

УДК 550.832(571.1)

10.31087/0016-7894-2019-5-61-71

Закономерности изменения фильтрационно-емкостных свойств региональных резервуаров в зависимости от глубины их залегания в юрских отложениях арктических районов Западно-Сибирской и Хатангско-Виллюйской нефтегазоносных провинций

© 2019 г. | Г.Г. Шемин^{1,2}, В.А. Верниковский^{1,2}, Н.В. Первухина¹, Е.В. Деев^{1,2}, М.Ю. Смирнов³

¹ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН», Новосибирск, Россия; SheminGG@ipgg.sbras.ru; vernikovskyyva@ipgg.sbras.ru; PervuhinaNV@ipgg.sbras.ru; deev@ngs.ru;

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

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

Поступила 07.06.2019 г.

Принята к печати 11.07.2019 г.

Ключевые слова: региональный резервуар; проницаемый комплекс; коллектор; фильтрационно-емкостные свойства; пористость; проницаемость; Западно-Сибирская и Хатангско-Виллюйская нефтегазоносные провинции.

В статье на базе анализа большого объема аналитического материала приведены результаты исследований фильтрационно-емкостных свойств и выявлены закономерности их изменения в зависимости от глубины залегания гранулярных коллекторов юрских региональных резервуаров арктических районов Западно-Сибирской и Хатангско-Виллюйской нефтегазоносных провинций. Охарактеризовано стратиграфическое положение региональных резервуаров и их составных частей — проницаемых комплексов и флюидоупоров. Приведена характеристика фильтрационно-емкостных свойств коллекторов проницаемых комплексов региональных резервуаров. Освещена выявленная закономерность изменения пористости и проницаемости гранулярных коллекторов в зависимости от глубины залегания резервуаров. Объяснена причина ухудшения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов в зависимости от глубины их залегания.

Для цитирования: Шемин Г.Г., Верниковский В.А., Первухина Н.В., Деев Е.В., Смирнов М.Ю. Закономерности изменения фильтрационно-емкостных свойств региональных резервуаров в зависимости от глубины их залегания в юрских отложениях арктических районов Западно-Сибирской и Хатангско-Виллюйской нефтегазоносных провинций // Геология нефти и газа. – 2019. – № 5. – С. 61–71. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-5-61-71.

Common factors of porosity and permeability variations in regional reservoirs depending on depth of their occurrence in the Jurassic series of the Arctic regions of West Siberian and Khatanga-Vilyuisky petroleum provinces

© 2019 | G.G. Shemin^{1,2}, V.A. Vernikovskii^{1,2}, N.V. Pervukhina¹, E.V. Deev^{1,2}, M.Yu. Smirnov³

¹The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia; SheminGG@ipgg.sbras.ru; vernikovskyyva@ipgg.sbras.ru; PervuhinaNV@ipgg.sbras.ru; deev@ngs.ru;

²Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia;

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

Received 07.06.2019

Accepted for publication 11.07.2019

Key words: regional pool; permeable series; reservoir; reservoir quality; porosity; permeability; West Siberian and Khatanga-Vilyuisky petroleum provinces.

Basing on the analysis of large analytical material, the paper presents the results of studies of reservoir properties and determination of their common factors depending on depth of granular reservoirs occurrence in the regional Jurassic reservoirs of the Arctic regions of West Siberian and Khatanga-Vilyuisky petroleum provinces. Stratigraphic position of Oxfordian, Bathonian, Aalenian-Bajocian, Toarcian, Pliensbachian, and Hettangian-Sinemurian regional reservoirs and their constituent parts (permeable series and impermeables) is discussed. Characteristics of reservoir properties of permeable series in regional reservoirs are presented. Among the regional reservoirs, Oxfordian and Bathonian series have the highest quality; Aalenian-Bajocian and Toarcian reservoirs have the lower quality; Pliensbachian and Hettangian-Sinemurian collectors have the lowest quality. Common features of reservoir quality variations depending on their depth of occurrence are considered. The deeper the reservoirs occur, the lower open porosity and intergranular permeability they possess. Porosity of Jurassic reservoirs decreases with depth by 2 to 2.5 % every 1000 m. Starting from the depth of 4500 m, porosity does not exceed 12–13 %; reservoirs deeper than 5000–5500 m have porosity close to their cutoff. Reservoir permeability decreases from the top down the section from the interval with its medium value $(2.68-8.18) \cdot 10^{-3} \mu\text{m}^2$ at 2000–2550 m to $(0.67-0.69) \cdot 10^{-3} \mu\text{m}^2$ at 4000–4250 m. The cause of reservoir properties worsening

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

depending on depth of their occurrence is explained. Decrease in reservoir properties with depth of occurrence responds to many factors, and rocks compaction because of overburden load is the main of them.

*For citation: Shemin G.G., Vernikovskii V.A., Pervukhina N.V., Deev E.V., Smirnov M.Yu. Common factors of porosity and permeability variations in regional reservoirs depending on depth of their occurrence in the Jurassic series of the Arctic regions of West Siberian and Khatanga-Vilyuisky petroleum provinces. *Geologiya nefti i gaza*. 2019;(5):61–71. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-5-61-71.*

Юрские отложения в арктических нефтегазоносных областях (НГО) Западно-Сибирской и Хатангско-Виллюйской нефтегазоносных провинций (НПП) распространены почти повсеместно. Их толщина обычно изменяется от 1 до 3 км, а глубина залегания — от 2 до 6 км. Перспективы нефтегазоносности этих отложений оценивают по-разному, особенно ниже-среднеюрских — от высоких [1] до средних и пониженных [2–5]. Различная оценка перспектив этих отложений в значительной мере обусловлена недостаточной степенью изученности фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и, прежде всего, закономерностей их изменения в зависимости от глубины залегания, хотя в этом направлении многое сделано [2, 4, 6, 7]. Авторы статьи на основе большого числа определений открытой пористости (8000) и межзерновой проницаемости (6300) гранулярных коллекторов проницаемых комплексов региональных резервуаров юрских отложений провели анализ фильтрационно-емкостных свойств и установили закономерности их изменения в зависимости от глубины залегания наиболее изученных бурением Ямальской, Гыданской, северных частей Надым-Пурской, Пур-Тазовской, Елогуй-Туруханской и Енисей-Хатангской НГО (рис. 1).

Региональные резервуары нефти и газа юрских отложений

Юрские отложения в арктических районах Западно-Сибирской и Хатангско-Виллюйской НПП образуют одноименный нефтегазоносный этаж. Его флюидоупор сложен преимущественно глинистыми отложениями кимериджского и волжского ярусов (баженовская, георгиевская свиты и их возрастные аналоги). Проницаемый мегакомплекс включает песчано-алевролитно-глинистые ниже-среднеюрские, а также оксфордские образования. Промышленная нефтегазоносность этажа доказана на всей территории рассматриваемого региона.

В составе юрского нефтегазоносного этажа обычно выделяется несколько нефтегазоносных комплексов более низкого порядка, региональных резервуаров: ниже-среднеюрский, васюганский, баженовский [8], зимний, шараповский, надояхский, вымский, мальшевский [9] и др. В настоящей статье использована классификация региональных резервуаров юрских отложений исследуемого региона, разработанная одним из авторов статьи [7, 10, 11]. Согласно этой классификации, они подразделяются на шесть региональных резервуаров: оксфордский, батский, аален-байосский, тоарский, плинсбахский и

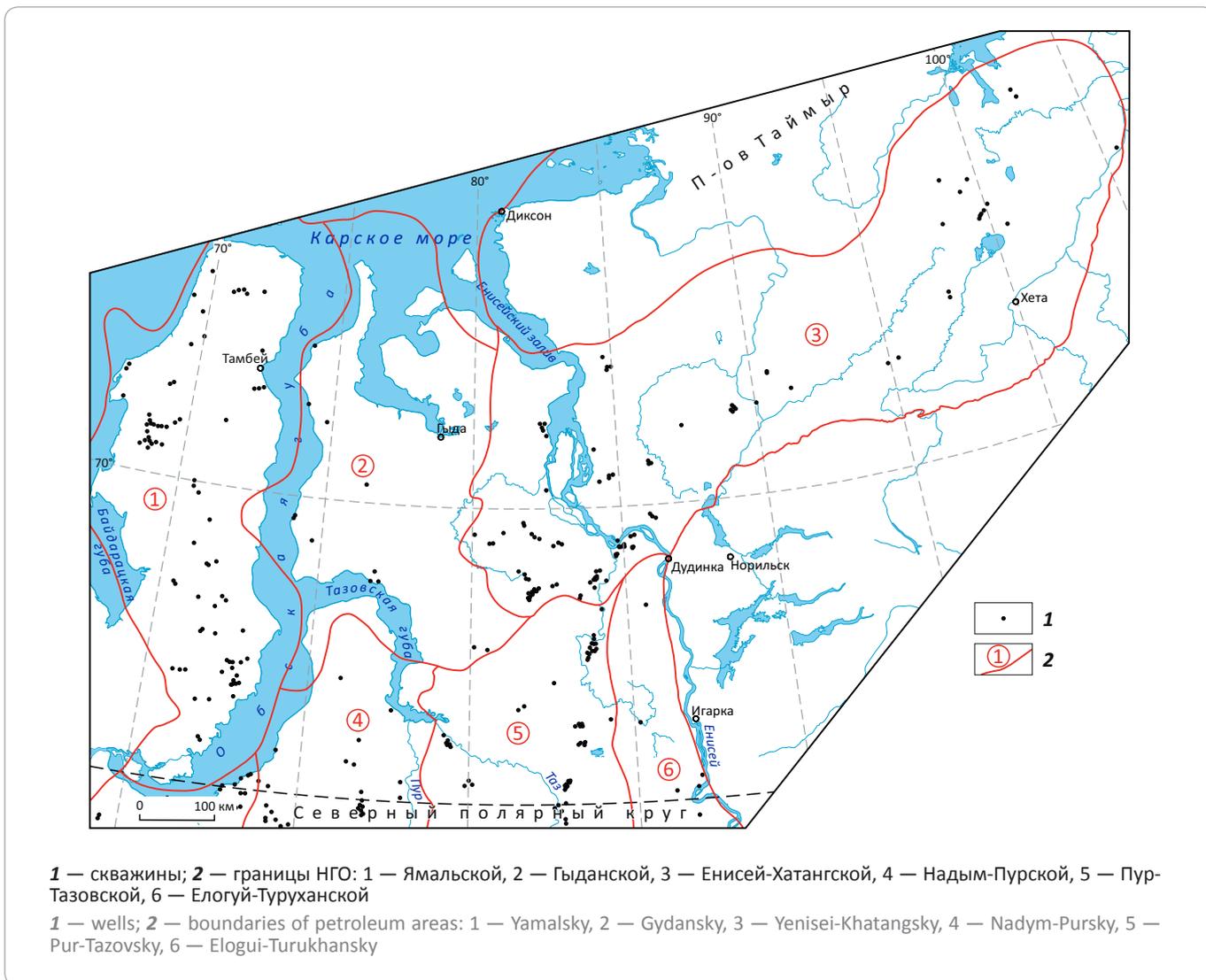
геттанг-синемюрский, которые состоят из проницаемых комплексов и флюидоупоров (рис. 2).

Оксфордский региональный резервуар распространен лишь в юго-восточной части региона (Елогуй-Туруханская, западная и южная части соответственно Пур-Тазовской и Енисей-Хатангской НГО). Представлен отложениями верхней юры и низов неокома (оксфордский, кимериджский и волжский ярусы, баженовский, георгиевский горизонты и верхневасюганский подгоризонт). Проницаемый комплекс сложен циклически построенными глинисто-песчаными образованиями верхневасюганской и нижнесиговской подсвит. Его флюидоупор представлен преимущественно глинистыми породами яновстанской, харампурской свит и верхнесиговской подсвиты.

Батский региональный резервуар развит повсеместно на территории региона. Большая его часть сложена породами низов неокома, верхней юры и верхней части средней юры (баженовский, георгиевский, васюганский и мальшевский горизонты; гольчихинская, мальшевская свиты и их возрастные аналоги). На юго-востоке региона, где развит оксфордский резервуар, стратиграфический объем батского резервуара сокращен. Здесь он представлен только мальшевским горизонтом и нижневасюганским подгоризонтом. Проницаемый комплекс резервуара сложен алевролитно-песчано-глинистыми породами мальшевского горизонта верхнетюменской подсвиты и ее возрастных аналогов. Флюидоупор на большей части территории региона представлен отложениями низов неокома, верхней юры и верхней части средней юры (баженовский, георгиевский и васюганский горизонты, гольчихинская свита и ее возрастные аналоги), а в юго-восточной части региона — глинистыми породами нижневасюганского подгоризонта (нижневасюганская подсвита и точинская свита).

Аален-байосский региональный резервуар включает отложения средней юры (верхи ааленского, байосский ярусы; вымский и леонтьевский горизонты; нижнетюменская и среднетюменская подсвиты и их возрастные аналоги), повсеместно распространенные на территории региона. Проницаемый комплекс резервуара представлен алевролитно-песчано-глинистыми породами нижнетюменской и низов среднетюменской подсвит. Флюидоупор сложен алевролитно-глинистыми отложениями средней и верхней частей среднетюменской подсвиты и их возрастных аналогов.

Рис. 1. Обзорная карта арктических районов Западно-Сибирской и западной части Хатангско-Вилуйской НГО
 Fig. 1. Location map of Arctic regions of West Siberian and western part of Khatanga-Vilyuisky petroleum provinces



Тоарский региональный резервуар представлен отложениями верхней части нижней и низов средней юры (средняя и верхняя части тоарского и нижняя и средняя части ааленского ярусов; надояхский и лайдинский горизонты; верхнекотухтинская подсвита и ее возрастные аналоги). Проницаемый комплекс сложен алевролитно-песчано-глинистыми породами нижней и средней частей верхнекотухтинской подсвиты и их возрастных аналогов. Флюидоупор резервуара включает преимущественно глинистые породы верхней части верхнекотухтинской подсвиты и ее возрастных аналогов.

Плинсбахский региональный резервуар представлен отложениями средней части нижней юры (нижняя половина нижнетоарского, средняя и верхняя части верхнеплинсбахского подъярусов; китербюрский и шараповский горизонты; нижнекотухтинская подсвита и ее возрастные аналоги). Проницаемый комплекс резервуара представлен

глинисто-алевролитно-песчаными отложениями шараповского горизонта, нижней и средней частей нижнекотухтинской подсвиты и ее возрастных аналогов. Флюидоупор стратиграфически приурочен к нижней половине нижнетоарского подъяруса (китербюрский горизонт, верхняя часть нижнекотухтинской подсвиты и ее возрастные аналоги).

Геттанг-синемюрский региональный резервуар включает отложения нижней части нижней юры (геттангский, синемюрский ярусы, а также нижняя и средняя части плинсбахского, зимний, левинский горизонты; ягельная, зимняя свиты и их возрастные аналоги). Проницаемый комплекс сложен глинисто-алевролитно-псефитово-псаммитовыми отложениями зимнего горизонта (одноименная и береговая свиты). Флюидоупор резервуара представлен преимущественно глинистыми отложениями левинского горизонта (одноименная и ягельная свиты).



METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 2. Стратиграфическое положение региональных резервуаров юрских отложений арктических районов Западно-Сибирской и Хатангско-Вилуйской НГП

Fig. 2. Stratigraphic position of regional pools in Jurassic series of the Arctic regions of West Siberian and Khatanga-Vilyuisky petroleum provinces

Система		Меловая		Верхний		Средний		Нижний		Юрская		Подсвита		Региональные резервуары и их составные части
Отдел	Ярус	Горизонт	Свита	Подсвита	Меловая	Нижний	Верхний	Средний	Нижний	Верхняя	Средняя	Нижняя	Подсвита	
														Кимеридж-волжский флюидоупор
														Оксфордский проницаемый комплекс
														Нижневазюганский флюидоупор
														Мальшевский проницаемый комплекс
														Леонтьевский флюидоупор
														Вымский проницаемый комплекс
														Лайдинский флюидоупор
														Надояхский проницаемый комплекс
														Китербютский флюидоупор
														Шараповский проницаемый комплекс
														Левинский флюидоупор
														Зимний проницаемый комплекс

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов региональных резервуаров

Фильтрационно-емкостные свойства гранулярных коллекторов проницаемого мегакомплекса юрского нефтегазоносного этажа арктических районов Западно-Сибирской и Хатангско-Вилуйской НГП характеризуются следующими показателями. Открытая пористость изменяется от 8 до 28 %, межзерновая проницаемость — от долей до $1690 \cdot 10^{-3}$ мкм². Эффективная пористость и проницаемость варьируют соответственно от 12 до 28 % и $(0,1-1690) \cdot 10^{-3}$ мкм². Первый параметр изменяется преимущественно в интервале от 12 до 14 %, реже — от 10 до 11 и от 15 до 16 %, еще реже — от 8 до 9 и от 17 до 18 % и очень редко — от 19 до 28 %. Межзерновая проницаемость коллекторов в основном характеризуется значениями $(0,01-1) \cdot 10^{-3}$ мкм², реже — $(1-10) \cdot 10^{-3}$ мкм², еще реже — $(10-100) \cdot 10^{-3}$ мкм² и в единичных случаях — выше $100 \cdot 10^{-3}$ мкм². В целом гранулярные коллекторы юрских резервуаров рассматриваемого региона характеризуются средней и пониженной открытой пористостью и пониженной и низкой межзерновой проницаемостью.

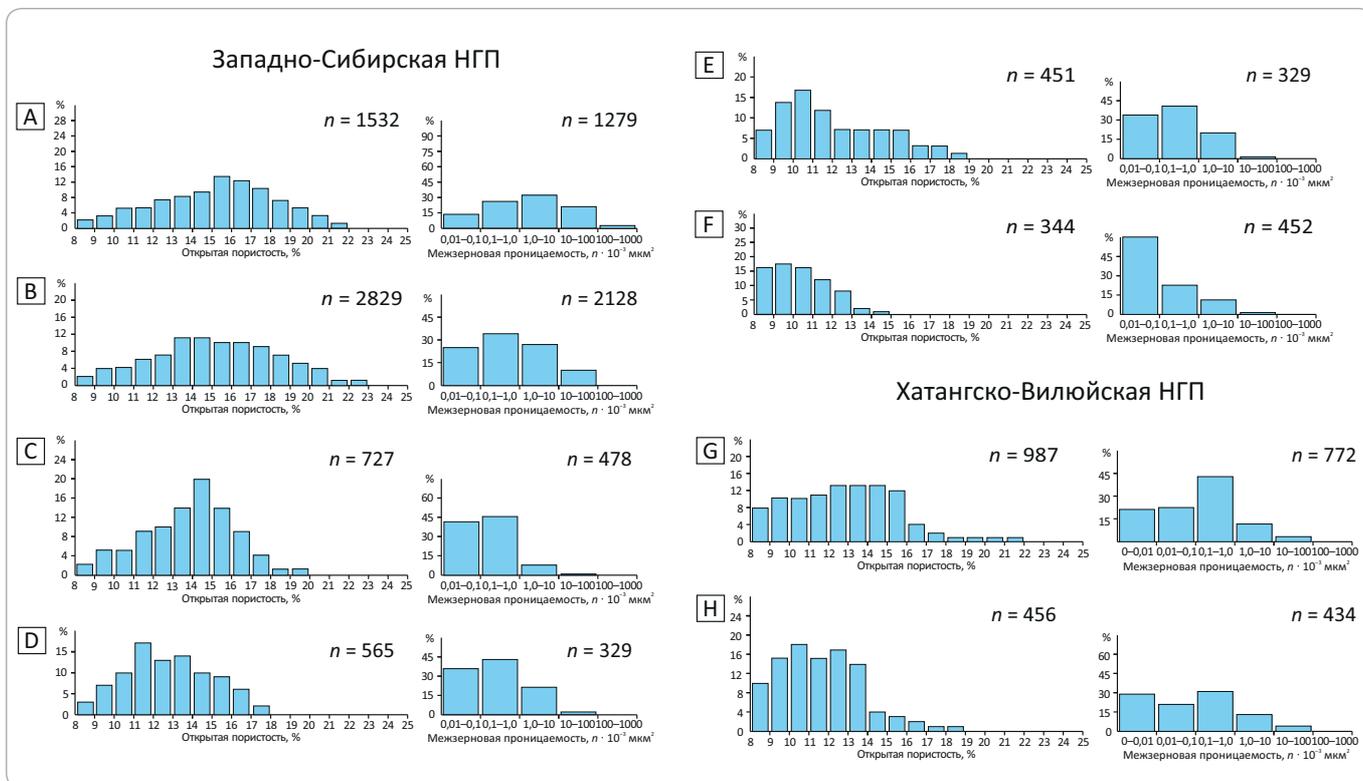
Распределение фильтрационно-емкостных свойств гранулярных коллекторов юрских отложений Западно-Сибирской и Хатангско-Вилуйской НГП по региональным резервуарам следующее (рис. 3, таблица).

Среди региональных резервуаров Западно-Сибирской НГП наибольшие значения открытой пористости и межзерновой проницаемости имеют гранулярные коллекторы оксфордского и батского, меньшие — аален-байосского и тоарского и минимальные — плинсбахского и геттанг-синемюрского резервуаров. Их показатели открытой пористости и межзерновой проницаемости изменяются в следующих пределах: оксфордский резервуар — от 8 до 28 % (преимущественно от 12 до 19 %) и от $(0,01-1690) \cdot 10^{-3}$ мкм² (преимущественно $(0,1-100) \cdot 10^{-3}$ мкм²); батский резервуар — от 8 до 27 % (преимущественно от 13 до 17 %) и $(0,01-214) \cdot 10^{-3}$ мкм² (преимущественно $(0,01-10) \cdot 10^{-3}$ мкм²); аален-байосский резервуар — от 8 до 20 % (преимущественно от 11 до 17 %) и $(0,01-98) \cdot 10^{-3}$ мкм² (преимущественно $(0,01-1) \cdot 10^{-3}$ мкм²); тоарский резервуар — от 8 до 18 % (преимущественно от 10 до 15 %) и $(0,01-81) \cdot 10^{-3}$ мкм² (преимущественно $(0,01-1) \cdot 10^{-3}$ мкм²); плинсбахский резервуар — от 8 до 19 % (преимущественно — от 9 до 15 %) и $(0,01-73) \cdot 10^{-3}$ мкм² (преимущественно $(0,01-1) \cdot 10^{-3}$ мкм²) и геттанг-синемюрский резервуар — от 8 до 15 % (преимущественно от 8 до 11 %) и $(0,01-62) \cdot 10^{-3}$ мкм² (преимущественно — $(0,01-0,1) \cdot 10^{-3}$ мкм²).

Следовательно, в юрских отложениях Западно-Сибирской НГП сверху вниз по разрезу отмечается постепенное ухудшение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, причем наиболее значительно

Рис. 3. Графики распределения открытой пористости и межзерновой проницаемости гранулярных коллекторов оксфордского (А), батского (В, G), аален-байосского (С, H), тоарского (D), плинсбахского (Е) и геттанг-синемюрского (F) региональных резервуаров арктических районов Западно-Сибирской и Хатангско-Вилуйской НГП

Fig. 3. Diagrams of open porosity and intergranular permeability in granular reservoirs of Oxfordian (A), Bathonian (B, G), Aalenian-Bajocian (C, H), Toarcian (D), Pliensbachian (E) and Hettangian-Sinemurian (F) regional reservoirs in the Arctic regions of West Siberian and Khatanga-Vilyuisky petroleum provinces



снижаются в этом направлении показатели межзерновой проницаемости.

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов юрских отложений Хатангско-Вилуйской НГП изучены существенно меньше, чем Западно-Сибирской. Достаточно полная выборка анализов фильтрационно-емкостных свойств имеется лишь для батского и аален-байосского региональных резервуаров (см. рис. 3). Их показатели открытой пористости и межзерновой проницаемости изменяются в следующих пределах: батский резервуар — от 8 до 22 % (преимущественно от 8 до 16 %) и $(0,01-90) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ (преимущественно $(0,01-10) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$); аален-байосский резервуар — от 8 до 20 % (преимущественно от 8 до 16 %) и $(0,01-60) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ (преимущественно $(0,01-1) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$). То есть первый региональный резервуар, залегающий стратиграфически выше второго, как и в первой НГП, имеет более высокие значения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. Другие менее изученные региональные резервуары этой НГП характеризуются такой же тенденцией ухудшения фильтрационно-емкостных свойств с увеличением глубины их залегания. Отмечается четкая статистическая связь увеличения показателей проницаемости по мере роста значений открытой пористости (рис. 4).

Таким образом, фильтрационно-емкостные свойства коллекторов региональных резервуаров юрских отложений рассматриваемого региона ухудшаются сверху вниз по разрезу от более молодых к более древним.

Закономерности изменения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов региональных резервуаров в зависимости от глубины их залегания

Приведенные материалы свидетельствуют о том, что фильтрационно-емкостные свойства гранулярных коллекторов региональных резервуаров нефти и газа рассматриваемого региона зависят от глубины их залегания. Чем глубже расположены отложения резервуаров, тем более низкими значениями открытой пористости и межзерновой проницаемости они обладают. Отмеченная закономерность четко выражена на графиках распределения емкостных и фильтрационных свойств коллекторов в интервалах глубин от 2000 до 6000 м Западно-Сибирской с шагом 250 м и от 1500 до 4500 м Хатангско-Вилуйской НГП с шагом 500 м (рис. 5, 6).

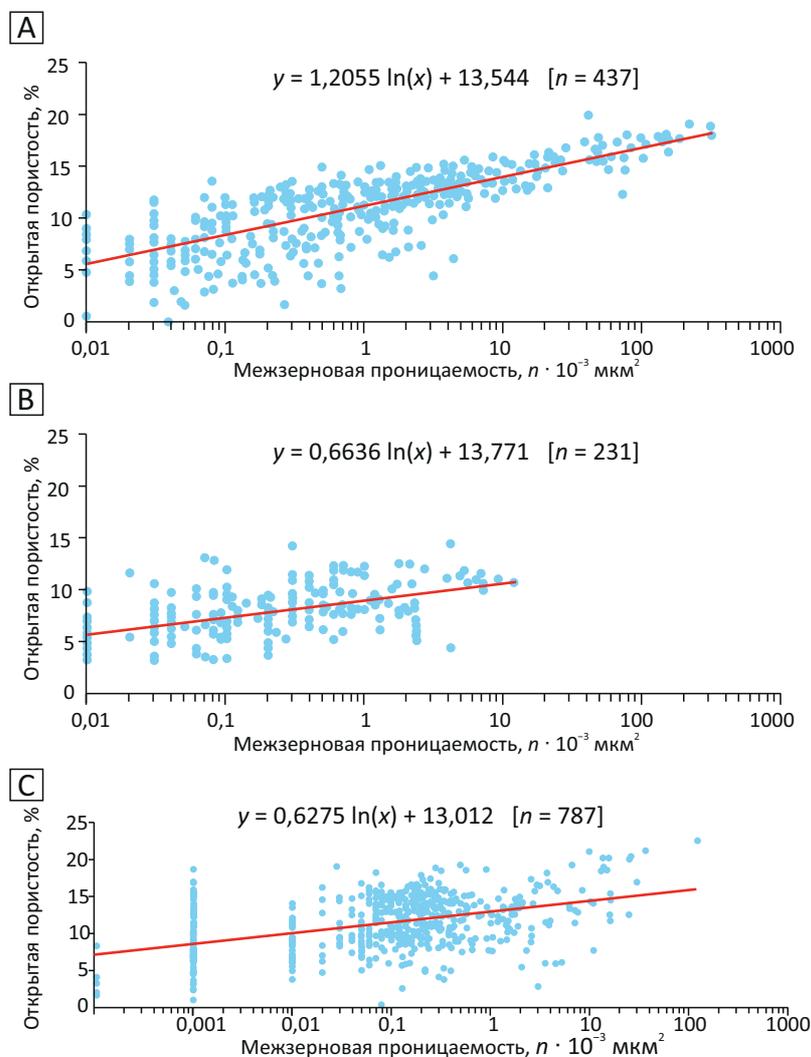
Значения открытой пористости коллекторов региональных резервуаров в отмеченных интервалах глубин первой НГП преимущественно изменяются соответственно: от 11 до 20, от 10 до 17, от 9 до 17, от 8 до 16, от 8 до 14, от 8 до 13, от 8 до 10 и от 8 до 9 %; а


METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS
Таблица. Характеристика пород-коллекторов региональных юрских резервуаров арктических районов Западно-Сибирской нефтегазовой провинции
Table. Reservoir rocks properties in regional Jurassic pools of West Siberian and Khatanga-Vilyuisky petroleum provinces (Arctic regions)

Региональные резервуары	Фильтрационно-емкостные свойства				Вещественный состав пород-коллекторов	Преобладающий размер зернистости пород-коллекторов	Преобладающая окатанность обломочного материала	Преобладающая сортировка обломочного материала	Состав и содержание цемента в породах-коллекторах		Условия образования пород-коллекторов
	Количественная оценка		Качественная оценка						Преобладающий состав	Содержание цемента, %	
	Открытая пористость, %	Преобладающий интервал пористости	Открытая пористость	Межзерновая проницаемость							
Оксфордский	8-28	12-18	0,01-1690	0,1-100	Средняя	Средняя	Средняя	Хорошая, средняя	Глинисто-карбонатный, карбонатно-глинистый	3-10	Мелководно-морские
Батский	8-27	13-17	0,01-214	0,01-10	Средняя, пониженная	"	Средняя, хорошая	"	Карбонатно-глинистый	5-15	Континентальные, мелководно-морские
Аален-байосский	8-23	11-16	0,01-98	0,01-1	Пониженная, низкая	Пониженная	"	"	Глинистый, карбонатно-глинистый	5-15	"
Тоарский	8-24	10-15	0,01-81	0,01-1	"	"	"	"	Карбонатный, глинистый, глинисто-карбонатный	5-15	"
Плинсбахский	8-21	9-15	0,01-73	0,01-1	"	"	"	"	Карбонатно-глинистый	3-10	"
Геттанг-синеморский	8-18	8-11	0,01-62	0,01-0.1	Низкая	Низкая	Угловатые, полукатаные	Плохая, средняя	Глинистый	1-5	Преимущественно континентальные

Примечание. Вещественный состав пород-коллекторов: П-Л-К — полевошпатово-кварцевый, Л-П-К — литокластито-полевошпатово-кварцевый, К-Л-П — кварцево-полевошпатовый, К-П-Л — кварцево-палеошпатовый, П-К-Л — полевошпатово-кварцево-литокластитовый, Л-К — литокластито-кварцевый, К-Л — кварцево-литокластитовый, П-К — полевошпатово-кварцевый

Рис. 4. Графики зависимости открытой пористости от межзерновой проницаемости гранулярных коллекторов проницаемых комплексов оксфордского (А) и батского (В) региональных резервуаров севера Западно-Сибирской и батского регионального резервуара Хатангско-Вилуйской НГП (С)
Fig. 4. Cross-plots of open porosity and intergranular permeability distribution in granular reservoirs of permeable sequences of Oxfordian (A) and Bathonian (B) regional reservoirs in the north of West Siberian petroleum province and Bathonian regional reservoir in Khatanga-Vilyuisky Petroleum Province (C)



Примечание. В Хатангско-Вилуйской НГП в связи с ограниченным объемом аналитических данных график зависимости открытой пористости от межзерновой проницаемости гранулярных коллекторов проницаемого комплекса оксфордского регионального резервуара не приведен.

Note. Because of the limited analytical data for the Khatanga-Vilyuisky petroleum province, cross-plot of open porosity and intergranular permeability distribution in granular reservoirs of permeable Oxfordian sequence is not presented.

второй — от 8 до 22, от 8 до 18, от 8 до 16, от 8 до 16, от 10 до 16 и от 8 до 14 %.

Следовательно, сверху вниз по разрезу в рассматриваемых НГП значения пористости коллекторов юрских отложений на каждые 1000 м углубления уменьшаются на 2–2,5 %. Начиная с глубины 4500 м открытая пористость не превышает 12–13 %, а глубже 5000–5500 м коллекторы имеют пористость близкую к граничному значению.

Значения гранулярной проницаемости коллекторов юрских региональных резервуаров рассматри-

ваемого региона также уменьшаются сверху вниз по разрезу (рис. 7). Средние значения проницаемости коллекторов Западно-Сибирской НГП в интервале глубин 2000–5750 м с шагом 250 м соответственно равны: (8,15; 3,22; 3,81; 2,10; 2,32; 1,07; 0,95; 0,78; 0,67; 0,41; 0,39; 0,38; 0,39; 0,19 и 0,17) · 10⁻³ мкм²; а Хатангско-Вилуйской НГП в интервалах глубин 2000–2250; 2750–3000; 3000–3250; 3250–3500; 3500–3750; 3750–4000; 4000–4250 м — (2,68; 2,43; 1,52; 1,16; 1,23; 0,94 и 0,69) · 10⁻³ мкм².

Следовательно, в исследуемом регионе и значения проницаемости коллекторов юрских регио-

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 5. Графики распределения значений открытой пористости проницаемых комплексов юрских региональных резервуаров арктических районов Западно-Сибирской НГП в интервалах глубин, м: 2000–2250 (А), 2250–2500 (В), 2500–2750 (С), 2750–3000 (D), 3000–3250 (E), 3250–3500 (F), 3500–3750 (G), 3750–4000 (G), 4000–4250 (I), 4250–4500 (J), 4500–4750 (K), 4750–5000 (L), 5000–5250 (M), 5250–5500 (N), 5500–5750 (O)

Fig. 5. Diagrams of open porosity in the permeable regional Jurassic reservoir sequences of the Arctic regions of West Siberian Petroleum Province in the depth intervals (m): 2000–2250 (A), 2250–2500 (B), 2500–2750 (C), 2750–3000 (D), 3000–3250 (E), 3250–3500 (F), 3500–3750 (G), 3750–4000 (G), 4000–4250 (I), 4250–4500 (J), 4500–4750 (K), 4750–5000 (L), 5000–5250 (M), 5250–5500 (N), and 5500–5750 (O)

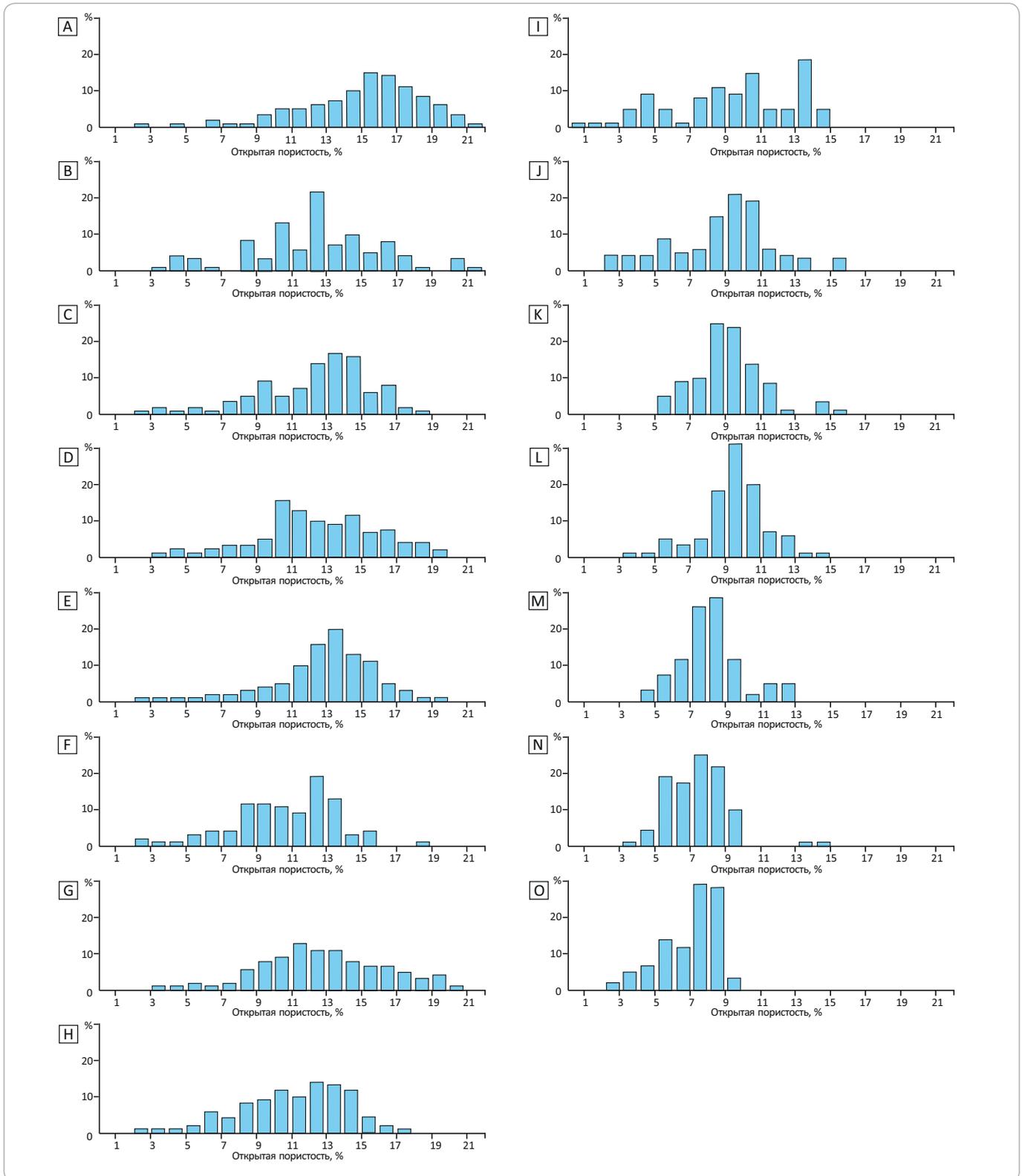
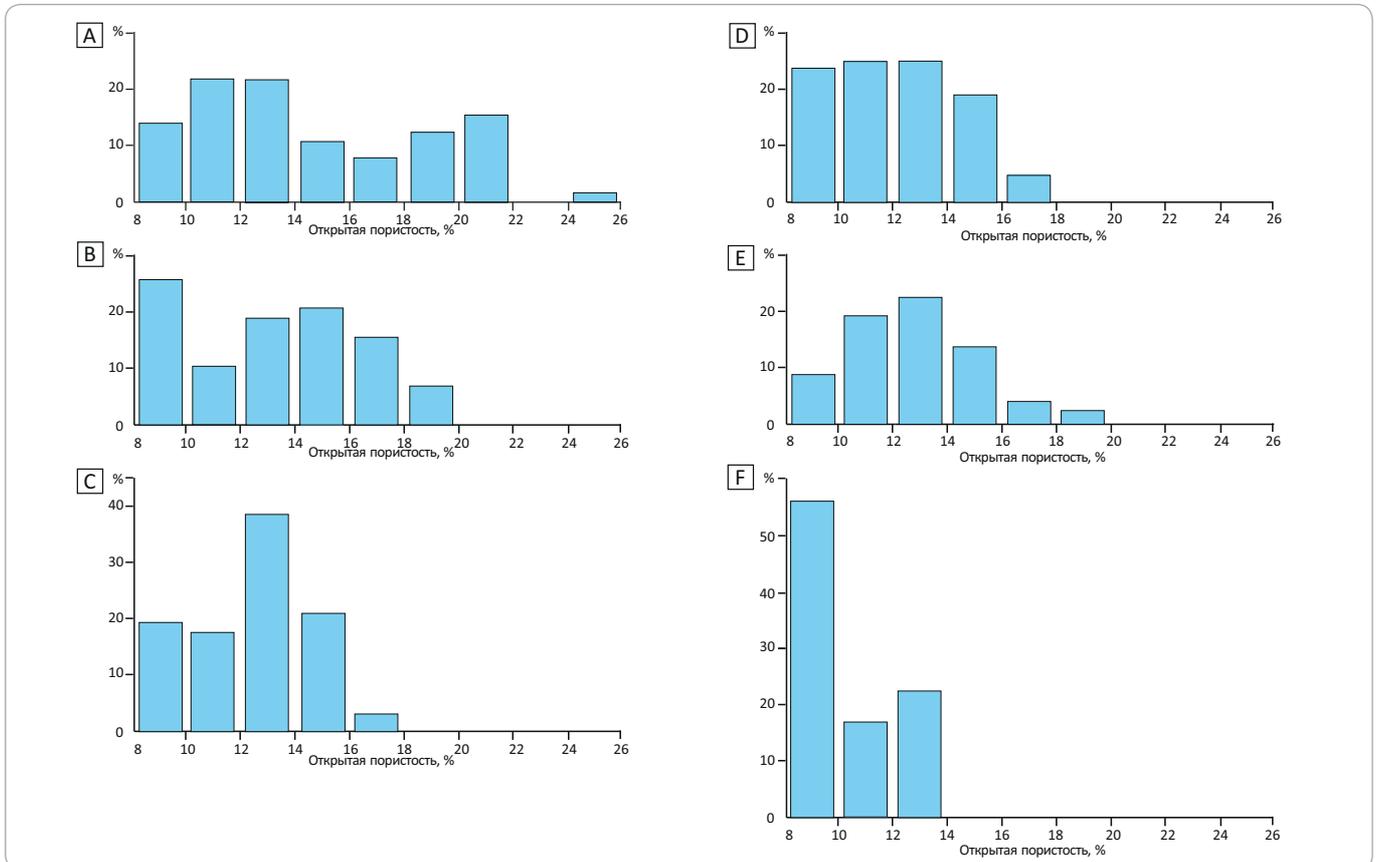


Рис. 6. Графики распределения значений открытой пористости проницаемых комплексов юрских региональных резервуаров арктических районов Хатангско-Виллюйской НГП в интервалах глубин, м: 1500–2000 (А), 2000–2500 (В), 2500–3000 (С), 3000–3500 (D), 3500–4000 (Е), 4000–4500 (F)

Fig. 6. Diagrams of open porosity in the permeable regional Jurassic reservoir sequences of the Arctic regions of Khatanga-Vilyuisky Petroleum Province in the depth intervals (m): 1500–2000 (A), 2000–2500 (B), 2500–3000 (C), 3000–3500 (D), 3500–4000 (E), and 4000–4500 (F)



нальных резервуаров уменьшаются сверху вниз по разрезу от среднего значения $(2,68-8,15) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ на глубине 2000–2550 м до $(0,67-0,69) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ на глубине 4000–4250 м.

Понижение значений фильтрационно-емкостных свойств терригенных коллекторов с увеличением глубины их залегания обусловлено многими факторами, причем главным из них является уплотнение пород за счет горного давления [12, 13]. Применительно к исследуемым коллекторам юрских региональных резервуаров рассматриваемого региона отмеченная закономерность также в основном контролируется горным давлением и значительно меньше — другими причинами: генезисом отложений (морские образования характеризуются большими значениями проницаемости, чем континентальные), размером зернистости (средне-крупнозернистые песчаники по сравнению с мелкозернистыми разностями имеют более высокие показатели фильтрационно-емкостных свойств), содержанием цемента и т. д. (см. рис. 7, таблицу).

Выводы

В результате проведенных исследований получены следующие основные результаты.

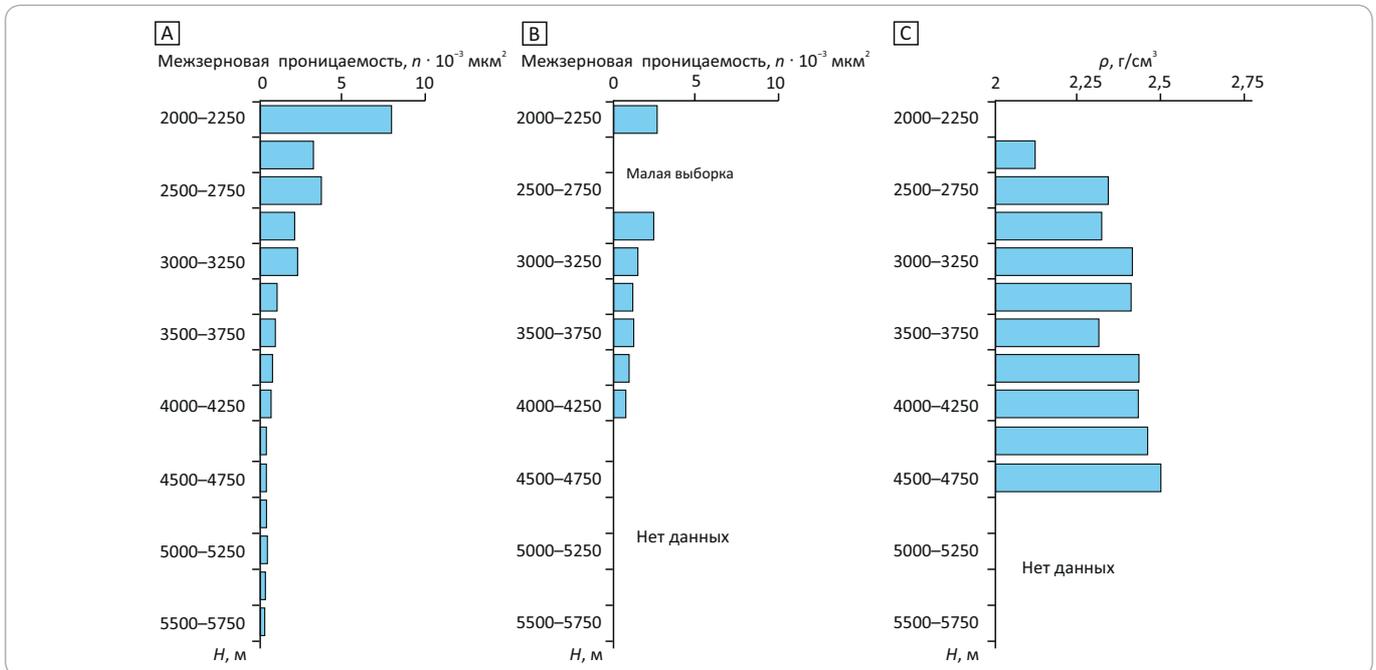
Гранулярные коллекторы юрских отложений арктических районов Западно-Сибирской и Хатангско-Виллюйской НГП в целом характеризуются средней и пониженной открытой пористостью, а также пониженной и низкой межзерновой проницаемостью. Среди региональных резервуаров наибольшими значениями фильтрационно-емкостных свойств обладают коллекторы оксфордского и батского, меньшими — аален-байосского и тоарского и минимальными — плинсбахского и геттанг-синемюрского региональных резервуаров. С увеличением значений открытой пористости коллекторов повышаются их фильтрационно-емкостные свойства.

Фильтрационно-емкостные свойства гранулярных коллекторов региональных резервуаров зависят от глубины их залегания. Чем глубже расположены отложения резервуаров, тем более низкими значениями открытой пористости и межзерновой проницаемости они обладают. Пористость коллекторов юрских отложений на каждые 1000 м углубления разреза уменьшается на 2–2,5 %. Начиная с глубины 4500 м их открытая пористость не превышает 12–13 %, а глубже 5000–5500 м коллекторы имеют пористость близкую к граничному значению. Проницаемость коллекторов уменьшается сверху вниз по разрезу от

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 7. Графики распределения средних значений межзерновой проницаемости юрских отложений арктических районов Западно-Сибирской (А) и Хатангско-Виллюйской (В) НГП и плотности песчаников юрских отложений арктических районов севера Западно-Сибирской НГП (С) от глубины залегания

Fig. 7. Diagrams of average intergranular permeability in the Jurassic formations of the Arctic regions of West Siberian (A) and Khatanga-Vilyuisky (B) petroleum provinces, and sandstone density of the Jurassic formations in the Arctic regions of West Siberian Province (C) in the depth intervals



среднего значения $(2,68–8,18) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ на глубине 2000–2550 м до $(0,67–0,69) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ на глубине 4000–4250 м. Понижение значений фильтрационно-емкостных свойств коллекторов с увеличением глубины их залегания обусловлено многими факторами, причем главный из них — уплотнение пород за счет горного давления.

Таким образом, в арктических НГО Западно-Сибирской и Хатангско-Виллюйской НГП наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами обладают гранулярные коллекторы юрских отложений, залегающие на глубине до 2,5–3 км. Вниз по разрезу их качество постепенно ухудшается и на глубине свыше 5–5,5 км этот тип коллекторов практически не развит. Результаты выполненных исследований могут быть использованы при прогнозе качества флюидопоров и количественной оценке перспектив нефтегазоносности коллекторов малоизученных НГО.

Литература

1. Гурари Ф.Г., Девятков В.П., Демин В.И., Еханин А.Е., Казаков А.М., Касаткина Г.В., Курушин Н.И., Мозучева Н.К., Сапьяник В.В., Серебренникова О.В., Смирнов Л.В., Смирнова Л.Г., Сурков В.С., Сырлова Г.Г., Шиганова О.В. Геологическое строение и нефтегазоносность нижней-средней юры Западно-Сибирской провинции. — Новосибирск : Наука, 2005. — 156 с.
2. Предтеченская Е.А., Будников В.И., Девятков В.П. Литология, фации и коллекторы нижней-средней юры Уренгойского района // Геология и нефтегазоносность триас-среднеюрских отложений Западной Сибири. — Новосибирск : СНИИГиМС, 1991. — С. 20–32.
3. Ушатинская И.Н., Рыльков А.В. Состав и условия формирования пород глубокозалегающих нефтегазоносных комплексов Уренгойского района (по материалам сверхглубокой скважины СГ-6) // Научное бурение в России. — Пермь : КамНИИКИГС, 1996. — Вып. 4. — С. 1107–1123.
4. Ушатинская И.Н., Рыльков А.В. Литологические показатели перспектив нефтегазоносности триас-юрских отложений на севере Западной Сибири // Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геолого-разведочных работ. — Пермь : КамНИИКИГС, 2001. — Кн. 1. — С. 86–98.

Финансирование: Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (проект № 18–05–70035), Российского научного фонда (проекты № 14-37-00030; № 19-17-00091) и проекта Программы фундаментальных научных исследований (№ 0331-2019-0017 «Модели геологического строения, условия формирования и прогноз нефтегазоносности юрско-меловых отложений арктических регионов Сибири»).

Funding: This work was supported by the Russian Foundation for Basic Research (Project No. 18-05-70035), the Russian Science Foundation (Projects No. 14-37-00030; No. 19-17-00091) and the Program for fundamental scientific research (Project No. 0331-2019-0017 “Models of the geological structure, formation conditions and forecast of oil and gas potential of the Jurassic – Cretaceous deposits of the Arctic regions of Siberia”).

5. Шемин Г.Г., Нехаев А.Ю., Красавчиков В.О., Рябкова Л.В., Фомин А.Н., Бейзель А.Л., Букреева Г.Ф., Вакуленко Л.Г., Зиновьев С.В., Косыков Д.В., Лапин П.С., Брехунцов А.М., Бочкарев В.С., Дещеня Н.П., Урасинов Б.Л. Критерии и результаты оценки перспектив нефтегазоносности нижней юры Надым-Тазовского междуречья Западно-Сибирской НГП // Геология и геофизика. – 2002. – Т. 43. – № 12. – С. 1107–1123.
6. Афанасенков А.П., Сурова Н.Д., Левчук Л.В., Киселев А.А., Копилевич Е.А. Емкостная характеристика коллекторов юрско-меловых отложений Гыданской и западной части Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей // Геология нефти и газа. – 2017. – № 4. – С. 45–54.
7. Шемин Г.Г. Региональные резервуары нефти и газа юрских отложений севера Западно-Сибирской провинции. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2014. – 362 с.
8. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М. : Недра, 1975. – 680 с.
9. Девятков В.П., Казаков А.М., Шурыгин Б.Н. Результаты и проблемы стратификации нефтегазоносных нижне-среднеюрских отложений Сибири // Геология и проблемы поисков новых крупных месторождений нефти и газа в Сибири. – Новосибирск. – 1996. – Ч. 1. – С. 68–72.
10. Шемин Г.Г., Бейзель А.Л., Левчук М.А. и др. Детальная корреляция нефтегазоносных отложений келловоя и верхней юры северных районов Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2000. – Т. 41. – № 8. – С. 1131–1144.
11. Шемин Г.Г., Нехаев А.Ю., Рябкова Л.В. и др. Высокоразрешающая стратиграфия нефтегазоносных отложений нижней и средней юры северных районов Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – № 5. – С. 749–765.
12. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. – М. : Недра, 1970. – 239 с.
13. Павлова Н.Н. Деформационные и коллекторские свойства горных пород. – М. : Недра, 1975. – 240 с.

References

1. Gurari F.G., Devyatov V.P., Demin V.I., Ekhanin A.E., Kazakov A.M., Kasatkina G.V., Kurushin N.I., Mogucheva N.K., Sap'yanik V.V., Serebrennikova O.V., Smirnov L.V., Smirnova L.G., Surkov V.S., Sysolova G.G., Shiganova O.V. Geological structure and hydrocarbon potential of Lower-Middle Jurassic in the West Siberian Province [Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' nizhnei-srednei yury Zapadno-Sibirskoi provintsii]. Novosibirsk: Nauka; 2005. 156 p.
2. Predtechenskaya E.A., Budnikov V.I., Devyatov V.P. Lower-Middle Jurassic in the Urengoy region: lithology, facies and reservoirs [Litologiya, fatsii i kollektory nizhnei-srednei yury Urengoisikogo raiona]. In: Geologiya i neftegazonosnost' trias-sredneyurskikh otlozhenii Zapadnoi Sibiri. Novosibirsk: SNIIGiMS; 1991. pp. 20–32.
3. Ushatinskaya I.N., Ryl'kov A.V. Composition and settings of formation of deep-seated plays in the Urengoy region (according to data from ultradeep well CF-6) [Sostav i usloviya formirovaniya porod glubokozalegayushchikh neftegazonosnykh kompleksov Urengoisikogo raiona (po materialam sverkhglubokoi skvazhiny SG-6)]. In: Nauchnoe burenie v Rossii. Perm: KamNIKIIGS; 1996. Issue 4. pp. 1107–1123.
4. Ushatinskaya I.N., Ryl'kov A.V. Lithological indicators of oil and gas bearing capacity of Triassic-Jurassic formations in the north of Western Siberia [Litologicheskie pokazateli perspektiv neftegazonosnosti trias-yurskikh otlozhenii na severe Zapadnoi Sibiri] In: Kriterii otsenki neftegazonosnosti nizhe promyshlenno osvoennykh glubin i opredelenie prioritnykh napravlenii geologo-razvedochnykh работ. Perm: KamNIKIIGS; 2001. Book 1. pp. 86–98.
5. Shemin G.G., Nekhaev A.Yu., Krasavchikov V.O., Ryabkova L.V., Fomin A.N., Beizel' A.L., Bukreeva G.F., Vakulenko L.G., Zinov'ev S.V., Kosyakov D.V., Lapin P.S., Brekhuntsov A.M., Bochkaev V.S., Deshchenya N.P., Urasinov B.L. Deeply subsided Lower Jurassic units in the North of the West Siberian oil and gas province: criteria and evaluation of petroleum potential. *Russian geology and geophysics*. 2002;43(12):1107–1123.
6. Afanasenkov A.P., Surova N.D., Levchuk L.V., Kiselev A.A., Kopilevich E.A. Capacitive characteristics of reservoirs of Jurassic–Cretaceous deposits of the Gidan and Western part of the Yenisei-Khatanga oil and gas bearing areas. *Geologiya nefiti i gaza*. 2017;(4):45–54.
7. Shemin G.G. Regional oil and gas reservoirs in the Jurassic formations of the northern West Siberian province [Regional'nye rezervuary nefiti i gaza yurskikh otlozhenii severa Zapadno-Sibirskoi provintsii]. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN; 2014. 362 p.
8. Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K., Surkov V.S., Trofimuk A.A., Erv'e Yu.G. Oil and gas geology of the Western Siberia [Geologiya nefiti i gaza Zapadnoi Sibiri]. Moscow: Nedra; 1975. 680 p.
9. Devyatov V.P., Kazakov A.M., Shurygin B.N. Stratification of oil-bearing Lower-Middle Jurassic formations in Siberia: results and problems [Rezultaty i problemy stratigrafii neftegazonosnykh nizhne-sredneyurskikh otlozhenii Sibiri]. In: Geologiya i problemy poiskov novykh krupnykh mestorozhdenii nefiti i gaza v Sibiri. Novosibirsk; 1996. Part 1. pp. 68–72.
10. Shemin G.G., Beizel' A.L., Levchuk M.A. et al. Detailed correlation of oil and gas bearing Callovian and Upper Jurassic formations in the northern regions of Western Siberia [Detal'naya korrelyatsiya neftegazonosnykh otlozhenii kelloveya i verkhnei yury severnykh raionov Zapadnoi Sibiri]. *Geologiya i geofizika = Russian geology and geophysics*. 2000;41(8):1131–1144.
11. 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 = Russian geology and geophysics*. 2001;42(5):749–765.
12. Dobrynin V.M. Deformations and physical properties changes in oil and gas reservoirs [Deformatsii i izmeneniya fizicheskikh svoistv kollektorov nefiti i gaza]. Moscow: Nedra; 1970. 239 p.
13. Pavlova N.N. Rocks deformation behaviour and reservoir properties [Deformatsionnye i kollektorskie svoistva gornykh porod]. Moscow: Nedra; 1975. 240 p.