

**ПЛАСТОВЫЕ УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ НЕФТЕЙ  
БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ И ИХ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА****И.Г. Ященко**

Ирина Германовна Ященко (ORCID 0000-0001-6736-8780)

Лаборатория «Научно-исследовательский информационный центр с музеем нефти», Институт химии нефти СО РАН, просп. Академический, 4, Томск, Российская Федерация, 634055

E-mail: sric@ipc.tsc.ru

*Проведен анализ данных об условиях залегания нефтей баженовской свиты в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне с использованием информации из базы данных о физико-химических свойствах нефтей мира, созданной и пополняемой в Институте химии нефти СО РАН, и методов статистического и пространственного анализа данных на основе географических информационных систем. Определены средние значения пластовых параметров, характеризующих фильтрационно-емкостные свойства залежей баженовских нефтей, как для всей территории распространения, так и для отдельных административных регионов – Томской области и Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов. Для проведения анализа условий залегания баженовской нефти использована выборка объемом 2833 образцов нефти из 127 месторождений. Большинство месторождений баженовской свиты составили ханты-мансийские месторождения, доля которых равна 70%. Проведен сравнительный анализ пластовых параметров, оказывающих непосредственное влияние на режим разработки и эффективность используемых технологий извлечения баженовской нефти: проницаемость и пористость пород, пластовые температура и давление. Установлено, что большинство залежей баженовской свиты расположено в низкопроницаемых коллекторах на глубинах от 2000 м до 4000 м. Проведен корреляционный анализ между нефтенасыщенностью пород и пластовыми характеристиками залежей баженовской нефти, коэффициенты корреляции нефтенасыщенности с проницаемостью и пористостью имеют достаточно высокие значения. Проведен сравнительный анализ реологических и физико-химических свойств баженовской нефти в зависимости от изменения плотности нефти и при залегании в различных по типам коллекторах на территории Томской области и Ханты-Мансийского автономного округа. Представлена цифровая карта размещения месторождений баженовских нефтей на территории Западно-Сибирского бассейна. Результаты исследования могут быть использованы при разработке новых и совершенствовании существующих методов и технологий добычи и переработки трудноизвлекаемых нефтей баженовской свиты.*

**Ключевые слова:** трудноизвлекаемые нефти, месторождения, Западная Сибирь, баженовская свита, пористость, проницаемость, условия залегания, нефтенасыщенность

**FORMATION CONDITIONS OF OCCURRENCE OF HARD-TO-RECOVER OILS  
OF THE BAZHENOV FORMATION AND THEIR PHYSICO-CHEMICAL PROPERTIES****I.G. Yashchenko**

Irina G. Yashchenko (ORCID 0000-0001-6736-8780)

Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Branch of the RAS, Akademicheskij ave., 4, Tomsk, 634055, Russia

E-mail: sric@ipc.tsc.ru

*The analysis of data on the conditions of occurrence of the Bazhenov formation oil in the West Siberian oil and gas basin using information from the database on the physico-chemical properties of the world's oils, created and replenished at the Institute of Petroleum Chemistry of the SB RAS, and methods of statistical and spatial data analysis based of geographical information systems was carried out. The average values of reservoir parameters characterizing the filtration and capacitance properties of Bazhenov oil deposits were determined both for the entire distribution area and for individual administrative regions - the Tomsk Region and the Khanty–Mansiysk and Yamalo-Nenets Autonomous Districts. To analyze the conditions of occurrence of Bazhenov oil, a sample of 2833 oil samples from 127 fields was used. Most of the deposits of the Bazhenov formation were Khanty-Mansi deposits, the share of which is 70%. A comparative analysis of reservoir parameters that have a direct impact on the development mode and the effectiveness of the technologies used for extracting Bazhenov oil: permeability and porosity of rocks, reservoir temperature and pressure was done. It has been established that most of the deposits of the Bazhenov formation are located in low-permeable reservoirs at depths from 2000 m to 4000 m. A correlation analysis was carried out between the oil saturation of rocks and the reservoir characteristics of Bazhenov oil deposits. The correlation coefficients of oil saturation with permeability and porosity have sufficiently high values. A comparative analysis of the rheological and physico-chemical properties of Bazhenov oil, depending on changes in the density of oil and when deposited in reservoirs of various types in the Tomsk Region and Khanty-Mansi Autonomous Okrug, was carried out. A digital map of the location of Bazhenov oil fields on the territory of the West Siberian Basin is presented. The results of the study can be used in the development of new and improvement of existing methods and technologies for the extraction and processing of hard-to-recover oils of the Bazhenov formation.*

**Key words:** hard-to-recover oils, physical and chemical properties, classification, Western Siberia, Bazhenov Suite

**Для цитирования:**

Ященко И.Г. Пластовые условия залегания трудноизвлекаемых нефтей баженовской свиты и их физико-химические свойства. *Изв. вузов. Химия и хим. технология.* 2023. Т. 66. Вып. 11. С. 6–17. DOI: 10.6060/ivkkt.20236611.9t.

**For citation:**

Yashchenko I.G. Formation conditions of occurrence of hard-to-recover oils of the Bazhenov formation and their physico-chemical properties. *ChemChemTech [Izv. Vyssh. Uchebn. Zaved. Khim. Khim. Tekhnol.].* 2023. V. 66. N 11. P. 6–17. DOI: 10.6060/ivkkt.20236611.9t.

**ВВЕДЕНИЕ**

В последнее время успехи и перспективы добычи сланцевой нефти в Северной Америке и на других континентах привлекли вновь значительный интерес разработчиков недр и нефтехимиков к баженовской свите в Западной Сибири как к объекту поиска трудноизвлекаемой нефти в сложно построенных коллекторах [1-11]. Известно, что включение в разработку таких нефтей создает различные технологические и экономические проблемы их добычи и переработки и усиливает негативное влияние на окружающую среду, увеличивая экологические издержки предприятий нефтяной и нефтехимической отраслей. Решение этих проблем вызывает необходимость изучения особенностей условий залегания нефтей баженовской свиты Западной Сибири. Ресурсный потенциал баженовской свиты очень высок. Как известно [6, 11], она

распространена в Западно-Сибирском НГБ на территории более 1 млн. км<sup>2</sup>, отличается высокой степенью неоднородности и особой сложностью геологического строения.

История открытия баженовской свиты (БС) начинается с 1968 г., когда впервые в мировой практике нефть была получена из глинистых битуминозных отложений баженовской свиты (верхняя юра – берриас нижнего мела) на Салымской площади, где в скв.12-Р был получен фонтан нефти с дебитом 700 м<sup>3</sup>/сут., а позднее на этой же площади в скв.129-Р и 501-Р суточные дебиты нефти из карбонатно-глинисто-кремнистых отложений достигали 2500-6000 т. Наиболее плодотворным периодом изучения и освоения углеводородного потенциала юрского комплекса оказалось двадцатилетие 1971-1990 гг. В эти годы были открыты все самые крупные месторождения нефти баженовской свиты (БС) в Ханты-Мансийском (ХМАО) и Ямало-Ненец-

ком (ЯНАО) автономных округов и Томской области (ТО). При этом период 1981-1990 гг. считается «золотым» десятилетием развития отечественной нефтегазовой отрасли как для страны, так и особенно для Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (ЗСНГБ).

Баженовские нефти (БН) в настоящее время рассматриваются в качестве одного из основных факторов прироста нефтедобычи в России в среднесрочной перспективе ввиду истощения запасов легкодоступных традиционных нефтей. Недостаточная изученность особенностей условий залегания и физико-химических свойств нефтей баженовской свиты, затрудняющая как оценку перспектив и объемов наращивания углеводородного потенциала, так и определение направлений развития отечественного нефтегазодобывающего комплекса, определяет актуальность работы. В связи с этим целью настоящей работы явилось изучение особенностей условий залегания и физико-химические и реологические свойства трудноизвлекаемых нефтей баженовской свиты.

## МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И ХАРАКТЕРИСТИКА ДАННЫХ

В исследованиях использованы методы статистического и корреляционного анализа данных с использованием методов пространственного анализа и средств геоинформационных систем.

Основой для анализа особенностей условий залегания и реологических свойств нефтей баженовской свиты в Западной Сибири является информация из базы данных (БД) по физико-химическим свойствам нефтей мира, созданной и используемой более двух десятилетий в Институте химии нефти СО РАН [12]. В настоящее время в базе данных представлено более 44300 описаний образцов нефти 7247 месторождений из 195 нефтегазовых бассейнов мира. Нефти БС в базе данных сформированы в массив объемом 2833 образцов из 127 месторождений Западной Сибири. Расширенный (по сравнению с [13-15]) перечень этих месторождений с залежами баженовской нефти приведен в табл. 1, в которой дана общая характеристика информации о количестве месторождений и числе образцов в БД.

Таблица 1

**Информация о месторождениях баженовской свиты**  
**Table 1. Information about the deposits of the Bazhenov formation**

Наименование субъектов	Количество месторождений и нефтей в БД	Количество месторождений по категории запасов	Месторождения
1	2	3	4
Ханты-Мансийский а.о.	88 месторождений, 1646 образцов	Уникальные – 8 Крупные – 11 Средние – 31 Мелкие – 35	Ай-Пимское, Алехинское, Быстринское, Вадельпское, Варьеганское, Ватьеганское, Вачимское, Верхне-Салымское, Верхне-Шапшинское, Восточно-Еловое, Восточно-Лемпинское, Восточно-Перевальное, Восточно-Салымское, Восточно-Сургутское, Восточно-Тромъеганское, Галяновское, Декабрьское, Дружное, Дунаевское, Емьеговское, Западно-Балыкское, Западно-Камынное, Западно-Котухтинское, Западно-Лемпинское, Западно-Салымское, Западно-Сахалинское, Западно-Сургутское, Каменное, Камынное, Конитлорское, Кочевское, Красноленинское, Кустовое, Лемпинское, Малобалыкское, Малопякутинское, Маслиховское, Мегионское, Мултановское, Мурьяунское, Назымское, Нижне-Сортымское, Новоортъягунское, Пальяновское, Петелинское, Повховское, Поточное, Правдинское, Приобское, Приразломное, Равенское, Рогожниковское, Родниковое, Русскинское, Савуйское, Салымское, Самотлорское, Сахалинское, Северо-Конитлорское, Северо-Лемпинское, Северо-Покачевское, Северо-Салымское, Северо-Селяровское, Северо-Тончинское, Северо-Тромъеганское, Сорымское, Средне-Ватлорское, Средне-Назымское, Средне-Шапшинское, Студеное,

1	2	3	4
			Сынеганское, Тагринское, Тевлинско-Русскинское, Тончинское, Гундринское, Тянское, Угутское, Ульяновское, Урьевское, Федоровское, Ханты-Мансийское, Чупальское, Южно-Конитлорское, Южно-Сургутское, Южно-Ягунское, Явинлорское, Ягунское, Яунлорск
Ямало-Ненецкий а.о.	15 месторождений, 880 образцов	Уникальные – 1 Крупные – 4 Средние – 5 Мелкие – 5	Вынгайхинское, Губкинское, Ен-Яхинское, Еты-Пуровское, Западно-Перевальное, Комсомольское, Новопортовское, Пальниковское, Присклоновое, Пякутинское, Северо-Йохтурское, Уренгойское, Харасавейское, Хейгинское, Южно-Таркосалинское
Томская область	21 месторождений, 287 образцов	Крупные – 2 Средние – 5 Мелкие – 10	Арчинское, Весеннее, Горстовое, Западно-Квензерское, Игольское, Катильгинское, Квензерское, Ледовое, Ломовое, Медвежье, Озерное, Олень, Пельгинское, Первомайское, Пионерское, Полонское, Проточное, Столбовое, Толпаровское, Федюшкинское, Южно-Майское
Новосибирская область	3 месторождения, 20 образцов	Нет данных	Межовское, Ракитинское, Средне-Юлжавское
Итого по ЗСНГБ	127 месторождений, 2833 образцов	Уникальные – 9 Крупные – 17 Средние – 41 Мелкие – 50	

Как видно из табл. 1, большинство месторождений БС составили ханты-мансийские месторождения, доля которых равна почти 70%, количество месторождений Томской области – более 16%, доли месторождений ЯНАО и Новосибирской области самые минимальные – 12 и 2% соответственно. Однако распределение запасов месторождений БС иное: максимальные запасы сосредоточены в месторождениях ХМАО (89% запасов всех месторождений), в ЯНАО запасы БС на второй позиции – 10%, в Томской области – 1%, информация о запасах месторождений Новосибирской области в БД отсутствует.

Карта-схема расположения месторождений с залежами нефти из БС на территории Западной Сибири приведена на рис. 1, из которого видно, что наибольшая часть этих залежей и самые крупные месторождения расположены в центральной части Западно-Сибирского бассейна на территории Ханты-Мансийского автономного округа. По данным [7, 8], залежи баженовской свиты приурочены к коллекторам с относительно большими глубинами залегания. Установлено, что глубокозалегающие нефти (глубина залегания от 4000 м до 8000 м) составили малочисленную выборку объемом 23 образца (1,1%) из Ен-Яхинского, Уренгойского и Комсомольского месторождений ЯНАО. Наибольшее количество (почти 77%) образцов баженовской нефти соотносится с интервалом 2000-4000 м, к ним относятся

нефти БС из почти всех месторождений Томской области и ЯНАО (13 и 12 месторождений соответственно) и из 65 ханты-мансийских месторождений. На глубинах от 1000 м до 2000 м залегает 18% нефтей, а выборка для малых глубин до 1000 м мала и составила 2%.

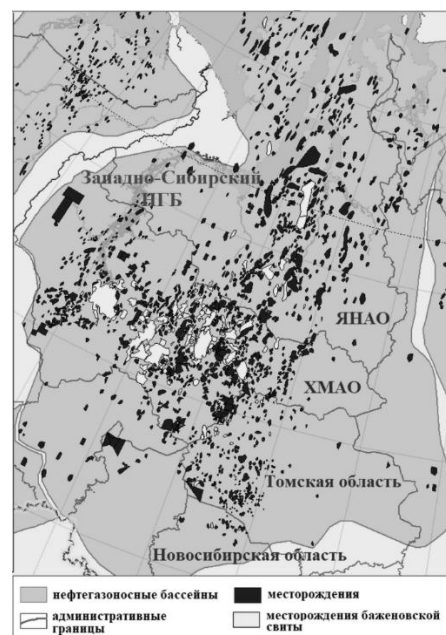


Рис. 1. Карта размещения месторождений баженовской свиты на территории Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна  
Fig. 1. Map of the location of deposits of the Bazhenov formation on the territory of the West Siberian oil and gas basin

## РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЯ

*Анализ данных о пластовых температурах и давлении*

Известно [16-21], что пластовые температура и давление являются одними из наиболее важных характеристик залегания нефти, т.к. температура существенно влияет на свойства нефти, а давление является источником энергии для извлечения нефти.

Проведен анализ различных пластовых условий залегания нефтей БС. Наиболее значимые пластовые классификационные характеристики, используемые для отнесения запасов нефти к трудноизвлекаемым, являются параметры, непосредственно связанные с фильтрационно-емкостными свойствами вмещающих залежей и условиями залегания: проницаемость и пористость пород, их пластовое давление и температура [16-21]. Средние пластовые показатели баженовской нефти представлены в табл. 2. Как видно из табл. 2, пористость пластов варьируется от 1 до 36%, проницаемость – от тысячных долей до 13 мкм<sup>2</sup>, широкий диапазон изменений характерен и для термобарических пластовых характеристик.

Таблица 2

**Пластовые характеристики залегания баженовских нефтей****Table 2. Reservoir characteristics of the occurrence of Bazhenov oil**

Пластовые характеристики	Среднее значение	Пределы изменения	Объем выборки
Температура пласта, °С	80,45	19,43-147,00	1445
Давление пласта, МПа	26,46	1,76-85,07	965
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,17	0,0001-13,50	1145
Пористость, %	19,45	1,00-36,00	1308

Согласно [12], трудноизвлекаемые нефти характеризуются высокими или низкими значениями пластовых температур и давления. «Горячие» баженовские нефти (пластовая температура выше 100 °С) характерны для нефтей ХМАО и ЯНАО, всего выявлено 184 образца из 30 месторождений, из которых 22 месторождения относятся к ХМАО, 7 месторождений – к ЯНАО и Ломовое находится в Томской области. Самые «горячие» нефти приурочены к Уренгойскому, Салымскому, Пальяновскому и Лемпинскому месторождениям. Нефти БС с низкой пластовой температурой (менее 20 °С) выявлены только на месторождении Ватьеганское (ХМАО). Самая большая выборка отмечена для нефтей БС со средней пластовой температурой (от

20 до 99 °С), в ней насчитывается более 1140 образцов из 71 месторождения – в ХМАО находится 49 месторождений, в Томской области и ЯНАО – по 11 месторождений.

В табл. 2 отмечены широкие вариации изменения пластового давления, от низкого до аномально высокого. Установлено 100 образцов (11% от 965 значений в табл. 2), залегающих в пластах с высоким давлением (выше 40 МПа), что определяет трудноизвлекаемость баженовской нефти при разработке и эксплуатации месторождений, в основном эти нефти из месторождений ЯНАО (Уренгойское, Вынгайхинское, Ен-Яхинское, Губкинское, Харасавейское и др.). Основное количество нефтей БС находится в пластах с давлением ниже среднего значения (табл. 2), всего 614 образцов, что составило 67,5%.

На рис. 2 приведены гистограммы распределения значений пластовых характеристик, полученные по информации из БД для всех баженовских нефтей. Диапазон изменения анализируемых параметров совпадает с данными табл. 2, величины моды распределения (максимальное значение на графике гистограммы) практически совпадает со средним значением параметров (табл. 2).

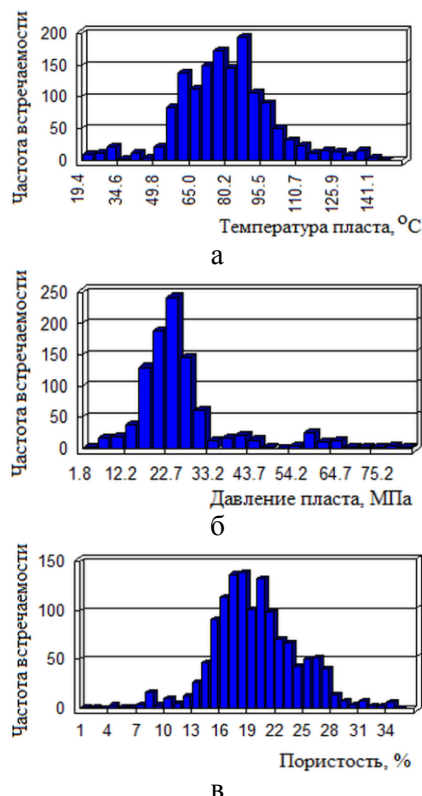


Рис. 2. Гистограммы частот встречаемости значений пластовых температур (а) и давления (б) и пористости (в) пород баженовской свиты

Fig. 2. Histograms of frequencies of occurrence of values of reservoir temperature (a) and pressure (б) and porosity (в) of rocks of the Bazhenov formation

Для сравнения особенностей залегания баженовской нефти в разных регионах Западной Сибири в табл. 3 представлены данные о пластовых характеристиках по регионам. Здесь термобарический коэффициент определяется как отношение пластовой температуры к пластовому давлению.

Таблица 3

**Пластовые характеристики залегания баженовских нефтей различных регионов**  
**Table 3. Reservoir characteristics of the occurrence of Bazhenov oil in various regions**

Пластовые характеристики	ТО	ХМАО	ЯНАО
Температура пласта, °С	94,44	82,00	73,49
Давление пласта, МПа	27,27	23,97	29,56
Термобарический коэффициент, °С/ МПа	3,46	3,42	2,29
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,14	0,15	0,24
Пористость, %	16,31	19,27	20,44

Как видно из табл. 3, приведенные данные показывают заметные изменения пластовых характеристик в среднем при переходе от одного региона к другому. Пласты ТО отличаются самой высокой температурой, что отразилось на значениях термобарического коэффициента, значение которого для ТО оказалось самым высоким. В ЯНАО температура залежей самая низкая и термобарический коэффициент также самый низкий (на 34% ниже по сравнению с коэффициентом для ТО). Пластовое давление в регионах изменяется в пределах 24-30 МПа. Проницаемость и пористость самые низкие для ТО, самые высокие значения – в ЯНАО (проницаемость выше на 42%, а пористость выше на 20% по сравнению с данными ТО).

*Проницаемость и пористость пород баженовской свиты*

Проницаемость и пористость оказывают непосредственное влияние на режим разработки и используемые технологии извлечения нефти. По проницаемости продуктивные пласты делятся на низкопроницаемые (менее 0,05 мкм<sup>2</sup>), среднепроницаемые (от 0,05 до 0,5 мкм<sup>2</sup>) и высокопроницаемые (более 0,5 мкм<sup>2</sup>). Установлено, что большинство коллекторов БС относится к низкопроницаемым (53,2%), что определяет нефти из таких залежей как трудноизвлекаемые, 40,4% – к среднепроницаемым и 6,4% являются высокопроницаемыми коллекторами.

Количество месторождений с среднепроницаемыми коллекторами в 2,7 раз больше, чем месторождений с высокопроницаемыми коллекторами. Установлено, что в ТО 5 месторождений характеризуются среднепроницаемыми породами, в

ЯНАО – 8 месторождений, в ХМАО – 27 месторождений, распределение месторождений с высокопроницаемыми породами соответственно следующее: в ТО – 2 месторождения, ЯНАО – 5 и в ХМАО – 7 месторождений. Выявлено, что всего в Томской области из 15 месторождений (табл. 1) 40% месторождений БС обладают высоко- и среднепроницаемыми пластами, а низкопроницаемые пласты находятся в 60% месторождений. В ЯНАО из 14 месторождений БС (табл. 1) 8 месторождений (57%) имеют высоко- и среднепроницаемые пласты. Наибольшая доля (67%) месторождений с слабопроницаемыми коллекторами относится к ХМАО, где доля месторождения с высоко- и среднепроницаемыми коллекторами составила всего 33%.

Изучены закономерности распределения проницаемости пород БС. Установлено, что для всех районов образцов в интервале проницаемости более 0,5 мкм<sup>2</sup> оказалось мало (всего 5% от всей выборки), большинство составили образцы из ханты-мансийских месторождений. В интервал значений проницаемости от 0,05 до 0,5 мкм<sup>2</sup> попало более 40% образцов выборки, из них всего 8 образцов из Томской области и 113 образцов из ЯНАО, остальные из ХМАО. Наконец, в выборке 54% образцов имеют низкую проницаемость (менее 0,5 мкм<sup>2</sup>), в Томской области таких образцов всего 33, в ЯНАО – 100 образцов, наибольшее количество образцов приходится на ХМАО. В среднем для каждого региона отмечено, что большинство образцов выборок по регионам относится к низкопроницаемым коллекторам, а наименьшее количество образцов – к высокопроницаемым коллекторам.

По степени пористости горных пород эффективная емкость коллекторов разделяется на малую (при пористости менее 5%), среднюю (при пористости от 5 до 15%) и большую (более 15%). Установлено, что менее 1% образцов БН расположены в низкопористых коллекторах (пористость менее 5%), абсолютное большинство БН находится в высокопористых пластах (почти 90%), в среднепористых коллекторах – менее 10%.

Выявлено, что количество месторождений со среднепористыми коллекторами в 12 раз больше, чем месторождений с низкопористыми коллекторами, которые (Верхне-Шапшинское, Правдинское и Салымское) находятся только в ХМАО. В Томской области среднепористые залежи характерны для 4 месторождений (Ломовое, Медвежье, Олень и Первомайское), в ЯНАО таких месторождений 10, в ХМАО – 22 месторождений. В Томской обла-

сти из 15 месторождений (табл. 1) 26,7% месторождений БС обладают среднепористыми коллекторами, а высокопористые коллекторы находятся в 73,3% месторождениях. Высокая доля (72,8%) месторождений с высокопористыми коллекторами относится к ХМАО, где доля месторождения с низко- и среднепористыми коллекторами составила всего 27,2%. В ЯНАО из 14 месторождений БС (табл. 1) 71,4% месторождений имеют среднепористые пласты, доля высокопористых коллекторов составила почти 30%.

Анализ распределения пористости пород баженовской свиты для каждого региона показал, что образцов в интервале пористости менее 5% оказалось мало, всего 0,5% всей выборки только из ханты-мансийских месторождений. В интервал значений пористости от 5 до 15% попало более 14% образцов выборки, из них всего 10 образцов из Томской области и 61 образец из ЯНАО, остальные из ХМАО. Наконец, в выборке 85% образцов имеют высокую пористость (более 15%), в Томской области таких образцов всего 43, в ЯНАО – 277 образцов, наибольшее количество образцов приходится на ХМАО. В среднем для каждого региона отмечено, что большинство образцов выборок по регионам относится к высокопористым коллекторам, а наименьшее количество образцов – к низкопористым коллекторам.

В работах [19-21] в зависимости от пористости и содержания органического углерода в породах баженовской свиты проведена типизация коллекторов на территории Новосибирской и Томской областях и ХМАО, что крайне важно для создания методик поиска и разведки нефтеносных залежей. Установлено 3 типа коллекторов с определенными пластовыми свойствами – это Западно-Томский, Салымский и Усть-Тымский. На территории ТО размещены месторождения с различными типами коллекторов: западно-томский – скопление месторождений Нюрольской впадины и около с. Александровское; Салымский – это месторождения вблизи Западно-Квензерского месторождения; Усть-Тымский – в районе месторождения Толпаровское. На территории Новосибирской области установлен западно-томский тип коллекторов в районе Межовского и Ракитинского месторождений. В ХМАО коллекторы салымского типа распространены в большинстве случаев – это юганское скопление месторождений, ряд салымских месторождений, скопление месторождений около г. Сургута и Лангепаса. Западно-томский тип коллекторов установлен в районе Ай-Пимского месторождения.

#### *Анализ взаимосвязи нефтенасыщенности пород с пластовыми характеристиками*

Данные о нефтенасыщенности пород используются для подсчета запасов и контроля за разработкой месторождения, а также при проведении различных мероприятий по увеличению нефтеотдачи пласта. Поэтому представляет интерес исследование связи этого показателя с пластовыми характеристиками. В работе [19] исследована взаимосвязь пористости и нефтенасыщенности в различных по типам коллекторах БС. Самые высокие значения нефтенасыщенности характерны для Салымского типа коллекторов в Юганском, Салымском и Лангепасском скоплениях месторождений. В табл. 4 приведены данные о пластовых характеристиках и нефтенасыщенности пород месторождений с БН, для которых в БД имеется информация о нефтенасыщенности. Как видно из табл. 4, пластовая температура для указанных месторождений изменяется в среднем от 76 до 114 °С, давление – в пределах 21-33 МПа. Проницаемость колеблется в широком диапазоне значений от 0,007 до 55%. Пористость изменяется от 13 до 22%. Значения термобарического коэффициента находятся в пределах 3-4, при этом его наиболее низкое значение получено для месторождения Дружное (ХМАО), а самое высокое – для Горстового месторождения (ТО).

Проведенный корреляционный анализ массива данных об указанных пластовых показателях и нефтенасыщенности пород позволил рассчитать коэффициенты парной корреляции, представленные в табл. 5. Как видно из табл. 5, коэффициенты корреляции нефтенасыщенности с проницаемостью и пористостью имеют достаточно высокие значения: 0,71 и 0,62 соответственно. Наличие положительной корреляционной связи нефтенасыщенности с проницаемостью и пористостью пород БС показывает, что чем больше проницаемость и пористость, тем выше нефтенасыщенность пород и, следовательно, выше углеводородный потенциал.

Пластовая температура имеет обратную корреляционную связь с давлением, проницаемостью и пористостью пород. Известно, что рост температуры ускоряет процесс формирования углеводородов в залежах, а рост давления – замедляет этот процесс, также с ростом температуры изменяется пористость в сторону уменьшения в результате теплового расширения составляющих пласт пород. Показана высокая положительная связь между проницаемостью и пористостью коллекторов.

Таблица 4

Пластовые характеристики разных типов коллекторов месторождений баженовской свиты  
 Table 4. Reservoir characteristics of different types of reservoirs of the Bazhenov formation deposits

Тип коллектора	Регион	Месторождение	Нефтенасыщенность, %	Температура пласта, °С	Давление пласта, МПа	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Пористость, %	Термобарический коэффициент, °С/МПа
Салымский	ХМАО	Дружное	55	76,00	27,10	0,08	21,83	2,80
	ХМАО	Малобалыкское	87	86,19	22,88	0,06	18,06	3,77
	ХМАО	Повховское	68	82,48	26,06	0,03	17,34	3,17
	ХМАО	Салымское	72	114,30	32,60	0,025	14,84	3,51
	ХМАО	Северо-Покачевское	88	86,13	28,30	0,11	17,67	3,04
	ХМАО	Северо-Салымское	46	82,60	25,10	0,06	16,95	3,29
	ХМАО	Урьевское	91	82,12	20,92	0,17	20,38	3,93
	ХМАО	Чупальское	95	77,50	23,50	-	-	3,30
	ХМАО	Южно-Ягунское	65	83,71	25,79	0,08	19,46	3,25
	ХМАО	Присклоновое	40	90,50	-	0,04	17,25	-
Западно-Томский	ТО	Арчинское	23	98,47	31,91	0,008	12,83	3,09
	ТО	Горстовое	32	97,50	23,30	-	15,00	4,18
	ТО	Западно-Квензерское	79	-	-	-	-	-
	ТО	Южно-Майское	14	-	-	-	-	-
	Новосиб. область	Межовское	58	79,50	-	-	-	-
	Новосиб. область	Ракитинское	18	90,50	24,30	0,007	13,50	3,72
Усть-Тымский	ТО	Толпаровское	18	97,00	-	-	-	-

Таблица 5

Значения парных коэффициентов корреляции между нефтенасыщенностью и пластовыми характеристиками пород

Table 5. Values of paired correlation coefficients between oil saturation and reservoir characteristics of rocks

Показатель	Нефтенасыщенность, %	Температура пласта, °С	Давление пласта, МПа	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Пористость, %	Термобарический коэффициент, °С/МПа
Нефтенасыщенность, %	1	-0,37	-0,24	0,71	0,62	-0,07
Температура пласта, °С		1	-0,61	-0,51	-0,73	0,32
Давление пласта, МПа			1	-0,53	-0,41	-0,55
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>				1	0,76	0,18
Пористость, %					1	-0,25
Термобарический коэффициент, °С/МПа						1

Анализ реологических и физико-химических свойств баженовской нефти

Как известно, изменения геолого-геохимических условий существования баженовской нефти в залежах отражаются на реологических и физико-химических параметрах нефти. Плотность, вязкость, температура застывания, выход фракций,

содержание смол, серы, асфальтенов, парафинов влияют на сложности добычи, транспортировки и переработки нефти [22-24]. Самой информативной физической величиной является плотность, на ее величину оказывают влияние все компоненты, входящие в состав нефти пропорционально их концен-



трации. Плотность нефти является одним из главных факторов определения трудноизвлекаемости нефти. По имеющимся данным, баженовские нефти по общим физико-химическим характеристикам имеют значительные различия. Так, плотность меняется от 0,621 (месторождение Новопортовское, ЯНАО) до 0,981 г/см<sup>3</sup> (месторождение Мегионское, ХМАО), среднее значение плотности равно 0,8446 г/см<sup>3</sup>. Вариации плотности влияют на вариации физико-химических параметров, таких как содержание смол – от 0,05% (месторождение Толпаровское, ТО) до 34,3% (месторождение Южно-Сургутское, ХМАО), асфальтенов – от 0,01% (месторождение Каменное, ХМАО) до 21% (месторождение Салымское, ХМАО), парафинов – от 0,002% (месторождение Уренгойское, ЯНАО) до 28,93% (месторождение Камыньское, ХМАО), серы – от 0,001% (месторождение Уренгойское, ЯНАО) до 7,7% (месторождение Быстринское, ХМАО). Вязкость БН имеет также широкие границы изменений – от 0,23 мм<sup>2</sup>/с (месторождение Поточное, ХМАО) до 109 мм<sup>2</sup>/с (месторождение Быстринское, ХМАО), среднее значение вязкости при 20 °С составляет 15,35 мм<sup>2</sup>/с. Положительная температура застывания (до 21 °С) наблюдается в БН Арчинского и Южно-Майского (ТО), Быстринского и Западно-Сургутского (ХМАО), Ен-Яхинского, Новопортовского и Уренгойского (ЯНАО) месторождений. Большинство баженовской нефти имеет отрицательную температуру застывания - от -1 до -69 °С.

По значению плотности выделим 3 группы баженовской нефти: легкие (плотность менее 0,84 г/см<sup>3</sup>), средние (плотность от 0,84 до 0,88 г/см<sup>3</sup>) и тяжелые (плотность более 0,88 г/см<sup>3</sup>) и усредненные значения основных физико-химических показателей исследуемых нефтей баженовской свиты каждой группы приведены в табл. 6. По данным табл. 6 наблюдается четкая взаимосвязь между изменениями плотности БН и основными ее реологическими и физико-химическими показателями. Так, при увеличении плотности от группы легкой нефти до группы тяжелой увеличивается вязкость БН почти в 12 раз, температура застывания в среднем повышается в 2 раза, содержание серы, смол и асфальтенов увеличивается более чем в 3 раза, содержание газа в нефти при этом уменьшается примерно в 3 раза. Содержание парафинов почти стабильное в разных группах, более высокое наблюдается в группе средней нефти. Тяжелые нефти, согласно классификации нефтей по физико-химическим свойствам [12], относятся к классу вязких нефтей (вязкость более 35 мм<sup>2</sup>/с). По содержанию серы, парафинов, смол, асфальтенов и дизельных

фракций эти нефти являются сернистыми, среднепарафиновыми, среднесмолистыми и малоасфальтеновыми, со средним содержанием фракций, с низким газосодержанием.

Таблица 6

Средние значения физико-химических показателей нефтей баженовской свиты в зависимости от плотности

Table 6. Average values of physico-chemical parameters of Bazhenov formation oils depending on density

Физико-химические показатели	Легкие нефти	Средние нефти	Тяжелые нефти
Плотность, г/см <sup>3</sup>	0,8085	0,8580	0,8955
Вязкость при 20 °С, мм <sup>2</sup> /с	4,23	11,79	48,21
Температура застывания, °С	-7,01	-5,05	-3,38
Содержание серы, мас. %	0,38	0,83	1,36
Содержание парафинов, мас. %	3,74	4,36	3,08
Содержание смол, мас. %	3,56	6,21	10,45
Содержание асфальтенов, мас. %	0,60	1,17	2,94
Фракция н.к. 200 °С, мас. %	39,15	22,34	15,33
Фракция н.к. 300 °С, мас. %	55,93	42,21	39,34
Фракция н.к. 350 °С, мас. %	58,77	53,35	57,12
Газосодержание в нефти, м <sup>3</sup> /т	159,67	65,52	55,83

Проведен сравнительный анализ свойств баженовской нефти из разных по типам коллекторов – Западно-Томского, Салымского и Усть-Тымского, результаты представлены в табл. 7. Как видно из табл. 7, свойства баженовские нефти из Усть-Тымского коллектора в БД представлены недостаточно полно, сравнение реологических и физико-химических свойств сделано для нефтей, залегающих в коллекторах типа Салымский и Западно-Томский. Нефти из салымского коллектора в среднем более тяжелые, относятся по плотности к средним, маловязкие и с отрицательной температурой застывания, содержание серы выше в 2 раза по сравнению с нефтями из Западно-Томского коллектора, концентрация асфальтенов выше на 43%, концентрация смол практически одинакова, по содержанию парафинов относятся к среднепарафиновой нефти в отличие от нефтей Западно-Томского коллектора, в которых нефти являются высокопарафинистыми (более 6%). Содержание фракций и нефтяного газа ниже по сравнению со значениями для нефтей из Западно-Томского коллектора. Нефти Западно-Томского коллектора относятся к легким нефтям, маловязкие, с отрицательной температурой застывания, с высоким содержанием

фракций, газосодержание в 2 раза выше по сравнению с газосодержанием нефтей из Салымского коллектора. Следует отметить, что нефти из коллекторов типа Западно-Томский по физико-химическим свойствам являются более качественными.

Таблица 7

Средние значения физико-химических показателей нефтей баженовской свиты из различных коллекторов

Table 7. Average values of physico-chemical parameters of Bazhenov formation oils from various reservoirs

Физико-химические показатели	Тип коллектора		
	Салымский	Западно-томский	Усть-тымский
Плотность, г/см <sup>3</sup>	0,8517	0,8299	0,8611
Вязкость при 20 °С, мм <sup>2</sup> /с	13,09	11,20	-
Температура застывания, °С	-13,10	-6,51	-
Содержание серы, мас. %	0,78	0,39	0,15
Содержание парафинов, мас. %	3,23	6,98	-
Содержание смол, мас. %	6,42	6,86	0,06
Содержание асфальтенов, мас. %	1,95	1,12	-
Фракция н.к. 200 °С, мас. %	25,46	36,56	-
Фракция н.к. 300 °С, мас. %	42,36	55,15	-
Фракция н.к. 350 °С, мас. %	52,24	63,73	-
Газосодержание в нефти, м <sup>3</sup> /т	73,44	146,84	-

## ВЫВОДЫ

Разработка месторождений с залежами баженовской свиты в настоящее время ведется недостаточно из-за слабой изученности и отсутствия необходимых технологий добычи, а ведь по оценкам специалистов, в ней может содержаться до 15% нефтяных ресурсов Западной Сибири. Для полноценного изучения и реализации ресурсного потенциала баженовской свиты необходима активизация опытных работ и создание полигонов для отработки технологий добычи нефти из сложнопостроенных и низкопроницаемых коллекторов. Так, в Томской области рекомендовано [9] использовать в качестве полигона Еллейский участок и Арчинское месторождение. Минэнерго присвоило статус национального проекту компании «Газпром нефти» - «Создание комплекса отечественных технологий и высокотехнологичного оборудования разработки запасов баженовской свиты». В ХМАО создается технологический центр «Бажен», что будет способствовать применению новых технологи-

ческих решений разработки и добычи трудноизвлекаемой баженовской нефти.

С использованием информации из базы данных о физико-химических свойствах нефтей проведен анализ условий залегания и физико-химических и реологических свойств нефтей баженовской свиты. Установлено, что большинство залежей расположено в низкопроницаемых коллекторах на глубинах от 2000 м до 4000 м. Пластовые температура и давление демонстрируют широкие вариации изменений. Показаны региональные особенности термобарических и коллекторских свойств пород баженовской свиты в Томской области, Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах. Исследована корреляционная связь между нефтенасыщенностью и пластовыми показателями резервуаров залегания баженовской нефти в месторождениях разных регионов Западной Сибири.

При анализе свойств баженовской нефти в зависимости от изменения плотности установлено, что тяжелые нефти в среднем являются высоковязкими, сернистыми, среднепарафиновыми, среднесмолистыми и малоасфальтовыми, со средним содержанием фракций, с низким газосодержанием. Нефти в коллекторах Западно-Томского типа по своим реологическим и физико-химическим свойствам являются более качественными.

Приведенные в статье результаты исследований важны для оценки ресурсов баженовской свиты, разработки новых технологий поиска и разведки залежей, увеличения нефтеотдачи пластов и могут быть также использованы при усовершенствовании существующих методов и технологий добычи трудноизвлекаемых нефтей, что особенно актуально для запасов баженовской свиты Западной Сибири.

## БЛАГОДАРНОСТЬ И ФИНАНСИРОВАНИЕ

*Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации (НИОКТР 121031500048-1).*

*Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов, требующего раскрытия в данной статье.*

*This work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (Project No. 121031500048-1).*

*The author declare the absence a conflict of interest warranting disclosure in this article.*

## ЛИТЕРАТУРА

1. **Клубков С.** Стимулирование разработки ТРИЗ поможет поддержать уровень добычи нефти в России. *Oil Gas J. Russia*. 2015. № 7 (95). С. 6-11.
2. **Елисеева О.А., Лукьянов А.С.** О системной оценке экономически приемлемых ресурсов нефтегазоносных провинций России с учетом инновационных технологий. *Георесурсы, геоэнергетика, геополитика*. 2014. № 1. [http://oilgasjournal.ru/vol\\_9/eliseeva.html](http://oilgasjournal.ru/vol_9/eliseeva.html) (дата обращения 10.04.2023 г.).
3. **Шпуров И.В., Растрогин А.Е., Браткова В.Г.** О проблеме освоения трудноизвлекаемых запасов нефти Западной Сибири. *Нефт. хоз-во*. 2014. № 12. С. 95-97.
4. **Яковлева-Устинова Т.** Отправить в тираж. *Oil Gas J. Russia*. 2015. № 7 (95). С. 12-15.
5. **Герт А., Гермаханов А., Гончаров И., Прокопьев В., Сысоев Е.** Трудноизвлекаемые запасы Томской области. *Oil Gas J. Russia*. 2015. № 7 (95). С. 30-37.
6. **Предтеченская Е.А., Злобина О.Н.** Баженовская свита как «промежуточный» коллектор в зонах тектонических нарушений Сб. докл. М.: ЦГЭ. 2015. [http://conference.deepoil.ru/images/stories/docs/4KR/theses/Predtechenskaya-Zlobina\\_Theses.pdf](http://conference.deepoil.ru/images/stories/docs/4KR/theses/Predtechenskaya-Zlobina_Theses.pdf) (дата обращения 10.04.2023 г.).
7. **Брехунцов А.М., Нестеров И.И. (мл.), Нечипорук Л.А.** Битуминовые глинистые отложения баженовского горизонта – приоритетный стратегический объект нефтедобычи в Западной Сибири. *Георесурсы, геоэнергетика, геополитика*. 2014. № 2. [http://oilgasjournal.ru/vol\\_10/brekhuntsov.pdf](http://oilgasjournal.ru/vol_10/brekhuntsov.pdf) (дата обращения 10.04.2023 г.).
8. **Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Казаненков В.А., Конторович В.А., Костырева Е.А., Пономарева Е.В., Рыжкова С.В., Ян П.А.** Баженовская свита – главный источник ресурсов нетрадиционной нефти в России. *Георесурсы, геоэнергетика, геополитика*. 2014. № 2. [http://oilgasjournal.ru/vol\\_10/kontorovich.pdf](http://oilgasjournal.ru/vol_10/kontorovich.pdf) (дата обращения 10.04.2023 г.).
9. **Коровина Т.А., Кротопова Е.П., Гульяев С.В., Крицкий И.Л., Шадрина С.В.** Генетические аспекты формирования баженовской свиты и критерии прогноза её промышленной продуктивности. *Георесурсы, геоэнергетика, геополитика*. 2014. № 2. [http://oilgasjournal.ru/vol\\_10/korovina.pdf](http://oilgasjournal.ru/vol_10/korovina.pdf) (дата обращения 10.04.2023 г.).
10. **Стрижнев К.В., Литвин В.Т.** Возможность применения технологии интенсификации добычи нефти для коллекторов баженовской свиты. *Георесурсы, геоэнергетика, геополитика*. 2014. № 2. [http://oilgasjournal.ru/vol\\_10/strizhnev.pdf](http://oilgasjournal.ru/vol_10/strizhnev.pdf) (дата обращения 10.04.2023 г.).
11. **Эрнст В.** Трудноизвлекаемые запасы Томской области. *Недра и ТЭК Сибири*. 2015. № 6 (108). С. 10-14.
12. **Ященко И.Г., Полищук Ю.М.** Трудноизвлекаемые нефти: физико-химические свойства и закономерности размещения. Томск: В-Спектр. 2014. 154 с.
13. **Брехунцов А.М., Нестеров И.И.** Нефть битуминозных глинистых, кремнисто-глинистых и карбонатно-кремнисто-глинистых пород. *Вестн. ЦКР Роснедра*. 2010. № 6. С. 3-16.
14. **Ященко И.Г., Полищук Ю.М., Козин Е.С.** Трудноизвлекаемые нефти: классификация и анализ качественных особенностей. *Oil Gas J. Russia*. 2015. № 11. С. 65-70.
15. **Соболева Е.В.** Формирование состава нефтей пласта Ю0 Баженовской свиты Салымского месторождения. *Георесурсы*. 2017. Спецвыпуск. Ч. 2. С. 144-154. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.15>.

## REFERENCES

1. **Klubkov S.** Stimulating the development of TRIZ will help maintain the level of oil production in Russia. *Oil Gas J. Russia*. 2015. N 7 (95). P. 6-11 (in Russian).
2. **Eliseeva O.A., Lukyanov A.S.** On the systematic assessment of economically acceptable resources of oil and gas provinces of Russia, taking into account innovative technologies. *Georesursy, Geoenergetika, Geopolitika*. 2014. N 1. [http://oilgasjournal.ru/vol\\_9/eliseeva.html](http://oilgasjournal.ru/vol_9/eliseeva.html) (accessed 10.04.2023) (in Russian).
3. **Shpurov I.V., Rastrogina A.E., Bratkova V.G.** On the problem of development of hard-to-recover oil reserves in Western Siberia. *Neft. Khoz-vo*. 2014. N 12. P. 95-97 (in Russian).
4. **Yakovleva-Ustinova T.** Send to circulation. *Oil Gas J. Russia*. 2015. N 7 (95). P. 12-15 (in Russian).
5. **Gert A., Germakhanov A., Goncharov I., Prokopyev V., Sysoev E.** Hard-to-recover reserves of the Tomsk region. *Oil Gas J. Russia*. 2015. N 7 (95). P. 30-37 (in Russian).
6. **Predtechenskaya E.A., Zlobina O.N.** Bazhenovskaya formation as an "intermediate" reservoir in zones of tectonic disturbances of the Collection of reports. M.: TsGE. 2015. [http://conference.deepoil.ru/images/stories/docs/4KR/theses/Predtechenskaya-Zlobina\\_Theses.pdf](http://conference.deepoil.ru/images/stories/docs/4KR/theses/Predtechenskaya-Zlobina_Theses.pdf) (accessed 10.04.2023) (in Russian).
7. **Brekhuntsov A.M., Nesterov I.I. (Jr.), Nechiporuk L.A.** Bituminous clay deposits of the Bazhenov horizon are a priority strategic object of oil production in Western Siberia. *Georesursy, Geoenergetika, Geopolitika*. 2014. N 2. [http://oilgasjournal.ru/vol\\_10/brekhuntsov.pdf](http://oilgasjournal.ru/vol_10/brekhuntsov.pdf) (accessed 10.04.2023) (in Russian).
8. **Kontorovich A.E., Burstein L.M., Kazanenkov V.A., Kontorovich V.A., Kostyreva E.A., Ponomareva E.V., Ryzhkova S.V., Yan P.A.** Bazhenov formation is the main source of unconventional oil resources in Russia. *Georesursy, Geoenergetika, Geopolitika*. 2014. N 2. [http://oilgasjournal.ru/vol\\_10/kontorovich.pdf](http://oilgasjournal.ru/vol_10/kontorovich.pdf) (accessed 10.04.2023) (in Russian).
9. **Korovina T.A., Kropotova E.P., Gulyaev S.V., Kritsky I.L., Shadrina S.V.** Genetic aspects of the formation of the Bazhenov formation and criteria for predicting its industrial productivity. *Georesursy, Geoenergetika, Geopolitika*. 2014. N 2. [http://oilgasjournal.ru/vol\\_10/korovina.pdf](http://oilgasjournal.ru/vol_10/korovina.pdf) (accessed 10.04.2023) (in Russian).
10. **Strizhnev K.V., Litvin V.T.** The possibility of using oil production intensification technology for reservoirs of the Bazhenov formation. *Georesursy, geoenergetika, geopolitika*. 2014. N 2. [http://oilgasjournal.ru/vol\\_10/strizhnev.pdf](http://oilgasjournal.ru/vol_10/strizhnev.pdf) (accessed 10.04.2023) (in Russian).
11. **Ernst V.** Hard-to-recover reserves of the Tomsk region. *Nedra TEK Sibiri*. 2015. N 6 (108). P. 10-14 (in Russian).
12. **Yashchenko I.G., Polishchuk Yu.M.** Hard-to-recover oils: physico-chemical properties and regularities of placement. Tomsk: V-Spektr. 2014. 154 p. (in Russian).
13. **Brekhuntsov A.M., Nesterov I.I.** Oil of bituminous clay, siliceous-clay and carbonate-siliceous-clay rocks. *Vestn. TsKR Rosnedra*. 2010. N 6. P. 3-16 (in Russian).
14. **Yashchenko I.G., Polishchuk Yu.M., Kozin E.S.** Hard-to-recover oils: classification and analysis of qualitative features. *Oil Gas J. Russia*. 2015. N 11. P. 65-70 (in Russian).
15. **Soboleva E.V.** Formation of the oil composition of the Yu0 formation of the Bazhenov formation of the Salymskoye field. *Georesursy*. 2017. Special Iss. Pt. 2. P. 144-154 (in Russian). DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.15>.

16. **Бембель С.Р., Цепляева А.И.** Геологическое строение и некоторые особенности формирования аномальных разрезов баженовской свиты в Западной Сибири. *Вестн. ПНИПУ. Геология. Нефтегаз. и горное дело*. 2014. № 10. С. 7-17. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.10.1.
17. **Брехунцов А.М., Нестеров И.И., Нечипорук Л.А.** Трудноизвлекаемые запасы и нетрадиционные объекты УВ-сырья Западной Сибири. *Недропользование XXI век*. 2017. № 3. С. 54-63.
18. **Литвин В.Т., Рязанов А.А., Фарманзаде А.Р.** Теоретические аспекты и опыт проведения работ по интенсификации притока нефти на коллекторах баженовской свиты. *Нефтепромысл. дело*. 2015. № 5. С. 24-29.
19. **Конторович А.Э., Родякин С.В., Бурштейн Л.М., Костырева Е.А., Рыжкова С.В., Ян П.А.** Пористость и нефтенасыщенность пород баженовской свиты. *Геология нефти и газа*. 2018. № 5. С. 61-73. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-61-73.
20. **Гаврилов А.Е., Жуковская Е.А., Тугарова М.А., Остапчук М.А.** Целевая классификация пород баженовской свиты (на примере месторождений центральной части Западной Сибири). *Нефт. хоз-во*. 2015. № 12. С. 38-40.
21. **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. DOI: 10.15372/GiG20161106.
22. **Колчина Г.Ю., Поletaева О.Ю., Леонтьев А.Ю., Мовсумзаде Э.М., Логинова М.Е., Колчин А.В.** Анализ состава и структуры тяжелых нефтей по данным ЯМР-спектроскопии. *Изв. вузов. Химия и хим. технология*. 2023. Т. 66. Вып. 6. С. 94-101. DOI: 10.6060/ivkkt.20236606.6783.
23. **Поletaева О.Ю., Колчина Г.Ю., Леонтьев А.Ю., Бабаев Э.Р., Мовсумзаде Э.М., Хасанов И.И.** Геометрическое и электронное строение компонентов тяжелых высоковязких нефтей. *Изв. вузов. Химия и хим. технология*. 2019. Т. 62. Вып. 9. С. 40-45. DOI: 10.6060/ivkkt.20196209.6022.
24. **Гурбанов Г.Р., Гасымзаде А.В.** Исследование физико-химического воздействия на реологические показатели высокопарафинистой нефти. *Изв. вузов. Химия и хим. технология*. 2023. Т. 66. Вып. 5. С. 80-86. DOI: 10.6060/ivkkt.20236605.6703.
16. **Bembel S.R., Tseplyaeva A.I.** Geological structure and some features of the formation of anomalous sections of the Bazhenov formation in Western Siberia. *Vestn. PNIPU. Geologiya. Neftegaz. Gornoe Delo*. 2014. N 10. P. 7-17 (in Russian). DOI: 10.15593/2224-9923/2014.10.1.
17. **Brekhtunsov A.M., Nesterov I.I., Nechiporuk L.A.** Hard-to-recover reserves and unconventional objects of hydrocarbon raw materials of Western Siberia. *Nedropol'zovanie XXI vek*. 2017. N 3. P. 54-63 (in Russian).
18. **Litvin V.T., Ryazanov A.A., Farmanzade A.R.** Theoretical aspects and experience of work on the intensification of oil inflow in the reservoirs of the Bazhenov formation. *Neftepromysl. Delo*. 2015. N 5. P. 24-29 (in Russian).
19. **Kontorovich A.E., Rodkin S.V., Burstein L.M., Kostyreva E.A., Ryzhkova S.V., Yan P.A.** Porosity and oil saturation of rocks of the Bazhenov formation. *Geologiya Nefti Gaza*. 2018. N 5. P. 61-73 (in Russian). DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-61-73.
20. **Gavrilov A.E., Zhukovskaya E.A., Tugarova M.A., Ostapchuk M.A.** Target classification of rocks of the Bazhenov formation (on the example of deposits in the central part of Western Siberia). *Neft. Khoz-vo*. 2015. N 12. P. 38-40 (in Russian).
21. **Kontorovich A.E., Yan P.A., Zamirailova A.G., Kostyreva E.A., Eder V.G.** Classification of rocks of the Bazhenov formation. *Russian Geologiya Geofizika*. 2016. V. 57. N 11. P. 1606-1612. DOI: 10.1016/j.rgg.2016.10.006.
22. **Kolchina G.Y., Poletaeva O.Y., Leontev A.Y., Movsumzade E.M., Loginova M.E., Kolchin A.V.** Analysis of the composition and structure of heavy oils according to NMR spectroscopy. *ChemChemTech [Izv. Vyssh. Uchebn. Zaved. Khim. Khim. Tekhnol.]*. 2023. V. 66. N 6. P. 94-101 (in Russian). DOI: 10.6060/ivkkt.20236606.6783.
23. **Poletaeva O.Y., Leontev A.Y., Kolchina G.Y., Babayev E.R., Movsumzade E.M., Khasanov I.I.** Geometric and electronic structure of heavy highly viscous oil components. *ChemChemTech [Izv. Vyssh. Uchebn. Zaved. Khim. Khim. Tekhnol.]*. 2019. V. 62. N 9. P. 40-45 (in Russian). DOI: 10.6060/ivkkt.20196209.6022.
24. **Gurbanov H.R., Gasimzade A.V.** Research of physico-chemical impact on the rheological parameters of high-paraffin oil. *ChemChemTech [Izv. Vyssh. Uchebn. Zaved. Khim. Khim. Tekhnol.]*. 2023. V. 66. N 5. P. 80-86. DOI: 10.6060/ivkkt.20236605.6703.

Поступила в редакцию 28.06.2023  
Принята к опубликованию 17.07.2023

Received 28.06.2023  
Accepted 17.07.2023