

**ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА И ЗАКОНОМЕРНОСТИ  
ИХ ИЗМЕНЕНИЯ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ГЛУБИНЫ ЗАЛЕГАНИЯ  
РЕГИОНАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ  
СИБИРСКОГО СЕКТОРА АРКТИКИ**

*Георгий Георгиевич Шемин*

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник, тел. (383)335-64-20, e-mail: SheminGG@ipgg.sbras.ru

*Наталья Владимировна Первухина*

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)335-64-20, e-mail: PervuhinaNV@ipgg.sbras.ru

Приведена характеристика фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. Освещена выявленная закономерность изменения пористости и проницаемости гранулярных коллекторов в зависимости от глубины залегания резервуаров. Объяснена причина ухудшения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов резервуаров в зависимости от глубины их залегания.

**Ключевые слова:** региональный резервуар, проницаемый комплекс, коллектор, фильтрационно-емкостные свойства, пористость, проницаемость.

**POROSITY-AND-PERMEABILITY PROPERTIES AND REGULARITIES  
IN THEIR CHANGES AS DEPENDING ON THE DEPTH OF OCCURRENCE  
FOR REGIONAL RESERVOIRS OF JURASSIC DEPOSITS IN SIBERIAN  
SECTOR OF THE ARCTIC**

*Georgy G. Shemin*

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptuyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Chief Researcher, phone: (383)335-64-20, e-mail: SheminGG@ipgg.sbras.ru

*Natal'ya V. Pervukhina*

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptuyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, phone: (383)335-64-20, e-mail: PervuhinaNV@ipgg.sbras.ru

The revealed regularity of changes in porosity and permeability of granular reservoirs as depending on the depth of their occurrence is shown. The reason is substantiated why the porosity-and-permeability properties of the reservoirs deteriorate as depending on the depth of their occurrence.

**Key words:** regional reservoir, permeable complex, natural reservoir, porosity-and-permeability properties, porosity, permeability.

Юрские отложения почти повсеместно распространены в сибирском секторе Арктики. Перспективы нефтегазоносности их оценивают по-разному, особенно нижнесреднеюрских – от перспективных до средних и пониженных перспектив. Различная оценка перспектив этих отложений в значительной мере обусловлена недостаточной степенью изученности фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов и, прежде всего, закономерности их изменения в зависимости от глубины залегания, хотя в этом направлении многое сделано. Авторами статьи на большом аналитическом материале определений открытой пористости (8 тыс. определений) и межзерновой проницаемости (6,3 тыс. определений) гранулярных коллекторов проницаемых комплексов региональных резервуаров юрских отложений выполнен анализ ФЕС и выяснены закономерности их изменения в зависимости от глубины залегания в рассматриваемом регионе, включающем арктические районы Западно-Сибирской и Хатангско-Вилуйской нефтегазоносных провинций (НГП).

Юрские отложения в этом регионе образуют одноименный нефтегазоносный этаж. Флюидоупором его являются преимущественно глинистые отложения кимериджского и волжского ярусов (баженовская, георгиевская свиты и их возрастные аналоги). Проницаемый мегакомплекс включает песчано-алевролитоглинистые образования нижней и средней юры, а также оксфорда.

В составе юрского нефтегазоносного этажа обычно выделяют несколько нефтегазоносных комплексов более низкого порядка, региональных резервуаров: ниже-среднеюрский, васюганский, баженовский [3], зимний, шараповский, надояхский, вымский, малышевский [1] и другие. В настоящей работе использована классификация региональных резервуаров юрских отложений исследуемого региона, разработанная одним из авторов статьи [5]. Согласно отмеченной классификации, они подразделяются на шесть региональных резервуаров: оксфордский, батский, аален-байосский, тоарский, плинсбахский и геттанг-синемюрский, состоящих из проницаемых комплексов и флюидоупоров.

Фильтрационно-емкостные свойства гранулярных коллекторов проницаемого мегакомплекса юрского нефтегазоносного этажа сибирского сектора Арктики характеризуются следующими показателями. Открытая пористость их изменяется от 8 до 28%, межзерновая проницаемость – от долей до  $1690 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Эффективная пористость и проницаемость варьируют соответственно от 12 до 28% и от 0.1 до  $1690 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Наиболее часто первый параметр изменяется 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 от 0.01 до  $1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, реже - от 1 до  $10 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, еще реже - от 10 до  $100 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, и в единичных случаях фиксируются ее значения свыше  $100 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. В целом, гранулярные коллекторы юрских резервуаров рассматриваемого региона характеризуются средней и пониженной открытой пористостью и пониженной и низкой межзерновой проницаемостью.

Распределение ФЕС гранулярных коллекторов юрских отложений арктических районов Западно-Сибирской и Хатангско-Вилнойской нефтегазоносных провинций следующее (рис. 1).

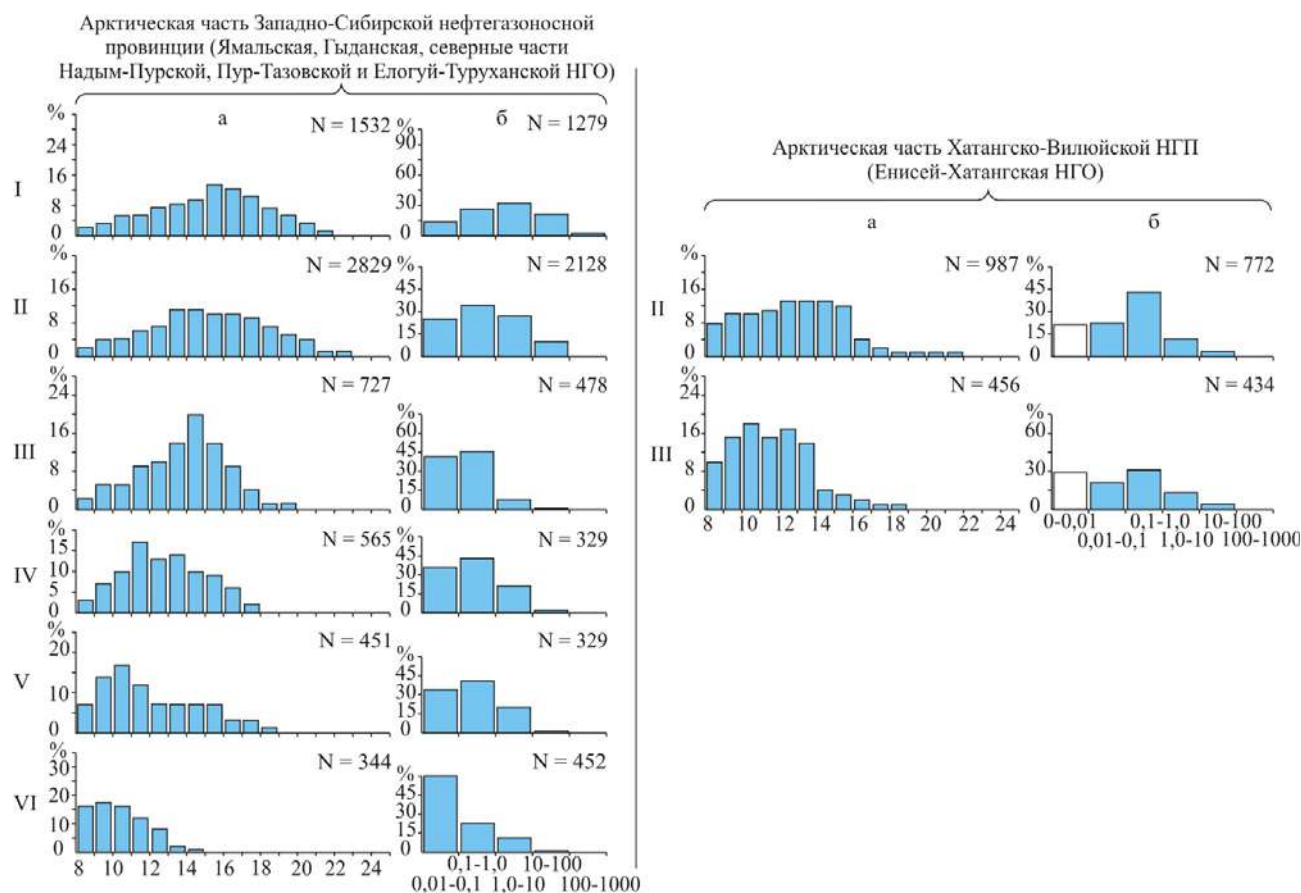


Рис. 1. Графики распределения:

*a)* открытой пористости (%); *б)* межзерновой проницаемости ( $1 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>) гранулярных коллекторов оксфордского (I), батского (II), аален-байосского (III), тоарского (IV), плинсбахского (V) и геттанг-синемюрского (VI) региональных резервуаров сибирского сектора Арктики

В первом Западно-Сибирском районе наибольшими значениями открытой пористости и межзерновой проницаемости обладают гранулярные коллекторы оксфордского и батского, меньшими – аален-байосского и тоарского и минимальными – плинсбахского и геттанг-синемюрского резервуаров. Их показатели открытой пористости и межзерновой проницаемости изменяются в следующих пределах: оксфордский резервуар (от 8 до 28%, наиболее часто – от 12 до 19% и от 0,01 до  $1690 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, наиболее часто - от 0,1 до  $100 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>); батский резервуар (от 8 до 27%, наиболее часто – от 13 до 17% и от 0,01 до  $214 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, наиболее часто - от 0,01 до  $10 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>); аален-байосский резервуар (от 8 до 20%, наиболее часто – от 11 до 17% и от 0,01 до  $98 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, наиболее часто - от 0,01 до  $1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>); тоарский резервуар (от 8 до 18%, наиболее часто – от 10 до 15% и от 0,01 до  $81 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, наиболее часто - от 0,01 до  $1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>);

плинсбахский резервуар (от 8 до 19%, наиболее часто – от 9 до 15% и от  $0.01$  до  $73 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, наиболее часто - от  $0.01$  до  $1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>) и геттанг-синемюрский резервуар (от 8 до 15%, наиболее часто – от 8 до 11% и от  $0.01$  до  $62 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, наиболее часто - от  $0.01$  до  $0.1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>).

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов юрских отложений Хатангско-Вилуйской НГП изучены существенно меньше, чем выше описанного. Достаточно полная выборка анализов ФЕС имеется лишь для характеристики батского и аален-байосского региональных резервуаров (см. рис. 1). Их показатели открытой пористости и межзерновой проницаемости изменяются в следующих пределах: батский резервуар (от 8 до 22%, наиболее часто – от 8 до 16% и от  $0.01$  до  $90 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, наиболее часто - от  $0.01$  до  $10 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>); аален-байосский резервуар (от 8 до 20%, наиболее часто – от 8 до 16% и от  $0.01$  до  $60 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, наиболее часто - от  $0.01$  до  $1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>). То есть первый региональный резервуар, залегающий стратиграфически выше второго, как и в первой нефтегазоносной провинции имеет более высокие значения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. Другие менее изученные региональные резервуары этой нефтегазоносной провинции характеризуются такой же тенденцией уменьшения ФЕС с увеличением глубины их залегания. Отмечается четкая статистическая связь увеличения показателей их проницаемости по мере возрастания значений открытой пористости.

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

### ***Закономерности изменения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов***

Приведенные выше материалы свидетельствуют о том, что ФЕС гранулярных коллекторов региональных резервуаров нефти и газа рассматриваемого региона зависит от глубины их залегания. Чем глубже залегают 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 с шагом 500 м Западно-Сибирского и от 1500 до 4500 м с шагом 500 м Хатангско-Вилуйского арктических районов приведена на рис. 2.

Наиболее часто значения открытой пористости коллекторов региональных резервуаров в отмеченных интервалах глубин первого района 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 второго – 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 арктических районах пористость коллекторов юрских отложений на каждые 1000 м углубления уменьшается на 2-2,5 %. Начиная с глубины 4500 м их открытая порис-

тость не превышает 12-13 %, а глубже 5000-5500 м коллектора имеют пористость близкую к их граничному значению.

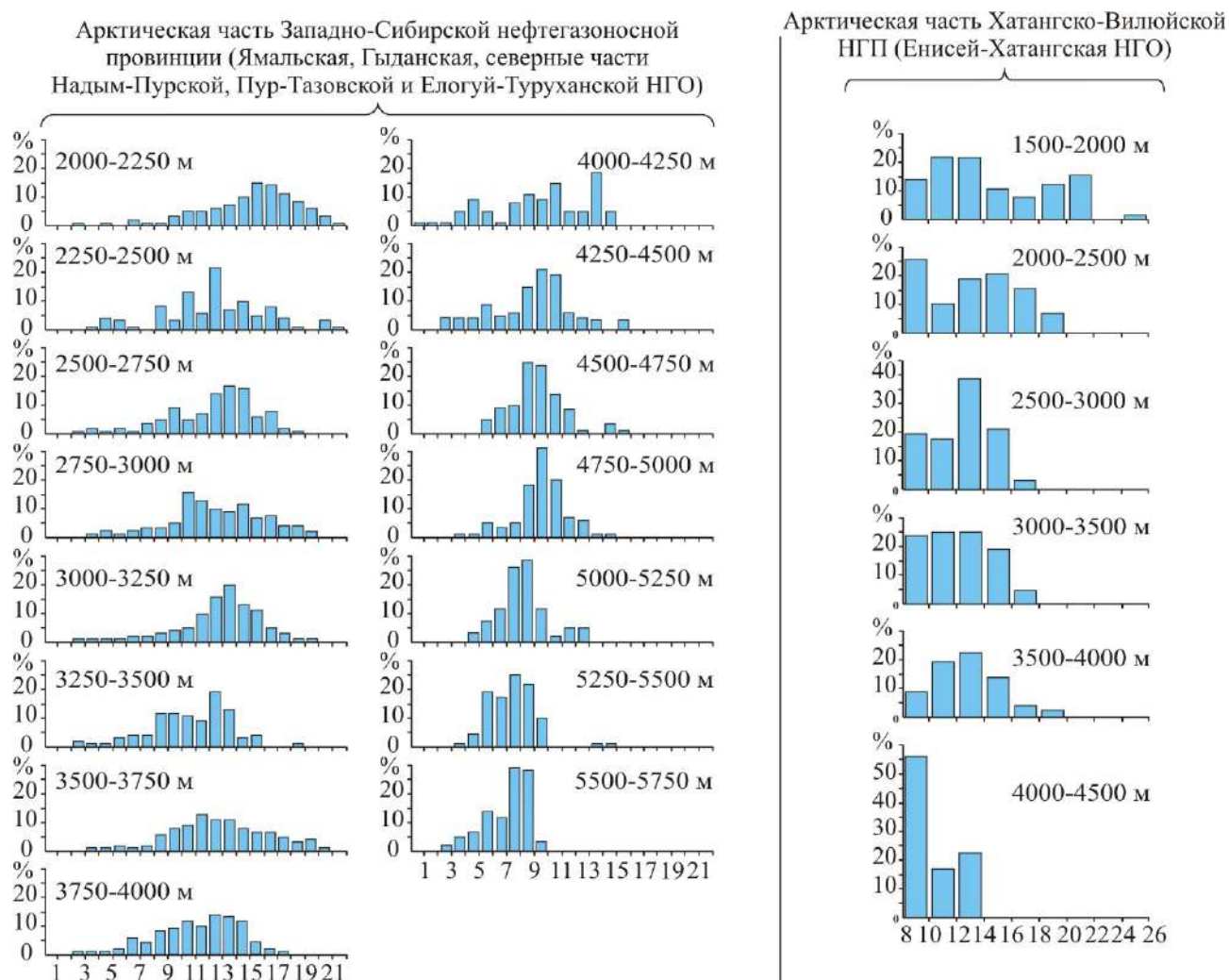


Рис. 2. Графики распределения значений открытой пористости проницаемых комплексов юрских региональных резервуаров Ямальской, Гыданской, Енисей-Хатангской и северных частей Надым-Пурской, Пур-Тазовской и Елогуй-Туруханской НГО по интервалам глубин

Гранулярная проницаемость коллекторов юрских региональных резервуаров рассматриваемого региона также испытывает тенденцию уменьшения ее значений сверху вниз по разрезу (рис. 3). 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)  $\cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>; а Хатангско-Виллюйской НГП в интервалах глубин 2000-2250, 2750-3000, 3000-3250, 3250-3500, 3500-3750, 3750-4000, 4000-4250 м соответственно равны: (2.68, 2.43, 1.52, 1.16, 1.23, 0.94 и 0.69)  $\cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

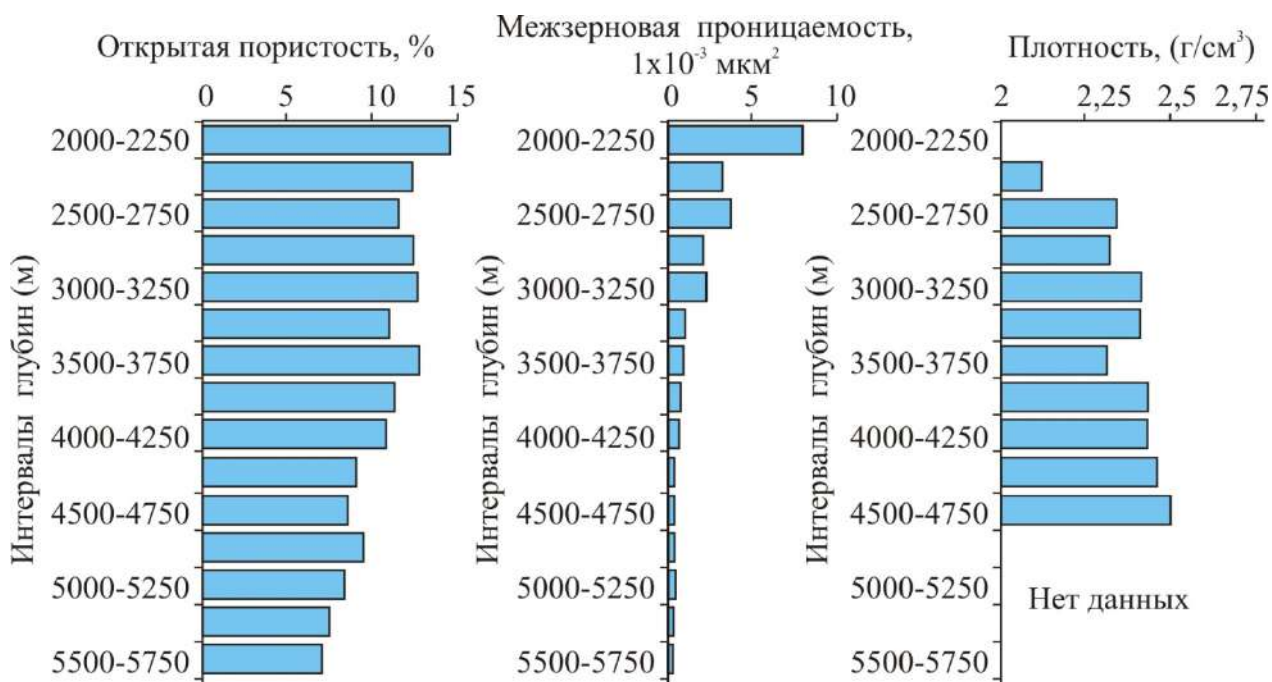


Рис. 3. Графики распределения средних значений открытой пористости (%), межзерновой проницаемости ( $1 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ) и плотностей песчаников (г/см<sup>3</sup>) по интервалам глубин юрских отложений сибирского сектора Арктики

Следовательно, в исследуемом регионе и проницаемость коллекторов юрских региональных резервуаров уменьшается сверху вниз по разрезу от среднего ее 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 [2, 4]. Применительно к исследуемым коллекторам юрских региональных резервуаров рассматриваемого региона отмеченная закономерность также в основном контролируется величиной горного давления 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 ФЕС), содержанием цемента и т.д. (см. рис. 3).

### Заключение

В результате проведенных исследований получены следующие основные результаты. Гранулярные коллектора юрских отложений арктических районов Западно-Сибирской и Хатангско-Вилуйской НГП в целом характеризуются средней и пониженной открытой пористостью, а также пониженной и низкой

межзерновой проницаемостью. Среди региональных резервуаров наибольшими значениями ФЕС обладают коллектора оксфордского и батского, меньше – аален-байосского и тоарского и минимальными плинсбахского и геттанг-синемюрского региональных резервуаров.

Фильтрационно-емкостные свойства гранулярных коллекторов региональных резервуаров зависят от глубины их залегания. Чем глубже залегают 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 коллектора имеют пористость близкую к их граничному значению. Проницаемость коллекторов уменьшается сверху вниз по разрезу от интервала среднего его 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 главным из них является уплотнение пород за счет горного давления.

Таким образом, в арктических нефтегазоносных областях Западно-Сибирской и Хатангско-Вилуйской НГП наилучшими ФЕС обладают гранулярные коллектора юрских отложений, залегающие на глубинах до 2,5-3 км. Вниз по разрезу их качество относительно постепенно уменьшается и на глубинах свыше 5-5,5 км этот тип коллектора практически не развит. Результаты выполненных исследований будут использованы при прогнозе качества коллекторов малоизученных нефтегазоносных областей и количественной оценке их перспектив нефтегазоносности.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Девятов В. П., Казаков А. М., Шурыгин Б. Н. Результаты и проблемы стратиграфии нефтегазоносных ниже-среднеюрских отложений Сибири // Геология и проблемы поисков новых крупных месторождений нефти и газа в Сибири. - Новосибирск: 1996. - Ч. 1. - С. 68-72.
2. Добрынин В. М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. - М.: Недра, 1970. - 239 с.
3. Геология нефти и газа Западной Сибири / Конторович А. Э., Нестеров И. И., Салманов Ф. К., Сурков В. С., Трофимук А. А., Эрвье Ю. Г. // - М.: Недра, 1975. - 680 с.
4. Павлова Н. Н. Деформационные и коллекторские свойства горных пород. - М.: Недра, 1975. - 240 с.
5. Шемин Г. Г. Региональные резервуары нефти и газа юрских отложений севера Западно-Сибирской провинции. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2014 г. - 362 с.

© Г. Г. Шемин, Н. В. Первухина, 2019