

# О геолого-геохимических особенностях скоплений углеводородов с разными запасами в меловых отложениях Западной Сибири

Пуланова С.А., Добрынина С.А.

Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, Москва, Россия  
punanova@mail.ru

## Аннотация

В представленной работе в продолжение предыдущих исследований по нефтегазоносности мезозойских нефтегазоносных комплексов (НГК) северных регионов Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ) охарактеризована масштабность скоплений меловых отложений. Изучены и систематизированы материалы по геологическим запасам углеводородных (УВ) скоплений нижнего и верхнего мела: ачимовского (нижний мел) и верхнего продуктивного комплекса, охватывающего отложения апта, альба и сеномана. Рассмотрены особенности литофациальных характеристик комплексов, типы и катагенетическая превращенность исходного органического вещества (ОВ) пород. Выявлены связи геологических запасов месторождений с основными характеристиками коллектора: его эффективным объемом и фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). На основе установленных зависимостей оцениваются прогностические критерии обнаружения мегарезервуарных скоплений УВ и необходимые виды исследований.

## Материалы и методы

Геолого-промысловые характеристики месторождений меловых нефтегазоносных комплексов Западной Сибири: фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов, их эффективный объем; Государственный баланс полезных ископаемых (ГБЗ ПИ) Газы горючие; Конденсат; Нефть; 2022 год. Статистический анализ

связи геологических параметров коллекторов с масштабностью месторождений по запасам для каждого комплекса.

## Ключевые слова

нефть, газ, геологические запасы, мегарезервуары, пористость, проницаемость, верхний продуктивный комплекс, ачимовские отложения, Западная Сибирь

Работа выполнена в рамках плана НИР ИПНГ РАН (тема «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла», номер государственной регистрации 122022800253-3).

## Для цитирования

Пуланова С.А., Добрынина С.А. О геолого-геохимических особенностях скоплений углеводородов с разными запасами в меловых отложениях Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 8. С. 34–40. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-8-34-40

Поступила в редакцию: 15.10.2024

## GEOLOGY

UDC 553.98 | Original Paper

## On the geological and geochemical features of hydrocarbon accumulations with different reserves in the Cretaceous deposits of Western Siberia

Punanova S.A., Dobrynina S.A.

Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia  
punanova@mail.ru

## Abstract

In the presented work, in continuation of the previous studies on the oil and gas potential of the Mesozoic oil and gas complexes of the northern regions of the West Siberian oil and gas basin, the scale of Cretaceous deposits accumulations is characterized. The materials on geological reserves of hydrocarbon accumulations of the Lower and Upper Cretaceous are studied and systematized: the Achimov (Lower Cretaceous) and the upper productive complex, covering the Aptian, Albion and Cenomanian deposits. The features of the lithofacies characteristics of the complexes, the types and catagenetic transformation of the initial organic matter of the rocks are considered. The relationships between the geological reserves of the fields and the main characteristics of the reservoir are revealed: its effective volume and filtration-capacitive properties. Based on the established dependencies, the prognostic criteria for detecting mega-reservoir HC accumulations and the necessary types of research are assessed.

## Materials and methods

Geological and commercial characteristics of the fields of Cretaceous oil and gas complexes of Western Siberia: filtration and capacity properties of reservoir rocks, their effective volume; State Balance of Mineral Resources (GBZ PI) Combustible gases; Condensate; Oil; 2022. Statistical analysis of the relationship between the geological

parameters of reservoirs and the scale of fields by reserves for each complex.

## Keywords

oil, gas, geological reserves, megareservoirs, porosity, permeability, upper productive complex, Achimov deposits, Western Siberia

## For citation

Punanova S.A., Dobrynina S.A. On the geological and geochemical features of hydrocarbon accumulations with different reserves in the Cretaceous deposits of Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2024, issue 8, P. 34–40. (In Russ). DOI:10.24412/2076-6785-2024-8-34-40

Received: 15.10.2024

## Введение

Научное обоснование причин распространения разномасштабных по геологическим запасам месторождений УВ сырья Западно-Сибирского НГБ является приоритетной и актуальной задачей на современном этапе восполнения нефтегазовых ресурсов страны. Целью настоящего исследования являются обобщение и критический анализ ранее проведенных исследований по особенностям ниже- и верхнемеловых отложений северных регионов Западной Сибири, включая их фациально-литологическую характеристику, тип и катагенетические особенности исходного ОВ, генерационные возможности и анализ масштабности скоплений и систематизацию связи основных параметров залежи, таких как эффективный его объем и коллекторские свойства — проницаемость и пористость, с величиной геологических запасов. Авторами использованы материалы по геологическим запасам УВ скоплений в меловых НГБ Западно-Сибирского НГБ (Государственные балансы полезных ископаемых Российской Федерации по состоянию на 1 января 2022 г.) [1]. Учтены геологические запасы (категорий А+В+С1) в меловых отложениях жидких УВ (нефть+конденсат, тыс. тонн) и газообразных УВ (свободный газ, млн м³). В соответствии с классификацией запасов [2], месторождения по величине начальных запасов (тыс. тонн) расчленяются на 4 группы: I — мелкие (от менее 5 000–15 000), II — средние (15 000–60 000), III — крупные (60 000–300 000), IV — уникальные (более 300 000). Залежи с запасами более 1 млрд тонн условного топлива относятся к гигантским скоплениям.

## Объекты исследования, результаты, обсуждение

### Геолого-геохимические особенности ачимовского нефтегазоносного комплекса

Ачимовские отложения Западной Сибири, приуроченные к низам нижнемеловых толщ (берриас-нижний валанжин) и распространенные практически на территории всей Западной Сибири, являются перспективным объектом поисков крупных месторождений УВ

в Западной Сибири, одним из основных источников восполнения минерально-сырьевой базы страны [3–11]. Неокомский нефтегазоносный комплекс можно охарактеризовать как важнейший среди НГБ Западно-Сибирского НГБ. Результаты пересчета потенциальных ресурсов УВ, выполненные в 2003 г. под научным руководством академика А.Э. Контровича, показали, что на ачимовский НГБ приходится 18 % нефти, 10 % газа, 36 % конденсата от начальных суммарных ресурсов УВ региона, контролируемых преимущественно литологическими ловушками. В нем содержится около 35 % суммарных ресурсов УВ, в структуре которых доля нефти в несколько раз превышает долю газа [3]. Площадь распространения ачимовской толщи в пределах Ямало-Ненецкого автономного округа составляет более 200 тыс. кв. км. О большой значимости и перспективности отложений говорит и проведенная на базе компании НОВАТЭК 23–24 мая 2023 года в г. Тюмени геологическая конференция «Перспективы нефтегазоносности ачимовского и юрского комплексов севера Западно-Сибирской НГП», и заявление о необходимости проведения подобной конференции в дальнейшем для расширения площадки для научных и производственных дискуссий. Для оценки перспективности осадочного разреза НГБ необходим широкий комплекс исследований — геохимических, геоморфологических, палеотектонических, геофизических и др. Именно эти проблемы и были озвучены на конференции.

Ачимовские отложения рассматриваются как самостоятельный НГБ, входящий в состав неокомского продуктивного мегакомплекса. Об этом свидетельствует наличие мощной глинистой покрывки, перекрывающей ачимовскую толщу и линзовидное строение ачимовских резервуаров, не имеющих гидродинамической связи с шельфовыми пластами, а также генерационные характеристики нефтегазоматеринских толщ [4, 5]. Большинство нефтегазоперспективных объектов в ачимовской толще представляют собой сложно-построенные неантиклинальные ловушки,

резервуарами для залежей УВ в которых служат литологически-экранированные песчаные пласты. Особенностью ачимовской толщи является значительная протяженность линзовидных тел при относительно быстром их выклинивании. Однако линзовидно-турбидитная глубоководно-морская природа ачимовской толщи до сих пор оспаривается некоторыми геологами.

Для юрских НГБ отмечается территориальная приуроченность уникальных и крупных по запасам месторождений УВ к крупным положительным структурным элементам — мега- и мезовамам. Мелкие по запасам залежи тяготеют к сводам и впадинам. Однако в ачимовском комплексе современные тектонические структуры не контролируют распространение разных по запасам УВ скоплений. Уникальность этой толщи и разномасштабность ее залежей обусловлены в основном фациально-литологическим фактором, а именно стратиграфическими, морфологическими и палеобатиметрическими особенностями ачимовских отложений. Степень катагенетического преобразования ачимовских отложений незначительно отличается от верхнеюрских. Градации катагенеза изменяются в основном от слабого (МК1) до умеренного (МК2). Уникальное по запасам и средние газоконденсатнонефтяные (ГКН) месторождения приурочены к зонам МК2 — это центральные и северные районы Надым-Пурской НГО. В юго-восточной части региона, в зоне МК1 встречены средние по запасам нефтяные скопления, а в юго-западной — мелкие [4, 8, 9, 10].

Геолого-геофизические данные существенно дополняют проведенные геолого-геохимические исследования по всему мезозойскому разрезу и, в частности по ачимовскому НГБ [5–7]. Так, большое внимание уделяется анализу седиментационных процессов, которые ответственны за формирование разнообразных клиноформных образований. На основе обобщения большого объема материалов сейсморазведки 2D/3D и бурения получены новые данные о характеристике клиноформных тел и определены поисковые критерии выявления перспек-

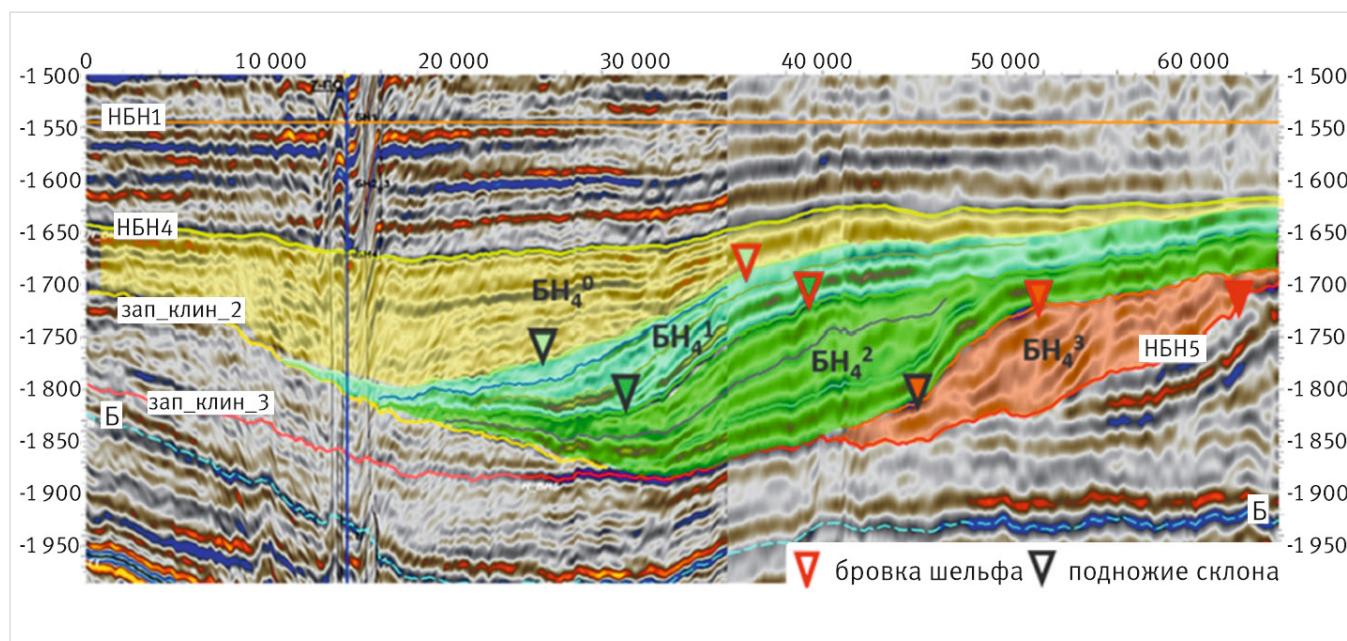


Рис. 1. Строение клиноформного комплекса БН4 по сейсмическим данным, Б — кровля баженовской свиты [11]  
Fig. 1. Structure of the clinoform complex BN4 according to seismic data, B — roof of the Bazhenov suite [11]

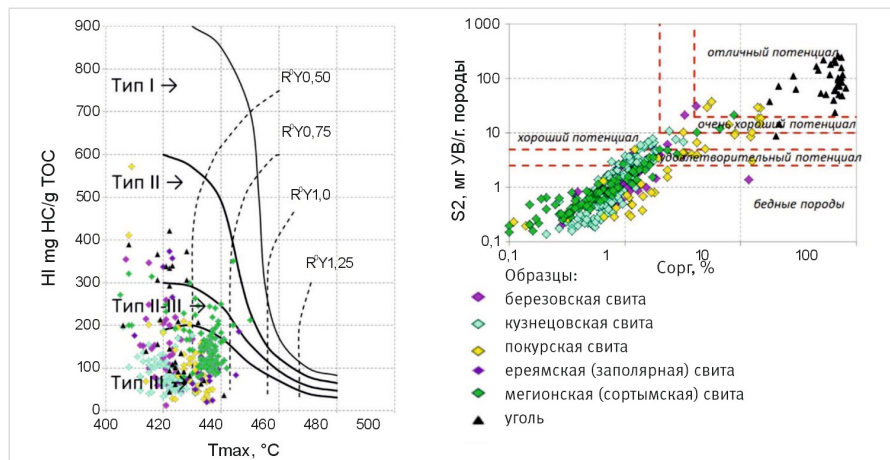


Рис. 2. Характеристика генерационного потенциала и типа органического вещества меловых отложений [15]

Fig 2. Characteristics of the generation potential and type of organic matter of chalk deposits [15]

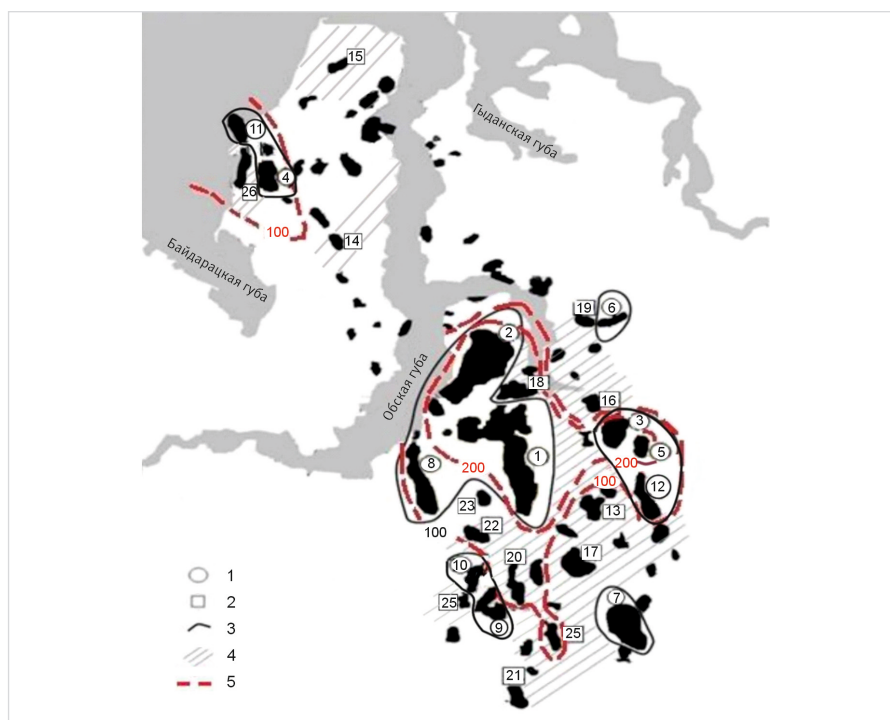


Рис. 3. Схема размещения месторождений с разной категорией запасов УВ в верхнем продуктивном комплексе. Месторождения по начальным запасам: 1 — гиганты; 2 — уникальные; 3 — граница зоны развития месторождений преимущественно с гигантскими запасами УВ; 4 — зона развития месторождений с уникальными запасами УВ; 5 — изолинии высот залежей в сеномане.

Месторождения по запасам (нумерация месторождений на схеме ранжирована по величине начальных запасов УВ, начиная с максимальных значений): 1 — Уренгойское; 2 — Ямбургское; 3 — Заполярное; 4 — Бованенковское; 5 — Русское; 6 — Восточно-Мессояхское; 7 — Харампурское; 8 — Медвежье; 9 — Комсомольское; 10 — Северо-Комсомольское; 11 — Харасавэйское; 12 — Южно-Русское; уникальные: 13 — Береговое; 14 — Арктическое; 15 — Малыгинское; 16 — Тазовское; 17 — Восточно-Таркосалинское; 18 — Северо-Уренгойское; 19 — Западно-Мессояхское; 20 — Губкинское; 21 — Вынгапуровское; 22 — Ямсовейское; 23 — Юбилейное; 24 — Барсуковское; 25 — Еты-Пуровское; 26 — Крузенштернское

Fig. 3. Layout of fields with different categories of HC reserves in the upper productive complex. Deposits by initial reserves: 1 — giants; 2 — unique; 3 — boundary of the zone of development of fields mainly with giant HC reserves; 4 — zone of development of fields with unique HC reserves; 5 — isolines of deposit in the Cenomanian. Deposits by reserves (the numbering of fields in the diagram is ranked by the size of initial HC reserves, starting with the maximum values): giants: 1 — Urengoy; 2 — Yamburg; 3 — Zapolyaroye; 4 — Bovanenkovskoye; 5 — Russkoye; 6 — Vostochno-Messoyakhskoye; 7 — Kharampurskoye; 8 — Medvezhye; 9 — Komsomolskoye; 10 — Severo-Komsomolskoye; 11 — Kharasaveyskoye; 12 — Yuzhno-Russkoye; unique: 13 — Beregovoye; 14 — Arkticheskoye; 15 — Malyginskoye; 16 — Tazovskoye; 17 — Vostochno-Tarkosalinskoye; 18 — Severo-Urengoykoye; 19 — Zapadno-Messoyakhskoye; 20 — Gubkinskoye; 21 — Vyngapurovskoye; 22 — Yamsoveyskoye; 23 — Yubileynoye; 24 — Barsukovskoye; 25 — Yety-Purovskoye; 26 — Kruzenshternskoye

тивных ловушек УВ разнообразного типа [5]. На рисунке 1 дана детализация строения клиноформного ачимовского комплекса Ярудейского мегавала, что позволило выделить перспективные ловушки внутри комплекса БН4 и четырех подкомплексов. Показаны их зоны распространения и выклинивания, общие толщины каждого из подкомплексов. В каждом сейсмокомплексе по характерным признакам — «ярким пятнам» на сейсмических разрезах и распределении толщин целевых пластов — выделены предполагаемые зоны развития коллекторов [8–11].

По мнению [12], выделение неструктурных ловушек по данным сейсморазведки затрудняется их сложным строением и резкой фациальной изменчивостью. При прогнозе и поисках при этом резко возрастает роль палеогеографических реконструкций на основе комплексов седиментологических, литогенетических, ихнофацальных, промыслово-геофизических и сейсмических исследований.

### Геолого-геохимические особенности верхнего продуктивного комплекса

Причина насыщения мегарезервуаров верхнего продуктивного НГК севера Западной Сибири гигантскими и уникальными запасами УВ сырья объясняется благоприятным сочетанием как геохимических, так и геологических особенностей региона. Это, по данным [13, 14], развитие в разрезе значительной по мощности угленосной толщи верхнего валанжин-сеномана с высоким содержанием ОБ существенно гумусового типа, способной генерировать огромные массы УВ; оптимальная для эффективного газообразования стадия катагенеза — показатель преломления витринита R0 изменяется от 0,40 до 0,55 %; высокая песчаность разреза и отсутствие в нижнемеловом разрезе мощных, достаточно протяженных глинистых покровов; новейшее время окончательного формирования газовых скоплений; наличие мощной (500–900 м) турон-олигоценской покровы, слабо нарушенной разломами.

На рисунке 2 показаны результаты исследования образцов пород меловых отложений методом Rock-Eval [15].

Отмечается, что исследованные породы преимущественно попадают в поле эволюции керогена III типа либо смешанного гумусового-сапропелевого (III-II) типа, угли и углистые разности отложений обладают хорошим и отличным генерационным потенциалом, ОБ подавляющего большинства образцов меловых отложений является незрелым, а его уровень катагенеза не превышает стадии МК<sub>1</sub> [15].

Среди упомянутых благоприятных факторов ряд исследователей для объяснения закономерностей размещения гигантских скоплений нефти и газа в верхнем продуктивном комплексе на исследуемой территории придает особенностям геодинамических процессов. Характер распределения мегарезервуаров нефти и газа в верхнем продуктивном комплексе, который объединяет континентальные угленосные и прибрежно-морские фации отложений апта, альба и сеномана, детально прорабатывался нами ранее [4, 9, 16], однако добавление материалов по геологическим запасам за 2022 год внесло некоторые коррективы. На схеме (рис. 3) размещения УВ скоплений в верхнем продуктивном комплексе выделены области развития месторождений-гигантов и области преимущественного развития уникальных

по запасам скоплений. На схеме авторы показали также изолинии высот залежей [17].

Сопоставление величин высот залежей (по данным [17]) с геологическими запасами свидетельствует об их явной коррелируемости. Очертания выделенных зон, различающихся по категориям запасов, очень близки к изолиниям высот

залежей. Зоны максимальных запасов, образующие два центра — Надым-Тазовский и Ямальский, характеризуются залежами с максимальными величинами высот ловушек, которые имели и максимальную глубину погружения. Однако не все месторождения с гигантскими запасами связаны с максимальными высотами

ловушек. Показанные на схеме зоны месторождений с гигантскими запасами (например, Харампурское, Северо-Комсомольское, Восточно-Мессояхское), но с меньшими высотами залежей, на данном этапе исследования не объединены в Уренгойско-Ямбургскую зону, требуют дальнейшей проработки и объяснения

Табл. 1. Свойства коллекторов в меловых нефтегазоносных комплексах  
Tab. 1. Properties of reservoirs in Cretaceous oil and gas complexes

| Нефтегазоносные комплексы | Свойства коллектора                               | Характеристика залежей средних, крупных и уникальных по запасам месторождений УВ |                         |                           |                            |
|---------------------------|---------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|---------------------------|----------------------------|
|                           |                                                   | Средние                                                                          | Крупные                 | Уникальные                | Гигантские                 |
| Верхний продуктивный      | Эффективный объем коллектора, тыс. м <sup>3</sup> | 1 138 688,9–1 421 250                                                            | 3 726 037,8–9 464 121,7 | 4 734 439,14–91 804 687,5 | 13 361 873,2–332 760 502,9 |
|                           | Средняя пористость, доли ед.                      | 0,18                                                                             | 0,22–0,24               | 0,15–0,31                 | 0,17–0,28                  |
|                           | Средняя проницаемость, мкм <sup>2</sup>           | отсутствуют данные                                                               | 0,0526–0,1              | 0,001–0,489               | 0,024–0,36                 |
| Ачимовский                | Эффективный объем коллектора, тыс. м <sup>3</sup> | 63 180–1 769 378                                                                 | 1 544 881,7–3 175 203,7 | отсутствуют               | 7 788 795,1–131 308 660,4  |
|                           | Средняя пористость, доли ед.                      | 0,13–0,185                                                                       | 0,142–0,169             | отсутствуют               | 0,14–0,15                  |
|                           | Средняя проницаемость, мкм <sup>2</sup>           | 0,000476–0,0145                                                                  | 0,00068–0,00123         | отсутствуют               | 0,00047                    |

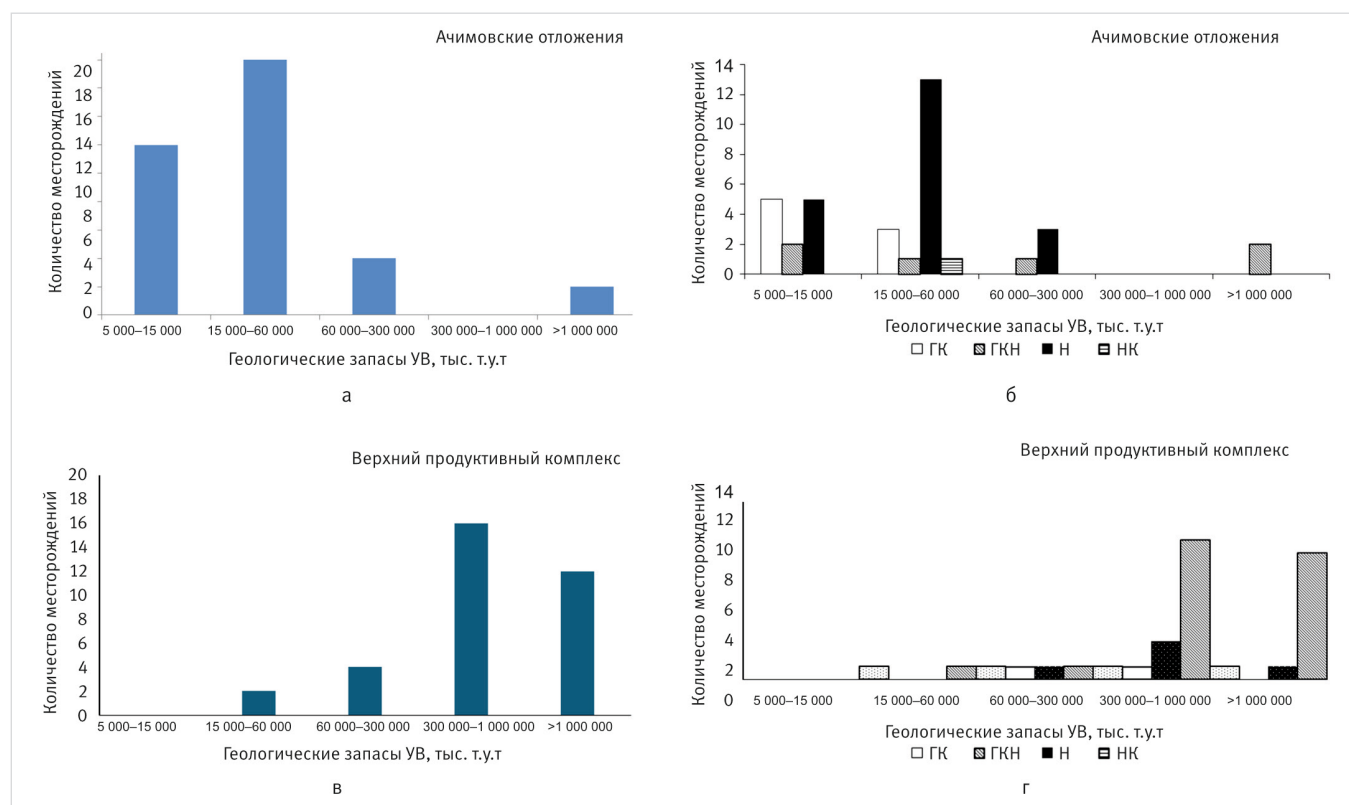


Рис. 4. Частотный график распределения запасов УВ в ачимовском и верхнем продуктивном комплексах — а, б — для ачимовского: а — без учета и б — с учетом фазового состояния; в, г — в верхнем продуктивном комплексе: в — без учета и г — с учетом фазового состояния  
Fig. 4. Frequency distribution graph of hydrocarbon reserves in the Achimov and Upper productive complexes — а, б — for the Achimov: а — without taking into account and б — taking into account the phase state; в, г — in the upper productive complex: в — without taking into account and г — taking into account the phase state

необходимых процессов для генерации УВ и образования мегарезервуаров.

#### Статистические данные масштабности скоплений

Аналогично статистическим исследованиям, приведенным в работе [18], ниже обсуждаются статистические данные распределения масштабности скоплений, сводные данные о коллекторах ачимовских и ниже-верхне-меловых НГК (верхний продуктивный комплекс), а также характеристика связи запасов залежей с эффективным объемом и ФЕС коллекторов (по материалам балансов [1]). Масштабность скоплений представлена на рисунке 4.

Частотные графики масштабности скоплений (для верхнего продуктивного комплекса практически не учтены месторождения с низкими, средними и крупными запасами) свидетельствуют о том, что с увеличением величины запасов количество залежей в ачимовском комплексе убывает, существенна разница в количестве гигантских месторождений двух комплексов (в ачимовском — два месторождения с гигантскими запасами — Уренгойское и Ямбургское, а в верхнем продуктивном комплексе их 12). По фазовому состоянию в ачимовском комплексе встречены нефтяные скопления, тогда как в верхнем

продуктивном — практически только газовые и газоконденсатнонефтяные.

В таблице 1 показаны различия в свойствах коллекторов и их эффективном объеме в различных комплексах мела. Отчетливо видно, что верхний продуктивный комплекс обладает по всем категориям запасов существенно большим эффективным объемом, чем ачимовский. И более высокодебитные залежи обладают и большими объемами коллекторов. Максимальны эффективные объемы коллекторов гигантских по запасам скоплений УВ. По средним данным ФЕС отложений ачимовского комплекса отличаются очень низкими величинами вне зависимости от величин запасов, тогда как отложения верхнего продуктивного комплекса характеризуются коллекторами с высокими емкостными свойствами (пористость до 0,3 доли ед., а проницаемость до 0,5 мкм<sup>2</sup>). В залежах с более высокими запасами отмечена тенденция увеличения ФЕС коллекторов этого комплекса.

На рис. 5, 6 и 7 приведены графики зависимости запасов залежей от эффективного объема коллектора, пористости и проницаемости пластов (линии на графиках — линии тренда).

Для двух меловых НГК проявляется четкая линейная связь запасов скоплений УВ с эффективным объемом коллекторов,

несмотря на значительную разницу в их абсолютных величинах (табл. 1). Если связь запасов УВ для двух комплексов с эффективным объемом коллектора проявляется достаточно четко, то направленная связь с пористостью коллектора отсутствует, при том что изменения показателей самой величины пористости коллекторов не столь существенны. Диапазон изменения величин проницаемости более значителен для верхнего продуктивного комплекса, и зависимость величины запасов в этом комплексе от проницаемости проявляется более наглядно. Характерной особенностью отложений верхнего продуктивного комплекса являются угленасыщенность и высокая песчаность, которая увеличивается в восточном и северо-восточном направлениях. В среднем на разведанных площадях доля коллекторов составляет 60–75 %. Песчано-алевролитовые разности отложений комплекса характеризуются отличными коллекторскими свойствами.

#### Итоги

Проведены статистический анализ масштабности скоплений и систематизация связи основных параметров залежи, таких как эффективный его объем и ФЕС (коллекторские свойства — проницаемость и пористость), с величиной геологических запасов для

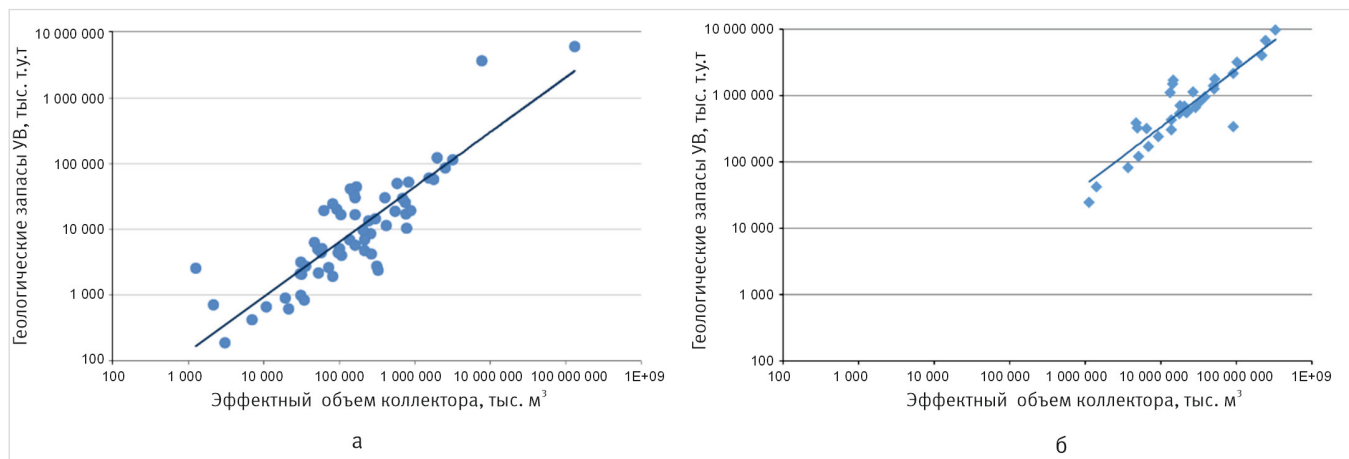


Рис. 5. Связь геологических запасов УВ с эффективным объемом коллектора в отложениях НГК: а — ачимовского; б — верхнего продуктивного комплекса

Fig. 5. Relationship of geological hydrocarbon reserves with the effective volume of the reservoir in the deposits of the oil and gas complex: а — achimov; б — upper productive complex

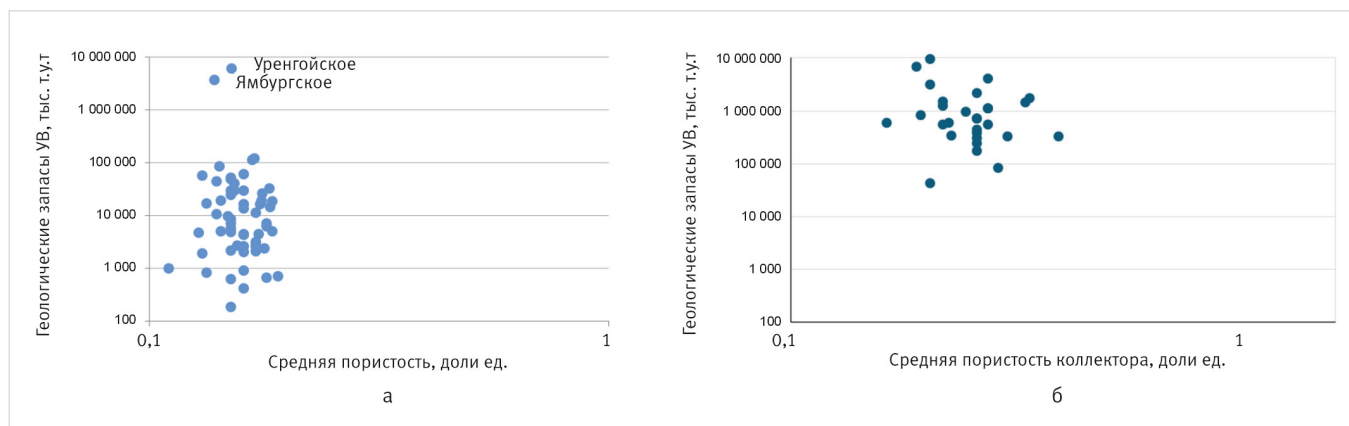


Рис. 6. Связь геологических запасов УВ со средней пористостью коллектора в отложениях НГК: а — ачимовского; б — верхнего продуктивного комплекса

Fig. 6. Relationship of geological hydrocarbon reserves with average reservoir porosity in oil and gas complex deposits: а — achimov; б — upper productive complex

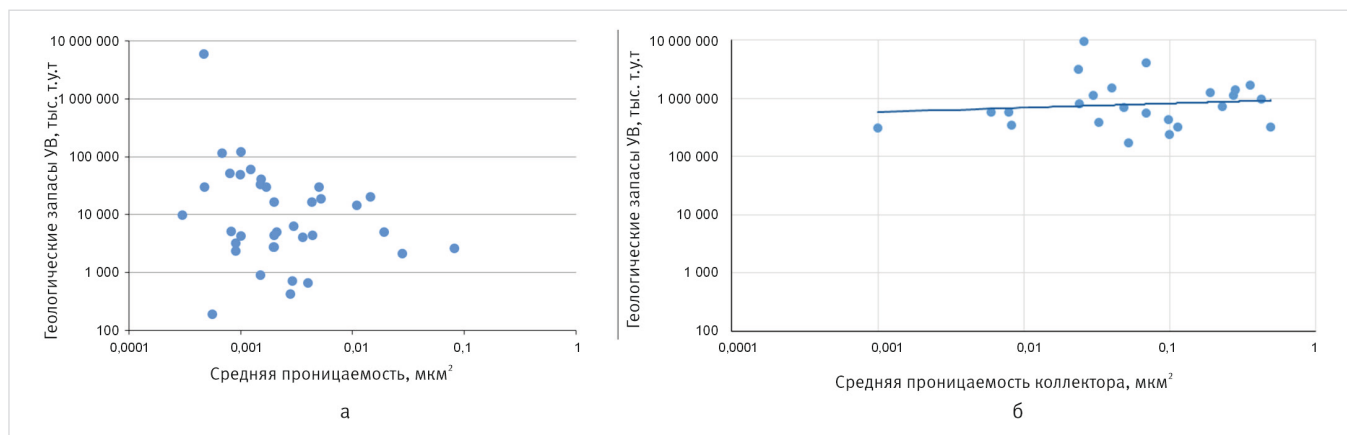


Рис. 7. Связь геологических запасов УВ со средней проницаемостью коллектора в отложениях НГК:

а — ачимовского; б — верхнего продуктивного комплекса

Fig. 7. Relationship between geological hydrocarbon reserves and average reservoir permeability in oil and gas field deposits: а — ачимовский; б — upper productive complex

меловых НГК северных регионов Западной Сибири. Отмечается более высокая продуктивность верхнего продуктивного комплекса отложений — 12 месторождений с гигантскими запасами по сравнению с ачимовским — 2. Максимальны эффективные объемы коллекторов уникальных и гигантских по запасам скоплений УВ в верхнем продуктивном комплексе, так же как и величины пористости и проницаемости.

#### Выводы

По величине геологических запасов, их пространственному размещению, статистическим связям запасов с коллекторскими характеристиками разрезов и фазовому состоянию скоплений ачимовские и отложения верхнего продуктивного комплекса Западно-Сибирского НГБ являются самостоятельными, а масштабность скоплений контролируется факторами, присутствующими индивидуально каждому комплексу. Современные тектонические структуры не контролируют полностью распространение разномасштабных по запасам залежей в ачимовских отложениях, а обусловлены в основном фациально-литологическим фактором. Для апт-альб-сеноманских отложений большое значение в объяснении наличия гигантских скоплений имеет величина высот залежей, которая значительно коррелирует с величиной геологических запасов. В связи с этим можно рекомендовать схему видов работ и методов исследований, необходимых для выявления и поисков крупных скоплений нефти в изученных комплексах: К1 (ачимовский комплекс) — литолого-фациальный анализ (палеобатиметрический, морфоструктурный, клиноформный), сейсмические профили с выявлением сейсмических образцов; К1-2 (верхний продуктивный комплекс, апт, альб, сеноман) — геоструктурный анализ. Нефтегенерационный потенциал обеих свит в данном возрастном интервале был достаточно высок и мог генерировать большие запасы УВ, несмотря на различия исходных характеристик — типа органического вещества и его катагенетическую преобразованность.

#### Литература

1. Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации на 01.01.2022 г.
2. Классификация запасов и прогнозных ресурсов по документу, зарегистрированному в Минюсте

- РФ 31 декабря 2013. URL: <https://rg.ru/documents/2014/02/03/neft-site-dok.html> (дата обращения: 18.10.2023).
3. Бородин В.Н., Курчиков А.Р. К вопросу уточнения западной и восточной границ ачимовского клиноформного комплекса Западной Сибири // Геология и геофизика. 2015. Т. 56. № 9. С. 1630–1642.
4. Пуланова С.А., Самойлова А.В. Углеводородные мегарезервуары апт-сеноманских отложений северных регионов Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 4. С. 15–19.
5. Бородин В.Н., Смирнов О.А. Морфотипы клиноформных образований неокана севера Западно-Сибирской низменности с учетом особенностей седиментационных процессов // Георесурсы. 2023. Т. 25. № 3. С. 4–12.
6. Конторович В.А., Аюнова Д.В., Гусева С.М. и др. Сейсмогеологическая характеристика осадочных комплексов и нефтегазоносность Ямальской, Гыданской и Южно-Карской нефтегазоносных областей (арктические регионы Западной Сибири, шельф Карского моря) // Геофизические технологии. 2018. № 4. С. 10–26.
7. Петрова Н.В., Ершов С.В., Карташова А.К., Шестакова Н.И. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности ачимовской толщи Западно-Нерутинской нефтегазоносной зоны // Геология нефти и газа. 2018. № 2. С. 41–50.
8. Осипова М.В., Шакиров Р.Р., Кошечев А.Г. и др. Особенности геологического строения ачимовского комплекса Ярудейского мегавала (Западная Сибирь) // Георесурсы. 2023. Т. 25. № 3. С. 34–39.
9. Пуланова С.А. Углеводородные скопления ачимовских отложений северных регионов Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 3. С. 10–13.
10. Пуланова С.А. Масштабность скоплений углеводородов в нефтегазоносных отложениях Западной Сибири и причины ее изменчивости // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2024. № 7. С. 5–13.
11. Пуланова С.А., Шакиров Р.Р. Ачимовский нефтегазоносный комплекс Западной Сибири — перспективный объект поисков крупных месторождений углеводородов.

- Молодые — Наука о Земле: в 5 т. 3: Нефтегазовое дело. Геология твердых полезных ископаемых, минералогия и геммология. М.: Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, 2024. С. 43–46.
12. Шиманский В.В., Танинская Н.В., Низяева И.С. и др. Палеогеографические реконструкции юрских отложений Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2024. Т. 19. № 1. URL: [https://www.ngtp.ru/rub/2024/1\\_2024.html](https://www.ngtp.ru/rub/2024/1_2024.html) (дата обращения: 14.10.2024).
13. Скоробогатов В.А. Генетические причины уникальной газо- и нефтеносности Западно-Сибирского осадочного мегабассейна // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2003. № 8. С. 8–14.
14. Высоцкий В.И., Скоробогатов В.А. Гигантские месторождения углеводородов России и мира. Перспективы новых открытий // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2021. № 1–6. С. 20–25.
15. Сидоров Д.А., Сокольников А.А., Фищенко А.Н. и др. Моделирование нефтегазовых систем восточного борта Западно-Сибирского бассейна на юго-востоке Ямало-Ненецкого автономного округа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2023. Т. 18. № 1. URL: [http://www.ngtp.ru/rub/2023/5\\_2023.html](http://www.ngtp.ru/rub/2023/5_2023.html) (дата обращения: 14.10.2024).
16. Пуланова С.А. Анализ и систематизация представлений о влиянии геолого-геохимических факторов на формирование и нефтегазоносность мегарезервуаров осадочных бассейнов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. № 3. С. 49–67.
17. Карагодин Ю.Н. Пространственно-временные закономерности концентраций гигантских скоплений нефти и газа Западной Сибири (системный подход) // Георесурсы. 2006. Вып. 18. № 1. С. 28–30.
18. Пуланова С.А., Добрынина С.А. К вопросу о распределении запасов углеводородов в юрских нефтегазоносных комплексах Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 6. С. 16–20.

## Results

A statistical analysis of the scale of accumulations and systematization of the relationship between the main parameters of the deposit, such as its effective volume and reservoir properties (permeability and porosity), with the value of geological reserves for the Cretaceous oil and gas complexes of the northern regions of Western Siberia was carried out. Higher productivity of the upper productive complex of deposits is noted – 12 fields with giant reserves compared to the Achimov – 2. The maximum effective volumes of reservoirs of unique and giant hydrocarbon accumulations in terms of reserves are in the upper productive complex, as well as the values of porosity and permeability.

## Conclusions

According to the size of geological reserves, their spatial distribution, statistical relationships of reserves with reservoir characteristics of sections and phase state of accumulations, the Achimov and upper productive complex deposits of the West Siberian oil and gas basin are

independent, and the scale of accumulations is controlled by factors inherent in each complex individually. Modern tectonic structures do not completely control the distribution of deposits of different scales in reserves in the Achimov deposits, but are mainly determined by the facies-lithological factor. For the Aptian-Albian-Cenomanian deposits, the height of the deposits, which significantly correlates with the size of geological reserves, is of great importance in explaining the presence of giant accumulations. In this regard, it is possible to recommend a scheme of types of works and research methods necessary for detection and search of large oil accumulations in the studied complexes: K1 (Achimov complex) – lithological-facies analysis (paleobathymetric, morphostructural, clinoforn), seismic profiles with detection of seismic images; K1-2 (upper productive complex, Aptian, Albian, Cenomanian) – geostructural analysis. The oil-generation potential of both formations in this age interval was quite high and could generate large reserves of hydrocarbons, despite the differences in the initial characteristics – the type of organic matter and its catagenetic transformation.

## References

1. State balance of mineral reserves of the Russian Federation as of 01.01.2022. (In Russ).
2. Classification of reserves and forecast resources according to the document registered with the Ministry of Justice of the Russian Federation on December 31, 2013. URL: <https://rg.ru/documents/2014/02/03/neft-site-dok.html> (accessed: 18.10.2023). (In Russ).
3. Borodkin V.N., Kurchikov A.R. To the problem of refining the Western and Eastern boundaries of the achimov clinoforn complex (West Siberia). *Geology and Geophysics*, 2015, Vol. 56, issue 9. P. 1630–1642. (In Russ).
4. Punanova S.A., Samoilova A.V. Hydrocarbon megareservoirs of the Aptian-Cenomanian deposits of the northern regions of Western Siberia. *Exposition Oil Gas*, 2022, issue 4, P. 15–19. (In Russ).
5. Borodkin V.N., Smirnov O.A. Morphotypes of neocomian clinoforn formations in the north of the West siberian lowland taking into account the features of sedimentation processes. *Georesources*, 2023, Vol. 25, issue 3, P. 4–12. (In Russ).
6. Kontorovich V.A., Ayunova D.V., Guseva S.M. et al. Seismic and geological characteristics of sedimentary sequences and petroleum potential of the Yamal, Gydan and South Kara petroleum areas (Arctic regions of West Siberia, the Kara Sea shelf). *Russian Journal of Geophysical Technologies*, 2018, issue 4, P. 10–26. (In Russ).
7. Petrova N.V., Ershov S.V., Kartashova A.K., Shestakova N.I. The geological structure and hydrocarbon prospects of Achimov strata in Western-Nerutinsk petroleum area. *Oil and gas geology*, 2018, issue 2, P. 41–50. (In Russ).
8. Osipova M.V., Shakirov R.R., Koshcheev A.G. et al. Features of the geological structure of the Achimov complex of the Yardeisky megaswell (Western Siberia). *Georesources*, 2023, Vol. 25, issue 3, P. 34–39. (In Russ).
9. Punanova S.A. Hydrocarbon accumulations of the Achimov deposits of the northern regions of Western Siberia. *Exposition Oil Gas*, 2020, issue 3, P. 10–13. (In Russ).
10. Punanova S.A. The scale of hydrocarbon accumulations in the oiland gas-bearing sediments of the Western Siberia and the causes of its variability. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2024, issue 7, P. 5–13. (In Russ).
11. Punanova S.A., Shakirov R.R. Achimov oil and gas complex of Western Siberia – a promising object of exploration of large hydrocarbon deposits. *Young people – to Earth Sciences: in 5 volumes. Vol. 3: Oil and gas business. geology of solid minerals, mineralogy and gemology*. Moscow: Russian State Geological Prospecting University named after Sergo Ordzhonikidze, 2024, P. 43–46. (In Russ).
12. Shimansky V.V., Taninskaya N.V., Nizyaeva I.S. et al. Paleogeographic reconstructions of the Jurassic deposits of Western Siberia. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2024, Vol. 19, issue 1, URL: [https://www.ngtp.ru/rub/2024/1\\_2024.html](https://www.ngtp.ru/rub/2024/1_2024.html) (accessed: 14.10.2024). (In Russ).
13. Skorobogatov V.A. Genetic causes of the unique gas and oil content of the West Siberian sedimentary megabasin. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2003, issue 8, P. 8–14. (In Russ).
14. Vysotsky V.I., Skorobogatov V.A. Giant hydrocarbon fields of Russia and the world. Prospects for new discoveries. *Mineral resources of Russia. Economy and management*, 2021, issue 1–6, P. 20–25. (In Russ).
15. Sidorov D.A., Sokolnikova A.A., Fishchenko A.N. et al. Modeling of oil and gas systems of the eastern side of the West Siberian basin in the southeast of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*. 2023. Vol. 18, issue 1. [http://www.ngtp.ru/rub/2023/5\\_2023.html](http://www.ngtp.ru/rub/2023/5_2023.html) (accessed: 14.10.2024). (In Russ).
16. Punanova S.A. Analysis and systematization of ideas about the influence of geological and geochemical factors on the formation and oil and gas potential of megareservoirs in sedimentary basins. *Actual Problems of Oil and Gas*, 2023, issue 3, P. 49–67. (accessed: 13.10.2024). (In Russ).
17. Karagodin Yu.N. Spatio-temporal patterns of concentrations of giant oil and gas accumulations in Western Siberia (systemic approach). *Georesources*, 2006, Vol. 18, issue 1, P. 28–30. (In Russ).
18. Punanova S.A., Dobrynina S.A. On the distribution of hydrocarbon reserves in the Jurassic oil and gas complexes of Western Siberia. *Exposition Oil Gas*, 2024, issue 6, P. 16–20. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Пуанова Светлана Александровна**, доктор геол.-мин. наук, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия  
Для контактов: [punanova@mail.ru](mailto:punanova@mail.ru)

**Добрынина Светлана Александровна**, научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия  
Для контактов: [dobrinini2002@mail.ru](mailto:dobrinini2002@mail.ru)

**Punanova Svetlana Aleksandrovna**, doctor of geologo-mineralogical sciences, chief researcher Oil and Gas Research Institute RAS, Moscow, Russia  
Corresponding author: [punanova@mail.ru](mailto:punanova@mail.ru)

**Dobrynina Svetlana Aleksandrovna**, researcher, Oil and Gas Research Institute RAS, Moscow, Russia  
Corresponding author: [dobrinini2002@mail.ru](mailto:dobrinini2002@mail.ru)