную историю проведения нефтегазопромысловых работ, его изученность сейсморазведкой и особенно глубоким бурением до настоящего времени остается низкой. На огромной территории региона (около 500 тыс. км²) за всю историю изучения (почти 80-летнюю) объем выполненных сейсморазведочных работ составляет около 130 тыс. км, бурения — 1150 тыс. м (530 глубоких скважин). Большинство скважин (78 %) вскрыли неокомские отложения, значительно меньше (18 %) — юрские и лишь немногие (4 %) — доюрские.

В результате проведенных нефтегазопромысловых работ на территории региона открыто около 50 месторождений газа и нефти, большинство из которых выявлено в неокомском комплексе и лишь 7 — в юрском.

Нижнеюрские отложения, являющиеся объектом выполненных исследований, почти повсеместно распространены в рассматриваемом регионе. Они залегают на большой глубине (в основном от 4 до 8 км) и характеризуются сложным неоднородным строением. Степень их изученности весьма низкая (они вскрыты лишь 29 глубокими скважинами).

Нижнеюрские отложения рассматриваемого региона в нефтегазоносном отношении обычно включают четыре подразделения: зимний, джангодский резервуары и левинский, лайдинский флюидоупоры [1]; зимний, джангодский пласты-коллекторы и левинский, лайдинский флюидоупоры [2]; зимний, джангодский региональные коллекторы и левинский, лайдинский региональные покрывки [3] и др. Их характеристика приведена во многих работах ([1-6] и др.).

Джангодское подразделение, как известно, имеет трехчленное строение. Оно представлено преимущественно алевритово-песчаными породами надояхского и шараповского региональных горизонтов и разделяющими их глинистыми породами китербютского. То есть в нижнеюрских отложениях исследуемого региона выделяется шесть подразделений, три из которых (зимнее, шараповское, надояхское) имеют главным образом алевритово-песчаный состав и три (левинский, китербютский, лайдинский) — в основном глинистый. Поэтому авторами статьи в разрезе нижнеюрских отложений исследуемого региона, как и в Западно-Сибирской нефтегазоносной

провинции, составной частью которой он является, выделено три региональных резервуара: тоарский, плинсбахский и геттанг-синемюрский, каждый из которых представлен проницаемым комплексом и флюидоупором (рис. 1, 2).

Под резервуаром нефти и газа понимается совокупность смежных экранирующего (вверху) и проницаемого (внизу) комплексов, в которых возможны миграция, аккумуляция и консервация УВ [8]. Экранирующий комплекс обычно называется флюидоупором. В настоящей статье для всей территории региона составлены структурные планы, охарактеризованы вещественный состав, условия формирования, фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторов, выявлена закономерность их изменения в зависимости от глубины залегания и представлены результаты прогноза толщин коллекторов и оценка качества флюидоупоров.

Методика исследований

Методика палеогеографических реконструкций

При построении литолого-палеогеографических карт раннеюрской эпохи исследуемого региона использована ранее разработанная методика¹ [9–12]. Исходной информацией для их составления послужили результаты литолого-стратиграфических, литолого-фациальных и палеонтологических исследований нижнеюрских отложений. На представленных литолого-палеогеографических картах зимнего, левинского, шараповского, китербютского и надояхского времени выделены литологические² и палеогеографические³ области и показаны современные толщины накопившихся осадков.

Литологические области выделены по содержанию компонентов разреза (в процентах): грубообломочного (ГрО), песчаного (П), алевроитового (Ал) и глинистого (Гл). Выделены следующие интервалы содержания компонентов: 100–76; 75–51; 50–26; 25–11; 10–1 %. Буквенные обозначения соответствуют литологическим компонентам, а цифровые — их содержанию. В целом они определяют индекс литологического типа разреза. Картирование разреза одного индекса позволяет выделить литологические области.

Палеогеографические области подразделяются на зоны размыва и осадконакопления. Зоны размыва включают сушу с интенсивным и менее интенсивным сносом осадков. Зоны седиментации делятся на

три крупные группы: континентального, переходного и морского осадконакопления. Область континентального осадконакопления включает аллювиальные равнины. Область морского осадконакопления представлена мелководьем (глубина до 25 м), мелководным (глубина 25–100 м) и глубоководным (глубина 100–200 м) шельфами. Область переходного осадконакопления включает прибрежные равнины, временами заливавшиеся морем.

Оценка качества флюидоупоров

При оценке качества глинистых флюидоупоров наиболее часто анализируются их гранулометрический и минеральный состав, толщины, ФЕС песчаных прослоев и трещиноватость пород [13]⁴. Флюидоупоры нижнеюрских отложений рассматриваемого региона характеризуются весьма низкой степенью изученности. Имеются лишь сведения об их толщине, процентном содержании песчаников и отчасти ФЕС. Эти параметры и использовались при оценке качества флюидоупоров, для чего строились карты толщин и литологических типов разрезов флюидоупоров, а также процентного содержания в них песчаников. По материалам отмеченных построений выделялись зоны различного качества флюидоупоров. Граничные значения показателей, по которым производилась оценка их качества, приведены в таблице.

Оценка фильтрационно-емкостных свойств коллекторов слабоизученных глубоководногруженных резервуаров

Для характеристики ФЕС коллекторов слабоизученных глубоководногруженных нижнеюрских резервуаров была использована установленная авторами статьи закономерность изменения этих показателей в зависимости от глубины их залегания применительно к рассматриваемому региону. Результаты анализа (около 6000 определений открытой пористости и межзерновой проницаемости) свидетельствуют, что ФЕС песчаных пород монотонно ухудшаются с увеличением глубины их залегания (рис. 3).

Наилучшими ФЕС обладают гранулярные коллекторы нижнеюрских отложений, залегающие на глубине до 3,5 км. Ниже этого значения на каждые 1000 м углубления разреза пористость коллекторов уменьшается на 2–2,5 %. Начиная с глубины 4,5 км их открытая пористость не превышает 12–13 %, а глубже 5–5,5 км коллекторы имеют пористость, близкую к их граничному значению.

Проницаемость коллекторов уменьшается вниз по разрезу от среднего значения $(2,7-8,2) \cdot 10^{-3}$ мкм² на глубине 2–2,55 км до $(0,7-0,9) \cdot 10^{-3}$ мкм² на глубине 4–4,25 км.

Уменьшение значений ФЕС коллекторов с увеличением глубины их залегания обусловлено многими

¹ Бурштейн Л.М., Конторович А.Э., Беляев С.Ю. Оценка ресурсной базы углеводородного сырья территории Таймырского АО (отчет по договору 2-61-1 (406-14) за 2007 г. в 2-х томах). – Новосибирск : ИНГИГ СО РАН, 2007. – 600 с.

² Литологические области — области, включающие осадочные породы различного литологического состава.

³ Палеогеографические области — области с различными палеогеографическими условиями.

⁴ Сахибгареев Р.С. Минералогия глин продуктивных отложений Сургутского нефтегазоносного района (Западной Сибири) : автореф. дисс. ... канд. геол.-минер. наук. – М., 1968. – 25 с.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 1. Стратиграфическое положение региональных резервуаров (А), схема корреляции (В) нижнеюрских отложений Енисей-Хатангской и восточной части Гыданской НГО и схема расположения корреляционного профиля (С)
Fig. 1. Stratigraphic position of regional reservoirs (A), correlation chart (B) of Lower Jurassic deposits in the Yenisei-Khatanga and eastern part of the Gydan Petroleum Area and location map of the correlation line (C)

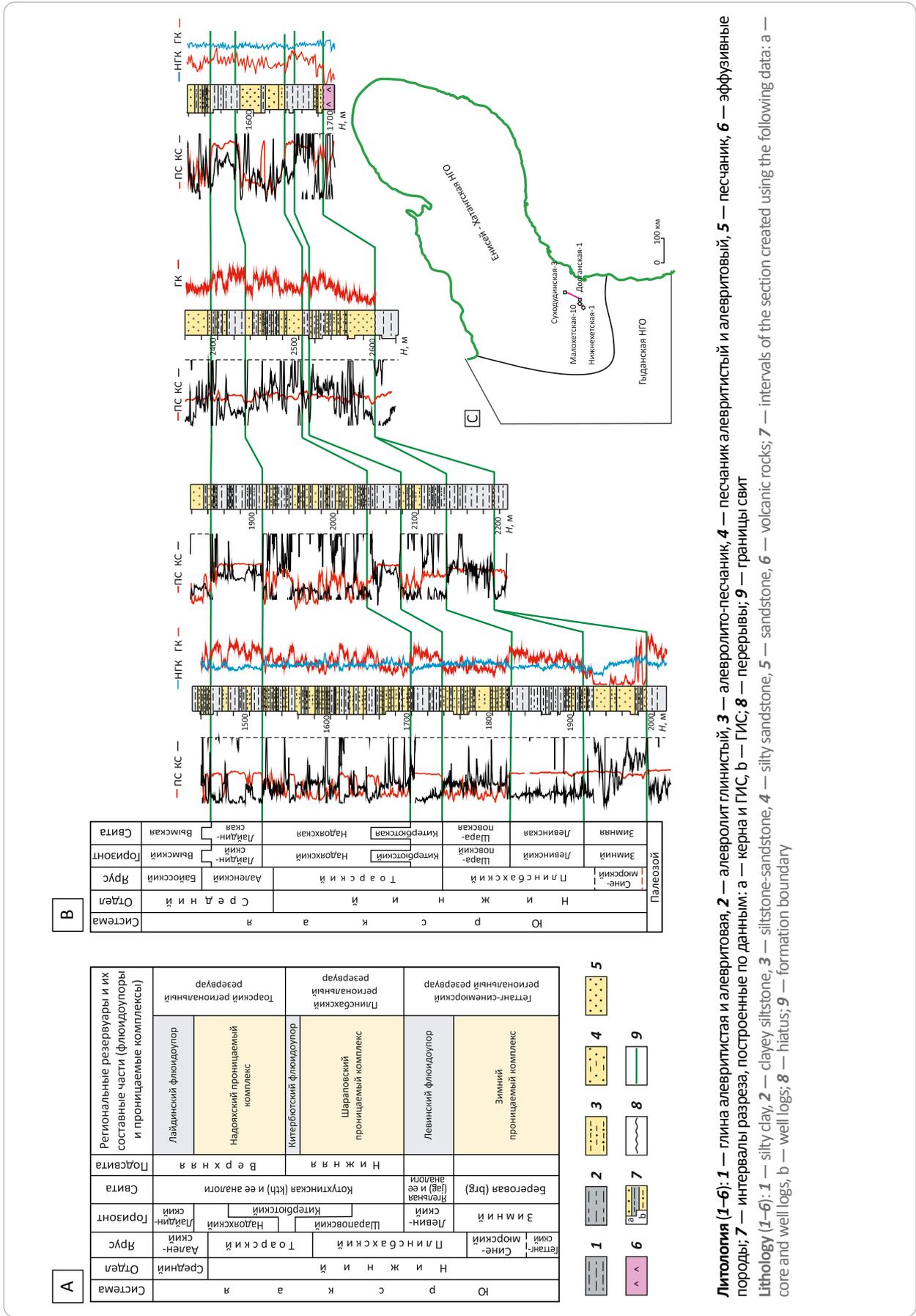
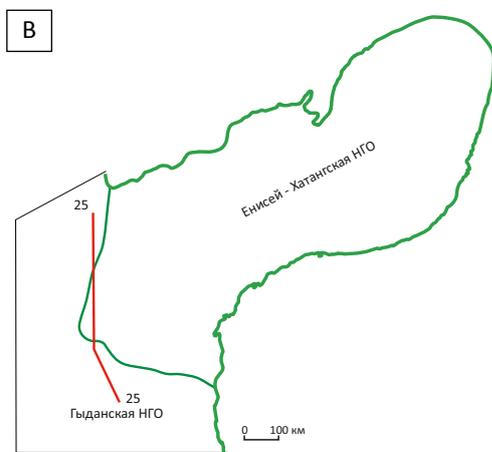
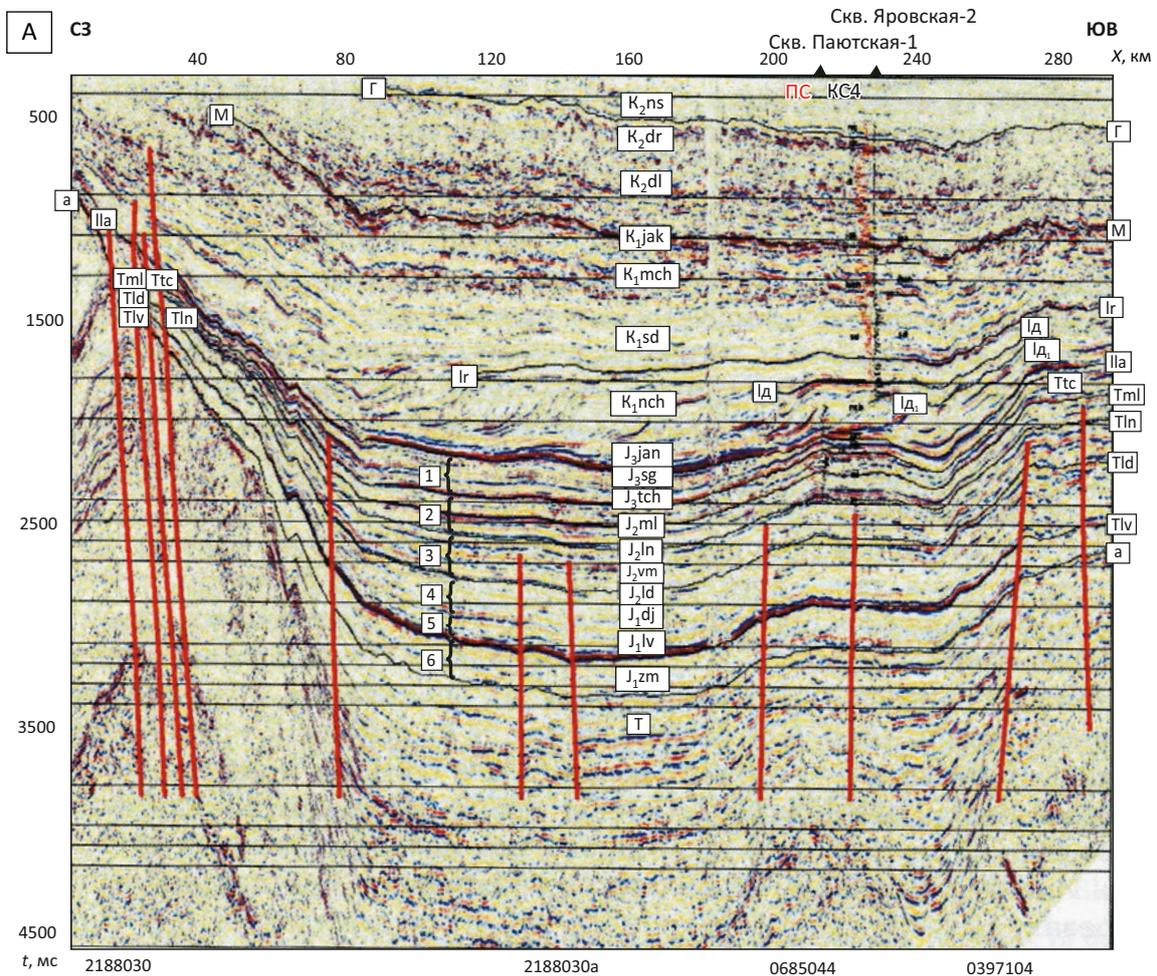


Рис. 2. Стратифицированный временной разрез ОГТ по профилю 25 (А) (по [7] с дополнениями Г.Г. Шемина) и схема расположения профиля (В)
Fig. 2. Stratificated CDP time section along the Line 25 (A) (according to [7] complemented by G.G. Shemin) and location map of the section line (B)



Региональные резервуары: 1 — оксфордский, 2 — батский, 3 — аален-байосский, 4 — тоарский, 5 — плинсбахский, 6 — геттанг-синемюрский.

Отражающие горизонты в свитах (Г — дорожковской (K_{1dr}), М — яковлевской (K_{1jak}), Ir — суходудинской (K_{1sd}), Id—Id₁ — нижнехетской (K_{1nch}), Ila — яновстанской (J_{2jan}), Ttc — точинской (J_{3tc}), Tml — малышевской (J_{2ml}), Tln — леонтьевской (J_{2ln}), Tld — лайдинской (J_{2ld}), Tlv — левинской (J_{1lv})) и в подошве юрских отложений (a)

Regional reservoirs: 1 — Oxfordian, 2 — Bathonian, 3 — Aalenian-Bajocian, 4 — Toarcian, 5 — Pliensbachian, 6 — Hettangian-Sinemurian.

Reflectors in the formations (Г — Dorozhkovsky (K_{1dr}), М — Yakovlevsky (K_{1jak}), Ir — Sukhodudinsky (K_{1sd}), Id—Id₁ — Nizhnekhetsky (K_{1nch}), Ila — Yanovstansky (J_{2jan}), Ttc — Tochinsky (J_{3tc}), Tml — Malyshevsky (J_{2ml}), Tln — Leont'evsky (J_{2ln}), Tld — Laidinsky (J_{2ld}), Tlv — Levinsky (J_{1lv})) and at the bottom of the Jurassic deposits (a)



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 3. Графики распределения средних значений открытой пористости и межзерновой проницаемости юрских отложений исследуемого региона по интервалам глубин

Fig. 3. Diagrams of average open porosity and intergranular permeability of the Jurassic deposits in the study area for the depth intervals



Таблица. Оценка качества флюидоупоров региональных резервуаров нижнеюрских отложений рассматриваемого региона (по [8])

Table. Quality assessment of the impermeable beds of regional reservoirs within the Lower Jurassic series of the region under consideration (according to [8])

Содержание прослоев песчаников в флюидоупоре, %	Качество флюидоупоров			
	высокое	среднее	пониженное	низкое
	Толщина флюидоупоров, м			
< 1	> 15	10–15	5–10	< 5
1–5	> 30	15–30	5–15	< 5
5–10	–	> 30	15–30	< 15
10–20	–	> 40	25–40	< 25
20–30	–	–	> 40	–
30–40	–	–	> 50	–

факторами, главным из которых является уплотнение пород за счет горного давления.

Прогноз толщин коллекторов

Рассматриваемые региональные резервуары нижнеюрских отложений характеризуются сложным неоднородным строением и значительными фациальными изменениями по площади. Поэтому авторами статьи прогнозируются области преимущественно очагового распространения коллекторов. В связи с весьма низкой изученностью этих отложений прогноз толщин коллекторов осуществлен предварительно по имеющейся ограниченной по объему аналитической и промыслово-геофизической информации, выявленной закономерности изменения ФЕС коллекторов в зависимости от глубины их залегания и анализа вещественного состава проницаемых комплексов резервуаров. По отмеченным результатам исследований авторами статьи выделено четыре категории областей преимущественно очагового распространения коллекторов в рассматриваемых резервуарах: наибольших, средних, пониженных и низких толщин гранулярных коллекторов.

Комплексная характеристика региональных резервуаров нефти и газа

Охарактеризуем стратиграфическое положение региональных резервуаров нижнеюрских отложений и принятое тектоническое районирование исследуемого региона. Приведем комплексную характеристику тоарского, плинсбахского, геттанг-синемюрского региональных резервуаров и их составных частей — проницаемых комплексов и флюидоупоров нижнеюрских отложений Енисей-Хатангской и восточной части Гыданской НГО. Рассмотрим следующие характеристики этих подразделений: литологический состав, строение и условия образования; распределение по исследуемой территории их толщины и вещественный состав; толщины песчаников; толщины коллекторов; ФЕС песчаников проницаемых комплексов и оценку качества флюидоупоров.

Стратиграфическое положение региональных резервуаров нижнеюрских отложений

Нижнеюрские отложения рассматриваемого региона обычно подразделяются на два (зимний, джангодский) [2] или три (зимний, шаратовский,

надояхский) резервуара [8]. В настоящей статье принят вариант их разделения на три региональных резервуара: тоарский, плинсбахский и геттанг-синемюрский, каждый из которых включает проницаемый комплекс и флюидоупор. Их выделение ранее было обосновано в статье [8]. Стратиграфическое положение резервуаров и корреляция их разрезов приведены на рис. 1, 2.

Тоарский региональный резервуар представлен отложениями верхней части нижней и нижней части средней юры (средняя и верхняя части тоарского и нижняя и средняя части аален-байосского ярусов; надояхский и лайдинский горизонты; надояхская и лайдинская свиты). Проницаемый комплекс сложен породами надояхской, а флюидоупор — лайдинской свит.

Плинсбахский региональный резервуар включает отложения средней части нижней юры (нижняя половина нижнетоарского, средняя и верхняя части верхнеплинсбахского подъярусов; китербютский и шараповский горизонты; китербютская и шараповская свиты). Проницаемый комплекс резервуара сложен породами шараповской, а флюидоупор — китербютской свит.

Геттанг-синемюрский региональный резервуар представлен отложениями нижней части нижней юры (геттангский, синемюрский ярусы, а также нижняя и средняя части плинсбахского; зимний, левинский горизонты; зимняя и левинская свиты). Проницаемый комплекс резервуара сложен образованиями зимней и флюидоупора — левинской свит.

Принятое тектоническое районирование

В тектоническом отношении Енисей-Хатангская НГО соответствует одноименному региональному прогибу, а Гыданская — смежной с ним территории Западно-Сибирской геосинеклизы.

Тектоническое районирование Енисей-Хатангского регионального прогиба и Западно-Сибирской геосинеклизы изложено в работах многих авторов (Н.Н. Ростовцева, Ф.Г. Гурари, И.И. Нестерова, В.С. Суркова, В.С. Старосельцева, В.И. Шпильмана, В.А. Конторовича, А.М. Брехунцова, М.А. Фомина и др.). Последние варианты тектонического районирования, предложенные В.А. Конторовичем [14] для Западно-Сибирской геосинеклизы и М.А. Фоминым [15] для Енисей-Хатангского регионального прогиба, базируются на общей классификации тектонических элементов и имеют одинаковые названия. Поэтому это районирование использовалось в настоящей статье.

Согласно принятому тектоническому районированию, в пределах Енисей-Хатангского регионального прогиба и смежной территории Западно-Сибирской геосинеклизы выделяются Внутренняя область и Внешний пояс. Последний представлен мегамоноклизмами: Предтаймырской, Северо-Сибирской и

Предъенисейской, осложняющими прибортовые части отмеченной структуры (рис. 4).

Наиболее прогнутой осевой частью Внутренней области Енисей-Хатангского регионального прогиба является Енисей-Хатангский наклонный мегажелоб — незамкнутый надпорядковый тектонический элемент. На северо-востоке она осложнена Боганидско-Жданихинским, а юго-западе — Беловско-Агапским наклонными желобами, которые разделяются Балахнинско-Рассохинской наклонной грядой. Отмеченные структуры, в свою очередь, осложнены таковыми более низкого порядка — мегапрогибами, мегавпадинами и мегавыступами. Первая из них осложнена Хетским наклонным мегапрогибом, а вторая — Агапским мегапрогибом и Беловской мегавпадиной. В пределах Балахнинско-Рассохинской гряды выделен Рассохинский наклонный мегавыступ. В юго-западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба расположено северо-восточное окончание Мессояхской наклонной гряды, которое осложнено Усть-Портовским мегавыступом.

На прилегающей к Енисей-Хатангскому региональному прогибу смежной территории Западно-Сибирской геосинеклизы выделены следующие надпорядковые, 0 и I порядков структуры: Большешетская и Антипаютинско-Тадебеяхинская мегасинеклизы, разделенные центральной частью Мессояхской наклонной гряды, Гыданский мегавыступ, Среднегыданский мегаврез и Южно-Таймырская седловина. Гыданский мегавыступ и Мессояхская наклонная гряда соединены Танамской седловиной.

Вышеотмеченные наиболее крупные структуры Енисей-Хатангского регионального прогиба и Западно-Сибирской геосинеклизы осложнены как положительными, так и отрицательными структурами II порядка. Первые из них (Владимирский, Балахнинский, Волочанский, Малохетский, Среднемессояхский, Ванкоро-Тагульский мезовалы) осложнили Балахнинско-Рассохинскую, Мессояхскую наклонные гряды и Предъенисейскую мегамоноклизу, а вторые (Агапский, Романихинский, Долганско-Лодочный мезопрогибы, Рассомашья, Южно-Беловская мезовпадины) — Боганидско-Жданихинский, Беловско-Агапский желобы и Предъенисейскую мегамоноклизу.

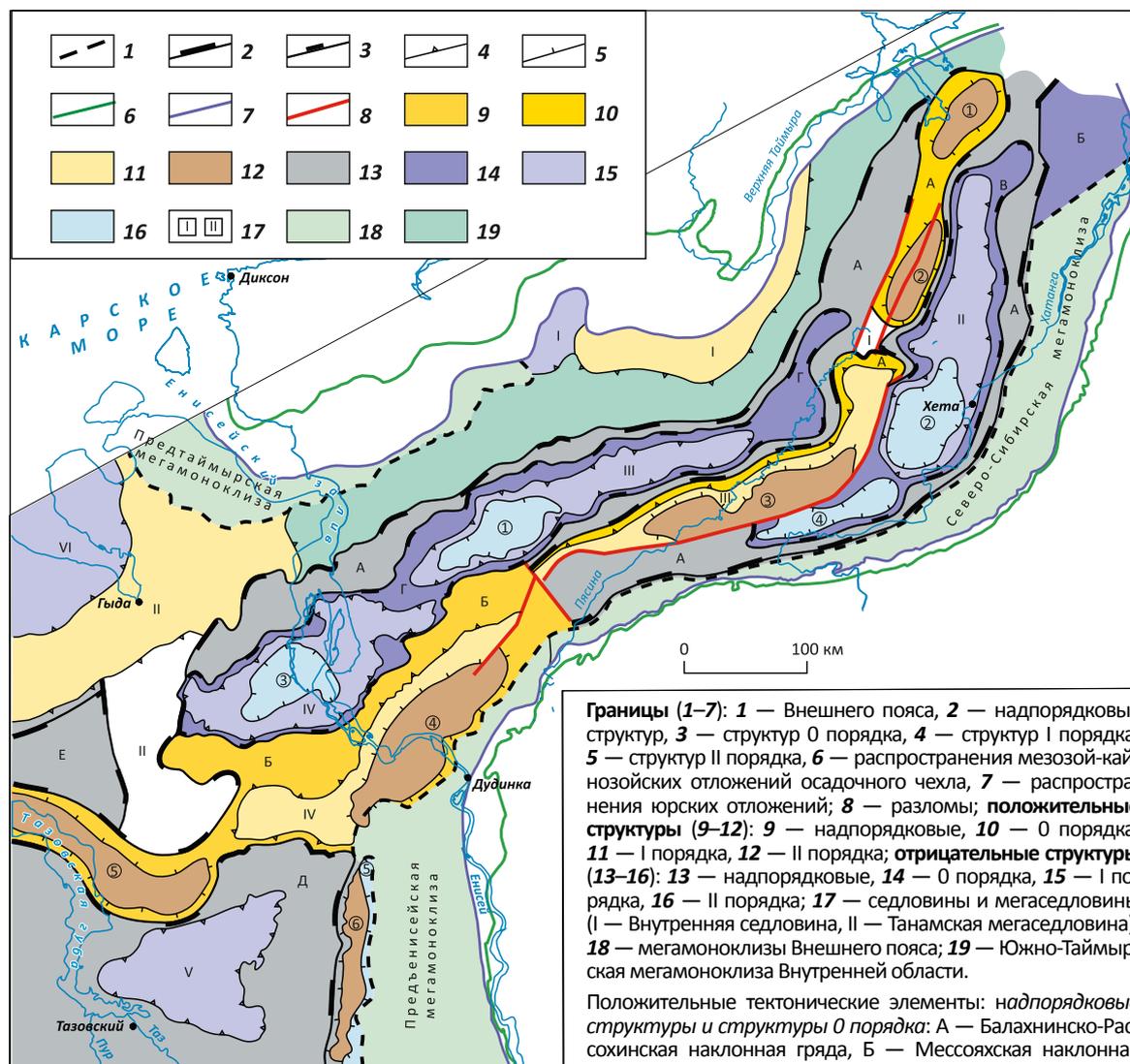
Современные структурные планы рассматриваемых региональных резервуаров построены на базе следующих материалов. Как известно, в нижнеюрских глубокопогруженных отложениях региона выделяется три отражающих горизонта: а — подошва юрских отложений, T_1v — кровля левинского и T_1d — кровля лайдинского горизонтов, которые обычно используются при построении региональных структурных карт. Степень достоверности выполненных по ним структурных построений невысока, особенно по нижнему из них, по которому расхождения максимальных глубин разнятся от нескольких сотен до почти 10 000 м. Следует также отметить, что по выше-



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 4. Тектоническая карта Енисей-Хатангского регионального прогиба и смежной территории Западно-Сибирской геосинеклизы (по М.А. Фомину [6])

Fig. 4. Tectonic map of the Yenisei-Khatanga regional trough and neighbouring West Siberian geosyncline (according to M.A. Fomin [6])



выступ, II — Гыданский мегавыступ, III — Рассохинский наклонный мегавыступ, IV — Усть-Портовский мегавыступ; **структуры II порядка:** 1 — Владимирский мезовал, 2 — Балахнинский наклонный мезовал, 3 — Волочанский наклонный мезовал, 4 — Малохетский мезовал, 5 — Среднемессояжский мезовал, 6 — Ванкоро-Тагульский наклонный мезовал.

Отрицательные тектонические элементы: надпорядковые структуры и структуры 0 порядка: А — Енисей-Хатангский наклонный мегажелоб, Б — Эджанский наклонный желоб, В — Боганидско-Жданихинский наклонный желоб, Г — Беловско-Агапский наклонный желоб, Д — Большехетская мегасинеклиза, Е — Антипаютинско-Тадобяжинская мегасинеклиза; **структуры I порядка:** I — Пясинский мегаврез, II — Хетский наклонный мегапрогиб, III — Агапский мегапрогиб, IV — Беловская мегавпадина, V — Северо-Тазовская мегавпадина, VI — Среднегыданский мегаврез; **структуры II порядка:** 1 — Агапский мезопргоиб, 2 — Рассомашья мезовпадина, 3 — Южно-Беловская мезовпадина, 4 — Романихинский наклонный мезопргоиб, 5 — Долганско-Лодочный наклонный мезопргоиб.

Примечание. На тектонической карте авторами статьи приведена новая легенда контуров пликативных структур; кроме того, показаны лишь крупные структуры.

Boundaries (1–7): 1 — the Outer belt, 2 — super-order structures, 3 — 0-th order structures, 4 — I-st order structures, 5 — II-nd order structures, 6 — extent of the Mesozoic-Cenozoic deposits of sedimentary cover, 7 — extent of the Jurassic deposits; 8 — faults; **positive structures (9–12):** 9 — super-order, 10 — 0-th order, 11 — I-st order, 12 — II-nd order; **negative structures (13–16):** 13 — super-order, 14 — 0-th order, 15 — I-st order, 16 — II-nd order; 17 — saddles and mega-saddles (I — Inner Saddle, II — Tanamsky mega-saddle); 18 — mega-monoclines of the Outer belt; 19 — South-Taimyr mega-monocline of the Inner area.

Positive tectonic elements: super-order structures and 0-th order structures: A — Balakhninsky-Rassokhinsky tilted ridge, B — Messoyakhsky tilted ridge; **I-st order structures:** I — Yangodo-Gorbinsky mega-uplift, II — Gydansky mega-uplift, III — Rassokhinsky tilted mega-uplift, IV — Ust'-Portovskiy mega-uplift; **II-nd order structures:** 1 — Vladimirsky meso-swell, 2 — Balakhninsky tilted meso-

Усл. обозначения к рис. 4, окончание
Legend for Fig. 4, end.

swell, 3 — Volochansky tilted meso-swell, 4 — Malokhetskyy meso-swell, 5 — Srednemessoyakhskyy meso-swell, 6 — Vankoro-Tagul'skyy tilted meso-swell.
Negative tectonic elements: *super-order structures* and 0-th order structures: А — Yenisei-Khatanga tilted mega-trench, Б — Edzhansky tilted trench, В — Boganiidskiy-Zhdanikhinskiy tilted trench, Г — Belovskyy-Agap'skiy tilted trench, Д — Bol'shekhetskyy mega-syneclise, Е — Antipayutinskiy-Tadebeyakhinskiy mega-syneclise; *1-st order structures*: I — Pyasinskiy mega-incision, II — Khetskyy tilted mega-trough, III — Agap'skiy mega-trough, IV — Belovskyy mega-depression, V — North Tazovskyy mega-depression, VI — Srednegydanskiy mega-incision; *II-nd order structures*: 1 — Agap'skiy meso-trough, 2 — Rassomash'ya meso-depression, 3 — South Belovskyy meso-depression, 4 — Romanikhinskiy tilted meso-trough, 5 — Dolganskiy-Lodochny tilted meso-trough.
Note. On the tectonic map, the authors of the paper give the new legend for outlines of the folded structures; in addition, only large structures are shown.

указанным горизонтам, кроме нижнего из них, структурные карты на всю территорию рассматриваемого региона отсутствуют. Исходя из вышеизложенного, при характеристике структурных планов исследуемого региона в качестве базовой для нижнеюрских отложений использовалась «Структурная карта по кровле геттанг-байосского НГК (Енисей-Хатангский региональный прогиб и прилегающие районы Западно-Сибирской геосинеклизы)¹» (рис. 5) и составленные авторами статьи предварительные структурные карты по кровле шараповского и зимнего горизонтов с использованием опубликованных структурных карт отдельных районов по горизонтам T_{1v} и T_{1d} рассматриваемой территории и материалов бурения.

По кровле надояхского пронцаемого комплекса тоарского резервуара на территории рассматриваемого региона достаточно четко проявлены все надпорядковые структуры и структуры 0 порядка, как отрицательные (Енисей-Хатангский наклонный мегажелеб, Боганидско-Жданихинский, Беловско-Агапский наклонные желоба, Большехетская мегасинеклиза), так и положительные (Балахнинско-Рассохинская и Мессояхская наклонные гряды). Наиболее погруженной из них является Боганидско-Жданихинский наклонный желоб (наиболее погруженная его часть соответствует замкнутой изолинии -5500 м). Остальные отрицательные структуры также являются глубокопогруженными (наиболее прогнутые части отвечают замкнутым изогипсам -4500...-5000 м). Из положительных структур самой приподнятой и контрастной является Балахнинско-Рассохинская наклонная гряда. Наиболее приподнятая ее часть соответствует изогипсе -1500 м. В отличие от этой структуры Мессояхская наклонная гряда существенно более погружена.

Структурные карты по кровле пронцаемых комплексов плинсбахского и геттанг-синемюрского региональных резервуаров в целом соответствуют вышеописанной, только глубина их залегания несколько ниже.

Тоарский региональный резервуар

Тоарский региональный резервуар представлен отложениями верхней части нижней и нижней части средней юры. Сложен песчано-алевролитоглинистыми породами надояхской и лайдинской свит, которые распространены на большей части рассматриваемого региона. Лишь на его краевых участках,

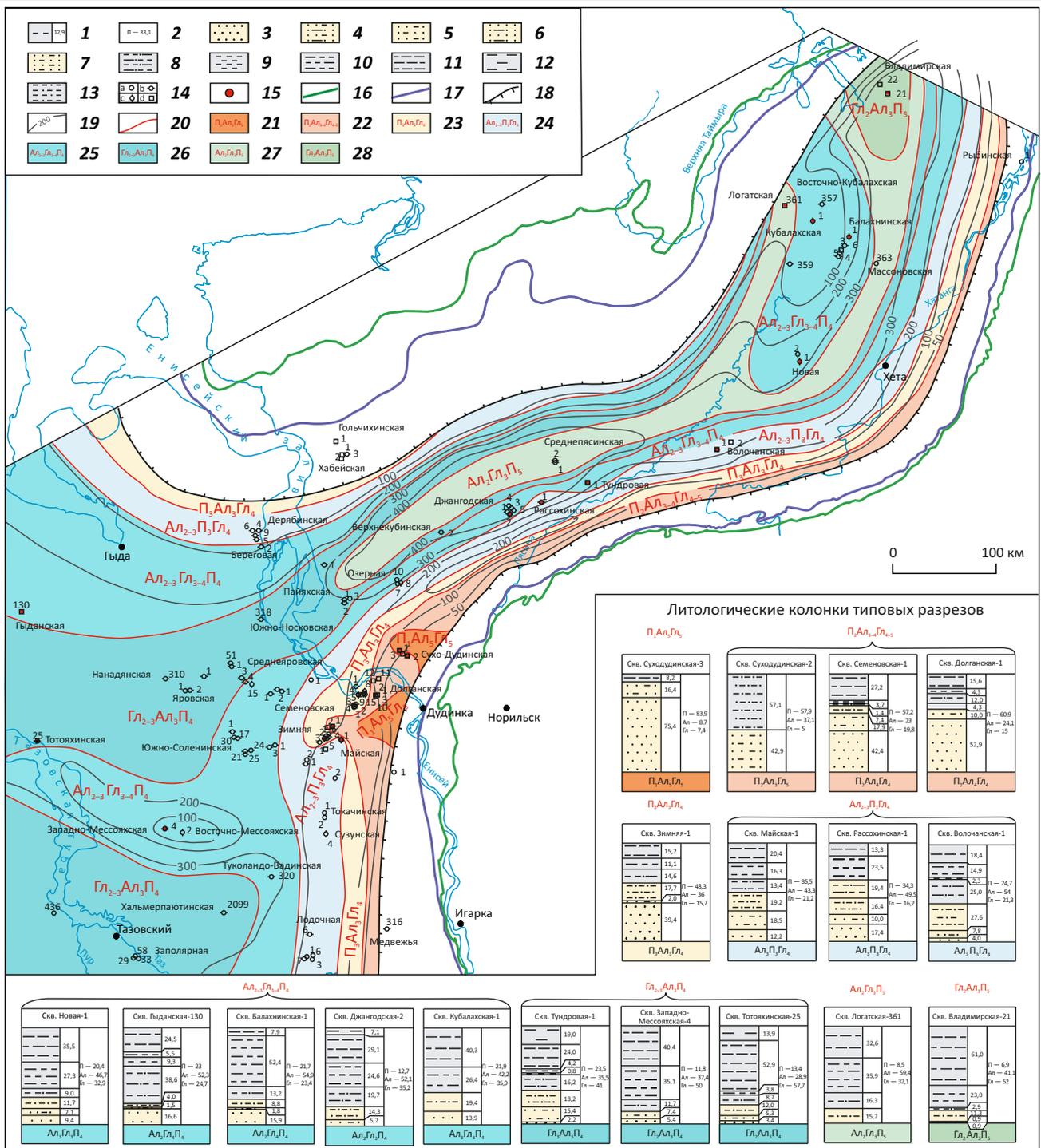
прилегающих к Таймырской складчатой области и Сибирской платформе, они отсутствуют. Толщина резервуара изменяется от нескольких десятков до 600 м, на большей части территории региона — от 200 до 400 м. Глубина залегания кровли резервуара варьирует от нескольких сотен до 5–5,5 км, на большей части региона — от 2 до 4 км. Наибольшие ее значения прогнозируются в самых крупных отрицательных структурах: Боганидско-Жданихинском, Беловско-Агапском наклонных желобах и Большехетской мегасинеклизе, а наименьшие (300–1000 м) — на Волочанском наклонном мезовале, осложняющем южную половину Балахнинско-Рассохинской наклонной гряды. Тоарский резервуар состоит из надояхского пронцаемого комплекса и лайдинского флюидоупора.

Надояхский пронцаемый комплекс сложен глинисто-алевролитово-песчаными породами одноименной свиты, которые распространены повсеместно на большей части рассматриваемого района; в окраинных северной и южной частях района, прилегающих соответственно к Таймырской складчатой области и Сибирской платформе, эти породы отсутствуют (рис. 6). Толщина пронцаемого комплекса изменяется от нескольких десятков до 350 м, на большей части района — от 150 до 300 м. Наибольшие ее значения прогнозируются в центральной наиболее прогнутой части Енисей-Хатангского регионального прогиба и южной части смежной территории Западно-Сибирской геосинеклизы, а наименьшие (от нескольких десятков до 100 м) — в краевых частях отмеченных структур.

Разрез пронцаемого комплекса обычно представлен переслаиванием песчаников, алевролитов, гли и переходных разностей пород. Вещественный состав комплекса достаточно разнообразный. Выделяется восемь литологических областей различных составов — от в основном песчаной (П₁Ал₅Г₅) до преимущественно глинисто-алевролитовой (Г₂Ал₃П₅). Области распространения пород преимущественно песчаного состава приурочены к юго-восточной окраинной части исследуемого района, примыкающей к Сибирской платформе, которая являлась в надояхское время основным поставщиком песчаного и алевролитового материала. Области, представленные менее песчаными породами, прогнозируются вблизи Таймырской складчатой области. На остальной большей части территории рассматриваемого ре-

Рис. 6. Карта толщин и вещественного состава проницаемого комплекса (надоярский горизонт) тоарского регионального резервуара Енисей-Хатангского регионального прогиба и смежной территории Западно-Сибирской геосинеклизы

Fig. 6. Map of thickness and composition of permeable sequence (Nadoyahskiy Horizon) of the Toarcian regional reservoir in the Yenisei-Khatanga regional trough and neighbouring West Siberian geosyncline



1 — породы и их содержание в разрезе, %; **2** — литологические компоненты разреза и их содержание, %; **литология (3–13): 3** — песчаники, **4** — песчаники глинистые и алевроиты, **5** — песчаники алевроиты и алевроиты, **6** — песчаники глинистые, **7** — алевроитопесчаники, **8** — алевролиты песчаные, **9** — алевролиты глинистые и песчаные, **10** — алевролиты, **11** — алевролиты глинистые, **12** — глины алевроиты, **13** — глины (аргиллиты); **скважины (14, 15): 14** — вскрывшие: верхнеюрские (а), среднеюрские (б), нижнеюрские (с) и доюрские (д) отложения; **15** — с приведенными литологическими колонками типовых разрезов; **границы распространения отложений (16–18): 16** — мезозой-кайнозойских осадочного чехла, **17** — юрских, **18** — надоярского горизонта; **19** — изопахиты, м; **20** — границы литологических областей; **литологические области (21–28): 21** — в основном песчаная, **22** — в основном песчано-алевроитовая, **23** — преимущественно песчано-алевроитовая, **24** — преимущественно алевролитово-песчаная, **25** — алевроитово-глинисто-песчаная, **26** — глинисто-алевроитово-песчаная, **27** — преимущественно алевроитово-глинистая, **28** — преимущественно глинисто-алевроитовая

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Усл. обозначения к рис. 6, окончание
Legend for Fig. 6, end.

1 — rocks and their content in the section, %; 2 — lithologic components in the section and their content, %; lithology (3–13): 3 — sandstone, 4 — argillaceous and silty sandstone, 5 — silty sandstone, 6 — argillaceous sandstone, 7 — siltstone-sandstone, 8 — sandy siltstone, 9 — clayey and sandy siltstone, 10 — siltstone, 11 — clayey siltstone, 12 — silty clay, 13 — clay (claystone); wells (14, 15): 14 — encountered: Upper Jurassic (a), Middle Jurassic (b), Lower Jurassic (c) and pre-Jurassic (d) deposits; 15 — with the lithologic columns of typical sections shown; limits of the deposits (16–18): 16 — Mesozoic-Cenozoic, sedimentary cover, 17 — Jurassic; 18 — Nadoyakhsky Horizon; 19 — isopachs, m; 20 — boundaries of lithologic zones; lithologic zones (21–28): 21 — mainly sandy, 22 — mainly sandy-silty, 23 — mainly sandy-silty, 24 — mainly silty-sandy, 25 — silty-argillaceous-sandy, 26 — argillaceous-silty-sandy, 27 — mainly silty-argillaceous, 28 — mainly argillaceous-silty

В раннеюрскую эпоху отложения геттанг-синемюрского, плинсбахского и тоарского региональных резервуаров исследуемого региона накапливались в течение трех регрессивно-трансгрессивных этапов соответственно: геттанг – начало позднеплинсбахского, позднеплинсбахского – начало раннетоарского и раннетоарского-ааленского. Каждый из них подразделяется на два подэтапа: регрессивно-прогрессивный и трансгрессивный. В первом из них формировались отложения проницаемых комплексов резервуаров, во втором — перекрывающие их флюидоупоры.

Отложения тоарского резервуара образованы на третьем этапе. В надояхском седиментационном бассейне рассматриваемого региона отложения одноименного комплекса формировались в условиях аллювиальных равнин, прибрежных равнин, временами заливавшихся морем, мелководья и мелководного шельфа, причем наиболее широко были распространены области морского осадконакопления, которые охватывали самую прогнутую часть бассейна и в ней накапливались преимущественно алевритоглинистые и глинистые осадки (рис. 8 А).

Континентальные и переходные области седиментации существовали в краевых частях бассейна, вблизи источников сноса терригенного материала, которыми в то время были Сибирская платформа и Таймырская складчатая область. В них накапливались преимущественно песчаные и алевритопесчаные осадки, причем наиболее песчанистые отлагались вблизи первого Сибирской платформы. Она являлась основным источником поступления в бассейн седиментации песчаного и алевритового материала на протяжении всей раннеюрской эпохи.

Степень изученности коллекторов бурением весьма низкая. В отдельных разрезах скважин их толщина изменяется от нескольких до 30 м. Распределение коллекторов по территории рассматриваемого региона, как уже отмечалось выше, установлено предположительно на основе ограниченного аналитического и промыслово-геофизического материала, выявленной закономерности изменения ФЕС коллекторов в зависимости от глубины их залегания и анализа вещественного состава отложений. Проведенные исследования позволили спрогнозировать области очагового распространения гранулярных коллекторов и их отсутствия. Первая из них подразделяется на области наибольших, средних, пониженных и низких значений толщин коллекторов.

Для надояхского проницаемого комплекса характерно развитие всех областей (рис. 9). Область наибольших толщин коллекторов развита в виде узкой полосы вдоль юго-восточной границы выклинивания отложений проницаемого комплекса, охватывая самую прогнутую часть Внешнего пояса Енисей-Хатангского регионального прогиба и Западно-Сибирской геосинеклизы, а также смежные участки их Внутренних областей. Область средних толщин коллекторов распространена более широко. Она в виде полосы шириной 50–100 км огибает вышеотмеченную, а также распространена в северной части Западно-Сибирской геосинеклизы и смежной территории Енисей-Хатангского регионального прогиба. Зоны пониженных и низких толщин коллекторов охватывают почти всю остальную большую часть региона, причем первая из них прогнозируется в наиболее приподнятых его участках. Лишь в самой погруженной части Хетского мегапрогиба выделена область отсутствия гранулярных коллекторов тоарского регионального резервуара, поскольку в ней глубина его залегания превышает 5 км.

По вещественному составу породы-коллекторы относятся к аркозовым разностям. Доля обломочного материала составляет в них 84–90 %. Содержание цемента в породах обычно изменяется от 10 до 15 %.

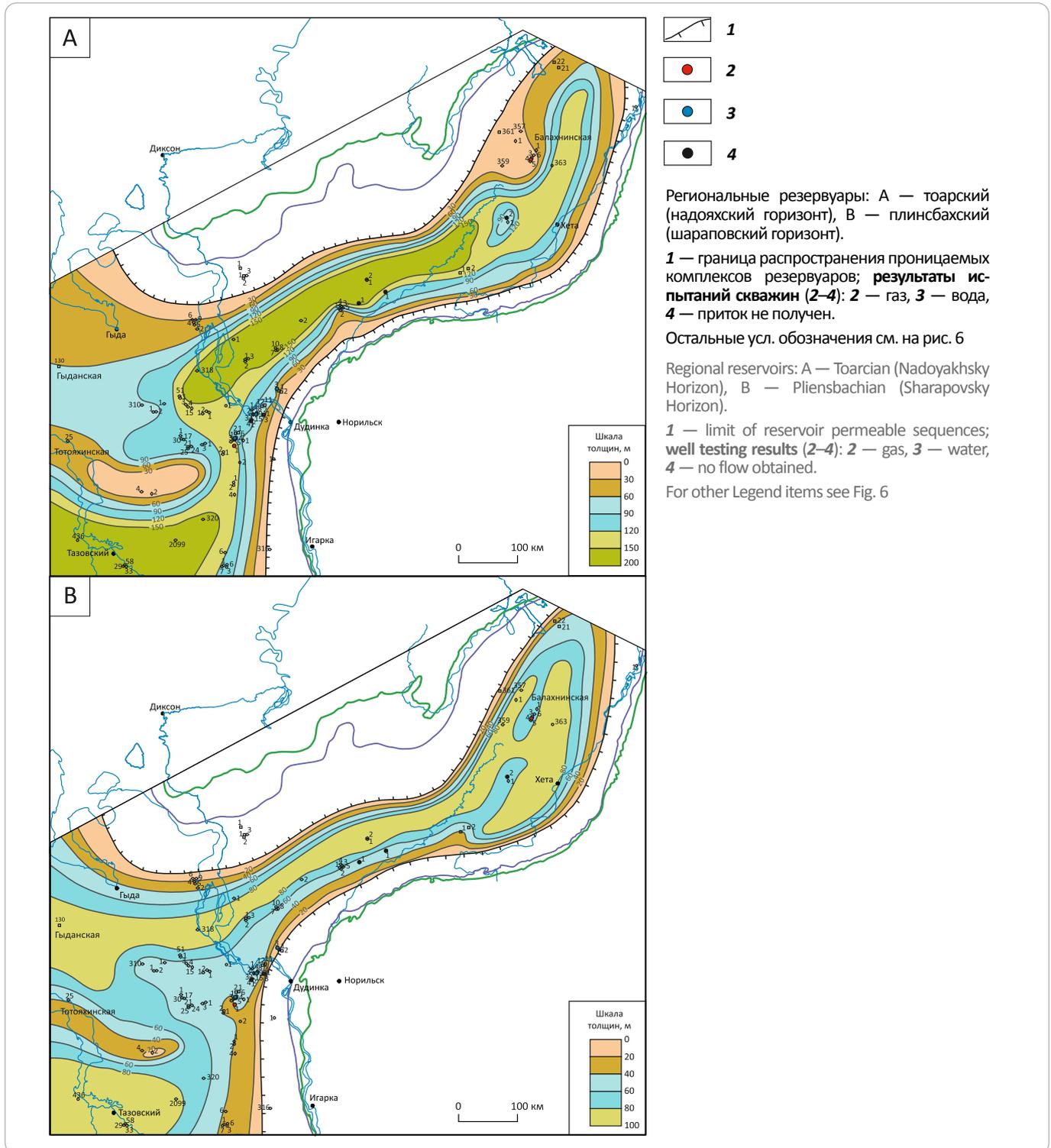
Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов характеризуются следующими показателями. Их открытая пористость изменяется от 8 до 18 %, преимущественно — от 10 до 15 %. Межзерновая проницаемость — в пределах $(0,01-81) \cdot 10^{-5}$ мкм², преимущественно $(0,01-1) \cdot 10^{-3}$ мкм².

Лайдинский флюидоупор представлен породами одноименной свиты, которая сложена преимущественно глинами и алевролитами, местами с прослоями песчаников. Он, как и проницаемый комплекс, распространен на большей части территории региона. Его толщина изменяется от нескольких десятков до 120 м, на большей части территории — от 60 до 110 м. Глины — каолинит-хлорит-гидрослюдистые, обладающие высокими экранирующими свойствами.

Условия формирования отложений лайдинского флюидоупора представляются следующими (см. рис. 8 В). Во время их образования происходила значительная морская трансгрессия восточно-сибирских морей. В результате ее проявления расширились контуры седиментационного бассейна и изменились обстановки осадконакопления. Появилась обширная область глубокого шельфа, которая распространи-

Рис. 7. Карта толщин песчаников проницаемых комплексов Енисей-Хатангского регионального прогиба и смежной территории Западно-Сибирской геосинеклизы

Fig. 7. Map of sand thickness in the permeable sequences of the Yenisei-Khatanga regional trough and neighbouring West Siberian geosyncline



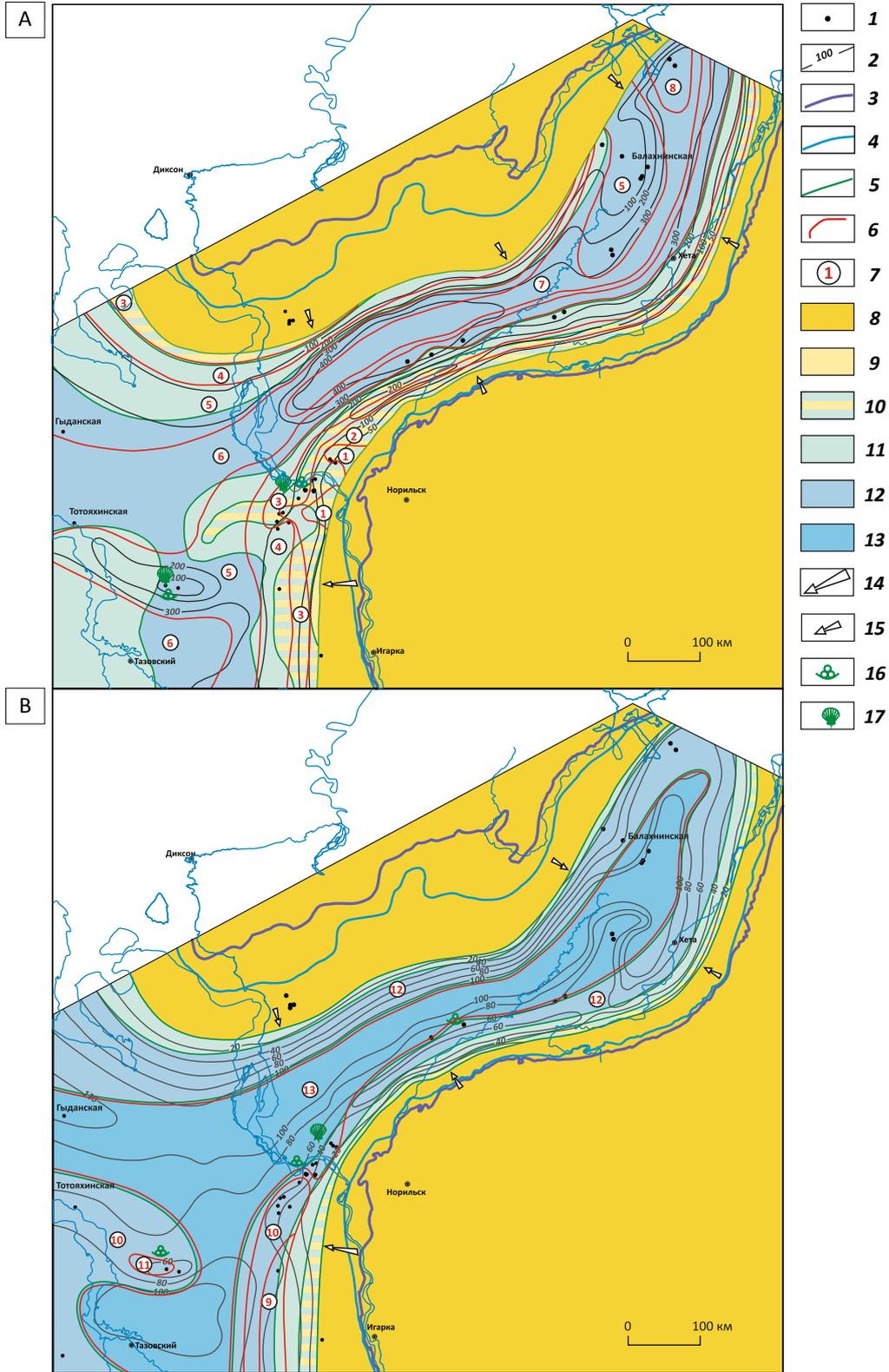
лась почти на всю территорию ранее существовавшей области мелководного шельфа. Последняя, в свою очередь, мигрировала в области переходного и континентального осадконакопления. Области прибрежных равнин, временами заливавшихся морем,

распространились на прибрежную часть источников сноса терригенного материала.

В лайдинское время в бассейне седиментации почти повсеместно накапливался преимущественно глинистый и глинисто-алевритовый материал. Лишь

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 8. Литолого-палеогеографические карты: А — надоякского времени (конец раннего тоара — начало аалена), В — лайдинского времени (аален) Енисей-Хатангского регионального прогиба и смежной территории Западно-Сибирской геосинеклизы
Fig. 8. Lithologic and paleogeographic maps: A — Nadoyakhsky time (end of Early Toarcian — beginning of Aalenian), B — Laidinsky time (Aalenian) for the Yenisei-Khatanga regional trough and neighbouring West Siberian geosyncline



Усл. обозначения к рис. 8
Legend for Fig. 8

1 — скважины; **2** — изопахиты современных отложений, м; **границы (3–6): 3** — распространения мезозой-кайнозойских отложений, **4** — распространения юрских отложений, **5** — палеогеографических областей, **6** — литологических областей; **7** — литологические области; **палеогеографические области (8–13): 8** — размыва (суша), **9** — континентального осадконакопления (аллювиальная равнина), **10** — переходного осадконакопления (прибрежная равнина, временами заливавшаяся морем), **области морского осадконакопления (11–13): 11** — мелководная (глубина до 25 м), **12** — мелководный шельф (глубина 25–100 м), **13** — глубоководный шельф (глубина 100–200 м); **направления сноса осадков (14, 15): 14** — основные, **15** — менее значимые; **фауна (16, 17): 16** — фораминиферы, **17** — двустворки.

Литологические области: **1** — П₁Ал₅Гл₅ (в основном песчаная), **2** — П₂Ал₃₋₄Гл₄₋₅ (в основном песчано-алевритовая), **3** — П₃Ал₃Гл₄ (преимущественно песчано-алевритовая), **4** — Ал₂₋₃П₃Гл₄ (преимущественно алевритово-песчаная), **5** — Ал₂₋₃Гл₃₋₄П₄ (алевритово-глинисто-песчаная), **6** — Гл₂₋₃Ал₃П₄ (глинисто-алевритово-песчаная), **7** — Ал₂Гл₃П₅ (преимущественно алевритово-глинистая), **8** — Гл₂Ал₃П₅ (преимущественно глинисто-алевритовая), **9** — Ал₂₋₃П₃Гл₃₋₅ (алевритово-песчано-глинистая), **10** — Гл₂₋₃Ал₂₋₄П₄ (глинисто-алевритово-песчаная), **11** — Ал₁Гл₄П₅ (преимущественно алевритово-глинистая), **12** — Гл₁₋₃Ал₃₋₄П₅ (преимущественно глинисто-алевритовая), **13** — Гл₁₋₂Ал₃₋₄ (глинисто-алевритовая).

Остальные усл. обозначения см. на рис. 6

1 — wells; **2** — isopachs of recent deposits, m; **boundaries (3–6): 3** — extent of Mesozoic-Cenozoic deposits, **4** — extent of the Jurassic deposits, **5** — paleogeographic areas, **6** — lithologic areas; **7** — lithologic areas; **paleogeographic areas (8–13): 8** — erosion (land), **9** — continental sedimentation (alluvial plain), **10** — transitional sedimentation (coastal plain sometimes flooded by sea); **areas of offshore sedimentation (11–13): 11** — shallow water (depth up to 25 m), **12** — shallow-water shelf (depth 25 to 100 m), **13** — deep-water shelf (depth 100 to 200 m); **directions of sediment transportation (14, 15): 14** — major, **15** — less important; **fauna (16, 17): 16** — foraminifera, **17** — bivalves.

Lithologic regions: **1** — П₁Ал₅Гл₅ (mainly sandy), **2** — П₂Ал₃₋₄Гл₄₋₅ (mainly sandy-silty), **3** — П₃Ал₃Гл₄ (predominantly sandy-silty), **4** — Ал₂₋₃П₃Гл₄ (predominantly silty-sandy), **5** — Ал₂₋₃Гл₃₋₄П₄ (silty-argillaceous-sandy), **6** — Гл₂₋₃Ал₃П₄ (argillaceous-silty-sandy), **7** — Ал₂Гл₃П₅ (predominantly silty-argillaceous), **8** — Гл₂Ал₃П₅ (predominantly argillaceous-silty), **9** — Ал₂₋₃П₃Гл₃₋₅ (silty-sandy-argillaceous), **10** — Гл₂₋₃Ал₂₋₄П₄ (argillaceous-silty-sandy), **11** — Ал₁Гл₄П₅ (predominantly silty-argillaceous), **12** — Гл₁₋₃Ал₃₋₄П₅ (predominantly argillaceous-silty), **13** — Гл₁₋₂Ал₃₋₄ (argillaceous-silty).

For other Legend items see Fig. 6

вблизи источников сноса, которыми являлись Сибирская платформа и Таймырская складчатая область, кроме глин и алевритов отлагались пески, причем поставляемые в основном с Таймырской складчатой области.

Качество лайдинского флюидоупора почти на всей территории распространения резервуара высокое (рис. 10). Исключения составляют лишь узкие окраинные зоны его распространения и отдельные ограниченные по площади участки (Гыданский, Тотояхинский), в которых прогнозируется среднее качество флюидоупора из-за опесчанивания разреза. Следует особо отметить Зимний участок, в пределах которого зартировано значительное опесчанивание флюидоупора и прогнозируется низкое его качество. На этом участке предполагаются благоприятные условия для перетока УВ из рассматриваемых отложений в среднеюрские.

Качество тоарского резервуара в целом на большей части территории исследуемого региона пониженное и низкое. Лишь в наиболее приподнятых участках крупных положительных структур и в юго-восточной окраинной части региона, примыкающей к Сибирской платформе, прогнозируется его среднее качество.

Плинсбахский региональный резервуар

Плинсбахский региональный резервуар представлен отложениями средней части нижней юры. Сложен песчано-алевролитово-глинистыми отложениями шараповской и китербютской свит, которые распространены, как и вышеописанного резервуара, на большей части территории исследуемого региона, но их площадь меньше. Толщина резервуара изменяется от нескольких десятков до 400 м, на большей

части территории региона — от 100 до 250 м. Глубина залегания кровли резервуара изменяется от нескольких сотен метров до 5,5–6,3 км, на большей части территории региона — от 2,5 до 5 км. Наибольшие ее значения, как и вышеописанного резервуара, прогнозируются в самых крупных отрицательных структурах: Боганидско-Жданихинском, Беловско-Агапском наклонных желобах и Большехетской мегасинеклизе, а наименьшие (1–1,5 км) — на Волочанском наклонном мезовале, осложняющем южную половину Бадахнинско-Рассохинской наклонной гряды.

Плинсбахский резервуар состоит из шараповского пронцаемого комплекса и китербютского флюидоупора.

Шараповский пронцаемый комплекс сложен глинисто-алевролитово-песчаными отложениями одноименной свиты, которые, как и отложения вышеописанного резервуара, распространены повсеместно на большей части исследуемого региона (рис. 11). Его толщина изменяется от нескольких десятков до 350 м, на большей части территории региона — от 150 до 300 м. Наибольшие ее значения прогнозируются в центральной самой прогнутой части Енисей-Хатангского регионального прогиба и на юге смежной территории Западно-Сибирской геосинеклизы, а наименьшие (до 100 м) — в окраинных частях отмеченных структур.

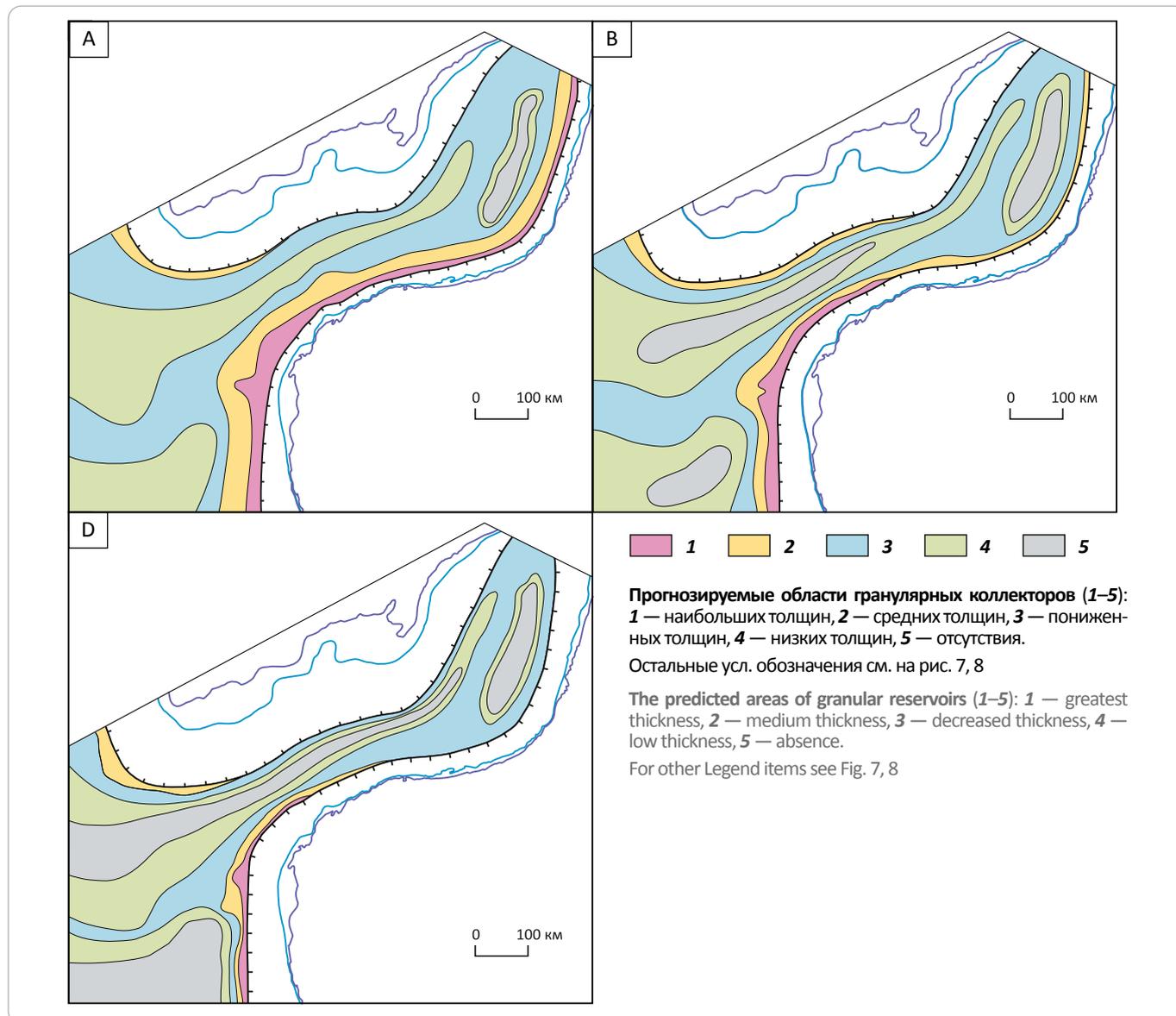
Разрез пронцаемого комплекса представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и глин. Вещественный состав характеризуется несколько меньшим разнообразием, чем вышерассмотренного резервуара (см. рис. 11). Выделяется шесть литологических областей — от в основном песчаного (П₁Ал₅Г₅) до глинисто-алевролитово-песчаного (Гл₂₋₃Ал₃П₄).



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 9. Схема прогноза гранулярных коллекторов тоарского (А), плинсбахского (В) и геттанг-синемюрского (С) региональных резервуаров нижнеюрских отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба и смежной территории Западно-Сибирской геосинеклизы

Fig. 9. Prediction of granular reservoirs of the Toarcian (A), Pliensbachian (B), and Hettangian-Sinemurian (C) regional reservoirs in the Lower Jurassic deposits of the Yenisei-Khatanga regional trough and neighbouring West Siberian geosyncline



Их распределение на территории рассматриваемого региона подобно вышезалегающему надояхскому проницаемому комплексу.

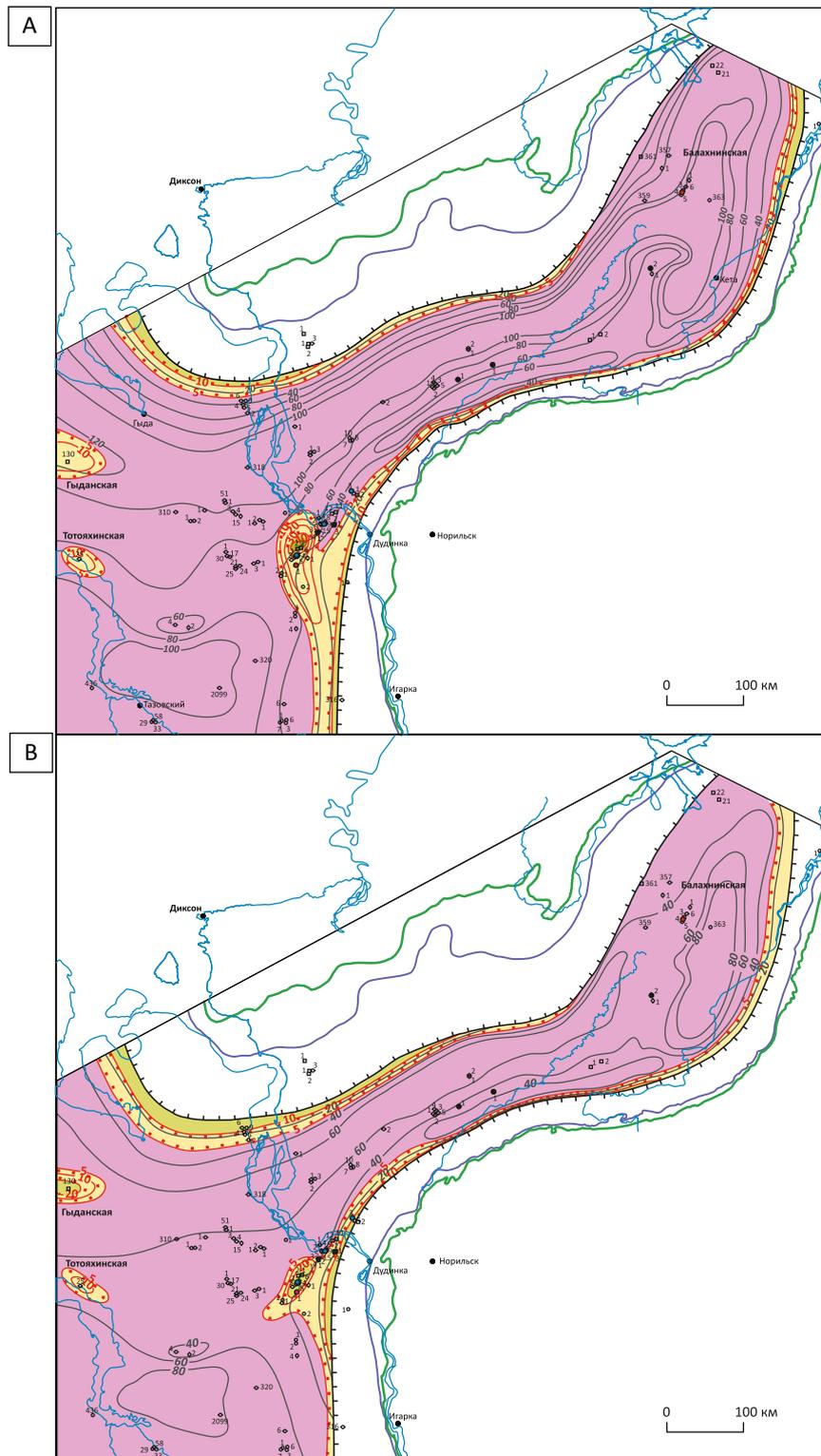
Толщина песчаников проницаемого комплекса изменяется от нескольких до 100 м, т. е. ее значения существенно меньше, чем вышерассмотренного резервуара. Распределение толщин песчаников по территории региона в целом подобно тоарскому резервуару (см. рис. 7). Наибольшие ее значения прогнозируются также в самых прогнутых центральных частях Енисей-Хатангского регионального прогиба и на юге Западно-Сибирской геосинеклизы. Кроме того, они распространены и в северной части За-

падно-Сибирской геосинеклизы. Область средних толщин песчаников (40–80 м) полосой огибает территорию наибольших их значений, а минимальных (менее 40 м) прогнозируется в окраинных участках Енисей-Хатангского регионального прогиба и центральной части смежной территории Западно-Сибирской геосинеклизы.

Отложения плинсбахского резервуара образованы на втором этапе формирования нижнеюрских отложений. Во время накопления осадков шарповского проницаемого комплекса в бассейне седиментации существовали следующие обстановки осадконакопления: мелководный шельф, мелководья;

Рис. 10. Карты качества лайдинского флюидоупора тоарского резервуара (А) и китербютского флюидоупора плинсбахского регионального резервуара (В) Енисей-Хатангского регионального прогиба и смежной территории Западно-Сибирской геосинеклизы

Fig. 10. Map of the Laidinsky impermeable bed of the Toarcian reservoir (A) and Kiterbyutsky impermeable bed of the Pliensbachian regional reservoir (B) in the Yenisei-Khatanga regional trough and neighbouring West Siberian geosyncline



- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7
- 8

Границы (1, 2): 1 — проницаемых комплексов региональных резервуаров, 2 — зон с разным качеством флюидоупора; 3 — изопахиты флюидоупора, м; 4 — изолинии содержания песчаников в флюидоупоре, %; **качество флюидоупора (5–8):** 5 — высокое, 6 — среднее, 7 — пониженное, 8 — низкое.

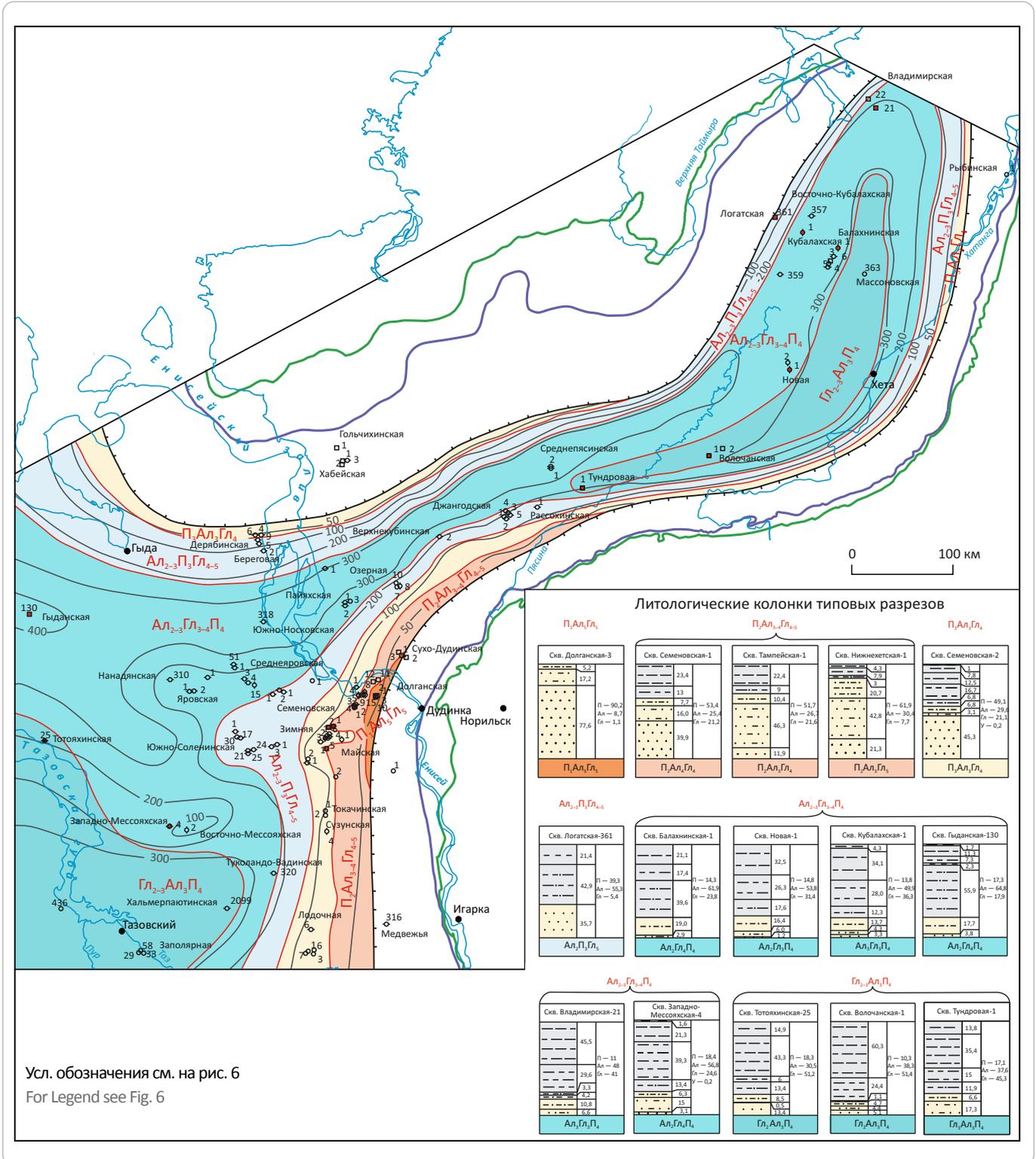
Остальные усл. обозначения см. на рис. 6

Boundaries (1, 2): 1 — permeable sequences of regional reservoirs, 2 — zones with differing quality of impermeable bed; 3 — isopachs of impermeable bed, m; 4 — contour lines of sandstone content in impermeable bed, %; **impermeable bed quality (5–8):** 5 — high, 6 — medium, 7 — decreased, 8 — low.

For other Legend items see Fig. 6

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 11. Карта толщин и вещественного состава проницаемого комплекса (шараповский горизонт) плинсбахского регионального резервуара Енисей-Хатангского регионального прогиба и смежной территории Западно-Сибирской геосинеклизы
Fig. 11. Map of thickness and composition of permeable sequence (Sharapovsky Horizon) of the Pliensbachian regional reservoir in the Yenisei-Khatanga regional trough and neighbouring West Siberian geosyncline

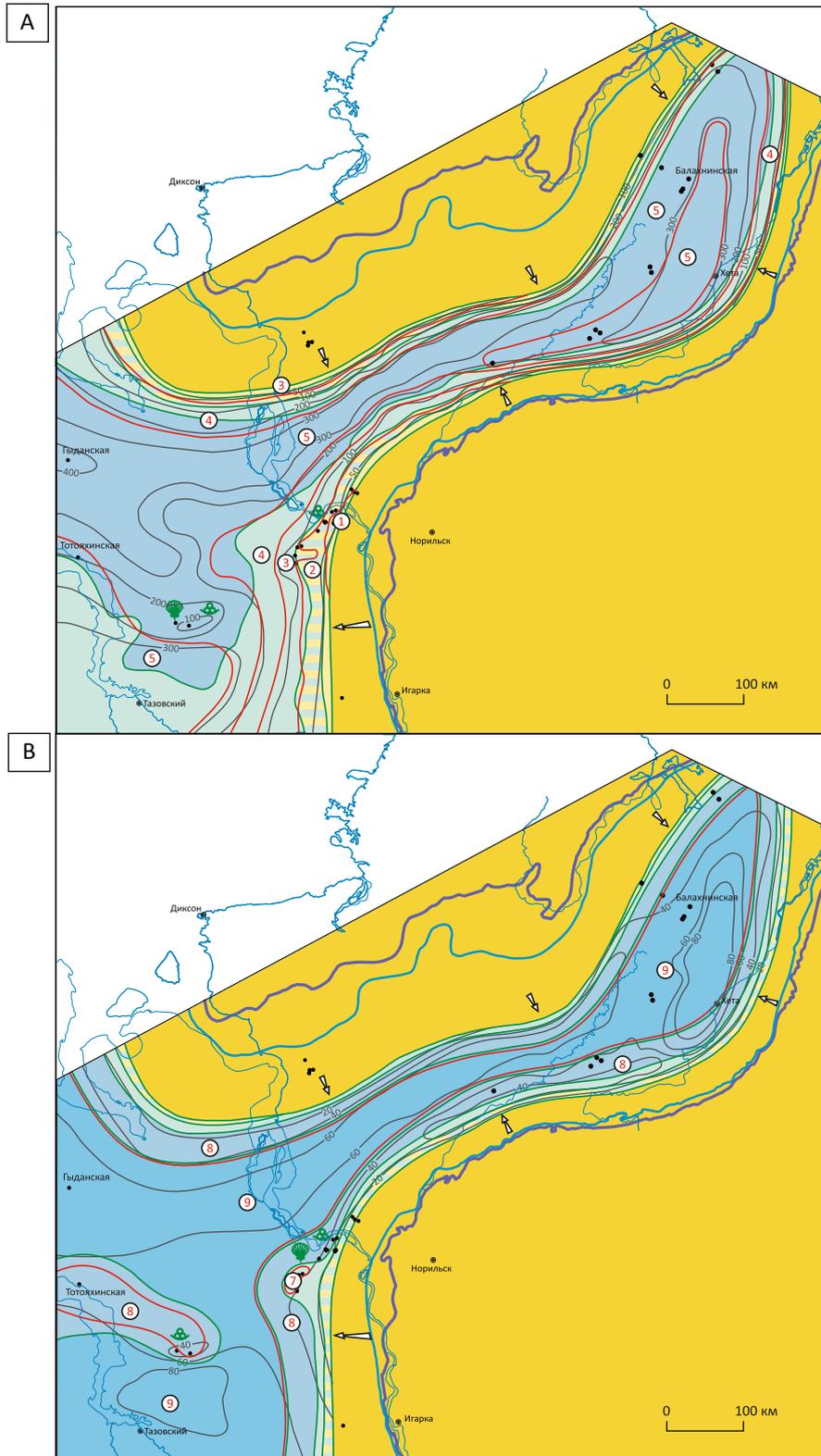


прибрежных равнин, временами заливавшихся морем, и аллювиальных равнин, т. е. такие же, как и в период образования вышеописанного надоякского комплекса (рис. 12 А). Наиболее широко в шарапов-

ском бассейне была распространена область мелководного шельфа, которая, как и в надоякское время, охватила центральную самую погруженную его часть. Полосы мелководья огибали область мелковод-

Рис. 12. Литолого-палеогеографические карты: А — шараповского времени (конец позднего плиенсбаха), В — китербютского времени (ранний тоар) Енисей-Хатангского регионального прогиба и смежной территории Западно-Сибирской геосинеклизы

Fig. 12. Lithologic and paleogeographic maps: А — Sharapovsky time (end of Late Pliensbachian), В — Kiterbyutsky time (early Toarcian) for the Yenisei-Khatanga regional trough and neighbouring West Siberian geosyncline



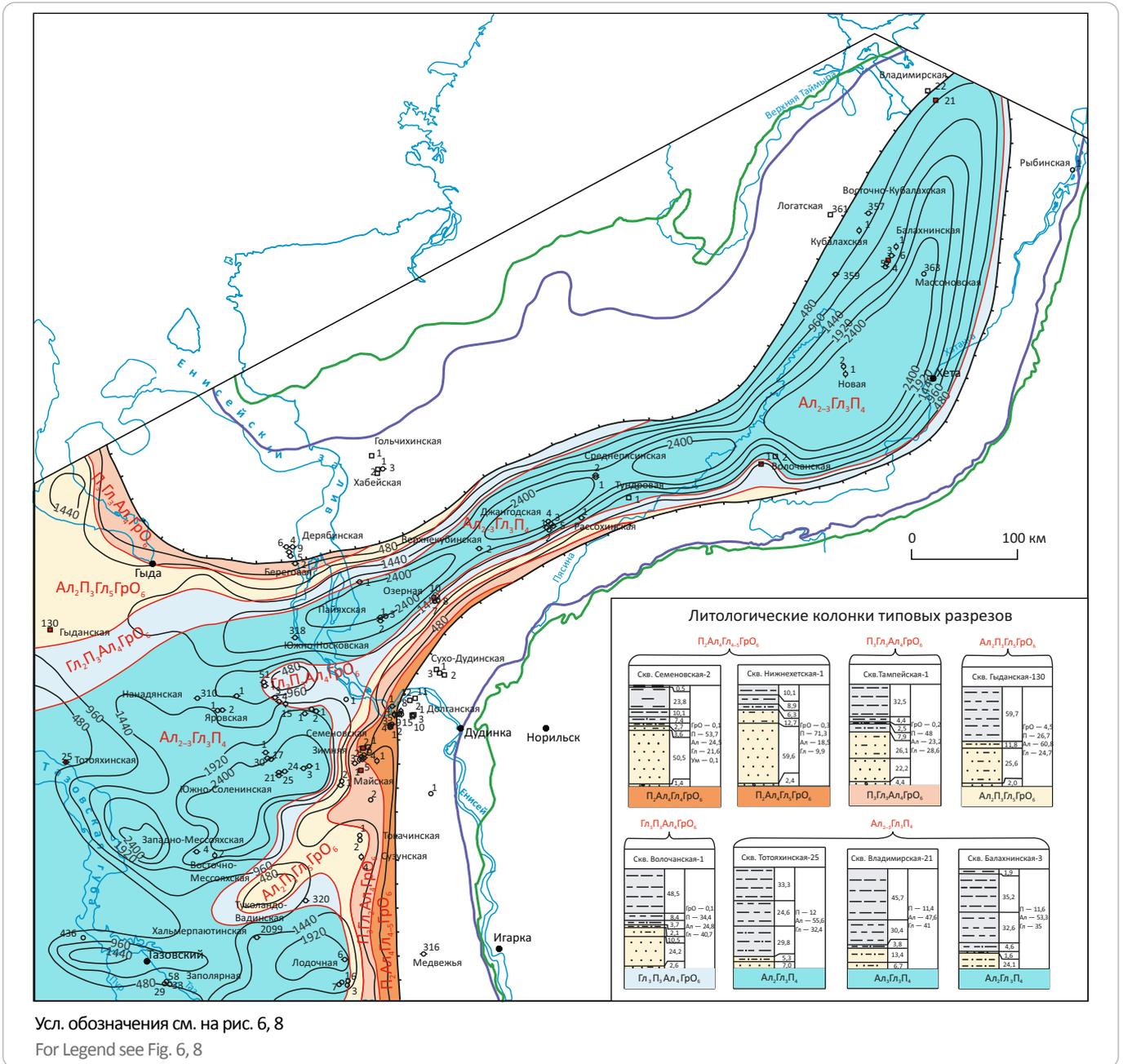
Усл. обозначения см. на рис. 6, 8

For Legend see Fig. 6, 8

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 13. Карта толщин и вещественного состава проницаемого комплекса (зимний горизонт) синемюрского регионального резервуара Енисей-Хатангского регионального прогиба и смежной территории Западно-Сибирской геосинеклизы

Fig. 13. Map of thickness and composition of permeable sequence (Zimny Horizon) of the Sinemurian regional reservoir in the Yenisei-Khatanga regional trough and neighbouring West Siberian geosyncline



Усл. обозначения см. на рис. 6, 8
For Legend see Fig. 6, 8

ного шельфа, причем в юго-восточной и южной частях бассейна их ширина была существенно больше, чем в северо-западной части, примыкающей к Таймырской складчатой области. Прибрежная равнина, временами заливавшаяся морем, и аллювиальная равнина в виде узких полос примыкали к областям сноса терригенного материала.

В шараповское время, как и в надояхское, в морских наиболее развитых областях бассейна седиментации накапливались преимущественно глинисто-

алевритовые осадки, а в прибрежных и аллювиальных равнинах — в основном пески и алевриты. При этом песчаных разностей в областях осадконакопления, примыкающих к Сибирской платформе, накапливалось существенно больше, чем к Таймырской складчатой области.

Изученность бурением коллекторов проницаемого комплекса весьма низкая. В отдельных разрезах скважин их толщина колеблется от нескольких до 25–30 м. Распределение толщин коллекторов комплек-

са в целом подобно вышеописанному (см. рис. 9). Наибольшие и средние их толщины, как и тоарского резервуара, прогнозируются в юго-восточной части региона во Внешнем поясе и смежных участках Внутренней области, но площади меньше. Средние толщины коллекторов намечены в северной части Западно-Сибирской геосинеклизы и смежной территории Енисей-Хатангского регионального прогиба. Области отсутствия коллекторов увеличены по сравнению с надояхским комплексом. Они прогнозируются не только в Хетском, но и в Агапском мегапрогибах, а также в Северо-Тазовской впадине. На остальной достаточно обширной территории региона предполагается распространение областей пониженных и низких толщин коллекторов плинсбахского резервуара.

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов проницаемого комплекса характеризуются следующими показателями. Их открытая пористость изменяется от 8 до 19 %, преимущественно — от 9 до 14 %. Межзерновая проницаемость варьирует в пределах $(0,01-73) \cdot 10^{-3}$ мкм², преимущественно $(0,01-1) \cdot 10^{-3}$ мкм². В целом пористость проницаемого комплекса этого резервуара несколько уменьшается по сравнению с вышеописанным тоарским резервуаром.

Китербютский флюидоупор представлен одноименной свитой, которая сложена преимущественно глинами с прослоями алевролитов и редко — песчаников и повсеместно перекрывает проницаемый комплекс. Толщина флюидоупора изменяется от нескольких десятков до 90 м, на большей части территории — от 40 до 70 м (см. рис. 10 В). Глины — каолинит-хлорит-гидрослюдистые, обладающие высокими экранирующими свойствами.

Отложения китербютского флюидоупора накапливались в следующих фациальных условиях (см. рис. 12 В). Во время их образования происходила самая значительная в раннеюрской эпохе морская трансгрессия. В результате чего существенно увеличилась площадь рассматриваемого седиментационного бассейна и изменялась обстановка осадконакопления. Появилась наиболее обширная в раннеюрскую эпоху область глубоководного шельфа, которая распространилась почти на всю территорию бассейна и охватила практически все раннее существовавшие области мелководного шельфа и мелководья. Лишь в краевых участках бассейна, вблизи источников сноса терригенного материала, существовали области мелководного шельфа, мелководья и прибрежных равнин, временами заливавшихся морем.

В китербютском осадочном бассейне почти повсеместно накапливались в основном алверитоглинистые и глинистые осадки. Только в краевых частях бассейна, вблизи источников сноса, кроме них формировались пески.

Качество китербютского флюидоупора почти на всей территории региона высокое (см. рис. 10 В). Исключения составляют лишь узкие окраинные зоны распространения флюидоупора и отдельные ограниченные по площади участки (Гыданский, Тотояхинский), в пределах которых прогнозируется среднее качество флюидоупора за счет опесчанивания. На Зимнем участке китербютский флюидоупор, как и вышелегающий лайдинский, характеризуется низким качеством из-за значительного опесчанивания.

Геттанг-синемюрский региональный резервуар

Геттанг-синемюрский региональный резервуар включает наиболее древние базальные отложения юры, залегающие на разновозрастной эрозионной поверхности образований триаса и палеозоя. Они представлены разнообразными породами (от аргиллитов до гравелитов) зимней и левинской свит, которые распространены на большей части территории рассматриваемого региона, но площадь их развития несколько меньше по сравнению с вышелегающим резервуаром. Толщина резервуара изменяется от нескольких десятков метров до 3 км, т. е. этот резервуар обладает наибольшей толщиной. Глубина залегания кровли изменяется от нескольких сотен метров до 7 км, а подошвы — до 10 км. Наибольшие толщины и глубины залегания резервуара, как и вышерассмотренных, прогнозируются в самых крупных отрицательных структурах: Боганидско-Жданихинском, Беловско-Агапском наклонных желобах и Большехетской мегасинеклизе, а наименьшие — на Волочанском наклонном мезовале, расположенном в южной половине Балахинско-Рассохинской наклонной грады.

Геттанг-синемюрский резервуар состоит из зимнего проницаемого комплекса и левинского флюидоупора.

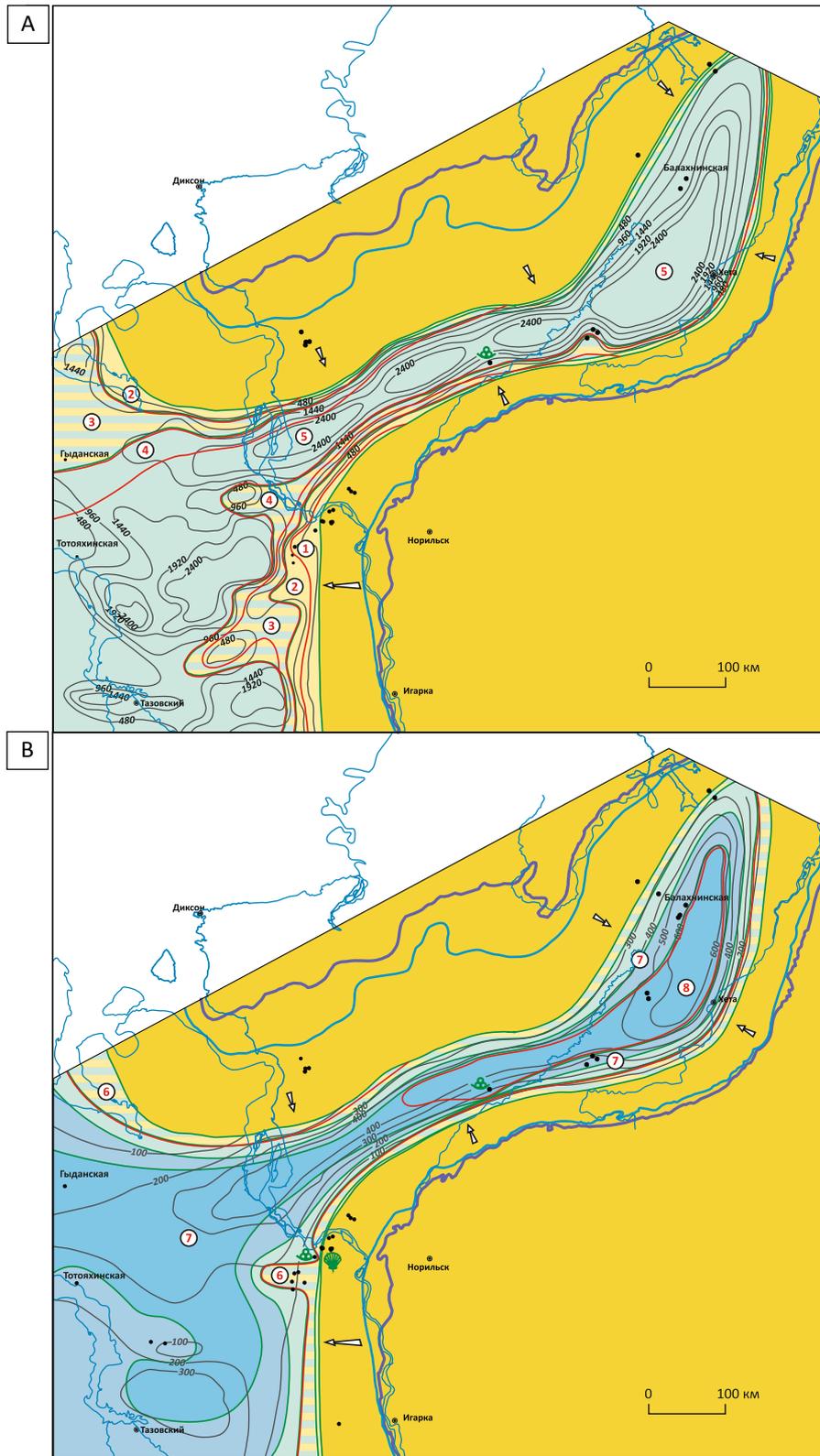
Зимний проницаемый комплекс сложен глинисто-алевролитово-псефитово-песчаными породами одноименной свиты, которые распространены повсеместно на большей части исследуемого региона (рис. 13). Его толщина изменяется от нескольких десятков до 2500 м, на большей части территории региона — от 500 до 2000 м. Наибольшие ее значения прогнозируются в центральной самой прогнутой части Енисей-Хатангского регионального прогиба и смежной территории Западно-Сибирской геосинеклизы, а наименьшие (до 600 м) — в окраинных частях отмеченных структур.

Разрез представлен песчаниками различного гранулометрического состава, гравелитами, мелкогалечными конгломератами, алевролитами и глинистыми породами. Пласты песчаников развиты зонально и локально. Их толщина колеблется от 5–10 до 60 м. Вещественный состав проницаемого комплекса, как и вышеописанных, достаточно разнообразный (см. рис. 13). Выделяется пять литологических

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 14. Литолого-палеогеографические карты: А — зимнего времени (геттанг – начало позднего плинсбах), В — левинского времени (поздний плинсбах) Енисей-Хатангского регионального прогиба и смежной территории Западно-Сибирской геосинеклызы

Fig. 14. Lithologic and paleogeographic maps: А — Zimny time (Hettangian – beginning of Late Pliensbachian), В — Levinsky time (Late Pliensbachian) for the Yenisei-Khatanga regional trough and neighbouring West Siberian geosyncline



Усл. обозначения см. на рис. 6, 8

For Legend see Fig. 6, 8

областей различных составов — от преимущественно песчано-алевритовой ($\text{П}_2\text{Ал}_4\text{Гл}_{4-5}\text{ГрО}_6$) до алевритово-глинисто-песчаной ($\text{Ал}_{2-3}\text{Гл}_3\text{П}_4$). Их распределение на территории рассматриваемого региона подобно вышерассмотренным резервуарам.

Толщина песчаников проницаемого комплекса изменяется от нескольких десятков до 700 м, т. е. ее значения существенно больше, чем вышерассмотренных резервуаров. Распределение значений толщин по территории региона несколько отличается от вышерассмотренных резервуаров. Для этого резервуара характерно более ограниченное распространение зон наибольших толщин резервуаров. Они прогнозируются в Агапском мегапрогибе, Беловской мегавпадине, а также в центральной и юго-восточной частях исследуемой территории Западно-Сибирской геосинеклизы.

Отложения геттанг-синемюрского регионального резервуара образованы в начальный этап формирования нижнеюрских отложений. В зимнее время началось накопление базальных, преимущественно гравийно-песчаных отложений. К концу этого времени область седиментации охватывала наиболее прогнутую часть бассейна. Остальная его территория представляла собой область размыва и сноса обломочного материала (рис. 14 А).

В зимнем седиментационном бассейне существовали области морского, переходного и континентального осадконакопления. Первая наиболее обширная область охватывала почти всю его территорию. В ней накапливались преимущественно алевритово-глинистые осадки с прослоями песков. Вторая и третья области в виде узких полос повсеместно ограничивали вышеописанную. В них отлагались песчано-алевритово-глинистые осадки с прослоями грубообломочного материала.

Изученность бурением коллекторов проницаемого комплекса весьма низкая. Их пласты, представленные песчаниками и конгломератами, обычно залегают в кровле комплекса. Толщина коллекторов изменяется от нескольких до 40–50 м. Распределение их толщин на территории региона в целом подобно вышеописанным резервуарам (см. рис. 9). Наибольшие и средние толщины коллекторов также прогнозируются в юго-восточной части региона, но площадь их распространения уменьшена по сравнению с плинсбахским резервуаром. Средние толщины коллекторов также предполагаются в северной части Западно-Сибирской геосинеклизы и смежной территории Енисей-Хатангского регионального прогиба. Области отсутствия коллекторов прогнозируются в Хетском, Агапском мегапрогибах и Северо-Тазовской впадине, причем площади распространения их несколько увеличены по сравнению с плинсбахским резервуаром. На остальной достаточно обширной территории региона возможно развитие областей пониженных и низких значений толщин коллекторов.

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов проницаемого комплекса характеризуются следующими значениями. Их пористость изменяется от 8 до 15 %, преимущественно — от 8 до 11 %. Межзерновая проницаемость варьирует в пределах $(0,01-62) \cdot 10^{-3}$ мкм², преимущественно $(0,01-0,1) \cdot 10^{-3}$ мкм². Таким образом этот проницаемый комплекс характеризуется наиболее низкими ФЕС.

Левинский флюидоупор представлен преимущественно глинистыми отложениями одноименной свиты и полностью перекрывает образования проницаемого комплекса резервуара. Его толщина изменяется от нескольких десятков до 650 м, на большей части территории региона — от 200 до 400 м.

Разрез флюидоупора представлен аргиллитами и аргиллитами алевритистыми с прослоями алевролитов и песчаников. Минеральный состав аргиллитов трехкомпонентный: гидрослюда (50–75 %), каолинит (20–30 %) и хлорит (10–20 %). Содержание песчаных и алевролитовых прослоев обычно меньше 1–3 %, редко до 25 %.

В левинское время, в результате проявления морской трансгрессии морей Восточной Сибири, расширились контуры седиментационного бассейна и впервые появились области глубоководного и мелководного шельфа, которые в конце этого времени распространились почти на всю территорию седиментационного бассейна. Области мелководья, переходного режима и аллювиальных равнин существовали лишь в краевых участках бассейна, примыкая к источникам сноса терригенного материала (см. рис. 14 В).

В левинском бассейне почти на всей его территории накапливались в основном глины и алевриты. Лишь в переходных и континентальных областях кроме отмеченных осадков отлагались пески.

Качество левинского флюидоупора на большей части территории региона (преимущественно на территории Енисей-Хатангского регионального прогиба) высокое. Среднее его качество прогнозируется на большей части Западно-Сибирской геосинеклизы и пониженное — на трех участках, один из которых включает Восточно-Мессояхскую площадь, а остальные расположены в зонах выклинивания резервуара.

Заключение

В результате выполненных исследований получены следующие наиболее значимые результаты по уточнению и дополнению моделей строения и выявлению условий формирования глубоководных региональных резервуаров нижней юры Енисей-Хатангской и восточной части Гыданской НГО, характеризующихся сложным строением и низкой степенью изученности, особенно глубоким бурением.

Впервые составлен набор карт толщин и вещественного состава проницаемых комплексов региональных резервуаров всей территории рассматри-

ваемого региона. На них выделены области разного состава отложений: от преимущественно песчаного до глинисто-алевритово-песчаного, а местами до глинисто-алевритового. Они достаточно закономерно распространены на территории региона. Наиболее песчаные из всех резервуаров развиты в юго-восточной части региона, примыкающей к Сибирской платформе, менее песчаные — к северо-западной, вблизи Таймырской складчатой области и в основном глинисто-алевритово-песчаные — к его наиболее погруженной центральной части. Результаты этих исследований широко использованы при прогнозе толщин коллекторов и разработке литолого-палеогеографических реконструкций отложений.

Приведенные результаты литолого-палеогеографических исследований отложений геттанг-синемюрского, плинсбахского и тоарского региональных резервуаров свидетельствуют, что обстановки осадконакопления при их формировании изменялись вполне закономерно в течение трех регрессивно-трансгрессивных этапов соответственно: геттанг — начало позднеплинсбахского, позднеплинсбахского — начало раннетоарского и раннетоарско-ааленского. Каждый из них подразделяется на два подэтапа: регрессивно-прогрессивный и трансгрессивный. В первом из них формировались отложения проницаемых комплексов резервуаров, во втором — перекрывающих их флюидоупоров.

Отложения проницаемых комплексов и флюидоупоров резервуаров формировались преимущественно в морских условиях, однако палеогеографические области их накопления были несколько отличными. Первые из них аккумулировались в условиях мелководного шельфа, мелководья, прибрежных и аллювиальных равнин. Вторые — на большей части территории седиментационного бассейна в условиях глубоководного шельфа. Эти условия определяли различные составы накопившихся отложений проницаемых комплексов и флюидоупоров резервуаров.

На протяжении всей раннеюрской эпохи наиболее интенсивным был снос алевритопесчаного материала с Сибирской платформы. Поэтому состав раннеюрских отложений вблизи этого источника сноса более песчаный, чем вблизи Таймырской складчатой области.

Впервые для всей территории региона осуществлен прогноз толщин коллекторов проницаемых комплексов региональных резервуаров нижней юры. Он выполнен на базе имеющейся ограниченной по объему аналитической и промыслово-геофизической информации, выявленной закономерности изменения ФЕС коллекторов в зависимости от глубины их залегания и анализа вещественного состава проницаемых комплексов региональных резервуаров. Выделены области очагового распространения гранулярных коллекторов и их отсутствия. Первая из них подразделяется на области наибольших, средних,

пониженных и низких значений толщин коллекторов. Во всех резервуарах региона наиболее распространены области пониженных и низких значений толщин коллекторов, значительно меньше — области их отсутствия, области распространения наибольших и средних значений толщин коллекторов. Последние развиты в краевых юго-восточной и северо-западной частях региона.

Коллекторы рассматриваемых резервуаров раннеюрских отложений региона в целом характеризуются средней и пониженной пористостью и пониженной и низкой проницаемостью. Их ФЕС изменяются в следующих пределах: тоарский резервуар — 8–18 % (обычно 10–15 %), $(0,01–81) \cdot 10^{-3}$ мкм², обычно $(0,01–1) \cdot 10^{-3}$ мкм²; плинсбахский резервуар — 8–19 % (обычно 9–14 %), $(0,01–73) \cdot 10^{-3}$ мкм², обычно $(0,01–1) \cdot 10^{-3}$ мкм² и геттанг-синемюрский резервуар — 8–15 % (обычно 8–11 %), $(0,01–62) \cdot 10^{-3}$ мкм², обычно $(0,01–0,1) \cdot 10^{-3}$ мкм².

Установлена закономерность изменения ФЕС коллекторов в зависимости от глубины их залегания. Наилучшими ФЕС обладают гранулярные коллекторы раннеюрских отложений, залегающие на глубинах до 3,5 км. Ниже этого значения на 1 км углубления пористость коллекторов уменьшается на 2–2,5 %. Начиная с глубины 4,5 км их открытая пористость не превышает 12–13 %, а глубже 5–5,5 км коллекторы имеют пористость, близкую к их граничному значению. Проницаемость коллекторов уменьшается сверху вниз по разрезу от среднего его значения $(2,7–8,2) \cdot 10^{-3}$ мкм² на глубине 2–2,55 км до $(0,7–0,9) \cdot 10^{-3}$ мкм² на глубине 4–4,25 км. Понижение значений ФЕС коллекторов с увеличением глубины их залегания обусловлено многими факторами, причем главным из них является уплотнение пород за счет горного давления.

Впервые оценено качество лайдинского, китербютского и левинского флюидоупоров на всей территории исследуемого региона с построением карт качества каждого. Два первых из них почти повсеместно имеют высокое качество, а левинский — этим свойством обладает только в пределах Енисей-Хатангского регионального прогиба. На смежной территории Западно-Сибирской геосинеклизы он характеризуется высоким и средним качеством. Среднее и пониженное качество флюидоупоров прогнозируется в основном в узких линейно-выраженных зонах, примыкающих к Сибирской платформе и Таймырской складчатой области. Кроме того, эти территории включают ограниченные по площади участки: Гыданский, Тотояхинской (китербютский, лайдинский флюидоупоры) и Восточно-Мессояхский (левинский флюидоупор). На Зимнем участке прогнозируется низкое качество лайдинского и китербютского флюидоупоров. В их пределах закартировано значительное опесчанивание разрезов. На этом участке существовали благоприятные условия для перетока УВ из этих резервуаров в среднеюрские отложения.

Литература

1. *Конторович А.Э., Гребенюк В.В., Кузнецов Л.А., Куликов Д.П., Хмелевский В.Б., Азарнов А.Н., Накаряков В.Д., Полякова И.Д., Сибгатуллин В.Г., Соболева Е.И., Старосельцев В.С., Степаненко Г.Ф.* Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 3. Енисей-Хатангский бассейн. – Новосибирск : Изд-во ОИ ГГМ СО РАН, 1994. – 71 с.
2. *Глаголев П.Л., Мазанов В.Ф., Михайлова М.П.* Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского прогиба. – М. : Изд-во ИГИРГИ, 1994. – 118 с.
3. *Афанасенков А.П., Ермолова Т.Е., Мушин И.А., Фролов Б.К.* Седиментационно-емкостная модель юрских отложений Гыданской и Енисей-Хатангской (западная часть) нефтегазоносных областей // Вести газовой науки. – 2017. – № 3. – С. 59–78.
4. *Анциферов А.С., Бакин В.Е., Варламов И.П., Вожов В.И., Воробьев В.Н., Гольберт А.В., Гребенюк В.В., Гришин М.П., Гурова Т.И., Дробот Д.И., Конторович А.Э., Кузнецов В.Л., Лебедев В.М., Левченко И.Г., Мандельбаум М.М., Мельников Н.В., Микуленко К.И., Назимков Г.Д., Накаряков В.Д., Полякова И.Д., Рыбьяков Б.Л., Савицкий В.Е., Самсонов В.В., Стасова О.Ф., Старосельцев В.С., Сурков В.С., Трофимук А.А., Фотиади Э.Э., Хоменко А.В.* Геология нефти и газа Сибирской платформы. – М. : Недра, 1981. – 552 с.
5. *Брод Е.Г.* Коллекторы и покрышки в юрско-меловом разрезе // Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского прогиба. – Л. : Изд-во НИИГА, 1971. – С. 40–54.
6. *Фомин М.А.* Анализ тектонического строения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Енисей-Хатангского регионального прогиба по опорным горизонтам и тектонические предпосылки его нефтегазоносности // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 9. – С. 4–20.
7. *Исаев А.В., Кринин В.А., Филипцов Ю.А., Карпучин С.М., Скляр В.Р.* Перспективные объекты клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба: результаты сейсмогеологического моделирования // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2011. – Т. 6. – № 2. – С. 74–82.
8. *Шемин Г.Г., Вакуленко Л.Г., Москвин В.И., Первухина Н.В., Сюрин А.А.* Литолого-палеогеографические реконструкции раннеюрской эпохи // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2015. – № 2. – С. 34–47.
9. *Шемин Г.Г., Вакуленко Л.Г., Москвин В.И., Сапьяник В.В., Бейзель А.Л., Деев Е.В., Нехаев А.Ю., Первухина Н.В., Сюрин А.А.* Объяснительная записка к Атласу литолого-палеогеографических карт юрского периода севера Западной Сибири и акватории Карского моря в масштабе 1 : 2 000 000. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2015. – 88 с.
10. *Шемин Г.Г., Верниковский В.А., Москвин В.И., Вакуленко Л.Г., Деев Е.В., Первухина Н.В.* Литолого-палеогеографические реконструкции юрского периода севера Западно-Сибирского осадочного бассейна // Геология нефти и газа. – 2018. – № 6. – С. 35–61. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-35-61.
11. *Vernikovskiy V.A., Shemin G.G., Deev E.V., Metelkin D.V., Matushkin N.Y., Pervukhina N.V.* Geodynamics and Oil and Gas Potential of the Yenisei-Khatanga Basin (Polar Siberia) // Minerals. – 2018. – № 8(11). DOI: 10.3390/min8110510.
12. *Shemin G.G., Deev E.V., Vernikovskiy V.A., Drachev S.S., Moskvina V.I., Vakulenko L.G., Pervukhina N.V., Sapyanik V.V.* Jurassic paleogeography and sedimentation in the northern West Siberia and South Kara Sea, Russian Arctic and Subarctic // Marine and Petroleum Geology. – 2019. – № 104. – С. 286–312. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2019.03.030.
13. *Гурова Т.И., Антонова Г.Ф., Кондрина К.С., Коробейникова Л.И., Коротун В.В., Неуймина Л.Д., Потлова М.И., Пода А.Г., Рояк Р.С., Сорокина Е.Г., Чернова Л.С.* Роль литогенеза в формировании и сохранении залежей нефти и газа. – М. : Недра, 1974. – 136 с.
14. *Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Красавчиков В.О., Конторович А.А., Супруненко О.И.* Тектоническое строение и история тектонического развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. – 2001. – № 11–12(42). – С. 1832–1845.
15. *Шемин Г.Г.* Региональные резервуары нефти и газа юрских отложений севера Западно-Сибирской провинции. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2014. – 362 с.

References

1. *Kontorovich A.E., Grebenyuk V.V., Kuznetsov L.A., Kulikov D.P., Khmelevskii V.B., Azarnov A.N., Nakaryakov V.D., Polyakova I.D., Sibgatullin V.G., Soboleva E.I., Starosel'tsev V.S., Stepanenko G.F.* Neftegazonosnye basseiny i regiony Sibiri. Вып. 3. Enisei-Khatangskii bassein [Siberian petroleum basins and regions. Vol. 3. Yenisei-Khatanga basin]. Novosibirsk: Izd-vo OI GGM SO RAN; 1994. 71 p. In Russ.
2. *Glagolev P.L., Mazanov V.F., Mikhailova M.P.* Geologiya i neftegazonosnost' Enisei-Khatangskogo progiba [Geology and petroleum potential of the Yenisei-Khatanga Depression]. Moscow: Izv-vo IGI RGI; 1994. 118 p. In Russ.
3. *Afanasenkov A.P., Ermolova T.E., Mushin I.A., Frolov B.K.* Sedimentation-capacitive model for Jurassic deposits of Gydan and Yenisey-Khatanga (western part) oil-gas-bearing regions. *Vesti gazovoi nauki.* 2017;(3):59–78. In Russ.
4. *Antsiferov A.S., Bakin V.E., Varlamov I.P., Vozhov V.I., Vorob'ev V.N., Gol'bert A.V., Grebenyuk V.V., Grishin M.P., Gurova T.I., Drobot D.I., Kontorovich A.E., Kuznetsov V.L., Lebedev V.M., Levchenko I.G., Mandel'baum M.M., Mel'nikov N.V., Mikulenko K.I., Nazimkov G.D., Nakaryakov V.D., Polyakova I.D., Ryb'yakov B.L., Savitskii V.E., Samsonov V.V., Stasova O.F., Starosel'tsev V.S., Surkov V.S., Trofimuk A.A., Fotiadi E.E., Khomenko A.V.* Geologiya nefiti i gaza Sibirskoi platformy [Oil and gas geology of the Siberian Platform]. Moscow: Nedra; 1981. 552 p. In Russ.
5. *Brod E.G.* Kollektory i pokryshki v yursko-melovom razreze [Reservoirs and caprocks in Jurassic-Cretaceous section]. In: *Geologiya i neftegazonosnost' Enisei-Khatangskogo progiba.* Leningrad: Izd-vo NIIGA; 1971. pp. 40–54. In Russ.
6. *Fomin M.A.* Analysis of tectonic structure of mesozoic and cainozoic sedimentary cover of the Yenisei-Khatanga regional trough and tectonic criteria of its oil-and-gas content. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii.* 2011;(9):4–20. In Russ.
7. *Isaev A.V., Krinin V.A., Filiptsov Yu.A., Karpukhin S.M., Sklyarov V.R.* Potential oil-and-gas bearing objects in the cliniform complexes of the Yenisey-Khatanga regional trough: results of seismic-geological modeling. *Geology and mineral resources of Siberia.* 2011;6(2):74–82. In Russ.
8. *Shemin G.G., Vakulenko L.G., Moskvina V.I., Pervukhina N.V., Syurin A.A.* Lithological-paleogeographic reconstructions of the northern early Jurassic West-Siberian Petroleum Province. *Geology and mineral resources of Siberia.* 2015;(2):34–47. In Russ.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

9. *Shemin G.G., Vakulenko L.G., Moskvina V.I., Sap'yanik V.V., Beizel' A.L., Deev E.V., Nekhaev A.Yu., Pervukhina N.V., Syurin A.A.* Ob'yasnitel'naya zapiska k Atlasu litologo-paleogeograficheskikh kart yurskogo perioda severa Zapadnoi Sibiri i akvatorii Karskogo morya v masshtabe 1 : 2 000 000 [Explanatory note to the Atlas of lithologic and paleogeographic maps of the Jurassic system, West Siberian north and the Kara sea waters, scale 1 : 2 000 000]. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN; 2015. 88 p. In Russ.
10. *Shemin G.G., Vernikovskiy V.A., Moskvina V.I., Vakulenko L.G., Deev E.V., Pervukhina N.V.* Lithologic and paleogeographic reconstructions of Jurassic system in West Siberian sedimentary basin. *Geologiya nefti i gaza*. 2018;(6):35–61. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-35-61. In Russ.
11. *Vernikovskiy V.A., Shemin G.G., Deev E.V., Metelkin D.V., Matushkin N.Y., Pervukhina N.V.* Geodynamics and Oil and Gas Potential of the Yenisei-Khatanga Basin (Polar Siberia). *Minerals*. 2018;8(11). DOI: 10.3390/min8110510.
12. *Shemin G.G., Deev E.V., Vernikovskiy V.A., Drachev S.S., Moskvina V.I., Vakulenko L.G., Pervukhina N.V., Sapyanik V.V.* Jurassic paleogeography and sedimentation in the northern West Siberia and South Kara Sea, Russian Arctic and Subarctic. *Marine and Petroleum Geology*. 2019;(104):286–312. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2019.03.030.
13. *Gurova T.I., Antonova G.F., Kondrina K.S., Korobeinikova L.I., Korotun V.V., Neuimina L.D., Potlova M.I., Poda A.G., Royak R.S., Sorokina E.G., Chernova L.S.* Rol' litogeneza v formirovanii sokhraneni zalezhei nefti i gaza [Role of lithogenesis in formation and retention of oil and gas accumulations]. Moscow: Nedra; 1974. 136 p. In Russ.
14. *Kontorovich V.A., Beliaev S.Yu., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O., Kontorovich A.A., Suprunenko O.I.* Tektonicheskoe stroenie i istoriya tektonicheskogo razvitiya Zapadno-Sibirskoi geosineklizy v mezozoe i kainozoe [Tectonic structure and history of development of the West Siberian geosyncline in the Mesozoic and Cenozoic times]. *Geologiya i geofizika*. 2001;42(11–12):1832–1845. In Russ.
15. *Shemin G.G.* Regional'nye rezervuary nefti i gaza yurskikh otlozhenii severa Zapadno-Sibirskoi provintsii [Regional oil and gas reservoirs in the Jurassic formations of the northern West Siberian province]. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN; 2014. 362 p. In Russ.

Информация об авторах

Шемин Георгий Георгиевич

Доктор геолого-минералогических наук,
Главный научный сотрудник
ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН»,
630090 Новосибирск, пр-т Академика Коптюга, 3
e-mail: SheminGG@ipgg.sbras.ru

Верниковский Валерий Арнольдович

Доктор геолого-минералогических наук,
Главный научный сотрудник
ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН»,
630090 Новосибирск, пр-т Академика Коптюга, д. 3
e-mail: vernikovskiyva@ipgg.sbras.ru

Первухина Наталья Владимировна

Кандидат геолого-минералогических наук,
Старший научный сотрудник
ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН»,
630090 Новосибирск, пр-т Академика Коптюга, д. 3
e-mail: PervuhinaNV@ipgg.sbras.ru

Деев Евгений Викторович

Кандидат геолого-минералогических наук,
Ведущий научный сотрудник
ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН»,
630090 Новосибирск, пр-т Академика Коптюга, д. 3
e-mail: deev@ngs.ru

Москвин Валерий Иванович

Доктор геолого-минералогических наук,
профессор, ведущий научный сотрудник
ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН»,
630090 Новосибирск, пр-т Академика Коптюга, д. 3
e-mail: moskvini@ipgg.sbras.ru

Information about authors

George G. Shemin

Doctor of geological and mineralogical Sciences,
Chief Researcher
The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
3, prospect Akademika Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia
e-mail: SheminGG@ipgg.sbras.ru

Valery A. Vernikovskiy

Doctor of geological and mineralogical Sciences,
Chief Researcher
The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
3, prospect Akademika Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia
e-mail: vernikovskiyva@ipgg.sbras.ru

Natalya V. Pervukhina

Candidate of geological and mineralogical Sciences,
Senior Researcher
The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
3, prospect Akademika Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia
e-mail: PervuhinaNV@ipgg.sbras.ru

Evgeny V. Deev

Candidate of geological and mineralogical Sciences,
Leading Researcher
The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
3, prospect Akademika Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia
e-mail: deev@ngs.ru

Valeriy I. Moskvina

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Professor, Leading Researcher
The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian
Branch of the Russian Academy of Sciences,
3, prospect Akademika Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia
e-mail: moskvini@ipgg.sbras.ru

Мигурский Феликс Анатольевич

Кандидат геолого-минералогических наук, заведующий
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический
нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: fam@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0001-9850-567X

Смирнов Максим Юрьевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
заместитель директора по геофизике,
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический
нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: smirnov@vnigni.ru

Felix A. Migursky

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Department
All-Russian Research Geological Oil Institute,
36, sh. Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: fam@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0001-9850-567X

Maxim Yu. Smirnov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Deputy Director for Geophysics
All-Russian Research Geological Oil Institute,
36, sh. Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: smirnov@vnigni.ru