

РЕЗУЛЬТАТЫ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ НЕТРАДИЦИОННЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

П.Н. Мельников, А.И. Варламов, Н.К. Фортунатова, В.И. Пороскун, А.В. Соловьев,
М.Б. Скворцов, М.Н. Кравченко, А.С. Канев, А.Г. Сотникова

Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт,
105118, Москва, шоссе Энтузиастов, 36, Россия

Приводятся результаты оценки начальных суммарных ресурсов нетрадиционных источников УВ в отложениях доманикового типа, хадумской и баженовской свит. Обоснована целесообразность проведения оценки ресурсов УВ в этих отложениях объемным методом. Приведен стратиграфический интервал их распространения. Изложена методика нефтегазогеологического районирования на основе картирования структурно-фацальных зон, степени катагенетической преобразованности ОВ, граничных значений мощности углеродистых пород в разрезе. Определены критерии выделения продуктивных интервалов, составляющих эффективную часть разреза. Обоснован выбор таких параметров, как коэффициент пористости, коэффициент извлечения нефти, коэффициент нефтенасыщенности, пересчетный коэффициент и плотность нефти. Для каждого комплекса отложений в расчет суммарных геологических ресурсов введены поправки, связанные с особенностями геологического строения подсчетных объектов, условиями их залегания и степенью геолого-геофизической изученности. Приведены объемы суммарных геологических и извлекаемых ресурсов нетрадиционных источников УВ для Волго-Уральской, Тимано-Печорской, Причерноморско-Северо-Кавказской, Западно-Сибирской и Лено-Тунгусской нефтегазоносных провинций. Проведенные исследования обосновали значительные ресурсы, добыча которых может компенсировать снижение объемов нефти из традиционных залежей.

Нефтегазоносные провинции, баженовская свита, отложения доманикового типа, нетрадиционные залежи нефти, нефтегазогеологическое районирование, оценка ресурсов

RESULTS OF QUANTITATIVE ESTIMATION OF UNCONVENTIONAL OIL RESOURCES OF THE RUSSIAN FEDERATION

P.N. Mel'nikov, A.I. Varlamov, N.K. Fortunatova, V.I. Poroskun, A.V. Solov'yev,
M.B. Skvortsov, M.N. Kravchenko, A.S. Kanev, A.G. Sotnikova

The estimation results of the initial total unconventional resources of hydrocarbon in Domanik type sediments, the Khadum and Bazhenov formations are provided. The reasonability of estimating hydrocarbon resources in these deposits by the volumetric method is substantiated. The stratigraphic interval of their distribution is given. The technique of oil and gas geological zoning based on the mapping of structural and facies zones, the degree of catagenetic transformation of organic matter, and the boundary values of the thickness of carbonaceous rocks in the section is described. The criteria for the allocation of pay intervals that make up the effective part of the section are determined. The choice of parameters such as porosity coefficient, oil recovery coefficient, oil saturation coefficient, correction factor and oil density is justified. For each complex of deposits, adjustments related to the features of the geological structure of the estimation targets, the conditions of their occurrence and the degree of geological and geophysical study have been introduced into the estimation of total geological resources. The volumes of total geological and recoverable resources of unconventional hydrocarbon sources for the Volga-Ural, Timan-Pechora, Black Sea-North Caucasus, West Siberian and Lena-Tunguska oil and gas provinces are given. The conducted research has rationalized extensive resources, the recovery of which can compensate for the decrease in oil volumes from traditional deposits.

Oil and gas province, Bazhenov Formation, Domanik type deposits, unconventional oil deposits, oil and gas geological zoning, resource estimation

ВВЕДЕНИЕ

На территории Российской Федерации нетрадиционные источники УВ широко распространены в Лено-Тунгусской, Волго-Уральской, Тимано-Печорской, Западно-Сибирской и Причерноморско-Северо-Кавказской нефтегазоносных провинциях (НГП) в отложениях нижнего и среднего кембрия, верхнего девона, верхней юры, нижнего мела и олигоцена (рис. 1). Рассматривать ресурсы нетрадиционных источников в качестве надежной перспективы развития геолого-разведочных работ на нефть и газ по-

© Мельников П.Н., Варламов А.И., Фортунатова Н.К., Пороскун В.И., Соловьев А.В., Скворцов М.Б., Кравченко М.Н.,
Канев А.С. ☐, Сотникова А.Г., 2024

✉ e-mail: kanev@vnigni.ru

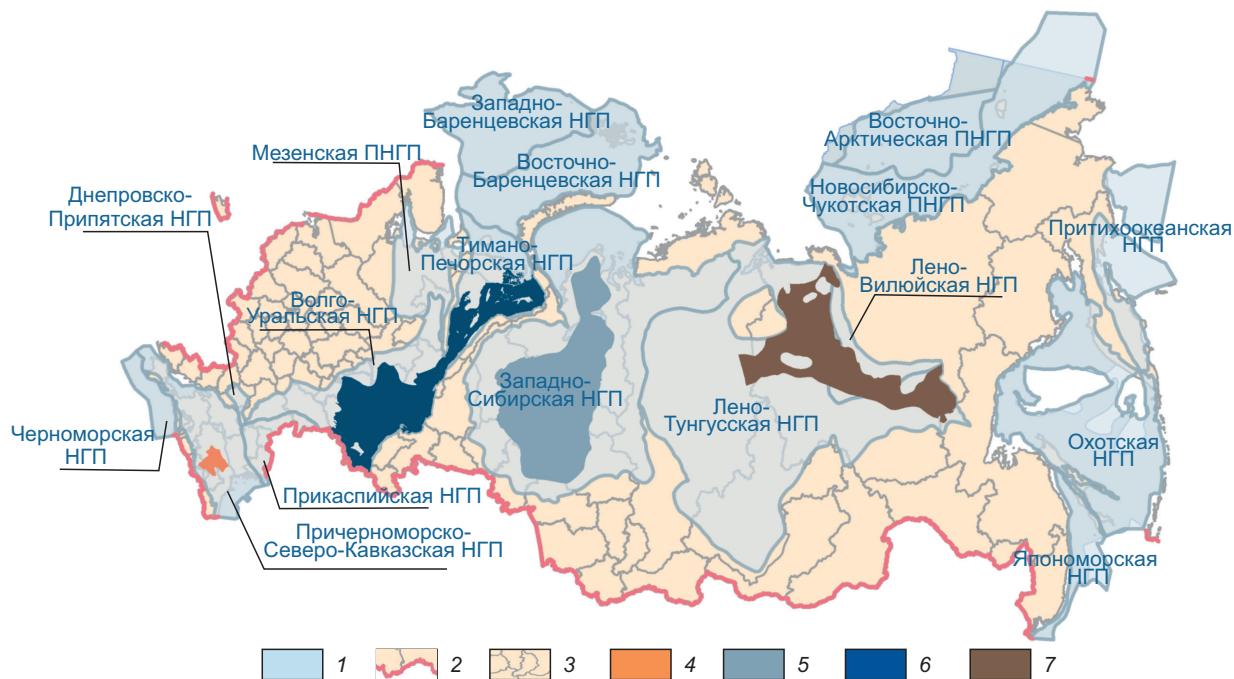


Рис. 1. Области развития нетрадиционных источников УВ на территории РФ.

1 — нефтегазоносные провинции; 2 — административная граница РФ; 3 — субъекты РФ; области распространения нетрадиционных толщ углеводородов (4—7): 4 — хадумская (P_3), 5 — базеновская, абалакская ($J_3—K_1$), 6 — доманиковая ($D_3—C_1$), 7 — куонамская ($\epsilon_{1—2}$).

зволяет успешная зарубежная практика освоения залежей «сланцевой» нефти. На нефтеносность данных отложений в РФ указывают многочисленные нефтепроявления, а также открытые пока еще немногочисленные месторождения.

Для изучаемых отложений характерно повышенное содержание ОВ (более 0.5 %), полиминеральный состав (породы относятся к классу смешанных), отсутствие традиционных коллекторов (низкие значения пористости и очень низкие проницаемости). Данные отложения являются одновременно нефтематеринскими и содержащими нефтяные залежи.

Среди вышеперечисленных нетрадиционных источников УВ выделяются три группы, отличающиеся вещественным составом и условиями образования. К первой группе относятся отложения доманикового типа или доманиковые продуктивные отложения [Варламов и др., 2017]. Это высокоуглеродистые карбонатно-кремнистые породы со сланцеватой текстурой, содержащие ОВ в количестве более 0.5 %. Их формирование происходило в бассейнах карбонатной седиментации в относительно глубоко-водных условиях при ограниченном поступлении в бассейн песчаного, глинистого и карбонатного материала и интенсивном осаждении ОВ сапропелевого типа. К этой группе относятся среднефранко-фаменские отложения Волго-Уральской и Тимано-Печорской НГП и кембрийские отложения куонамской и иниканской свит Лено-Тунгусской. Ко второй группе относятся отложения базеновской свиты, формирование которых происходило в бассейне с терригенной седиментацией. Кремнисто-карбонатно-глинистые отложения хадумской и баталпашинской свит олигоцена Причерноморско-Северо-Кавказской НГП объединены в третью группу.

Рассмотрение вышеперечисленных отложений доманикового типа, базеновской, хадумской и баталпашинской свит в качестве нетрадиционных источников УВ потребовало их целенаправленного изучения с разработкой новых методик и принципиально новых подходов к оценке их ресурсного потенциала.

В 2016—2017 гг. ФГБУ «ВНИГНИ» по заказу Роснедра выполнены работы, направленные на обобщение материалов по нефтеносности сланцевоподобных формаций России. Одновременно работы по изучению нетрадиционных источников УВ на территории РФ проводились коллективами АО «ВНИГРИ», «ТатНИПИнефть», ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, МГУ им. Ломоносова, АО «КамНИИКИГС», АО «СНИИГГиМС», АО «ИГиРГИ», ФГБУН «ИНГГ СО РАН», ОАО «СибНАЦ», ФГБУ «ЗапСибНИИГГ», ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», РГУ нефти и газа им. М.И. Губкина, ООО «НК «Роснефть»-НТЦ», «СевКавНИПИгаз», Северо-Кавказского НЦ ЮФУ. Результаты этих работ нашли отражение в серии научных статей [Прищепа и др., 2014; Грунис и др., 2014; Брехунцов и др., 2014; Соснин и др.,

2015; Соболев и др., 2015; Цимбалюк и др., 2015; Хисамов и др., 2016; Конторович и др., 2016, 2018; Ступакова и др., 2017; Временное методическое..., 2017; Скворцов и др., 2017а; Калмыков, Балушкина, 2017; Керимов и др., 2017; Сапьяник и др., 2017; Петерсилье и др., 2018; Дахнова и др., 2018; Эдер и др., 2019; Немова, 2019; Соболев, 2020; Бурштейн и др., 2022; Темникова и др., 2022] и в разработке «Временных методических рекомендаций по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложений» [Варламов и др., 2017б] и отложений баженовской свиты [Временное методическое..., 2017].

В обновленную версию «Методического руководства по оценке начальных суммарных ресурсов УВ России», рассмотренного Методическим советом по ГРР на нефть и газ Роснедра в 2018 г., был включен раздел «Количественный прогноз нефтеносности нетрадиционных объектов». В качестве основного метода оценки ресурсов сланцевой формации предложен объемный метод, сущность которого заключается в определении массы нефти, приведенной к стандартным условиям в насыщенных ею объемах пустотного пространства пород. Особенности геологического строения, а также различная степень освоения отложений доманикового типа, баженовской, хадумской и баталпашинской свит определили некоторые различия в методике оценки их начальных суммарных ресурсов.

МЕТОДИКА КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ РЕСУРСОВ УВ ОТЛОЖЕНИЙ ДОМАНИКОВОГО ТИПА ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ, ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ И ЛЕНО-ТУНГУССКОЙ НГП

На территории европейской части России доманиковые продуктивные отложения развиты в широком стратиграфическом интервале верхнего девона: во франском (в доманиковом, речицком, воронежском, евлановском и ливенском горизонтах) и фаменском ярусах. Площадь их распространения в Волго-Уральской и Тимано-Печорской НГП составляет 500 000 км² при глубине залегания от 1500 до 5000 м. Углеродистые отложения куонамской и иниканской свит развиты в составе нижнесреднекембрийских отложений преимущественно в Лено-Тунгусской НГП. Частично область их распространения находится в пределах Вильской НГО и севера Предверхоянской НГО Лено-Вильской НГП.

По состоянию на 01.01.2023 г. в Волго-Уральской НГП на территории Южно-Татарского свода и Бузулукской впадины открыто шесть месторождений с залежами нефти в отложениях доманикового типа, суммарная величина геологических запасов которых превышает 3 млрд т нефти; в Республике Башкортостан промышленные притоки нефти до 50 м³/сут из средневерхнефранских отложений получены на одиннадцати месторождениях [Варламов и др., 2020].

В Тимано-Печорской НГП практически во всех нефтегазоносных областях из отложений доманикового типа зафиксированы многочисленные нефтепроявления. Промышленные притоки нефти до 400 м³/сут из среднефранско-нижнефаменских отложений доманикового типа получены на одиннадцати месторождениях в Хорейверской впадине, Печоро-Колвинском авлакогене, Большесынинской впа-

Сведения о стратиграфической приуроченности высокоуглеродистых продуктивных отложений доманикового типа в Волго-Уральской, Тимано-Печорской и Лено-Тунгусской НГП

| Волго-Уральская НГП | | Тимано-Печорская НГП | | Лено-Тунгусская НГП | |
|--------------------------------|---|---|--|------------------------|-----------|
| Свита | Подъярус, горизонт | Свита | Подъярус, горизонт | Свита | Ярус |
| Байтуганская, малочеремшанская | Верхнефаменский подъярус | Зеленецкая | Верхнефаменский подъярус | Куонамская, иниканская | Майский |
| » | Среднефаменский подъярус | Губахинская | Среднефаменский подъярус | | |
| » | Нижнефаменский подъярус | Губахинская, кочмесская | Нижнефаменский подъярус | | |
| Янчиковская, аскинская | Евлановский и ливенский горизонты верхнефранского подъяруса | Аскинская, мендымская, соплесская, кочмесская | Евлановский, ливенский и сирачайский горизонты верхнефранского подъяруса | Тойонский | Амгинский |
| Алпаровская, мендымская | Воронежский горизонт верхнефранского подъяруса | | | | |
| Трудолюбовская, мендымская | Речицкий горизонт верхнефранского подъяруса | | | | |
| Доманиковая, тлянчи-тамакская | Доманиковый горизонт среднефранского подъяруса | Доманиковая | Доманиковый горизонт среднефранского подъяруса | | Ботомский |

дине, Среднепечорском поперечном поднятии и на гряде Чернышова. В 2018 г. на Колвинском мегавале открыта залежь в доманиковом горизонте на Леккерском месторождении с геологическими запасами нефти 3,8 млн т нефти.

В Лено-Тунгусской НГП промышленная нефтеносность отложений куонамской и иниканской свит на сегодняшний день не установлена в связи с крайне низкой степенью изученности и отсутствием испытаний.

Доманиковые продуктивные отложения входят в состав одновозрастных карбонатных формаций и являются относительно глубоководными аналогами мелководных шельфовых карбонатов. В связи с этим в качестве нетрадиционных источников УВ рассматриваются только свиты, приведенные в таблице.

НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ ОТЛОЖЕНИЙ ДОМАНИКОВОГО ТИПА

При выделении в разрезах интервалов развития продуктивных отложений доманикового типа, определении границ их распространения и проведении нефтегазогеологического районирования использовано три группы скважин.

Базовые — скважины, вскрывшие полностью продуктивный комплекс или его отдельные стратиграфические интервалы, охарактеризованные данными геохимического, петрофизического, биостратиграфического и литологического анализов керна, расширенным комплексом ГИС, включающим следующие методы: спектрометрический гамма-каротаж (ГК-С), импульсный нейтрон-гамма каротаж спектрометрический (ИНГК-С), нейтронный каротаж (НК), многозондовый импульсный нейтронный каротаж в интегральной модификации (ИНК), гамма-гамма литоплотностной каротаж (ГГК-ЛП), профилеметрию, электрическое и акустическое сканирование, ядерно-магнитный каротаж (ЯМК), испытания пластов приборами на кабеле (ИПК), на трубах (ИПТ), гидродинамический каротаж (ГДК), а также результаты испытаний, проведенных до и после гидроразрыва.

Методика выделения продуктивных интервалов в базовых скважинах изложена во «Временных методических рекомендациях...» [Варламов и др., 2017б]. Ввиду отсутствия испытаний в интервалах развития куонамской и иниканской свит, выделение нефтенасыщенных интервалов проводилось на основании геохимических исследований [Дахнова и др., 2018].

Эталонные — скважины, отражающие строение разрезов конкретных структурно-фацальных зон, характеризующиеся определенными выдержанными параметрами строения доманикового продуктивного комплекса ($H_{\text{раз.}}$, $H_{\text{сл.}}$, $H_{\text{эф. сл.}}$, $K_{\text{сл.}}$, $K_{\text{эф. сл.}}^1$) и согласованные по строению разреза и его параметрам с базовыми.

Скважины расчетной выборки — наиболее представительные скважины, расположенные в пределах расчетных участков.

Проведение нефтегазогеологического районирования отложений доманикового типа включало следующие виды работ.

Построение карт распространения отложений доманикового типа в пределах Волго-Уральской (рис. 2, а), Тимано-Печорской (см. рис. 2, б) и Лено-Тунгусской НГП (см. рис. 2, в).

Границами распространения являются линии замещения углеродистых пород доманикового типа карбонатными и глинисто-карбонатными отложениями. В соответствии с «Временными методическими...» [Варламов и др., 2017б] в качестве граничного принималось значение мощности углеродистых карбонатно-кремнистых пород, равное 10 м.

В пределах Волго-Уральской НГП доманиковые продуктивные отложения распространены в пределах большей части нефтегазоносных областей (см. рис. 2, а), за исключением Средневолжской, Токмовско-Кажимской, Камской и северной части Верхнекамской НГО.

В Тимано-Печорской НГП высокоуглеродистые карбонатно-кремнистые породы позднедевонского возраста наиболее широко распространены в Хорейверской, Ваандей-Адзьвинской, Северо-Предуральской и Припайхайско-Приюжноновоземельской НГО. Доманиковые продуктивные отложения присутствуют в пределах Тиманской НГО, юга Ижма-Печорской, Малоземельско-Колгуевской и Печоро-Колвинской НГО (см. рис. 2, б).

На территории Лено-Тунгусской НГП их распространение установлено в Северо-Тунгусской, Анабарской, Вилюйской, Предверхоянской и Алдано-Майской НГО (см. рис. 2, в).

¹ $K_{\text{эф. сл.}}$ — отношение суммарной эффективной мощности отложений доманикового типа к общей мощности анализируемого интервала разреза.

$H_{\text{раз.}}$ — общая мощность анализируемого стратиграфического интервала.

$H_{\text{сл.}}$ — суммарная мощность пластов углеродистых пород доманикового типа в анализируемом интервале разреза.

$H_{\text{эф. сл.}}$ — суммарная мощность пластов отложений доманикового типа, содержащих подвижные УВ.

$K_{\text{сл.}}$ — отношение суммарной мощности углеродистых пластов доманикового типа к общей мощности анализируемого интервала.

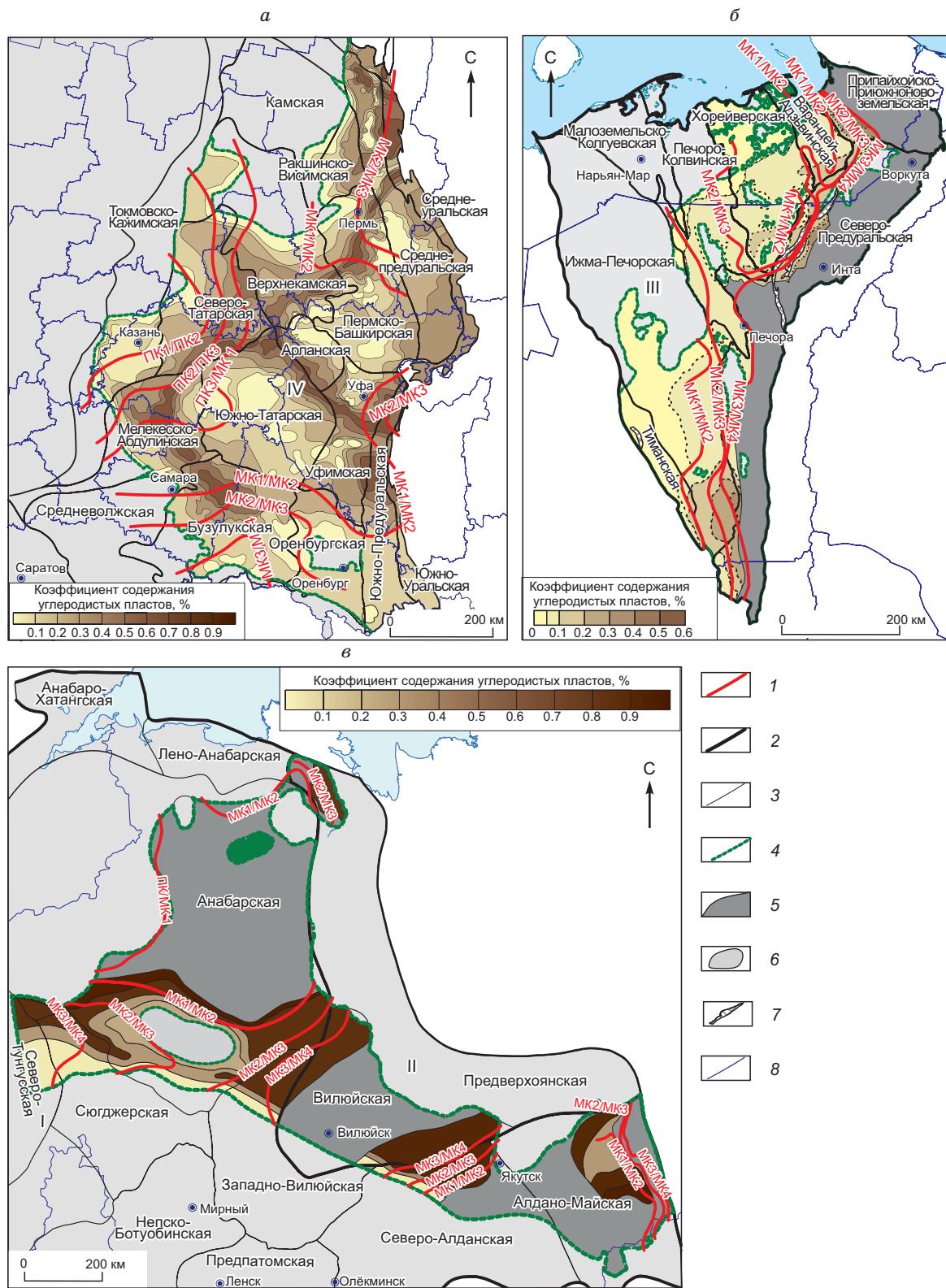


Рис. 2. Карты значений коэффициентов сланценосности (K_{cl}) в области распространения отложений доманикового типа в Волго-Уральской НГП (а), Тимано-Печорской НГП (б) и Лено-Тунгусской НГП (в).

1 — границы зон с различным уровнем катагенетической преобразованности ОВ (ПК — протокатагенез, МК — мезокатагенез); 2 — границы НГП (I — Лено-Тунгусская, II — Лено-Вилюйская); 3 — границы НГО; 4 — границы распространения отложений доманикового типа; 5 — территории с неблагоприятными для сохранности УВ условиями ($>MK_3$); 6 — территории отсутствия отложений доманикового типа; 7 — зона частичного или полного размыва отложений доманикового типа вследствие выхода на дневную поверхность; 8 — административные границы.

Построение структурных карт по кровле доманиковых продуктивных отложений Волго-Уральской и Тимано-Печорской НГП, а также куонамской свиты и ее возрастного аналога — иниканской свиты Лено-Тунгусской НГП.

Построение карт катагенетической преобразованности ОВ (см. рис. 2). Из оценки исключены области, в пределах которых рассматриваемые отложения не вступили в главную зону нефтеобразования (ГЗН) и характеризуются низкими градациями катагенеза ОВ (ПК_1 — ПК_2) или прошли ГЗН (градации МК_{4-5} и АК).

Картирование по площади типов строения доманикового продуктивного комплекса с выделением структурно-фацальных зон. Карты структурно-фацального районирования совместно с картами катагенетической зрелости ОВ и данными о нефтеносности отложений являлись основой нефтегазогеологического районирования нетрадиционных источников УВ.

Изучение разрезов различных структурно-фацальных зон, содержащих пласты углеродистых карбонатно-кремнистых пород в различных стратиграфических интервалах и разной мощности, показало, что коэффициент сланценосности ($K_{\text{сл.}}$), определяемый отношением суммарной мощности продуктивных отложений углеродистых карбонатно-кремнистых пород со сланцеватой текстурой к общей мощности разреза доманикового продуктивного комплекса, четко контролируется структурно-фацальной зоной.

На рисунке 2, *a* видно, что значения $K_{\text{сл.}}$ в Волго-Уральской НГП составляют от 0.05 до 0.70 д. ед. при общей мощности доманиковых продуктивных отложений от 10 до 185 м. По их распределению отчетливо выделяется Камско-Кинельская система палеопрогибов, разделяющих палеосводы. Наиболее низкие значения от 0.05 до 0.10 д. ед. соответствуют центральным частям палеосводов. Наиболее высокие от 0.35 до 0.70 д. ед. наблюдаются на бортах и в центральных зонах палеопрогибов.

Для верхнедевонских доманиковых продуктивных отложений Тимано-Печорской провинции коэффициент сланценосности изменяется от 0.05 до 0.60 д. ед. при общей мощности верхнедевонского комплекса от 350 до 1200 м. Наиболее высокие значения ($K_{\text{сл.}}$ до 0.60 д. ед.) характерны для восточных районов (впадины Предуральского прогиба и Коротаихинская впадина), на значительной площади которых высокая степень катагенетических преобразований ОВ не позволяет рассматривать отложения в качестве перспективных (см. рис. 2, *b*).

В Лено-Тунгусской НГП наиболее высокие значения $K_{\text{сл.}}$ (от 0.3 до 0.8 д. ед.) куонамской и иниканской свит при общей мощности разрезов, изменяющейся от 10 до 64 м, характерны для южных территории Анабарской НГО и Алдано-Майской НГО (см. рис. 2, *c*).

Учитывая начальную стадию освоения нетрадиционных источников УВ в Волго-Уральской и Тимано-Печорской НГП, в настоящее время невозможно использовать для оценки ресурсов методики, применяемые в США [Guidelines..., 2010], а также общепринятый метод геологических аналогий оценки традиционных ресурсов УВ. В соответствии с обновленной версией «Методических рекомендаций по количественной оценке начальных суммарных ресурсов 2018 г.» оценка ресурсов доманиковых продуктивных отложений проводилась по формуле:

$$Q_{\text{н}} = S \cdot h_{\text{н}} \cdot K_{\text{п}} \cdot K_{\text{н}} \cdot \theta \cdot \rho, \quad (1)$$

где $Q_{\text{н}}$ — геологические запасы нефти, тыс. т; S — площадь расчетного участка, тыс. м²; $h_{\text{н}}$ — нефтенасыщенная толщина, м; $K_{\text{п}}$ — коэффициент пористости (пустотности), д. ед.; $K_{\text{н}}$ — коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.; θ — пересчетный коэффициент, д. ед.; ρ — плотность нефти, т/м³.

Площадь, S . Площадь подсчета оценивалась по расчетным участкам, выделение которых контролировалось границами определенных структурно-фацальных зон и общепринятых нефтегазоносных областей (НГО). Каждый расчетный участок характеризовался параметрами соответствующего ему эталона (эталонной скважины), а также скважинами расчетной выборки, расположенными в пределах участка. Общая площадь подсчета запасов с учетом граничного значения мощности углеродистых пород и степени их катагенетической преобразованности составила в Волго-Уральской НГП 390 тыс. км², в Тимано-Печорской НГП — 128.3, в Лено-Тунгусской НГП 269.9 тыс. км².

Нефтенасыщенная толщина, $h_{\text{н}}$. В качестве эффективной нефтенасыщенной толщины (эффективной части разреза) доманиковых продуктивных отложений рассматриваются интервалы углеродистых пород, содержащих подвижные УВ. Присутствие подвижных УВ в отложениях этого типа определяется наличием зон активной генерации нефти.

По данным геохимических исследований активная генерация УВ в отложениях доманикового типа происходит при градациях катагенеза ОВ от $\text{ПК}_3/\text{МК}_1$ до $\text{МК}_3/\text{МК}_4$, что соответствует отражательной способности витринита (R^o), равной 0.7—0.9 (при пиролитических исследованиях приблизительно эквивалентно значениям T_{max} 415—450 °C) [Дахнова и др., 2013; Ульмишек и др., 2017].

Выделение интервалов, содержащих подвижную нефть, проводилось по прямым признакам — результаты испытаний, нефтепроявления, данные газового каротажа [Варламов и др., 2017а, 2017б] или по данным геохимических исследований керна в базовых скважинах [Дахнова и др., 2015, 2018]. Как

показал анализ, в осевых и бортовых зонах палеопрогибов эффективные толщины отложений доманикового типа оцениваются в пределах 60—70 % от общей мощности углеродистых пород в разрезе.

Коэффициент пористости (пустотности), K_n . На основании проведенных аналитических исследований керна по скважинам, пробуренным на месторождениях с установленными залежами нетрадиционного типа, а также изучения разрезов отложений доманикового типа различных структурно-фацальных зон Волго-Уральской, Тимано-Печорской и Лено-Тунгусской НГП, коэффициент пористости принят равным 4 %.

Такие параметры, как K_n , θ , ρ , отражающие состав и свойства нефти, определялись по данным стандартных лабораторных исследований поверхностных и глубинных проб, отобранных в процессе опробования продуктивных скважин. Для площадей с неустановленной промышленной нефтеносностью параметры нефти принимались по аналогии. В Волго-Уральской НГП по аналогии с Троицким и Ромашкинским (залежь № 444) месторождениями коэффициент нефтенасыщенности (K_n) принят равным 0.9 д. ед., плотность нефти — 0.838 г/см³ и пересчетный коэффициент — 0.735 д. ед.

В Тимано-Печорской НГП по аналогии с Леккерским нефтяным месторождением в доманиковых продуктивных отложениях плотность нефти и пересчетный коэффициент приняты равными $\rho = 0.831$ г/см³, $\theta = 0.847$.

Коэффициент извлечения нефти, КИН. Наибольшей неопределенностью при оценке ресурсов нефти в отложениях доманикового типа характеризуется величина коэффициента извлечения. В настоящее время в связи с отсутствием опыта разработки залежей подобного типа методы определения коэффициента извлечения нефти из доманиковых продуктивных отложений отсутствуют.

По данным SPEE коэффициент извлечения нефти нетрадиционных коллекторов изменяется от 2 до 8 % [Guidelines..., 2010]. При таких значительных вариациях оценок величины КИН оценка извлекаемых ресурсов нефти объемным методом характеризуется высокой неопределенностью.

При оценке ресурсов величину КИН предлагается определять следующим образом:

- для участков, в пределах которых имеются разрабатываемые залежи, величину КИН рекомендуется принимать условно, равной 5 %;
- для участков, в пределах которых отсутствуют надежные аналоги, величину КИН рекомендуется принимать условно, равной 3 %.

КАТЕГОРИИ РЕСУРСОВ

При определении категорий ресурсов отложений доманикового типа учитывалось наличие прямых признаков их промышленной нефтеносности, а именно наличие залежей, поставленных на государственный баланс. В связи с этим для доманиковых продуктивных отложений Волго-Уральской и Тимано-Печорской НГП ресурсы оценивались по категории D_1 , для куонамской и иниканской свит Лено-Тунгусской НГП — по категории D_2 .

При расчетах ресурсов УВ по расчетным участкам вводились следующие поправки.

1. Поправка на низкую степень катагенетической преобразованности ОВ для расчетных участков, расположенных в областях с низкой степенью катагенеза (градации ПК₃—МК₁, $T_{\max} = 415—425$ °C). При расчете ресурсов вводился коэффициент 0.2 д. ед.

2. Поправка на тектоническую нарушенность. Осложняющим фактором, уменьшающим ресурсы УВ доманиковых продуктивных отложений, являются сквозные разрывные нарушения, обеспечивающие эмиграцию УВ в вышележащие осадочные комплексы. Количественный учет таких нарушений при региональных работах представляет собой достаточно сложную задачу. Определение влияния данного фактора на отдельных локальных площадях позволило в данной работе принять поправку с коэффициентом 0.2.

3. Поправка на слабую изученность. Для слабоизученных территорий (плотность сейсморазведки до 0.05 пог. км/км², плотность бурения не более 1—2 скв./км²) вводился поправочный коэффициент 0.5 д. ед.

На рисунке 3 приведено распределение средних плотностей начальных суммарных ресурсов (НСР) УВ отложений доманикового типа в пределах Волго-Уральской (а) и Тимано-Печорской (б) НГП по расчетным участкам. Как видно на схеме, наблюдается сильная дифференциация плотностей ресурсов на различных расчетных участках. В Волго-Уральской НГП удельные плотности НСР УВ изменяются от 100 до 3900 тыс. т/км². Максимальные значения от 2500 до 3900 тыс. т/км² характерны для южных и северо-восточных территорий провинции. Наиболее перспективные зоны приурочены к центральным и прибрежным участкам Муханово-Ероховского прогиба, восточным участкам Актаныш-Чишминского прогиба, Висимской и Соликамской впадин.

Для Тимано-Печорской НГП значения удельной плотности НСР УВ изменяются от 120 до 3000 тыс. т/км². Максимальные значения характерны для юго-востока Ижма-Печорской, Печоро-Колвинской, Варандей-Адзъвинской, Северо-Предуральской НГО. В то же время средние плотности, рассчитанные для нефтегазоносных областей Волго-Уральской и Тимано-Печорской НГП, изменяются слабо и составляют в среднем 1500—2000 тыс. т/км² (рис. 4).

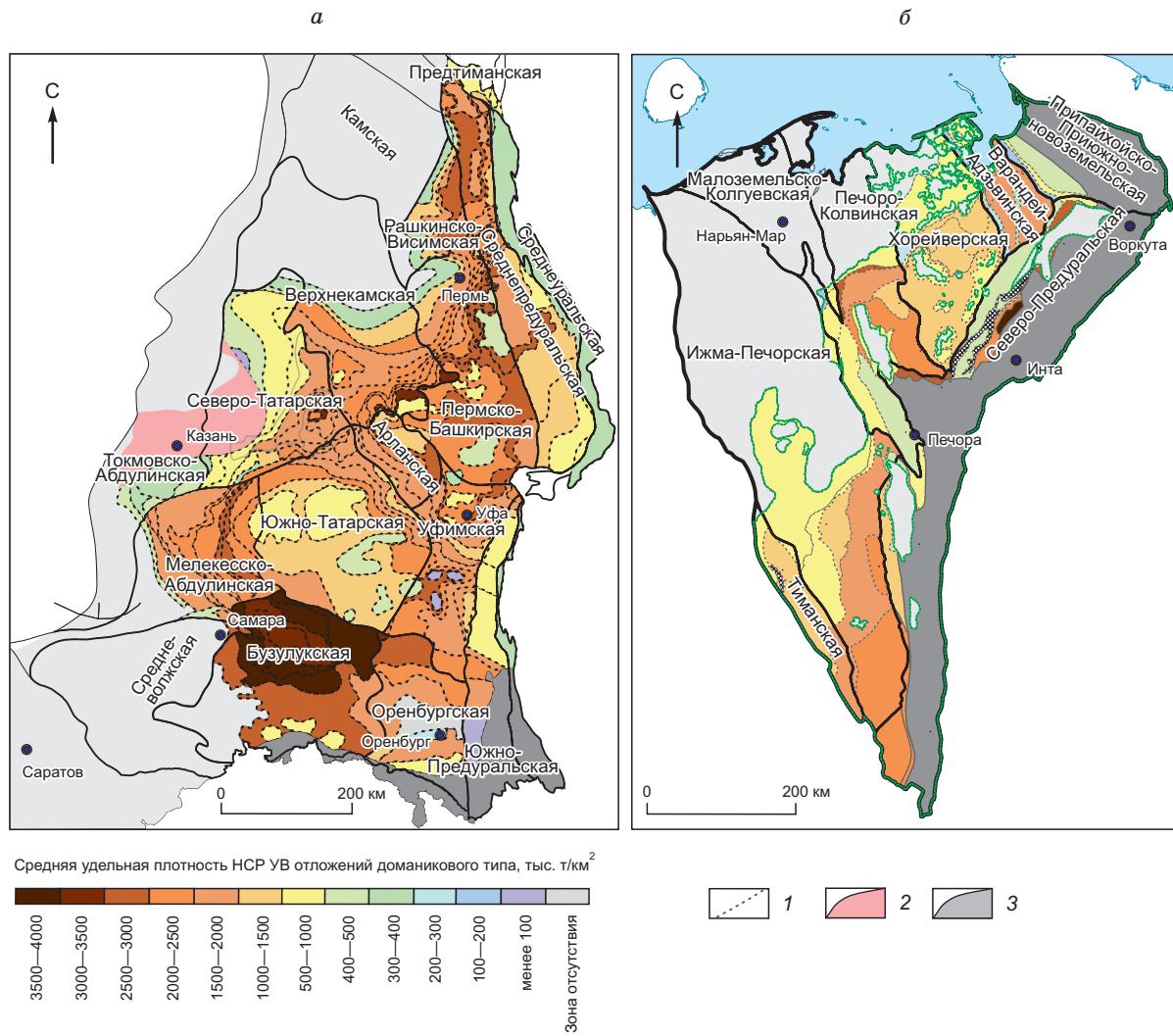


Рис. 3. Карты распределения средних плотностей НСР УВ отложений доманикового типа в пределах Волго-Уральской (а) и Тимано-Печорской (б) НГП.

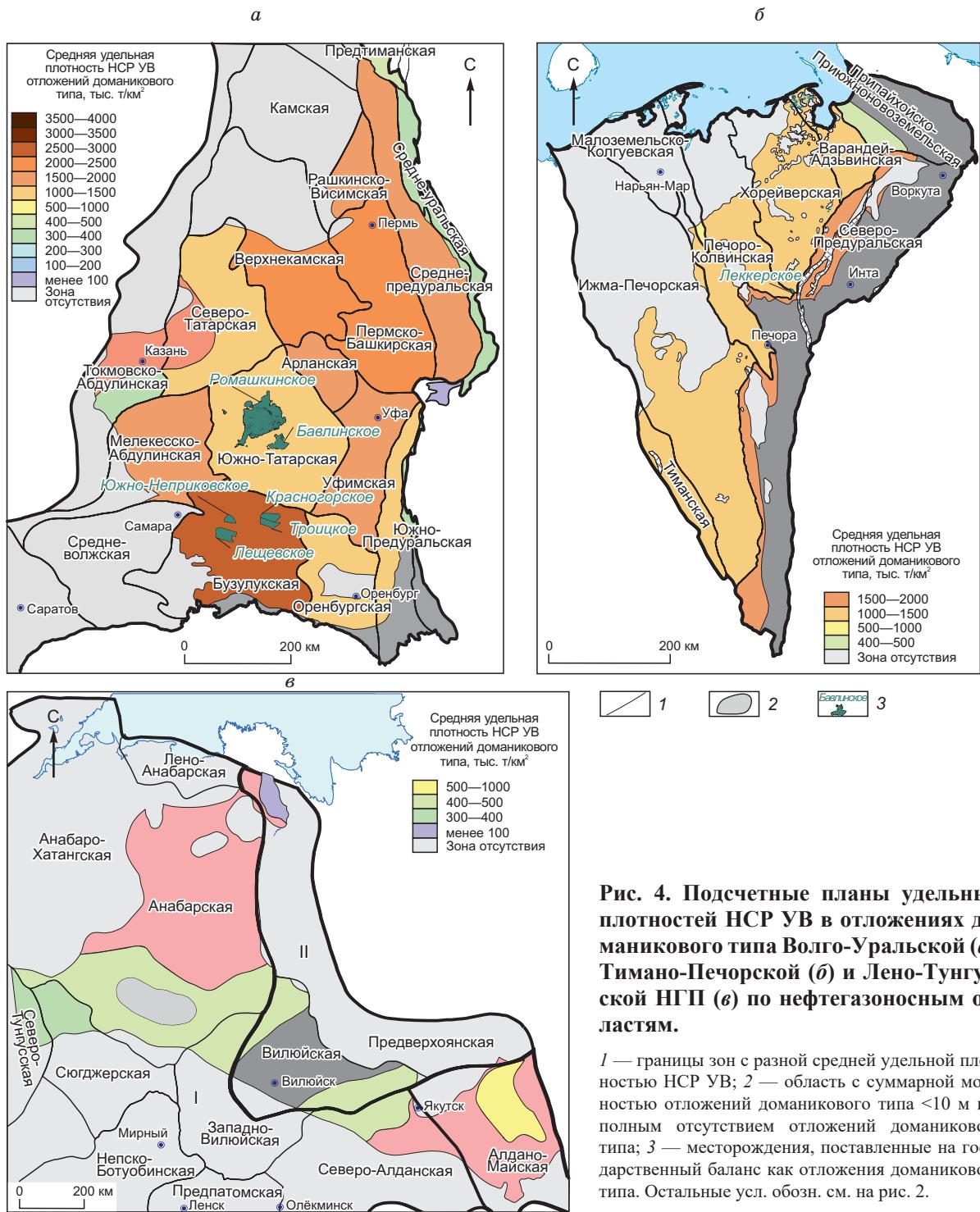
1 — границы зон с разной средней удельной плотностью НСР УВ; 2 — территории с неблагоприятными для сохранности УВ условиями — зоны влияния гипергенеза ($<\text{ПК}_3$); 3 — территории с неблагоприятными для сохранности УВ условиями — зоны влияния повышенного катагенеза ($>\text{МК}_4$). Остальные усл. обозн. см. на рис. 2.

Сравнение средних и удельных плотностей НСР нефти доманиковых продуктивных отложений позволяет сделать вывод о необходимости ранжирования территории по степени однородности строения отложений при выделении перспективных участков для проведения дальнейших ГРР на нетрадиционные источники УВ.

На рисунке 4 показано распределение удельной плотности НСР УВ по нефтегазоносным областям в отложениях доманикового типа верхнего девона Волго-Уральской (а) и Тимано-Печорской НГП (б), а также куонамской и иниканской свит Лено-Тунгусской НГП (в).

Оценка нефтегазоносности отложений хадумской и баталпашинской свит олигоцена (далее хадумитов) в Предкавказье стала особенно актуальной в условиях истощения начальных суммарных ресурсов углеводородов в мезозойских продуктивных комплексах Причерноморско-Северо-Кавказской НГП. Результаты исследований последних лет отражены в работах [Баженова, 2017; Керимов и др., 2017; Яндарбиев и др., 2017].

Хадумская и баталпашинская свиты представлены тонкослоистыми углеродистыми кремнисто-карbonатно-глинистыми отложениями, залегающими на глинисто-карbonатных отложениях белоглинской свиты эоцен и перекрывающимися алевритоглинистой толщей верхнего олигоцена и миоцена. Фациальная неоднородность хадумитов, а именно замещение в направлении на север и запад депрессионных углеродистых кремнисто-карbonатно-глинистых терригенными отложениями дельтовых комп-



лексов, а также частичный размыв отложений на востоке Восточно-Предкавказской НГО, обусловили локализацию большей части месторождений нефти в пределах Прикумской системы поднятий, Восточно-Ставропольской впадины и северо-западной части Терско-Каспийского прогиба.

К началу 1986 г. в вышеназванных районах олигоценовые отложения испытаны на 36 площадях в 151 скважине. Притоки нефти получены в 62 скважинах. Наиболее детально изучено геологическое строение залежей на Журавском и Воробьевском месторождениях, разрабатываемых традиционными методами [Чепак и др., 1983]. В настоящее время ООО НДП «Чепаковское» достигнуты положительные результаты разработки нефтяных залежей в нетрадиционных коллекторах Северного Кавказа с применением современных методов (горизонтальное кустовое бурение, многостадийный гидроразрыв пласта и др.).

Расчеты НСР УВ в отложениях хадумской и баталпашинской свит олигоцена проводились объемным методом по формуле (1) с учетом фактических результатов испытаний скважин, геолого-промышленных данных разработки залежей нефти в пределах Журавско-Воробьевской, Прасковейско-Ачикулакской, Озек-Суатской и Советско-Моздокской зон нефтепроявления, а также материалов современных исследований по скв. Чумпаловская 1. Методические подходы по количественной оценке начальных суммарных ресурсов УВ в регионе основаны на разработанных в ФГБУ «ВНИГНИ» положениях, регулирующих порядок обоснования параметров подсчета запасов и оценки ресурсов нефти в нетрадиционных источниках [Методическое..., 2000; Варламов и др., 2017а]. Каждый из параметров, входящих в формулу для расчета прогнозных ресурсов УВ хадумской и баталпашинской свит, обосновывался отдельно.

Площадь, S. Область подсчета НСР УВ в отложениях хадумской и баталпашинской свит на территории Причерноморско-Северо-Кавказской НГП ограничена на западе и севере границей замещения высокоуглеродистых кремнисто-карбонатно-глинистых отложений депрессионной зоны терригенно-глинистыми отложениями дельтовых комплексов, на востоке — частичным размывом отложений, на юге — Терско-Сунженской зоной дислокаций. При этом из расчетной площади исключены участки, где прогнозируется развитие неблагоприятных (как показала история разведки Журавского месторождения) для формирования зон промышленного нефтепроизводства фаций высокоглинистых и плотных пород. Доля таких участков на Журавской площади, принимаемой как эталон для всего пластового резервуара в регионе, составляет 30 % от общей площади, в связи с чем при определении площади каждого РУ применялся понижающий коэффициент 0.7 д. ед.

Эффективная мощность, h_n . В эффективную часть разреза были включены пласти углеродистых тонкослоистых кремнисто-карбонатно-глинистых пород с концентрацией $C_{\text{опр.}}$ — 1.5—2.0 % и выше, $S_1 > 0.5—1.75 \text{ мг УВ/г}$ и близлежащие пласти более плотных углеродистых пород, затронутые процессами образования трещин и каверн.

По результатам детального изучения керна и материалов расширенного комплекса ГИС в эталонных скважинах разрезов Западной структурно-фацальной зоны мощность углеродистых пластов составляет 80 % от общей толщины хадумских отложений, а в Центральной структурно-фацальной зоне — 90 %. При этом эффективные толщины оцениваются в пределах 30 % от общей мощности углеродистых пород, что близко к реальному распределению нефтепроизводственных интервалов, установленному по данным испытаний скважин Журавско-Воробьевской, Прасковейско-Ачикулакской и Озек-Суатской зон, и соответствует требованиям Государственной комиссии по запасам (ГКЗ).

Коэффициент пористости (пустотности), K_n . Средние значения матричной пористости хадумитов редко превышают 1—4 %, при этом достигая в отдельных изолированных пластах 6—10 %. Кроме того, породы углеродистой формации обладают пустотным пространством, которое формируется за счет трещин и пустот между слоями и увеличивает его объем на несколько процентов.

Аналитические исследования доманиковых отложений Волго-Уральского и Тимано-Печорского бассейнов, а также отложений баженовской свиты Западной Сибири показали правомерность использования столь низких показателей для оценки пустотного пространства углеродистой формации [Гричук, Киреева, 2013; Скворцов и др., 2017а]. Имеющиеся по региону результаты микро- и макротомографии керна позволяют моделировать пустотное пространство кремнисто-карбонатно-глинистых пород хадумской свиты и принять значение коэффициента пористости 3 %, что близко к параметрам утвержденных запасов в хадумских отложениях разведенных месторождений Ставропольского края. Для расчетных участков с аномальными значениями концентраций ОВ и генерационного потенциала УВ приняты более высокие значения K_n , равные 4 %.

Плотность нефти по данным разведенных месторождений Ставропольского края изменяется от 0.80 до 0.84 г/см³. Средние значения плотности нефти для подсчета ресурсов взяты по результатам отбора проб на конкретных расчетных участках либо по аналогии с соседними нефтеперспективными участками, характеризующимися аналогичным строением.

Нефтепроизводство. По месторождениям Ставропольского края коэффициент нефтепроизводства изменяется от 0.6 до 1.0 д. ед. Значение данного коэффициента на расчетных участках принималось в соответствии с подсчетом запасов нефти месторождений с залежами в хадумских отложениях, расположенных в непосредственной близости.

Пересчетный коэффициент принят 0.75 д. ед. по аналогии с уже разрабатываемыми месторождениями, на которых притоки нефти получены из отложений хадумской свиты.

Коэффициент извлечения нефти (КИН) также принят по аналогии с уже разрабатываемыми месторождениями в Ставропольском крае. Расчетные значения КИН находятся в прямой зависимости от установленных концентраций подвижных УВ, от оценочного уровня катагенетической преобразованности ОВ (с учетом пластовых давлений и температур) и различного уровня интенсивности развития вторичного пустотного пространства.

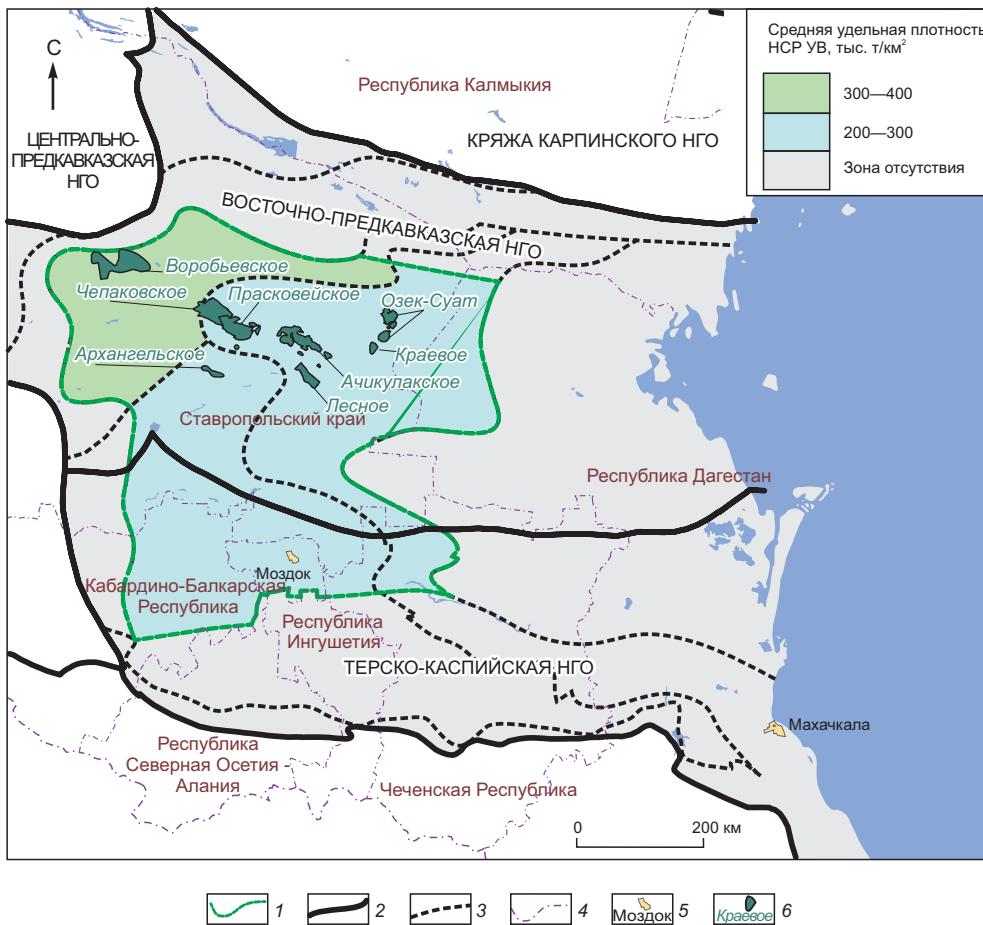


Рис. 5. Карта распределения средних плотностей НСР УВ хадумских отложений в пределах Причерноморско-Северо-Кавказская НГП.

1 — граница распространения хадумских отложений; 2 — границы НГО; 3 — границы структурно-фациальных зон; 4 — административные границы; 5 — города; 6 — месторождения.

Таким образом, для расчетных участков приняты средние значения КИН, достигнутые на разрабатываемых месторождениях в Ставропольском крае — 0.15 д. ед. Это соответствует значению параметра $S1 > 1.5$ мг УВ/г породы. Для изоконцентрат $S1$ в пределах 1.0—1.5 и 0.5—1.0 мг УВ/г породы условно приняты значения КИН на уровне 0.10 и 0.05 д. ед., соответствующие зонам распространения средних по качеству и бедных нефтематеринских пород, извлечение нефти из которых предположительно технологически будет более сложным и менее эффективным.

В результате подсчета начальных геологических ресурсов хадумитов средние плотности по нефтегазоносным областям составили 279 тыс. т /км² (рис. 5).

ОЦЕНКА НЕФТЕНОСНОСТИ ОТЛОЖЕНИЙ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Баженовская свита содержит уникальный и практически неиспользуемый нефтяной потенциал. Свита выделена в 1958 г. по скважинам Саргатской площади Омской области как баженовская пачка, которая в 1965 г. переведена в ранг свиты. Свита представлена темно-серыми до черных битуминозными кремнисто-глинистыми и карбонатно-глинистыми породами толщиной от 10 до 50 м, характеризуется специфическими, отличными от других продуктивных комплексов Западной Сибири фациально-геохимическими свойствами, геоэлектрическими и акустическими параметрами, типом и распределением коллекторов и промышленной нефтеносности.

Площадь распространения баженовской свиты и ее стратиграфических аналогов охватывает более 2 млн км² с глубиной залегания от 650 м в окраинных зонах бассейна до 3700 м в наиболее погруженных его частях. В настоящее время в Западно-Сибирской НГП в результате поисковых работ в пласте Ю₀

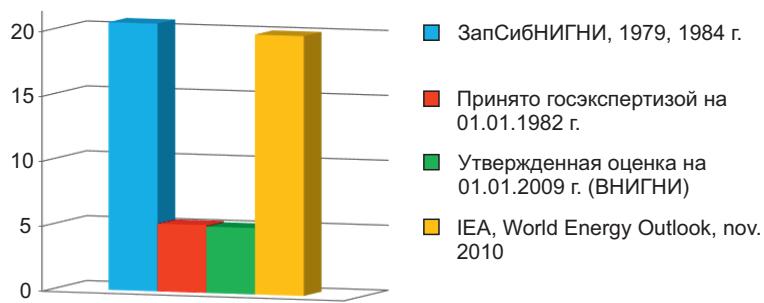


Рис. 6. Оценки начальных суммарных извлекаемых ресурсов нефти Западной Сибири.

баженовской свиты открыто более 180 залежей нефти на 92 месторождениях, из которых подавляющее количество расположено в западной половине ХМАО — Красноленинская и Фроловская НГО.

Факторы, влияющие на нефтеносность отложений баженовской свиты, можно разделить на три группы: термобарические, геохимические и литолого-минералогические.

Мировым энергетическим агентством (WEO-2010 г.) потенциальные геологические ресурсы нефти в баженовской свите в целом по провинции оценены в объеме 140 млрд т, извлекаемые — 20 млрд т. Это повторяет оценку ЗапСибНИГНИ 1979 и 1984 гг. (рис. 6).

Неоднозначность в оценках нефтяного потенциала баженовской свиты обусловлена отсутствием научно обоснованных методов определения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, параметров насыщения, отсутствием специальной технологии испытаний, разработанной непосредственно для нетрадиционного резервуара баженовского типа.

Апробированная методика подсчета запасов нефти в баженовской свите отсутствует, поэтому в ней невозможно выделить эталоны, для которых достоверно установлены начальные запасы нефти. В этой связи метод аналогий, обычно применяемый при количественной оценке перспектив нефтегазоносности, к баженовской свите применить нельзя.

В состав баженовского горизонта Западной Сибири входит ряд свит или их частей: баженовская, тутлеймская (в объеме нижнетутлеймской подсвиты), даниловская, марьяновская, мулымынская, яневстанская, гольчихинская. Промышленный интерес представляют высокоуглеродистые отложения, в которых содержание $C_{\text{опр}}$ превышает 5 %. Зона крупных скоплений углеводородов и, следовательно, высоких дебитов из баженовской свиты и ее возрастных аналогов связана с отложениями баженовской и тутлеймской свит Фроловской НГО и восточной части Красноленинской НГО. Однако территория с установленной продуктивностью отложений баженовской свиты значительно шире, притоки нефти непромышленного значения получены в пределах Среднеобской, Каймысовской и Надым-Пурской НГО.

Оценка ресурсов проводилась только для «классических» разрезов баженовской свиты, исключая аномальные разрезы (АРБ), которые обладают повышенной мощностью и содержат песчано-алевритовые прослои.

Баженовская свита не является обычным нефтяным сланцем или плотной породой в чистом виде. Основным ее отличием является смешанный тип коллектора, при этом фиксируется отчетливая зависи-

| Группа пород | Литотип | $C_{\text{опр}}$ | Минеральная часть | Глинистые минералы, % | Кремнезем, % | Карбонатные минералы, % | | | | | | |
|--------------|--|------------------|-------------------|-----------------------|--------------|-------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------|
| | | | | | | кальцит биогенный | кальцит вторичный | доломит вторичный | кальцит биогенный | кальцит вторичный | доломит вторичный | |
| 1-я группа | Силициты глинистые высокоуглеродистые с двустворками | Более 10 % | Глинистые | 0 25 50 75 | 0 25 50 75 | 0 | 25 | 50 | 75 | 0 | 25 | 50 75 |
| | Силициты глинисто-карбонатные высокоуглеродистые с кокколитофидами | | Глинистые | 0 25 50 75 | 0 25 50 75 | 0 | 25 | 50 | 75 | 0 | 25 | 50 75 |
| | Силициты малоглинистые углеродистые | До 10 % | Глинистые | 0 25 50 75 | 0 25 50 75 | 0 | 25 | 50 | 75 | 0 | 25 | 50 75 |
| 2-я группа | Радиоляриты | До 5 % | Глинистые | 0 25 50 75 | 0 25 50 75 | 0 | 25 | 50 | 75 | 0 | 25 | 50 75 |
| | Вторичные доломиты, развитые по радиоляритам | | Глинистые | 0 25 50 75 | 0 25 50 75 | 0 | 25 | 50 | 75 | 0 | 25 | 50 75 |
| | Вторичные известняки, развитые по радиоляритам | | Глинистые | 0 25 50 75 | 0 25 50 75 | 0 | 25 | 50 | 75 | 0 | 25 | 50 75 |
| | Известняки пелоидно-интракластовые | | Глинистые | 0 25 50 75 | 0 25 50 75 | 0 | 25 | 50 | 75 | 0 | 25 | 50 75 |

Рис. 7. Схема литологической типизации отложений баженовской свиты (высокоуглеродистой области).

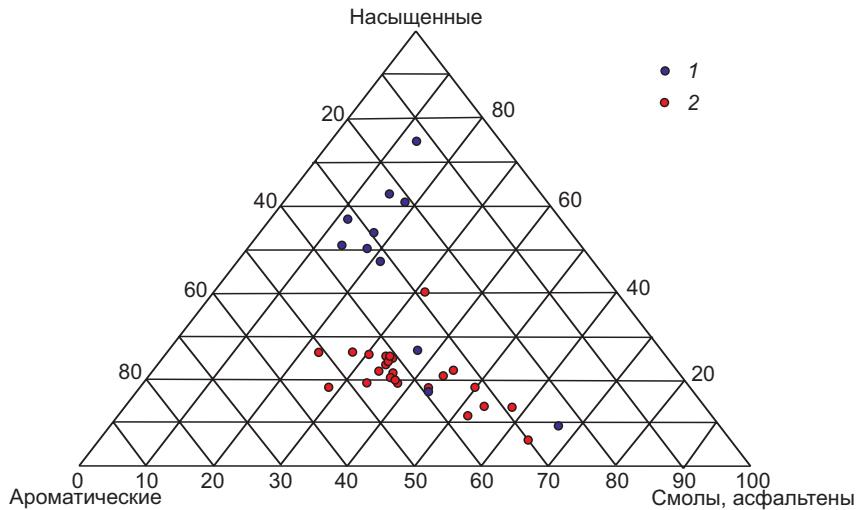


Рис. 8. Тригонограмма группового состава битумоидов баженовской свиты продуктивных, малодебитных и «сухих» скважин [Скворцов и др., 2018].

1 — продуктивные скважины; 2 — малодебитные и «сухие» скважины.

мость пористости пород от содержания $C_{\text{опр.}}$ и степени катагенеза. По составу и ФЕС породы баженовской свиты разделяются на две группы (рис. 7). Первую группу образуют углеродистые силициты и многокомпонентные породы, которые содержат $C_{\text{опр.}}$ в концентрации более 10 % и имеют пористость от 6 до 13 %.

Наибольшей пористостью в баженовской свите обладают породы именно этой группы. Силициты, в свою очередь, делятся на две подгруппы: «низкоуглеродистые» и «высокоуглеродистые». «Низкоуглеродистые» силициты содержат менее 10 % органического углерода и имеют открытую пористость от 0 до 6 %. Вторую группу образуют карбонаты и часть силицитов. Карбонатные породы имеют пористость до 2 % и содержат меньше 5 % $C_{\text{опр.}}$.

Таким образом, основной причиной отнесения баженовской свиты к нетрадиционным объектам является не низкое качество коллекторов, а то, что генерированная нефть сохранилась в нефтематеринской породе в силу замкнутости системы и не контролируется гидродинамическим фактором.

Второй особенностью является различие в составе битумоидов отложений, исследованных в различных скважинах. В разрезах скважин, вскрывших нефтяные залежи, битумоиды в породах значительно богаче насыщенными углеводородами и беднее смолами и асфальтенами. В скважинах, где притоки получены не были, битумоиды значительно беднее углеводородами, повышенено содержание смол и асфальтенов (рис. 8). Это свидетельствует, что эти скважины вскрыли «остаточные залежи», из которых большая часть нефти эмигрировала в подстилающие или перекрывающие резервуары.

При исследовании битумоидов, полученных из образцов мелкого дробления (ОМД), установлено, что они состоят на 80 % из смол и асфальтенов и представляют собой остаточные битумоиды. Объем битумоидов группы ОМД от объема всех экстрактов не превышает 15 %. Объем пор не превышает 1 %. Таким образом, если при изучении образцов ОМД мы исследуем в основном закрытые поры, то их размер и битумоидный состав (смолы, асфальтены) доказывает, что они не играют роли в общем объеме ресурсов и запасов и их можно не учитывать [Скворцов и др., 2018].

Нетрадиционная нефтегазовая система отличается от традиционной тем, что объектом изучения и промышленной оценки являются УВ, генерированные нефтематеринской свитой и сохранившиеся в этой же толще. При этом используются некоторые общие термины, которые в какой-то мере отличаются от терминов, принятых для традиционных нефтегазовых систем.

Принятые термины, понятия и методические подходы к оценке ресурсов подробно изложены в ранее опубликованных статьях [Гричук, Киреева, 2013; Сурова и др., 2016; Скворцов и др., 2017а, 2017б, 2018, 2019].

Объемный метод широко применяется в практике подсчета запасов нефти. При оценке ресурсов нефти в отложениях баженовской свиты его применение проводилось с учетом уточнений и дополнений.

В настоящее время не существует методик, позволяющих объективно оконтурить залежи нефти в отложениях баженовской свиты. Для этого использована технология комплексного спектрально-скоростного прогнозирования (КССП) [Сурова и др., 2016].

Закономерности распределения нефти в баженовской свите определяются начальными концентрациями в породах органического вещества (ОВ) и его катагенетической зрелостью, т. е. формирование эффективных коллекторов в породах напрямую связано с процессом катагенетического преобразования ОВ. В связи с этим необходимость привлечения геохимических исследований при оценке ресурсов и запасов баженовской свиты очевидна. Геохимические разрезы, построенные по результатам анализа пород методом Rock-Eval, позволяют четко проследить изменения по разрезу общего содержания ОВ (ТОС) и содержание его различных компонентов — свободных относительно низкомолекулярных УВ (S_1 , мг УВ/г породы), свободных относительно высокомолекулярных компонентов нефти (S_{2a}) и остаточного генерационного потенциала керогена (S_{2b} , мг УВ/г породы). Величина $S_{2a} = S_2$ (до экстракции) — S_{2b} (после экстракции).

Нефтенасыщенные интервалы выделяются по аномально высоким значениям ($S_1 + S_{2a}$) (общее содержание свободных УВ) относительно концентрации $C_{\text{опр.}}$ и S_2 , т. е. относительно высокое содержание свободных УВ является показателем наличия коллектора. Исходя из этого эффективная нефтенасыщенная толщина в отложениях баженовской свиты — это суммарная толщина прослоев коллектора, содержащего подвижные УВ. Ввиду отсутствия пластовых вод в баженовской свите эффективная нефтенасыщенная толщина будет совпадать с суммарной толщиной коллекторов в разрезе и прогнозироваться по ГИС с помощью фокусированных методов сопротивления [Скворцов и др., 2018].

Так как промышленный интерес представляют высокоуглеродистые отложения, в которых содержание $C_{\text{опр.}}$ превышает 5 %, перспективная площадь была ограничена этой величиной. Затем границы отсутствия коллекторов были скорректированы с учетом результатов интерпретации ГИС по алгоритмам, разработанным в ФГБУ «ВНИГНИ».

Для отложений, содержащих легкую малосмолистую нефть, пористость принята по керну 8.8 %, а для малоподвижной смолистой — 4 %.

Из-за широкого распространения явления гидрофобизации в баженовской свите объем, занимаемый водой (физически и химически связанный), очень мал и не был достоверно замерен ни одним из научно-производственных коллективов. Поэтому величину $K_{\text{вн}}$ для коллекторов с минералогической емкостью рекомендуется принять за 5 %. Соответственно, величина K_n принята равной 0.95 д. ед.

Плотность нефти и пересчетный коэффициент приняты для участков легкой подвижной нефти 0.81 и 0.8 д. ед. соответственно, для участков, содержащих «остаточные» запасы, — 0.88 и 0.89 д. ед. соответственно.

Величина КИН для участков, содержащих подвижные низкомолекулярные УВ, принята 0.15 д. ед., для участков с малоподвижными УВ — 0.1 д. ед.

Необходимо отметить, что оценка ресурсов, выполненная ИНГГ СО РАН и основанная на лито-геохимических исследований баженовской свиты, математического моделирования процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов, верификации этих моделей на реальных закономерностях размещения залежей нефти в верхнеуральско-берриас-аптской нефтегазовой системе, показала практически такие же результаты: суммарные геологические ресурсы — 68.4 млрд т УТ, извлекаемые — 10.3 млрд т УТ. Распределение участков с различной плотностью суммарных геологических ресурсов в отложениях баженовской свиты показано на рис. 9.

В последующие годы была проведена оценка перспектив нефтеносности севера Западно-Сибирской НГП, в том числе Енисей-Хатангского прогиба. Органическое вещество аналогов баженовской свиты на этой территории имеет терригенный (гумусовый) состав, а общая толщина отложений возрастает до 330—350 м по сравнению с 35—40 м в центральной части провинции. Резкое увеличение толщины связано со сносом минеральных компонентов с Сибирской платформы и их накоплением в узкой полосе восточной части Западно-Сибирской НГП (маргинальный фильтр), что привело к разубоживанию ОВ. В соответствии с этим начальная концентрация ОВ на этих территориях не превышала 6—7 %.

Таким образом, относительно невысокая обогащенность ОВ пород, слагающих аналоги баженовского горизонта в северо-восточных районах Западно-Сибирской НГП, иной тип ОВ с меньшими исходными генерационными характеристиками и невысокая зрелость на большей части рассматриваемой территории свидетельствуют о низких перспективах развития на этих территориях углеводородных скоплений «сланцевого» типа. Низкие перспективы аналогов баженовской свиты подтверждаются отсутствием аномалий естественной радиоактивности, которая свойственна центральным районам провинции, и низкими сопротивлениями менее 20 Ом·м. По ГИС установлено, что содержание свободных относительно низкомолекулярных углеводородов в породе (S_1) составляет в среднем 0.77 мгУВ/г породы. По результатам интерпретации данных ГИС в интервале яновстановской и гольчихинской свит емкость пор, заполненных свободными углеводородами, не превышает 1 %. Такие низкие значения пористости говорят об отсутствии в разрезе пород коллекторов.

В целом по результатам комплексной интерпретации материалов установлено, что перспективы аналогов баженовской свиты севера Западно-Сибирской НГП низкие и проведение оценки ресурсов нецелесообразно.

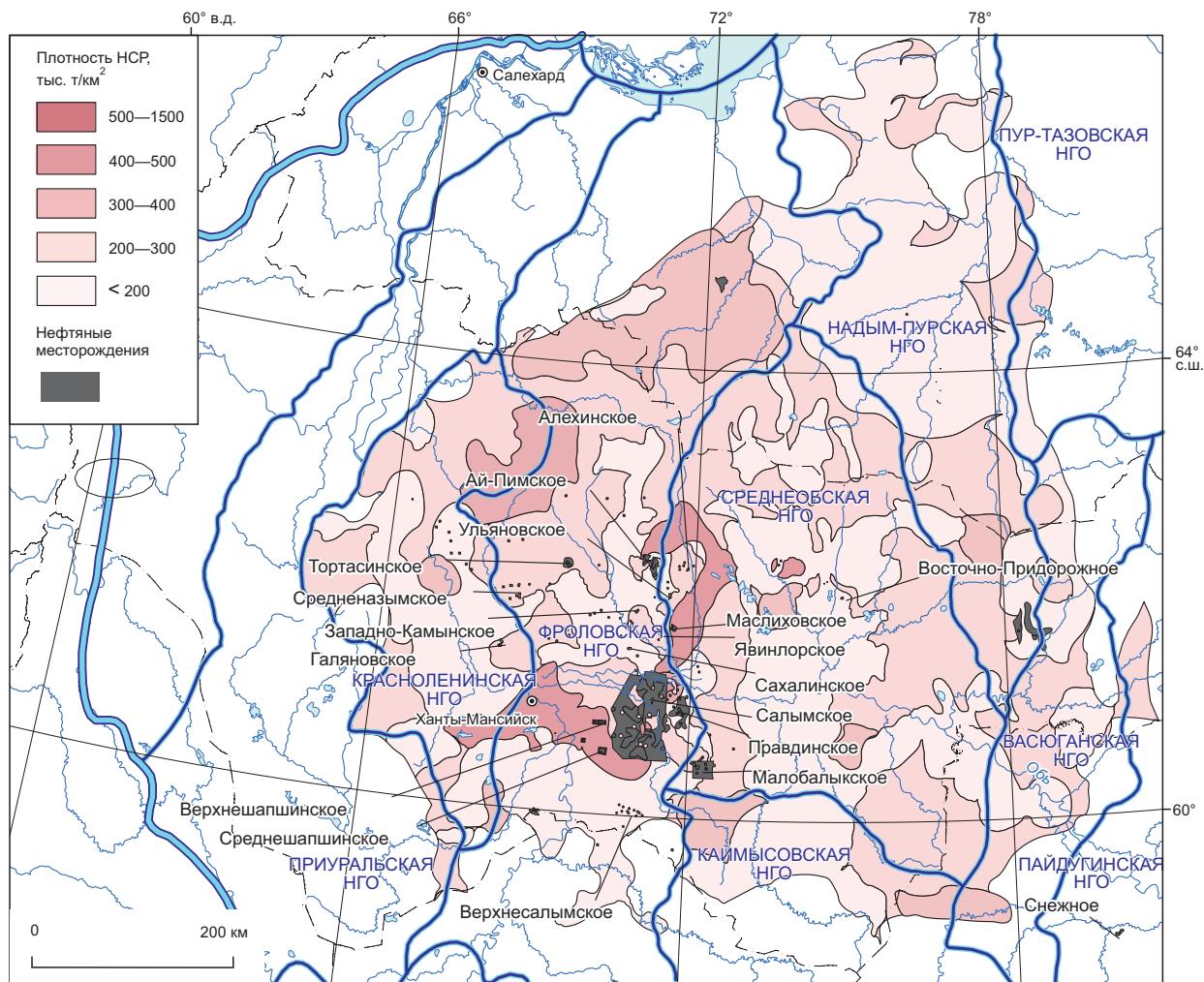


Рис. 9. Плотность суммарных геологических ресурсов отложений баженовской свиты ЗСНГП.

Для уточнения границ распространения отложений баженовской свиты в юго-восточной части провинции был сформирован геоинформационный проект, включающий более 26 тыс. пог. км МОГТ 2Д, LAS по 99 скважинам. Изучено 348 м керна, проведены геохимические исследования методом Rock-Eval по 23 скважинам.

В восточных районах распространения баженовской свиты наиболее высоким содержанием ОВ характеризуется средняя часть разреза. Средневзвешенные по мощности концентрации органического углерода (TOC) в этих пачках уменьшаются в восточном направлении: от 10—16 % в Пурпейско-Васюганской фациальной зоне до 7—9 % в Сильгинской фациальной зоне. Алевритисто-глинистые отложения марьяновской свиты (скв. Восток-1) характеризуются значительно меньшим содержанием ОВ (TOC не превышает 5 %). По полученным значениям водородного (НІ) и кислородного (ОІ) индексов ОВ марьяновской свиты относится к смешанному сапропелево-гумусовому типу.

По результатам интерпретации ГИС выделены нефтенасыщенные толщины и определено содержание C_{opr} . На основе комплексной интерпретации данных ГИС, керновых исследований и сейсморазведки уточнены границы развития баженовской и марьяновской свит и с учетом граничного значения C_{opr} 5 % уточнена площадь распространения продуктивности (рис. 10).

По результатам проведенной оценки извлекаемые ресурсы увеличились на 828 млн т и в целом по Западно-Сибирской НГП составляют 10.4 млрд т.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате подсчета начальных геологических ресурсов отложений доманикового типа объемным методом с учетом понижающих коэффициентов объем начальных геологических ресурсов нефти в

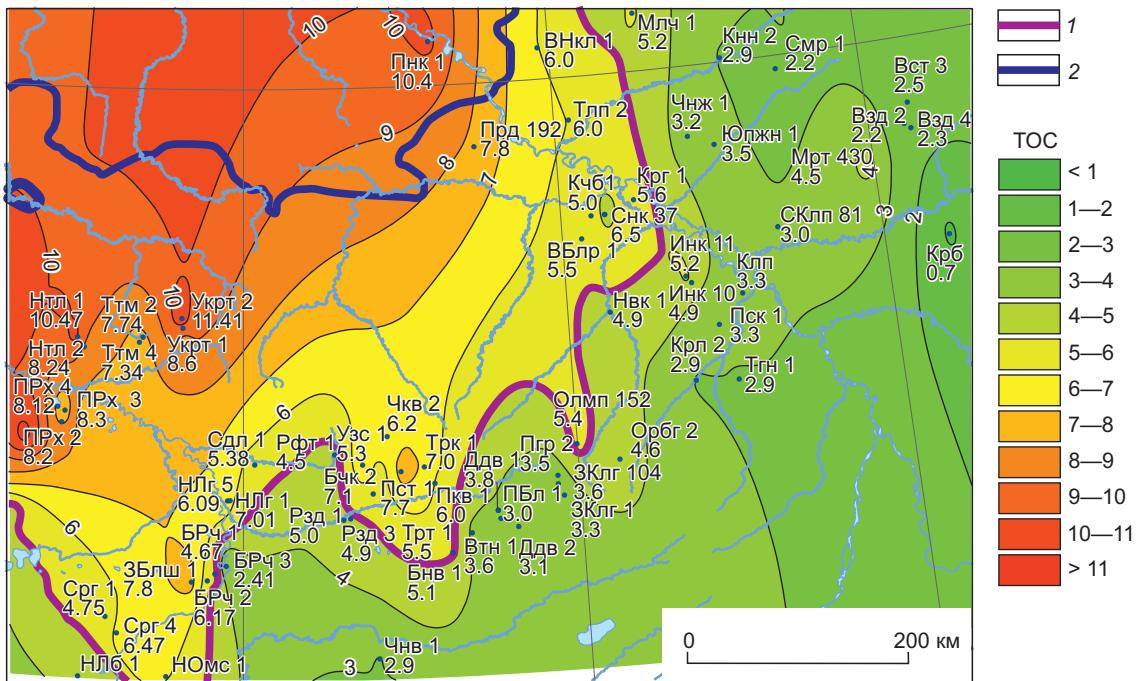


Рис. 10. Ретроспективная и актуализированная карта распространения баженовской свиты (границы с марьяновской свитой) на основе переинтерпретации данных ГИС и керновых исследований.

1 — фациальная граница распространения баженовских отложений, 2 — ретроспективные отложения баженовской толщи.

Волго-Уральской НГП составил 670.1 млрд т УТ. С учетом принятых значений КИН извлекаемые прогнозные ресурсы отложений доманикового типа в пределах расчетной площади составят 20.1 млрд т УТ. В Тимано-Печорской НГП объем начальных геологических ресурсов нефти составил 170.2 млрд т УТ, извлекаемых — 5.1 млрд т УТ. В Лено-Тунгусской и Лено-Вилюйской НГП объем начальных геологических ресурсов нефти составил 115.1 млрд т УТ, извлекаемых — 3.5 млрд т УТ.

В результате подсчета начальных геологических ресурсов хадумитов объемным методом с учетом понижающих коэффициентов объем начальных геологических ресурсов нефти равнялся 8.1 млрд т УТ, при этом извлекаемые прогнозные ресурсы хадумитов в пределах расчетной площади — 1.1 млрд т УТ.

В результате количественной оценки ресурсов нефти в отложениях баженовской свиты объем суммарных геологических ресурсов составляет 78.1 млрд т УТ, извлекаемых — 9.9 млрд т УТ.

ЛИТЕРАТУРА

Баженова Т.К. Оценка ресурсов УВ битуминозных толщ нефтегазоносных бассейнов России // Геология нефти и газа, 2017, № 5, с. 37—49.

Брехунцов А.М., Нестеров И.И. (мл.), Нечипорук Л.А. Битуминозные глинистые отложения баженовского горизонта — приоритетный стратегический объект нефтедобычи в Западной Сибири // Георесурсы, геоэнергетика, geopolитика, 2014, № 2, с. 1—8.

Бурштейн Л.М., Дешин А.А., Парфенова Т.М., Долженко К.В., Козырев А.Н., Ярославцева Е.С. Первые данные о кинетических характеристиках керогенов куонамского комплекса нижнего и среднего кембрия // Успехи органической геохимии (материалы Всероссийской научной конференции г. Новосибирск, 5—6 апреля 2022 г., Новосибирск, ИНГГ СО РАН, 2022, с. 27—30).

Варламов А.И., Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Фортунатова Н.К., Комар Н.В., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г. Методика оценки запасов нефти в отложениях доманикового типа // Геология нефти и газа, 2017а, № 5, с. 51—65.

Варламов А.И., Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Фортунатова Н.К., Комар Н.В., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г. Временные методические рекомендации по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях // Недропользование XXI век, 2017б, № 4, с. 102—115.

Варламов А.И., Мельников П.Н., Пороскун В.И., Фортунатова Н.К., Петерсилье В.И., Иутинна М.М., Дахнова М.В., Виценовский М.Ю., Канев А.С., Соболева Е.Н., Шаломеенко А.В. Резуль-

таты изучения и перспективы освоения нетрадиционных залежей нефти в высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых отложениях доманиковой формации Волго-Уральской провинции // Геология нефти и газа, 2020, № 6, с. 33—48.

Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Недропользование XXI век, 2017, № 4, с. 68—101.

Гричук А.Д., Киреева Т.А. Методика определения растворимости углекислого газа в нефти при взаимодействии с газовой фазой сложного состава // Вестник Московского университета. Серия 4, Геология, 2013, № 2, с. 79—85

Грунис Е.Б., Барков С.Л., Мишина И.Е. Проблемы и инновационные пути расширения ресурсной базы углеводородов за счет нетрадиционных источников Российской Федерации // Георесурсы, 2014, № 4 (59), с. 28—34.

Дахнова М.В., Можегова С.В., Назарова Е.С. Методы органической геохимии в связи с изучением проблем нефтегазоносности доманикито-доманикоидных толщ // Геология нефти и газа, 2013, специальный выпуск, октябрь, с. 108—113.

Дахнова М.В., Можегова С.В., Назарова Е.С., Пайзанская И.Л. Оценка запасов «сланцевой нефти» с использованием геохимических параметров // Геология нефти и газа, 2015, № 4, с. 55—61.

Дахнова М.В., Киселева Ю.А., Можегова С.В., Пайзанская И.Л. Задачи геохимических исследований для оценки перспектив нефтегазоносности отложений доманикового и баженовского типов / Ред. А.И. Варламова. М., ВНИГНИ, 2018, 520 с.

Калмыков Г.А., Балушкина Н.С. Модель нефтенасыщенности порового пространства пород баженовской свиты Западной Сибири и ее использование для оценки ресурсного потенциала. М., ГЕОС, 2017, 247 с.

Керимов В.Ю., Лапидус А.Л., Яндарбиев Н.Ш., Мовсумзаде Э.М., Мустаев Р.Н. Физико-химические свойства сланцевых толщ майкопской серии Предкавказья // Химия твердого топлива, 2017, № 2, с. 58—66.

Конторович А.Э., Ян П.А., Замирайлова А.Г., Костырева Е.А., Эдер В.Г. Классификация пород баженовской свиты // Геология и геофизика, 2016, т. 57 (11), с. 2034—2043.

Конторович А.Э., Костырева Е.А., Родякин С.В., Сотнич И.С., Ян П.А. Геохимия битумоидов баженовской свиты // Геология нефти и газа, 2018, № 2, с. 79—88.

Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. М., ВНИГНИ, 2000, 189 с.

Немова В.Д. Многоуровневая литологическая типизация пород баженовской свиты // Нефтяное хозяйство, 2019, № 8, с. 13—17.

Петерсилье В.И., Комар Н.В., Френкель С.М. Методические подходы к подсчету запасов баженовской свиты // Геология нефти и газа, 2018, № 5, с. 51—59.

Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю., Ильинский А.А., Морариу Д. Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ — резерв сырьевой базы углеводородов России / Ред. О.М. Прищепа. СПб, ВНИГРИ, 2014, 323 с. (Тр. ВНИГРИ).

Сапьянник В.В., Предтеченская Е.А., Кроль Л.А., Зайцева Ю.Л., Хилько А.П., Павлюхин И.С. Системно-исторический подход к прогнозу нефтеперспективных объектов в зоне сочленения баженовской и марьяновской свит // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 2017, № 3, с. 29—45.

Скворцов М.Б., Немова В.Д., Кирсанов А.М., Можегова С.В. Возможность выделения нефтенасыщенных толщин в отложениях баженовской свиты на основе комплексной интерпретации ГИС и геохимии (на примере Салымского месторождения) // Геофизика, 2017а, № 6, с. 44—50.

Скворцов М.Б., Дахнова М.В., Можегова С.В., Кирсанов А.М., Комков И.К., Пайзанская И.Л. Роль геохимических методов в прогнозе нефтеносности и оценке ресурсного потенциала черносланцевых толщ (на примере баженовской свиты) // Геология и геофизика, 2017б, т. 58 (3—4), с. 495—503.

Скворцов М.Б., Немова В.Д., Дахнова М.В., Копилевич Е.А., Кузнецов Г.В., Сурова Н.Д., Кирсанов А.М., Можегова С.В. Методические подходы к оценке ресурсов нефти в отложениях баженовской свиты // Геофизика, 2018, № 3, с. 91—100.

Скворцов М.Б., Немова В.Д., Дахнова М.В., Копилевич Е.А., Сурова Н.Д., Кирсанов А.М., Можегова С.В. Новые методические подходы к оценке ресурсов нефти в отложениях баженовской свиты // Геология и геофизика, 2019, т. 60 (2), с. 217—229.

Соболев П.Н. О перспективах добычи сланцевой нефти в куонамской битуминозной формации в Восточной Сибири // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 2020, № 4 (44), с. 14—19.

Соболев П.Н., Прокудин С.Г., Попова М.В. Доманикоидные отложения и никанской свиты нижнего—среднего кембрия в скважине Усть-Майская-366 (юго-восток Сибирской платформы) // Чер-

ные сланцы. Геология, геохимия, значение для нефтегазового комплекса, перспективы использования как альтернативного углеводородного сырья (материалы Всероссийской научн.-практ. конференции), Якутск, 2015, с. 81—84.

Соснин Н.Е., Мягкова Л.В., Четина Н.В., Медведева Н.В., Михайлов Щ.Г. Отложения доманикового типа на территории Пермского края. Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности // Нефть и газ, 2015, с. 22—28.

Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Фадеева Н.П., Гатовский Ю.А., Суслова А.А., Сауткин Р.С., Пронина Н.В., Большакова М.А., Завьялова А.П., Чупахина В.В., Петракова Н.Н., Ми��тахова А.А. Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна — типы разреза, условия формирования и перспективы нефтегазоносности // Георесурсы, 2017, т. 1, с. 112—124.

Сурова Н.Д., Скворцов М.Б., Кузнецов Г.В., Копилевич Е.А. Возможности прогнозирования продуктивных зон баженовской свиты по анализу спектрально-временных атрибутов // Геофизика, 2016, № 1, с. 81—90.

Темникова Е.Ю., Федосеев А.А., Казаненков В.А., Грубась С.И., Глинских В.Н., Лежнин Д.С. Литологическая характеристика разрезов баженовской свиты центральных и юго-восточных районов Западной Сибири по комплексу данных ГИС // Геология и геофизика, 2022, т. 63 (9), с. 1269—1280.

Ульмишек Г.Ф., Шаломенко А.В., Холтон Д.Ю., Дахнова М.В. Нетрадиционные резервуары нефти в доманиковой толще Оренбургской области // Геология нефти и газа, 2017, № 5, с. 67—77.

Хисамов Р.С., Базаревская Г.Г., Михайлова О.В., Подовалов В.Б. Доманиковые продуктивные отложения Татарстана — аналог «сланцевых плев» США // Недропользование XXI век, 2016, № 3 (60), с. 82—91.

Цимбалюк Ю.А., Боркун Ф.Я., Шепелев Я.А. Обоснование методики оценки запасов нефти в верхнеюрских отложениях (баженовская и абалакская свиты) Западной Сибири // Недропользование XXI век, 2015, № 3, с. 54—61.

Чепак Г.Н., Шапошников В.М., Нарыжный П.С., Марков В.Ф., Гошоков Х.И. Особенности нефтеносности глинистой толщи олигоцена Восточного Предкавказья // Геология нефти и газа, 1983, № 8, с. 36—40.

Эдер В.Г., Костырева Е.А., Юрченко А.Ю., Балушкина Н.С., Сотнич И.С., Козлова Е.В., Замирайлова А.Г., Савченко Н.И. Новые данные о литологии, органической геохимии и условиях формирования баженовской свиты Западной Сибири // Георесурсы, 2019, т. 21, № 2, с. 129—142.

Яндарбиев Н.Ш., Фадеева Н.П., Козлова Е.В., Наумчев Ю.В. Геология и геохимия хадумской свиты Предкавказья — как потенциального источника «сланцевых» углеводородов // Георесурсы, 2017, спецвыпуск, ч. 2, с. 208—226.

Guidelines for the practical evaluation of undeveloped reserves in resource plays. © Copyright 2010 by the Society of Petroleum Evaluation Engineers.