

УДК 552.52: 550.85 (571.12)

DOI 10.47148/0016-7894-2024-4-41-54

Деформационно-прочностные характеристики пород баженовской свиты Западной Сибири

© 2024 г. | Н. Ф. Чистякова¹, В.Д. Немова², М.Д. Субботин¹¹Тюменский государственный университет, Школа естественных наук, Тюмень, Россия; n.f.chistyakova@utmn.ru; subbotin.mikhail@gmail.com;²ООО «ЛУКОЙЛ-Инженеринг», Москва, Россия; varvara.Nemova@lukoil.com

Поступила 17.10.2023 г.

Доработана 04.03.2024 г.

Принята к печати 04.04.2024 г.

Ключевые слова: баженовская свита; высокобитуминозные глинисто-карбонатно-кремнистые породы; органическое вещество; деформационно-прочностные свойства; трещинообразование; вторичный коллектор; индекс хрупкости.

Аннотация: В статье приведены результаты лабораторного анализа литологического состава, содержания органического вещества и деформационно-прочностных характеристик 35 образцов мезозойских битуминозных глинисто-карбонатно-кремнистых пород баженовской свиты Среднеобской нефтегазоносной области. По содержанию основных пордообразующих компонентов и органического вещества изученные образцы разделены на три литологических типа: высокоуглеродистые глинисто-кремнисто-карбонатные и карбонатно-глинисто-кремнистые, углеродистые глинисто-кремнистые породы. Каждый литотип характеризуется конкретными значениями изученных параметров. Установлено, что увеличение содержания в породах органического вещества сопровождается изменением предела прочности битуминозных горных пород, что отражается на их деформационно-прочностных характеристиках. Первые трещины формируются в высокоуглеродистых глинисто-кремнисто-карбонатных (кокколитофоридовых) породах, содержащих в среднем 19 % органического вещества при значении горного давления 66,9 МПа; затем — в высокоуглеродистых карбонатно-глинисто-кремнистых породах, содержащих 12,5 % органического вещества при горном давлении 67,4 МПа; далее — в углеродистых глинисто-кремнистых породах, содержащих в среднем 7 % органического вещества, при значении горного давления 71,6 МПа.

Для цитирования: Чистякова Н.Ф., Немова В.Д., Субботин М.Д. Деформационно-прочностные характеристики пород баженовской свиты западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2024. – № 4. – С. 41–54. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-4-41-54.

West Siberian Bazhenov rocks: deformation behaviour and strength properties

© 2024 | N.F. Chistyakova¹, V.D. Nemova², M.D. Subbotin¹¹Tyumen State University, Institute of Earth Sciences; Tyumen, Russia; n.f.chistyakova@utmn.ru; subbotin.mikhail@gmail.com;²ООО LUKOIL-Engineering; Moscow, Russia; varvara.Nemova@lukoil.com;

Received 17.10.2023

Revised 04.03.2024

Accepted for publication 04.04.2024

Key words: Bazhenov formation; high-bituminous argillaceous-carbonate-siliceous rocks; Organic Matter; deformation behaviour and strength properties; crack formation; secondary reservoir; brittleness index.

Abstract: The authors present the results of laboratory analysis of lithological composition, Organic Matter content, deformation behaviour and strength properties of 35 samples of Mesozoic Bazhenov bituminous argillaceous-carbonate-siliceous rocks taken in Sredneobsky Petroleum Region. According to the content of main rock-forming components and Organic Matter, the studied samples are classified into three lithological types, they are: high-carbon argillaceous-siliceous-carbonate and carbonate-argillaceous-siliceous, and carbonaceous argillaceous-siliceous rocks. Each lithotype is characterized by specific values of the parameters studied. It is found that the increase in Organic Matter content in rocks is accompanied by a change in the breaking strength of bituminous rocks, which impacts on their deformation behaviour and strength properties. The first cracks appear in high-carbon argillaceous-siliceous-carbonate (coccolithophorid-bearing) rocks containing 19% of Organic Matter on average at overburden load of 66.9 MPa; next — in the high-carbon carbonate-argillaceous-siliceous rock containing 12.5 % of Organic Matter at overburden load of 67.4 MPa; and then — in carbonaceous argillaceous-siliceous rocks containing 7 % of Organic Matter on average at overburden load of 71.6 MPa.

For citation: Chistyakova N.F., Nemova V.D., Subbotin M.D. West Siberian Bazhenov rocks: deformation behaviour and strength properties. Геология нефти и газа. 2024;(4):41–54. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-4-41-54. In Russ.

Введение

Баженовская свита, вскрытая бурением вблизи пос. Баженово Омской области, была выделена в самостоятельную в качестве подсвиты марьяновской свиты Ф.Г. Гуарари в 1959 г., впервые указавшим на

ее возможную нефтеносность и предложившим способ вскрытия этих пород открытым забоем [1, 2]. Первоначально предполагалось, что свита имеет однородное строение разреза и глинистый состав, что не подтвердилось последующим ее из-



HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

учением. Толщина свиты изменяется от 10 м в краевых частях до 60 м в депоцентре бассейна осадконакопления; пластовая температура – 80–134 °С; пластовое давление – от гидростатического до аномального [3]. Первые промышленные притоки нефти получены в 1967 г. из коллектора скв. 15-Р Салымского нефтяного месторождения, представленного, по версии того времени, микрослоистыми листоватыми аргиллитами с межслоевой пустотностью и высоким содержанием ОВ. Первые оценки запасов нефти в отложениях баженовской свиты появились в 1970-е гг. Причина интереса к черноцветным высокобитуминозным породам – огромные ресурсы легкой нефти, содержащейся в этих отложениях, которые, по некоторым оценкам, кратно выше, чем в традиционных терригенных коллекторах Западной Сибири. Первый опыт разработки залежей нефти баженовской свиты получен на Салымском месторождении, введенном в разработку в 1974 г.

Условиям осадконакопления, составу палеобиоты, строению, нефтеносности, типам коллекторов и свойствам нефтей баженовской свиты Западной Сибири посвящен ряд работ крупных ученых и специалистов геологов и геохимиков: А.Н. Дмитриевского, Т.Т. Клубовой, Л.П. Климушиной, Н.А. Крылова, Л.В. Ровниной, Е.А. Барс, О.К. Баженовой, И.И. Нестерова, А.Э. Конторовича, С.Г. Неручева, Ф.К. Салманова, А.В. Тян, И.И. Ушатинского, Г.М. Парпаровой, Ф.Г. Гуары, А.А. Трофимука, М.В. Дахновой, Е.А. Рогозиной, О.А. Стасовой, В.Г. Эдер, В.Д. Немовой и многих других, рассматривающих отложения баженовской свиты как высокоперспективный объект потенциального прироста и добычи нефти [4]. По данным US EIA (2013), суммарные запасы нефти, приуроченной к трещинным коллекторам вторичного происхождения, составляют 1,2 трлн баррелей, из которых 74 млрд баррелей могут быть технически извлекаемыми. А Роснефть (2013) оценила извлекаемые запасы нефти в 22 млрд баррелей.

Верхнеюрско-нижнеберриасские высокобитуминозные глинисто-карbonатно-кремнистые отложения баженовской свиты накопились 145 млн лет назад в волжском морском бассейне – одном из самых обширных в Западной Сибири (площадь около 1,2 млн км²). Тончайшие глинистые прослои баженовской свиты формировались за счет оседания терригенного материала, который обогащался сапропелевой органикой морского бассейна этого времени, кремнистые – из кремнистых скелетных остатков зоопланктона – преимущественно радиолярий, а также диатомей, карбонатные – в ходе накопления известковых кокколитофоридовых илов и остатков различных раковин. Породы баженовской свиты содержат органические остатки в виде фораминифер, аммонитов, пелеципод, ростров белемнитов, чешуй рыб, сгустков пирита [5]. К особенностям условий осадконакопления данных отложений относятся:

- характер и условия поступления осадочного материала из области питания;

- неравномерное погружение дна бассейна седиментации;

- изменчивость этапов накопления осадков, состав полимерлипидов фито- и зоопланктона, бактерий, архей;

- малая скорость уплотнения кремнистых илов по сравнению с глинистыми и карбонатными илами, повлиявшая на неравномерный характер распределения глинистых, кремнистых и карбонатных прослоев, обусловленный поликомпонентностью литологического состава баженовской свиты по площади и разрезу, что вызвало геолого-geoхимическую неоднородность размещения участков различного литологического состава, содержания ОВ, зон нефтеносности и их различную продуктивность, которые повлияли на типизацию этих отложений [5–9].

Детальное изучение отложений свиты позволило [10–14] установить литологическую и геохимическую неоднородность битуминозных образований, которые залегают в интервале глубин 2500–3000 м и более с температурами 80–134 °С и представлены многократным чередованием слоев с аномально высокой концентрацией С_{opr} (15–30 %) – «баженовитов», отличающихся повышенным содержанием силицитов в основном биогенного происхождения с преобладанием аутигенного пирита и слоев аргиллитоподобных глин, содержащих не более 5 % С_{opr}, с пониженными концентрациями аутигенного кремнезема и пирита. Черноцветные породы свиты обогащены сапропелевым ОВ с градациями катагенеза МК₁–МК₂, содержит 1,5–2 % битумоидов со значением битумоидного коэффициента 35–40 %. В битумоидах содержание метано-нафтено-ароматических УВ колеблется в пределах 6–35 %, отношение п/ф > 1. Литолого-стратиграфические исследования [13,15] позволили разделить баженовскую свиту на шесть пачек.

Вопрос принадлежности и генезиса коллектора баженовской свиты – наиболее острый и спорный. Исследования последних лет, опирающиеся на обширную базу геолого-промышленных данных¹ [16], позволили доказать наличие двух принципиально различающихся по свойствам типов пород в баженовской свите. Первые – высокобитуминозные и битуминозные породы смешанного минерально-глинистого состава с тонкослоистой или тонко-линзовидно-слоистой текстурой, в которых уже сгенерированные жидкие УВ (микронефть) сорбированы керогеном и при разработке с помощью перепада давления практически не извлекаются. Для их извлечения необходима разработка инновационных подходов, основанных на термическом воздействии на породы. Второй тип пород – преимущественно массивные или слоистые радиоляритовые породы, часто преобразованные во вторичные из-

¹Немова В.Д. Литогенетическая классификация пород и техногоризонт отложений баженовской свиты Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции: автореф. дис. ... на соискание ученой степени д-ра геол.-минерал. наук. – М., 2021. – 340 с.

вестняки, силикиты или доломиты, обладающие жестким минеральным скелетом, в которых может формироваться и сохраняться пористость, насыщенная миграционноспособной нефтью. Последние обеспечивают основной вклад в накопленную добычу нефти, извлеченной из баженовской свиты.

Большинство исследователей полагает, что формирование вторичных коллекторов в породах баженовской свиты, не имеющих жесткого скелета (первый тип пород), связано с главной фазой нефтеобразования, в ходе которой интенсивность генерации УВ обуславливает ряд взаимосвязанных процессов: высвобождение пространства за счет расходования ОВ при переходе его в УВ, возникновение повышенных поровых давлений в очаге генерации УВ, образование микротрешин, что и приводит к формированию вторичного коллектора. Для образования баженитов (по И.И. Нестерову) требуются особые геохимические условия, текстурные особенности и состав пород. Основное значение имеет распределение микролинз ОВ по плоскостям напластования. Бажениты до проявления в них процессов нефтеобразования обладают высокими экранирующими свойствами по отношению к УВ-газам, нефтям, водороду и не являются традиционным коллектором [17, 7]. Вопрос возможности извлечения нефти из баженитов при бурении скважин до сих пор остается дискуссионным и вызывает большие сомнения.

До настоящего времени условия образования и особенности вторичных коллекторов в высокобитуминозных тонкослоистых породах баженовской свиты вызывают живой интерес исследователей. Это обуславливает необходимость изучения геомеханических свойств вторичных коллекторов, образовавшихся в особых условиях геологической эволюции высокобитуминозных полиминеральных отложений баженовской свиты. При изучении геомеханических свойств баженовской свиты последних лет широко используют комплексный анализ геолого-геофизической информации с привлечением расширенного комплекса ГИС (плотностной, акустический, стандартный каротаж, являющиеся основой для определения модуля Юнга и коэффициента Пуассона), данные по теплопроводности горных пород, сейсмические данные и результаты лабораторных исследований (определение $C_{\text{оп}}$, типов нефтей и др.), оценивая корреляцию между этими параметрами и геомеханическими свойствами горных пород. С учетом данных ГИС и геохимических исследований создаются одномерные геомеханические модели, отражающие связь напряженного состояния пород с их упругими и прочностными характеристиками, а также псевдо-модели 3D распределения индекса хрупкости пород баженовской свиты [18, 19]. Бессспорно, подобные работы и применяемые комплексные исследования баженовской свиты позволяют оперативно изучать их геомеханические характеристики. В то же время интерпретация данных ГИС и других гео-

физических материалов (сейсморазведка) не всегда дает однозначную информацию, необходимую для качественной характеристики деформационно-прочностных свойств отложений баженовской свиты, так как, во-первых, вертикальное пространственное разрешение акустического каротажа ограничено размерами прибора, и во-вторых, эти измерения проводятся в баженовской свите, где не выделены конкретные литотипы с четким содержанием основных породообразующих компонентов в отдельных прослоях, и эти геофизические показатели будут «средними значениями». Проведенное авторами данной статьи лабораторное изучение деформационно-прочностных характеристик в керне баженовской свиты, для которых в трех выделенных литологических типах экспериментально созданные горные давления, воздействующие на породы, приближены к реальным, является актуальным и открывает новые возможности для понимания механизма формирования геомеханических свойств баженовской свиты, стадийности образования в ней микротрешин в процессе реализации ее нефтематеринского потенциала.

Объект и методы исследования

В данной статье приведены результаты исследования 35 образцов баженовской свиты Среднего Приобья, отобранных из 10 скважин в интервалах глубин 2831–3145 м. Образцы в лабораторных условиях подвергались воздействию горных давлений: 66,4; 66,8; 66,9; 67,4; 68,3; 69; 70,6; 71,6 и 73,9 МПа (при пластовом давлении 30–31,4 МПа и температуре 99 °C). В целях изучения геомеханических и петрофизических свойств пород в условиях, приближенных к пластовым, использовалась многофункциональная система для выполнения стационарных и нестационарных тестов, соответствующая техническим требованиям и условиям российских стандартов ГОСТ 59995-2022, ГОСТ 24941-81, ГОСТ Р50544-93 и стандартов Международного общества механики горных пород для трехосных испытаний образцов горных пород ASTM D 5279-13. Отбор керна выполнялся по изолированной технологии; для большинства проводимых экспериментов (кроме определения прочности при одноосном растяжении) отбирались образцы, ориентированные перпендикулярно напластованию пород; экстракция не проводилась; донасыщение образцов керосином осуществлялось под вакуумом в специальной установке. Установка для исследования геомеханических свойств образцов керна ПИК-УИДК компании АО «Геологика» содержит камеру для исследования прочностных свойств керна в пластовых условиях. Определение предела прочности и модулей упругости при объемном сжатии выполняется при постоянном внешнем давлении (давление обжима) и внутреннем (поровое давление). Тесты являются псевдо-трехосными. При наличии проницаемости у анализируемых образцов создается поровое давление; при ее отсутствии исследование выполняется при



HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

эффективном напряжении. В исследуемых образцах определены: содержание ОВ; геомеханические свойства (деформационно-прочностные характеристики); петрофизические характеристики — пористость, плотность (объемная, минеральная). Основой для выводов о деформационно-прочностных характеристиках высокобитуминозных пород баженовской свиты с различным содержанием ОВ послужили результаты анализа параллельных прослоев с ровными и извилистыми контактами проницаемых и непроницаемых пород с анизотропными свойствами, чередующихся с включениями прослоев и линз ОВ (рис. 1).

Особенности изучаемых образцов баженовской свиты

С учетом установленного в эксперименте содержания основных породообразующих минералов и ОВ в проанализированных образцах керна было выделено три литологических типа пород баженовской свиты: углеродистые глинисто-кремнистые породы (ЛТ 1), высокоуглеродистые карбонатно-глинисто-кремнистые (ЛТ 2) и глинисто-кремнисто-карбонатные (ЛТ 3), характеризующиеся определенными значениями следующих параметров (рис. 2, таблица). Важно отметить, что несмотря на наличие пористости (6,2–8,7 %), все образцы относятся к неколлекторам в привычном понимании этого термина.

Особенностью баженовской свиты является присутствие и распределение микролинз ОВ в виде концентрированных скоплений по плоскостям напластования пород (см. рис. 1), что обуславливает их тонкую рассланцованнысть (плитчатость) при подъеме на дневную поверхность. К особенностям геомеханических свойств изучаемых образцов следует отнести деформационно-прочностные характеристики, определяемые для конкретных литотипов с конкретным содержанием основных породообразующих компонентов, ОВ и $P_{\text{горн}}$, которое можно отнести к критическому горному давлению, когда в породе образуются трещины, различающиеся для каждого из выделенных литотипов баженовской свиты.

Результаты исследований

В данной статье приведены физические параметры, характеризующие геомеханические свойства горной породы и зависящие от ее минерального состава, структуры, текстуры, пористости, твердости частиц, содержания ОВ, в совокупности влияющих на способность горной породы оказывать сопротивление деформации и разрушению под действием внешних сил: статические модули — модуль деформации, коэффициент деформации; динамические модули — модуль Юнга, коэффициент Пуассона; предел прочности при объемном сжатии горной породы. Основными упругими параметрами горной породы являются коэффициент Пуассона и модуль деформации.

Индекс хрупкости пород (BI) для различных типов высокобитуминозных пород баженовской свиты, характеризующий способность горной породы к образованию трещин при определенном напряжении структуры самой породы, рассчитывался по формулам [18]:

$$BI = \frac{1}{2} \left(\frac{PR - PR_{\max}}{PR_{\min} - PR_{\max}} + \frac{ESTA - ESTA_{\min}}{ESTA_{\max} - ESTA_{\min}} \right), \quad (1)$$

где PR — значение коэффициента Пуассона в изучаемом пропластке каждого типа; PR_{\max} и PR_{\min} — соответствующие значения коэффициента Пуассона в исследуемом интервале; $ESTA$ — значение модуля Юнга в изучаемом пропластке каждого типа; $ESTA_{\max}$ и $ESTA_{\min}$ — соответствующие значения модуля Юнга в исследуемом интервале каждого типа;

$$BI = \frac{V_{\text{кварц}}}{(V_{\text{кварц}} + V_{\text{карб}} + V_{\text{глин}})}, \quad (2)$$

где $V_{\text{кварц}}$, $V_{\text{карб}}$, $V_{\text{глин}}$ — массовые доли соответственно для кварца, карбонатов и глин в образцах соответствующих выделенных типов пород баженовской свиты.

Максимальные значения BI 0,555 (1) и 0,873 (2) наблюдаются в породах углеродисто-глинисто-кремнистого типа, а минимальные — 0,388 (1) и 0,340 (2) — в породах высокоуглеродисто-глинисто-кремнисто-карбонатного типа; в породах высокоуглеродисто-карбонатно-глинисто-кремнистого типа индекс хрупкости равен 0,515 (1) и 0,69 (2), что подтверждает различную хрупкость пород баженовской свиты.

Для выяснения характера зависимости деформационно-прочностных свойств изучаемых образцов пород от особенностей их литологического состава, структуры, глубины залегания и содержания ОВ построены соответствующие графики (рис. 3–5). Между пределом прочности при объемном сжатии различных по литологическому составу горных пород и глубиной их залегания отсутствует линейная зависимость (см. рис. 3). Подобный вывод можно сделать и из анализа зависимости предела прочности при объемном сжатии горных пород от их объемной плотности (см. рис. 4). Оба графика подтверждают анизотропность литологического состава полиминеральных высокобитуминозных пород баженовской свиты в вертикальном разрезе скважин. Предел прочности горных пород баженовской свиты при объемном сжатии связан обратно пропорционально с содержанием в них ОВ: чем больше его содержание, тем ниже значение предела прочности пород (см. рис. 5).

Графики зависимости деформационно-прочностных свойств от значения горного давления, воздействующего на породу, строились для изотропных слоев каждого типа отдельно (рис. 6–11).

Модуль Юнга и коэффициент Пуассона, характеризующие деформационно-прочностные свойства в изученных образцах различных типов, изменяются по-разному в зависимости от значения воздействующего на них горного давления (см. рис. 6–11).

Рис. 1. Шлифы высокобитуминозных пород баженовской свиты
Fig. 1. Thin sections of highly bituminous Bazhenov rocks

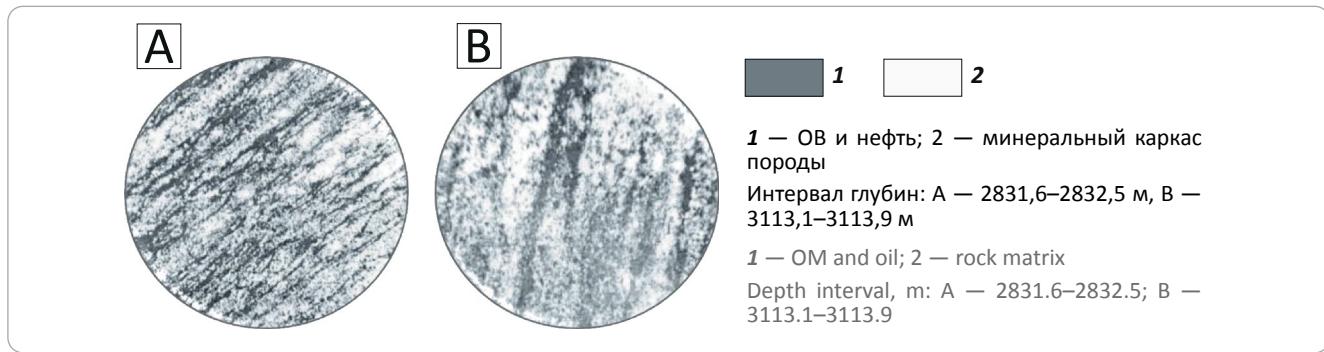
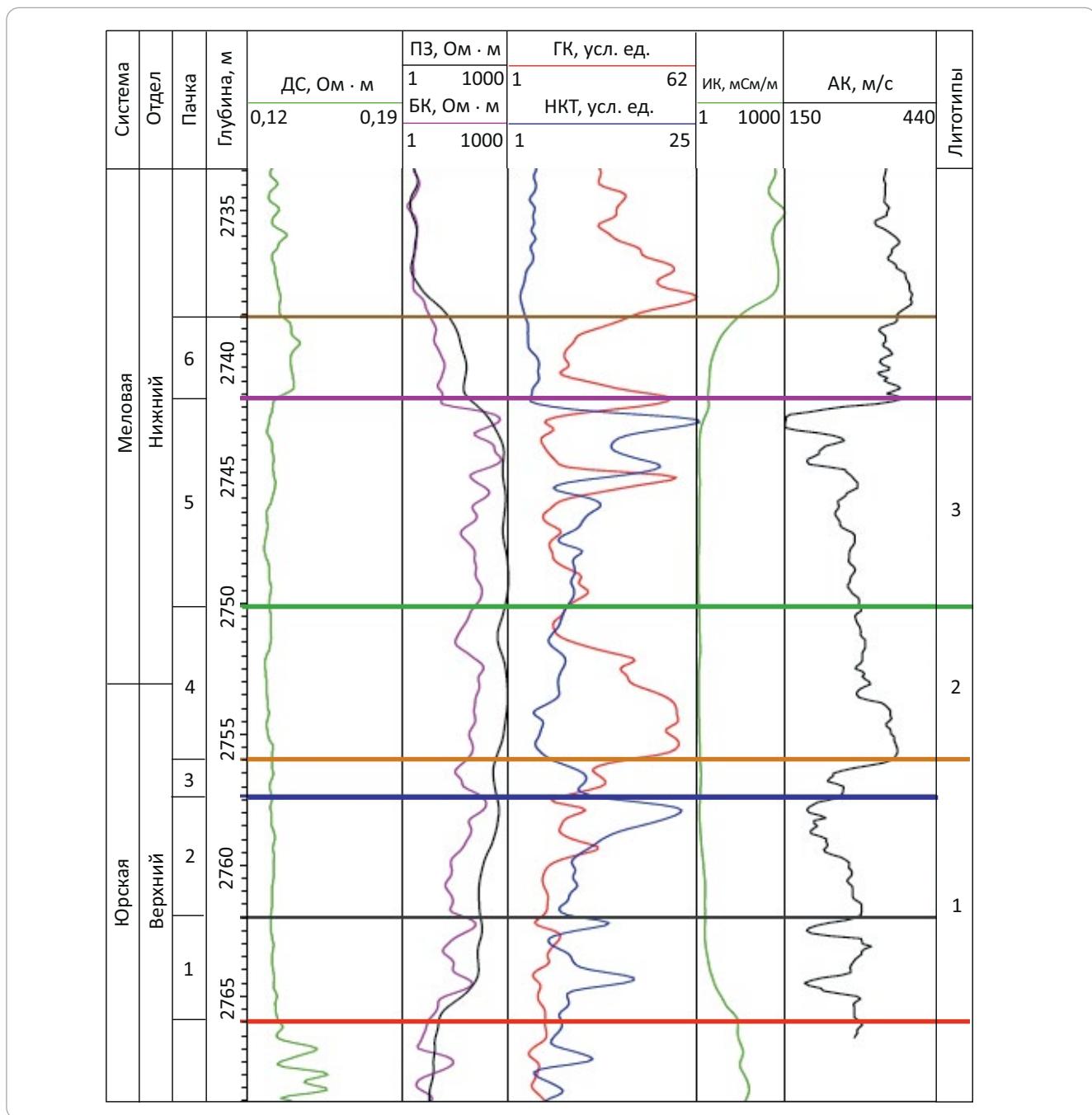


Рис. 2. Строение разреза баженовской свиты с приуроченностью изученных литотипов пород
Fig. 2. The Bazhenov section column with identified lithotypes





HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Таблица. Характеристика различных литотипов баженовской свиты (средневзвешенные значения)
Table. Characteristics of different lithotypes of the Bazhenov Formation (weighted average values)

Показатели	Литотипы пород		
	Высокоуглеродистые глинисто-кремнисто-карбонатные	Высокоуглеродистые карбонатно-глинисто-кремнистые	Углеродистые глинисто-кремнистые
Содержание, %			
глин	(3,4–15,8) 10,9	(2,77–9,3) 7,9	(3,9–30,43) 13,1
кремния	(20–35,4) 33,8	(45,8–88,9) 69,8	(43,8–91,2) 81
карбонатов	(37,1–62) 55,3	(3,3–34,6) 22,3	(0,6–6,4) 5,9
ОВ	(13,7–30,5) 19,1	(6,4–17,1) 12,5	(2,1–12,3) 7,1
Пористость (по керосину), %	(2,8–14) 8,7	(2–12,6) 8,5	(2,9–13,6) 6,23
Объемная плотность (по керосину), г/см ³	(2,23–2,44) 2,38	(1,92–2,45) 2,23	(1,79–2,42) 2,19
Коэффициент Пуассона, доли ед.	(0,19–0,28) 0,25	(0,17–0,33) 0,24	(0,13–0,37) 0,247
Модуль Юнга, $n \cdot 10^4$ МПа	$(1,40–3,34) \cdot 10^4$ $(2,26 \cdot 10^4)$	$(1,44 – 3,05) \cdot 10^4$ $2,22 \cdot 10^4$	$(1,27–5,49) \cdot 10^4$ $3,79 \cdot 10^4$
Предел прочности, МПа	(105,1–225,3) 169,1	(155,8–225,3) 185,9	(131,7–424,5) 183,17
Модуль деформации, $n \cdot 10^4$ МПа	$(0,29–2,26) \cdot 10^4$ $(1,12 \cdot 10^4)$	$(0,26–1,32) \cdot 10^4$ $0,83 \cdot 10^4$	$(0,23–4,76) \cdot 10^4$ $0,976 \cdot 10^4$
Коэффициент деформации, доли ед.	(0,22–0,36) 0,28	(0,2–0,32) 0,25	(0,14–0,41) 0,27
Индекс хрупкости BI	0,388 0,340	0,515 0,69	0,555 0,388

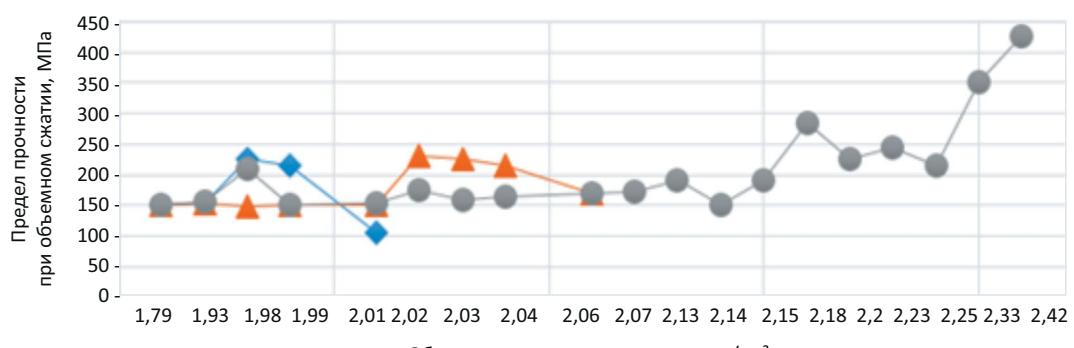
Рис. 3. Зависимость предела прочности горных пород при объемном сжатии от глубины их залегания
Fig. 3. Rock breaking strength at triaxial compression vs depth of occurrence



Породы (1–3): 1 — высокоуглеродистые глинисто-кремнисто-карбонатные, 2 — высокоуглеродистые карбонатно-глинисто-кремнистые, 3 — углеродистые глинисто-кремнистые

Rocks (1–3): 1 — high-carbon argillaceous-siliceous-carbonate, 2 — high-carbon carbonate-argillaceous-siliceous, 3 — carbonaceous argillaceous-siliceous

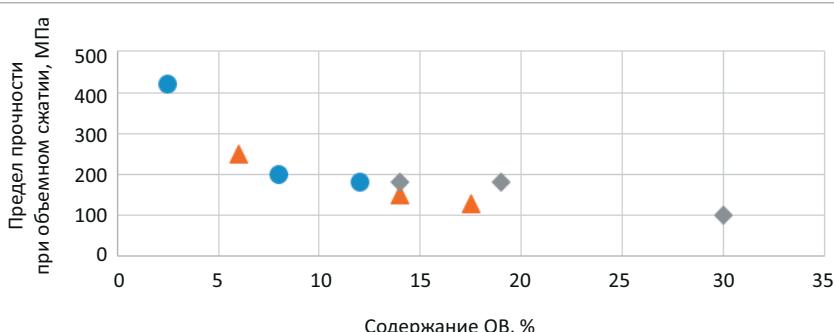
Рис. 4. Зависимость предела прочности горных пород при объемном сжатии от их объемной плотности
Fig. 4. Rock breaking strength at triaxial compression vs bulk density



Усл. обозначения см. на рис. 3

For Legend see Fig. 3

Рис. 5. Зависимость предела прочности горных пород при объемном сжатии от содержания ОВ
Fig. 5. Rock breaking strength at triaxial compression vs OM content

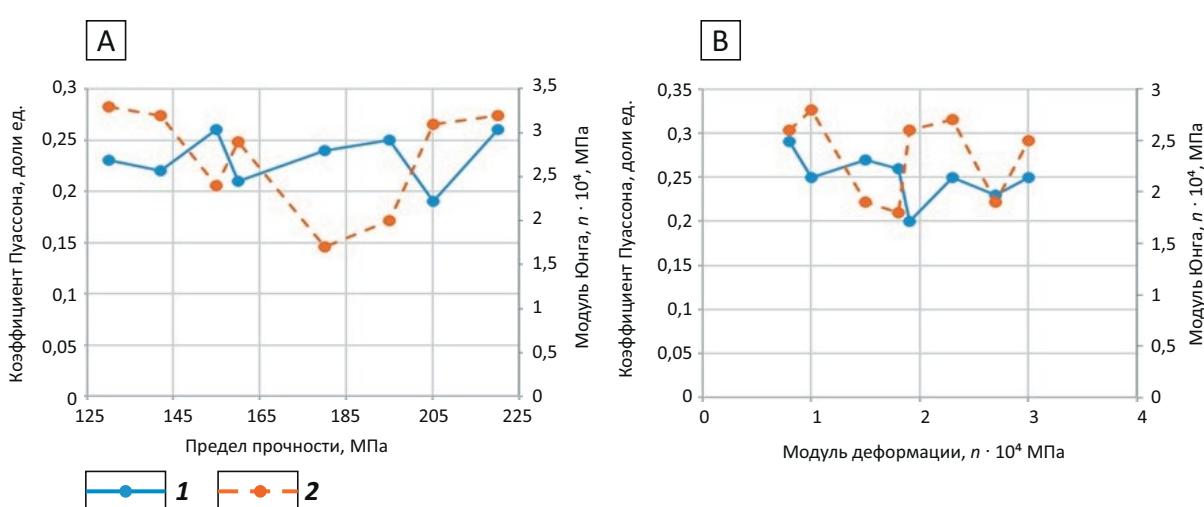


Усл. обозначения см. на рис. 3

For Legend see Fig. 3

Рис. 6. Зависимость модуля Юнга и коэффициента Пуассона от геомеханических свойств баженовской свиты пород высокоуглеродистого глинисто-кремнисто-карбонатного типа

Fig. 6. Young's modulus and Poisson ratio as a function of geomechanical properties of the Bazhenov rocks: high-carbon argillaceous-siliceous-carbonate type



А — предел прочности (66,9 МПа), В — модуль деформации (66,9 МПа)

1 — коэффициент Пуассона; 2 — модуль Юнга

A — breaking strength (66.9 MPa), B — modulus of deformation (66.9 MPa)

1 — Poisson ratio; 2 — Young's modulus



HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Рис. 7. Зависимость модуля Юнга и коэффициента Пуассона от геомеханических свойств баженовской свиты пород высокогородистого глинисто-кремнисто-карбонатного типа

Fig. 7. Young's modulus and Poisson ratio as a function of geomechanical properties of the Bazhenov rocks: high-carbon argillaceous-siliceous-carbonate type

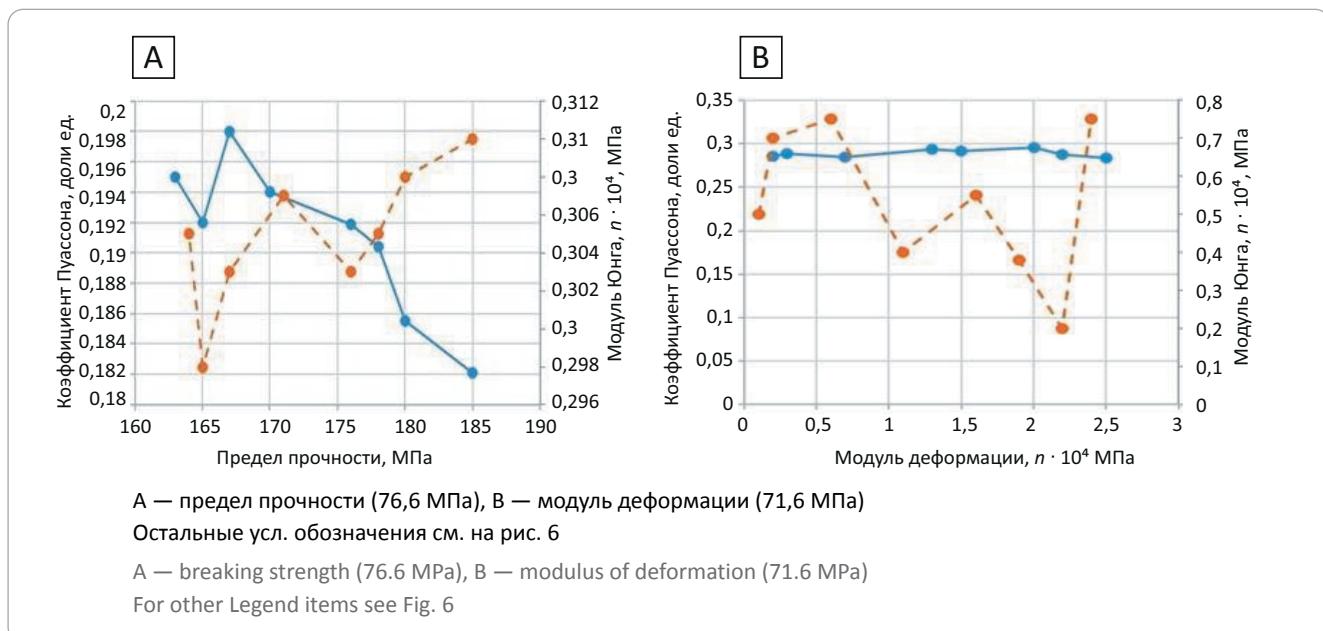
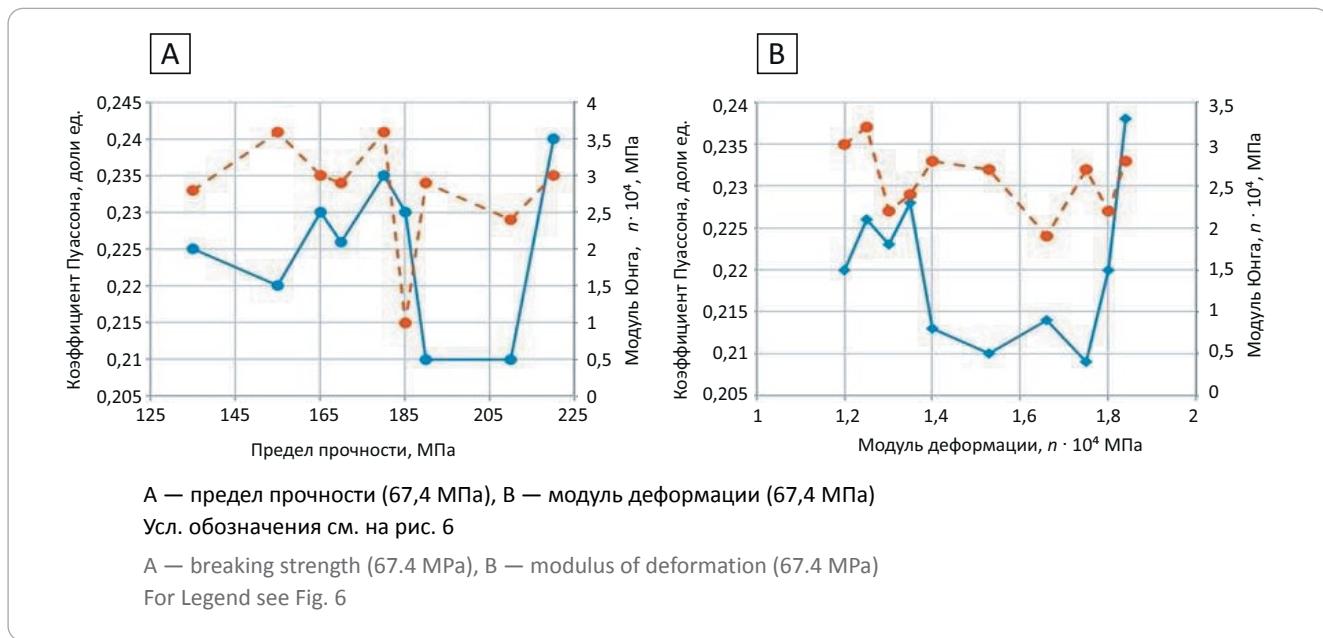


Рис. 8. Зависимость модуля Юнга и коэффициента Пуассона от геомеханических свойств баженовской свиты пород высокогородистого карбонатно-глинисто-кремнистого типа

Fig. 8. Young's modulus and Poisson ratio as a function of geomechanical properties of the Bazhenov rocks: high-carbon argillaceous-siliceous-carbonate type



Следовательно, геомеханические свойства пород баженовской свиты — предел прочности и модуль деформации, зависящие от их минерального состава, структуры, пористости, проницаемости, хрупкости частиц, характеризуются разнонаправленностью изменений коэффициента Пуассона и модуля Юнга.

Кроме литологических особенностей, для пород баженовской свиты характерны и геохимиче-

ские особенности – различное содержание ОВ, которое в исследованных образцах керна снижается при переходе от высокогородистых глинисто-кремнисто-карбонатных пород (в среднем 19 %) к высокогородистым карбонатно-глинисто-кремнистым (в среднем 12,5 %) и углеродисто-глинисто-кремнистым породам (в среднем 7 %) (см. таблицу). Повышение содержания ОВ в баженовской свите сопровождается снижением предела прочности горной породы при ее объемном сжатии. Самые низкие

Рис. 9. Зависимость модуля Юнга и коэффициента Пуассона от геомеханических свойств баженовской свиты пород высокоуглеродистого карбонатно-глинисто-кремнистого типа

Fig. 9. Young's modulus and Poisson ratio as a function of geomechanical properties of the Bazhenov rocks: high-carbon argillaceous-siliceous-carbonate type

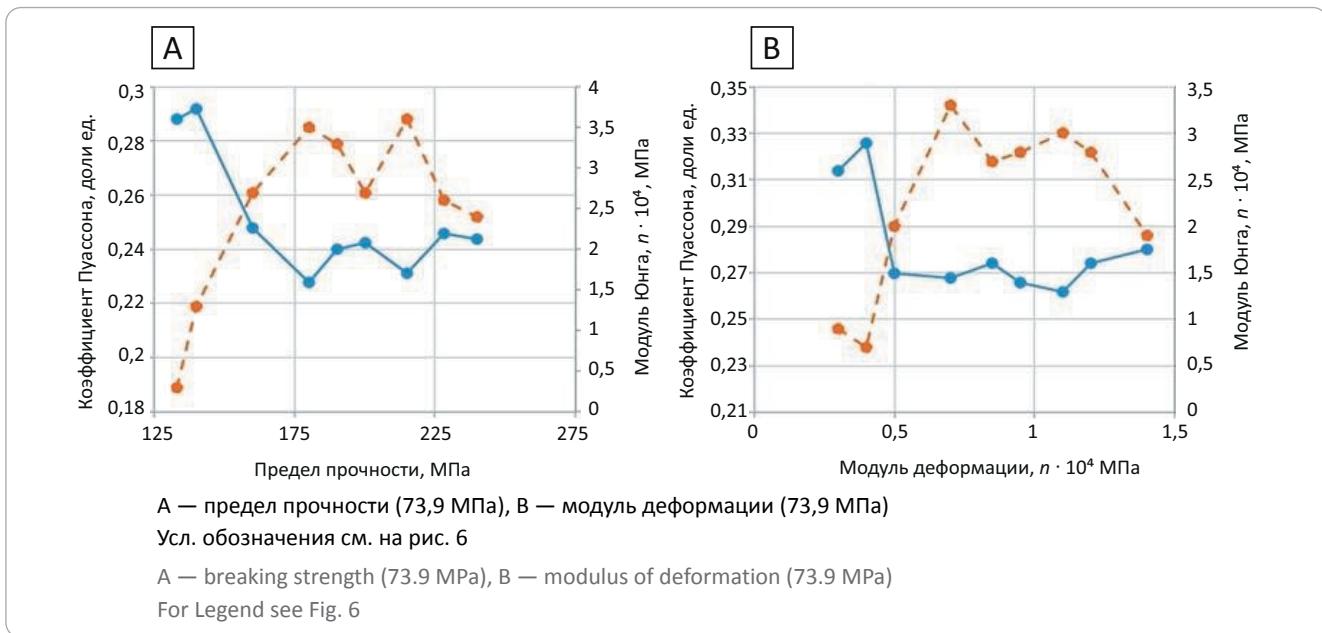
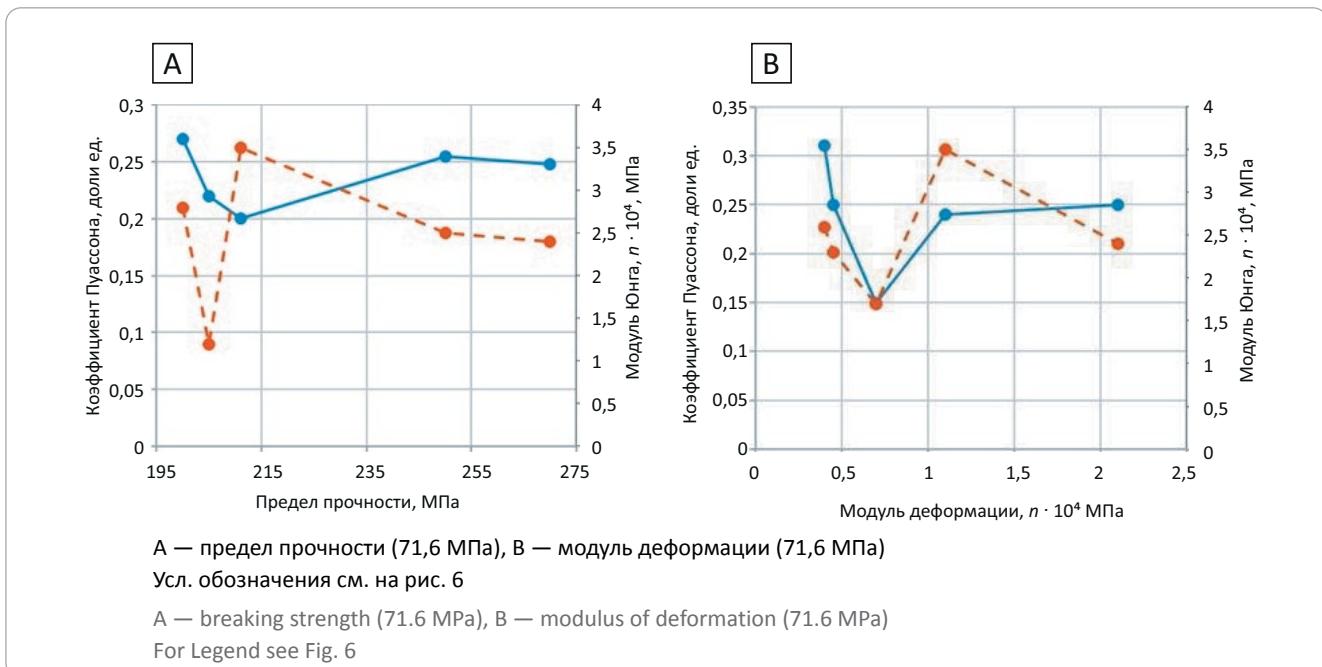


Рис. 10. Зависимость модуля Юнга и коэффициента Пуассона от геомеханических свойств баженовской свиты пород углеродисто-глинисто-кремнистого типа

Fig. 10. Young's modulus and Poisson ratio as a function of geomechanical properties of the Bazhenov rocks: high-carbon argillaceous-siliceous-carbonate type



значения предела прочности зафиксированы в высокоуглеродистых глинисто-кремнисто-карбонатных породах, характеризующихся наибольшими содержаниями ОВ (см. рис. 5).

В породах каждого литотипа установлено присущее им критическое горное давление, отражающее усиление деформации горных пород, кото-

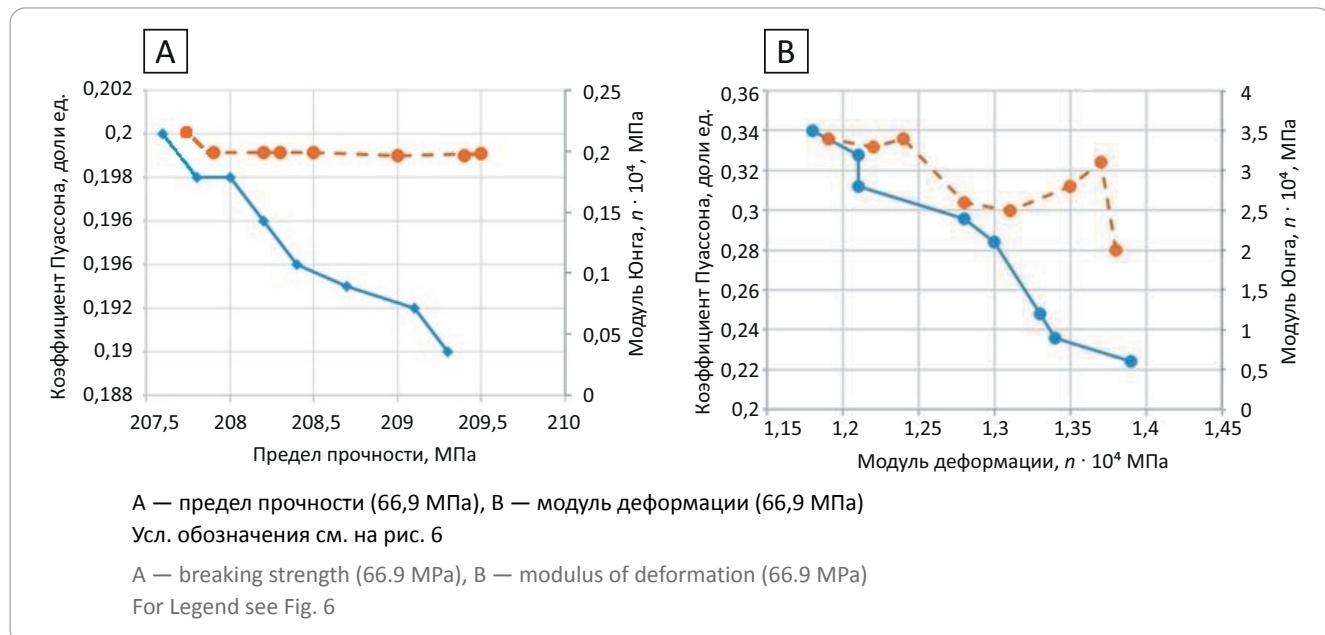
рое сопровождается образованием в них трещин (см. рис. 6–11).

Значения модулей Юнга в породах всех типов составляют в среднем $(1,27\text{--}5,49) \cdot 10^4$ МПа. В зонах трещинообразования его значение минимально в углеродисто-глинисто-кремнистых породах и несколько повышенено в породах двух других литотипов.



Рис. 11. Зависимость модуля Юнга и коэффициента Пуассона от геомеханических свойств баженовской свиты пород углеродисто-глинисто-кремнистого типа

Fig. 11. Young's modulus and Poisson ratio as a function of geomechanical properties of the Bazhenov rocks: carbonaceous argillaceous-siliceous type



Значение коэффициента Пуассона во всех изученных образцах колеблется от 0,13 до 0,37 долей ед., характеризуясь минимальными значениями в интервалах критического горного давления для всех типов пород. Значения модулей деформации в баженовской свите равны $(0,23\text{--}4,76) \cdot 10^4$ МПа, снижаясь в среднем от $1,12 \cdot 10^4$ МПа (высокоуглеродистые глинисто-кремнисто-карбонатные породы) до $0,97 \cdot 10^4$ МПа (высокоуглеродистые карбонатно-глинисто-кремнистые породы) и до $0,83 \cdot 10^4$ МПа (углеродистые глинисто-кремнистые породы). В интервалах воздействия критического горного давления на исследуемые образцы в высокоуглеродистых глинисто-кремнисто-карбонатных породах значение модуля деформации составляет 2,2 МПа, высокоуглеродистых карбонатно-глинисто-кремнистых — 1,5 МПа, в углеродистых глинисто-кремнистых породах — 0,7 МПа. Коэффициент деформации в породах всех типов в интервале горных давлений 66,4–73,9 МПа изменяется от 0,14 до 0,41 доли ед. В интервалах критического горного давления, приводящего к разрушению породы в эксперименте, его значение в породах практически не отличается от средневзвешенного значения для различных типов. Значения предела прочности горных пород при объемном сжатии колеблются в породах всех типов от 105,1 до 424,5 МПа, снижаясь при критических значениях горных давлений в ряду пород: углеродистых глинисто-кремнистых — 203 МПа, высокоуглеродистых карбонатно-глинисто-кремнистых — 195 МПа, высокоуглеродистых глинисто-кремнисто-карбонатных — 183 МПа. Таким образом, чем выше значение модуля Юнга и ниже коэффициент Пуассона для разных значений $P_{\text{горн}}$, действующего на породы одного и того же

литотипа, тем выше индекс хрупкости пород баженовской свиты, что соответствует результатам работ многих исследователей [20, 21].

Длительное и устойчивое погружение отложений баженовской свиты на протяжении сотен миллионов лет сопровождается накоплением в них постоянно поступающей из недр Земли эндогенной энергии (тепловой поток), к которой добавляется энергия, унаследованная захороненным ОВ от исходной биоты животного и растительного происхождения, обитавшая в субаквальном бассейне осадконакопления 145 млн лет назад и выделявшаяся в толщу горных пород в ходе последовательного химического преобразования ОВ на различных стадиях литогенеза. Накопленная в недрах осадочного чехла суммарная энергия позволяет реализоваться термокаталитическому преобразованию минеральной и органической составляющих нефтегазопродуцирующих высокобитуминозных пород на стадии катагенеза. При дегидратации монтмориллонита в гидрослюду химически связанная вода, входящая в состав минерального скелета глин, переходит в свободное состояние — «воздороженную» воду, а кероген (минерально-органический комплекс, образующийся на стадии диагенеза при литификации осадков и содержащийся в них ОВ) генерирует в больших масштабах новые компоненты осадочно-породного бассейна на стадии катагенеза — УВ-соединения различного фазового состояния. Термокаталитическая деструкция керогена, приводящая к генерации УВ, сопровождается повышением температуры внутри закрытых пор нефтегазогенерирующих пород. Масштабы преобразования ОВ этих пород и их минерального скелета на стадии катагенеза значительны [22]. Жид-

кие и газообразные УВ, выделившиеся в закрытые поры нефтегазопродуцирующих пород, физически и химически воздействуют на них изнутри. Возросшее давление в микролинзах ОВ может превысить сопротивление минеральных компонентов горных пород, расположенных между этими микролинзами, что приводит к образованию сети полостей (вторичный коллектор), заполняющихся продуктами преобразования ОВ.

Различие температурного расширения твердой, жидкой и газообразной фаз новообразованных водных УВ-флюидов, к которому добавляется невозможность их равномерного оттока, влечет за собой формирование внутри закрытых пор сверхгидростатического порового давления. Обладая высокой энергией и воздействуя на поровое пространство уплотненных битуминозных пород изнутри, сверхгидростатическое поровое давление приводит к их растрескиванию («автогидронефтеразрыв», по И.И. Нестерову), высвобождению новообразованных флюидов из закрытых пор, обеспечивая их первичную миграцию внутри самой нефтегазогенерирующей породы. Перераспределение водных УВ-флюидов, новообразованных на стадии катагенеза, из мест их формирования в соседние зоны нефтегазогенерирующей породы активизирует процесс генерации новых порций УВ. Поступательная генерация УВ высокобитуминозными породами на стадии катагенеза сопровождалась увеличением масштабов трещинообразования в тех интервалах пород баженовской свиты, из которых невозможен естественный отток в породы-коллекторы, и превращала эти толщи во вторичный коллектор, аккумулирующий новообразованные водные УВ-флюиды внутри самой нефтегазопродуцирующей породы без их вторичной миграции. Образование трещин приводит к поступательной деформации горной породы, масштабы которой в значительной степени зависят от ее литологического состава, содержания ОВ и величины горного давления, действующего на породы изнутри. Первичное образование трещин, которые развиваются параллельно плоскостям слоистости в зоне микролинз ОВ, наиболее активно происходит в высокоуглеродистых глинисто-кремнисто-карбонатных породах при значении горного давления 66,9 МПа и минимальном значении индекса хрупкости; затем трещины образуются в высокоуглеродистых карбонатно-глинисто-кремнистых породах при значении горного давления 67,4 МПа, и в последнюю очередь — в углеродистых глинисто-кремнистых породах при значении горного давления 71,6 МПа и максимальном значении индекса хрупкости. В разрезе баженовской свиты формирование первых трещин автофлюидоразрыва происходит в верхней части разреза (пачка 5), затем в подстилающих ее высокоуглеродистых породах (пачка 4), затем в нижней толще (пачки 3-1).

Авторы работ [23–26], изучавшие влияние теплового воздействия на эволюцию порового про-

странства нефтяных сланцев различных регионов мира, установили, что трансформация порового пространства на субмикронном и наноуровнях происходит в основном за счет десорбции геополимеров и физически связанный воды, содержащейся в порах пород или гидратированной глинистыми минералами при нагреве образца до температур начала пиролиза ОВ. Тепловое воздействие с нагревом образцов баженовской свиты до температур начала пиролиза ОВ привело «возможно к необратимому тепловому расширению образцов за счет растрескивания минерального скелета и поведения геополимеров», отражая формирование энергии, необходимой для трещинообразования за счет преобразования керогена в УВ [27]. Наибольшее увеличение открытой пористости (2 раза и более) отмечается для пород, содержащих кальцит и доломит, так как именно для карбонатных минералов характерно резко асимметричное расширение по осям кристалла при нагревании, способствующее дополнительному разуплотнению породы и увеличению открытой пористости [28]. Результаты работы [27] подтверждают определяющий вклад ОВ и карбонатных соединений, слагающих минеральный скелет пород баженовской свиты, в существенное снижение ее деформационно-прочных свойств под влиянием высоких температур (322–366 °C). Критические значения горного давления (66,9 МПа для высокоуглеродистых глинисто-кремнисто-карбонатных пород; 67,4 МПа — высокоуглеродистых карбонатно-глинисто-кремнистых пород; 71,6 МПа — углеродистых глинисто-кремнистых пород, превышающие горное давление в 1,03–1,7 раз) очевидно, сопоставимы со сверхгидростатическим поровым давлением, которое, воздействуя на минеральный скелет органогенной горной породы изнутри, приводит к автогидронефтеразрыву и запускает механизм формирования трещин в высокобитуминозных породах баженовской свиты. Аккумуляция первых порций новообразованных УВ-флюидов будет происходить в трещинах, появившихся раньше всех в высокоуглеродистых глинисто-кремнисто-карбонатных породах при горном давлении 66,9 МПа. Таким образом, неодновременный и последовательный процесс появления трещин в породах высокобитуминозной баженовской свиты на стадии катагенеза инициируется физическими и химическими характеристиками различных по составу порообразующих минералов, присутствием в породе ОВ, уровнем его термокатализического преобразования и значением сверхгидростатического порового давления.

Заключение

1. Деформационно-прочностные свойства высокобитуминозных пород баженовской свиты в большой степени зависят от литологического типа пород, определяемого соотношением основных порообразующих минеральных компонентов, а также от содержания ОВ, степени его катагенеза и



HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

горного давления, которые определяются особенностями геологической эволюции этих отложений.

2. В качестве геодинамических параметров, отражающих деформационно-прочностные характеристики пород баженовской свиты, можно использовать модуль Юнга и коэффициент Пуассона, одновременное и согласованное изменение которых подтверждает снижение сопротивления горной породы к воздействию внешних нагрузок, сопровождающееся формированием в ней трещин.

3. Слои баженовской свиты, обладающие наибольшей хрупкостью, характеризуются повышенными значениями модуля Юнга и пониженными значениями коэффициента Пуассона.

4. Установлены значения критического горного давления, действующего на битуминозные породы баженовской свиты, при котором в них образуются трещины автогидрофтеразрыва, при-

водящие к формированию вторичного коллектора: 66,9 МПа в высокоуглеродистых глинисто-кремнисто-карбонатных (кокколитофоридовых), содержащих 55 % карбонатов и 19 % ОВ; 67,4 МПа — высокоуглеродистых карбонатно-глинисто-кремнистых породах, с содержанием 22,3 % карбонатов и 12,5 % ОВ и 71,6 МПа — углеродистых глинисто-кремнистых породах с минимальным содержанием карбонатов 5,9 и 7,1 % ОВ и максимальным — кремнезема (81 %).

5. Формирование трещин автогидрофтеразрыва пород в разрезе баженовской свиты происходит сверху вниз, начинается в кокколитофоридовой пачке 5, затем переходит в высокоуглеродистую пачку 4, последними трещины формируются в пачках 3, 2, 1. Данную информацию можно использовать, в частности, при планировании техногенного воздействия с помощью гидроразрыва пласта.

Литература

1. Гуарари Ф.Г., Гуарари И.Ф. Формирование залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1974. – № 5. – С. 36–40.
2. Условия формирования и методика поисков залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты / Под ред. Ф.Г. Гуарари. – М. : Недра, 1988. – 199 с.
3. Строение и нефтегазоносность баженитов Западной Сибири / Под ред. И.И. Нестерова. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1985. – 176 с.
4. Kontorovich A.E., Moskvina V.T., Burshtein L.M., Kostyрева Е.А., Melenevskiy V.N. Bashenovo oil source formation // International Meeting of Organic Geochemistry (Торки, Англия, 9–14 сентября 2007 г.). – Торки, 2007. – С. 90–91.
5. Котылев А.В., Балушкина Н.А., Вишневская В.С., Коробова Н.М., Калмыков Г.А., Рослякова А.С. Модель накопления радиоляритовых слоев в баженовской свите Западной Сибири // Вестник МГУ. Серия 4. Геология. – 2019. – № 1. – С. 92–97.
6. Красников А.А., Мелихов Р.Ф., Павлов В.А., Субботин М.Д., Емельянов Д.В., Ахмадишин А.Т. Расчет геомеханических свойств пород бажено-абалакского комплекса для прогноза зон трещиноватости // Нефтяная провинция. – 2018. – Т. 15. – № 3. – С. 31–43. DOI: 10.25689/NP.2018.3.31-43.
7. Нестеров И.И. Новый тип коллектора нефти и газа // Геология нефти и газа. – 1979. – № 9 – С. 26–29.
8. 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.
9. Немова В.Д. Многоуровневая литологическая типизация пород баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 8. – С. 13–17. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-8-13-17.
10. Немова В.Д., Погодаева А.М., Ким О.О., Матюхина Т.А. Литолого-петрофизическая характеристика продуктивных интервалов позднеюрско-раннемеловых отложений Средне-Назымского месторождения [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2020. – Т. 15. – № 2. – Режим доступа: https://www.ngtp.ru/rub/2020/12_2020.html (дата обращения). DOI: 10.17353/2070-5379/12_2020.
11. Рослякова А.С., Калмыков А.Г., Калмыков Г.А., Фомин М.М., Карпов Ю.А., Козлова Е.В., Фадеева Н.П. Распределение органического вещества в породах баженовской высокоуглеродистой формации // Вестник МГУ. Серия 4. Геология. – 2019. – № 2. – С. 46–57.
12. Пронина Н.В., Войтехович А.П. Прямые признаки нефтеобразования в породах баженовской свиты // Георесурсы. – 2021. – Т. 23. – № 2. – С. 152–157. DOI: 10.18599/grs.2021.2.15.
13. Эдер В.Г., Костырева Е.А., Юрченко А.Н., Бабушкина Н.С., Сотнич И.С., Козлова Е.В., Замирайлова Е.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. DOI: 10.18599/grs.2019.2.129-142.
14. Эдер В.Г., Бабушкина Н.С., Замирайлова А.Г., Фомин А.Н. Литолого-геохимические свидетельства катагенетических преобразований черных сланцев на примере баженовской свиты Западной Сибири // Вестник МГУ. Серия 4. Геология. – 2021. – № 1. – С. 58–70. DOI: 10.33623/0579-9406-2021-1-58-70.
15. Булатов Т.Д., Козлова Е.В., Пронина Н.В., Коробова Н.И., Леушенко Е.А., Воропаев А.В., Панченко И.В., Морозов Н.В., Спасенных М.Н. Кероген I типа в породах баженовской свиты Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Вестник МГУ. Серия 4. Геология. – 2021. – № 6. – С. 110–119. DOI: 10.33623/0579-9406-2021-6-110-119.
16. Панченко И.В., Немова В.Д., Смирнова М.Е., Ильина М.В., Барабошкин Е.Ю., Ильин В.С. Стратификация и детальная корреляция баженовского горизонта в центральной части Западной Сибири по данным литолого-палеонтологического изучения и ГИС // Геология нефти и газа. – 2016. – № 6. – С. 22–34.
17. Нестеров И.И. Нефть черных сланцев // Известия вузов. Нефть и газ. – 1997. – № 5. – С. 46–52.

18. Куляпин П.С., Соколова Т.Ф. Использование статистического подхода при интерпретации данных ГИС в нефтематеринских породах баженовской свиты Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Технологии сейсморазведки. – 2013. – № 3. – С. 28–42.
19. Зобак М.Д. Геомеханика нефтяных залежей. – М. – Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2018. – 482 с.
20. Li Z, Huang F, He X, Zhang W, He Y. Shale-gas reservoir-prediction study in Daan zhai Eastern Sichuan Basin //The Leading Edge. – 2014. – № 33 – С. 526–534.
21. Slatt P.M. Stratigrafic reservoir characterization for petroleum geologist geophysicists and engineers. Origin recognition initiation and reservoir quality. – Оклахома, США : Elsevier B.V. Press, 2013. – 688 с.
22. Конторович А.Э., Трофимук А.А. Литогенез и нефтеобразование // Горючие ископаемые. Доклады 25 МГК. – М. : Наука. – 1976. – С. 73–83.
23. Duvall F.E.W., Sohn H. Y., Pitt C. H., Bronson M. C. Physical behavior of oil shale at various temperatures and compressive loads. Free thermal expansion // Fuel. – 1983. – Т. 62. – № 12. – С. 1455–1461. DOI: 10.1016/0016-2361(83)90114-X.
24. Kobchenko M., Panahi H., Renard F., Dysthe D.K., Malthe-Sorensen A., Mazzini A., Scheibert J., Jamtveit B., Meakin P. 4D imaging of fracturing in organic-rich shales during heating // Journal of Geophysical Research. – 2011. – Т. 116. – № B12. – 9 с. DOI: 10.1029/2011JB008565.
25. Sait T, Lin Q, Bijelgie D, Blunt M.I. Microstructural imaging and characterization of oil shale before and after pyrolysis. // Fuel. – 2017. – Т. 197. – С. 562–574. DOI: 10.1016/j.fuel.2017.02.030
26. Liu Z., Yang D., Hu Y., Zhang J., Shao J., Song S., Kang Z. Influence of In Situ Pyrolysis on the Evolution of Pore Structure of Oil Shale. // Energies. – 2018. – Т. 11. № 4. – 755 с. DOI: 10.3390/en11040755.
27. Глотов А.В., Михайлов Н.Н., Молоков П.Б., Парначев С.В., Штырляева А.А. Оценка влияния теплового воздействия на структуру порового пространства при определении емкостных свойств пород баженовской свиты с использованием синхронного термического анализа // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 1. – С. 37–43. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-1-37-44.
28. Таблицы физических величин: Справочник / Под ред. И.К. Кикоина. – М. : Атомиздат, 1976. – 1008 с.

References

1. Gurari F.G., Gurari I.F. Formation of oil pools in the Bazhenov claystone, Western Siberia. *Oil and gas geology*. 1974;(5):36–40. In Russ.
2. Usloviya formirovaniya i metodika poiskov zalezhei nefti v argillitakh bazhenovskoi svity [Conditions of formation and methods of prospecting for oil deposits in mudstones of the Bazhenov Formation]. In: Gurari F.G., ed. Moscow: Nedra, 1988. 199 p. In Russ.
3. Stroenie i neftegazonosnost' bazhenitov Zapadnoi Sibiri [Structure and oil and gas content of Bazhenites of Western Siberia]. In: Nesterova I.I., ed. Tyumen': ZapSibNIGNI, 1985. 176 p. In Russ.
4. Kontorovich A.E., Moskvina V.T., Burshtein L.M., Kostyрева Е.А., Melenevskiy V.N. Bashenovo oil source formation. International Meeting of Organic Geochemistry (Torquay, England, 9–14 September 2007). Torquay, 2007. pp. 90–91.
5. Kotylev A.V., Balushkina N.A., Vishnevskaya V.S., Korobova N.M., Kalmykov G.A., Roslyakova A.S. Model of accumulation of radiolarite layers in the Bazhenov formation of Western Siberia. *Moscow University Bulletin. Series 4. Geology*. 2019;(1):92–97. In Russ.
6. Krasnikov A.A., Melikhov R.F., Pavlov V.A., Subbotin M.D., Emel'yanov D.V., Akhmadishin A.T. Estimating geomechanical properties of bazhenovskian-abalakskian rocks for predicting fractured zones. *Neftyanaya provintsiya*. 2018;15(3):31–43. DOI: 10.25689/NP.2018.3.31-43. In Russ.
7. Nesterov I.I. New type of oil and gas reservoir. *Oil and gas geology*. 1979;(9):26–29. In Russ.
8. Kontorovich A.E., Yan P.A., Zamirailova A.G., Kostyрева Е.А., Eder V.G. Classification of rocks of the Bazhenov formation. *Russian Geology and Geophysics*. 2016;57(11):2034–2043. DOI: 10.15372/GiG20161106. In Russ.
9. Nemova V.D. Multi-level lithological typization of rocks of the Bazhenov Formation. *Oil Industry*. 2019;(8):13–17. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-8-13-17. In Russ.
10. Nemova V.D., Pogodaeva A.M., Kim O.O., Matyukhina T.A. Petrophysical characteristics of the Late Jurassic - Early Cretaceous productive levels of the Sredne-Nazym field. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2020;15(2). Available at: https://www.ngtp.ru/rub/2020/12_2020.html (accessed). DOI: 10.17353/2070-5379/12_2020. In Russ.
11. Roslyakova A.S., Kalmykov A.G., Kalmykov G.A., Fomin M.M., Karpov Yu.A., Kozlova E.V., Fadeeva N.P. Distribution of organic matter in bazhenov high-carbon formation. *Moscow University Bulletin. Series 4. Geology*. 2019;(2):46–57. In Russ.
12. Pronina N.V., Voitekhovich A.P. Direct signs of oil-generation in the rocks of Bazhenov Suite. *Georesursy = Georesources*. 2021;23(2):152–157. DOI: 10.18599/grs.2021.2.15. In Russ.
13. Eder V.G., Kostyрева Е.А., Yurchenko A.N., Babushkina N.S., Sotnich I.S., Kozlova E.V., Zamirailova E.G., Savchenko N.I. New data on lithology, organic geochemistry and accumulation conditions of the Bazhenov formation in Western Siberia. *Georesursy = Georesources*. 2019;21(2):129–142. DOI: 10.18599/grs.2019.2.129-142. In Russ.
14. Eder V.G., Babushkina N.S., Zamirailova A.G., Fomin A.N. Lithological and geochemical evidence of catagenetic transformations of black shales on the example of the Bazhenov formation in Western Siberia. *Moscow University Bulletin. Series 4. Geology*. 2021;(1):58–70. DOI: 10.33623/0579-9406-2021-1-58-70. In Russ.
15. Bulatov T.D., Kozlova E.V., Pronina N.V., Korobova N.I., Leushenko E.A., Voropaev A.V., Panchenko I.V., Morozov N.V., Spasennykh M.N. Type I kerogen in the Bazhenov formation rocks of the West Siberian petroleum basin. *Moscow University Bulletin. Series 4. Geology*. 2021;(6):110–119. DOI: 10.33623/0579-9406-2021-6-110-119. In Russ.
16. Panchenko I.V., Nemova V.D., Smirnova M.E., Ilyina M.V., Baraboshkin E.Yu., Ilyin V.S. Stratification and detailed correlation of Bazhenov horizon in the central part of the Western Siberia according to lithological and paleontological core analysis and well logging. *Geologiya nefti i gaza*. 2016;(6):1–13. In Russ.



HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

17. Nesterov I.I. Neft' chernykh slantsev [Black shale oil]. *Izvestiya vuzov. Neft' i gaz.* 1997;(5):46–52. In Russ.
18. Kulyapin P.S., Sokolova T.F. Statistical well log analysis of the bazhenov formation. *Tekhnologii seismorazvedki.* 2013;(3):28–42. In Russ.
19. Zobak M.D. Reservoir Geomechanics. Moscow–Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovanii, 2018. 482 p. In Russ.
20. Li Z, Huang F, He X., Zhang W.,He Y. Shale-gas reservoir-prediction study in Daan zhai Eastern Sichuan Basin. *The Leading Edge.* 2014;(33):526–534.
21. Slatt P.M. Stratigraphic reservoir characterization for petroleum geologists and engineers. Origin recognition initiation and reservoir quality. Oklahoma, SShA : Elsevier B.V. Press, 2013. 688 p.
22. Kontorovich A.E., Trofimuk A.A. Litogenet i nefteobrazovanie [Lithogenesis and soil formation]. Goryuchie iskopaemye. Doklady 25 MGK. Moscow: Nauka. 1976. pp. 73–83. In Russ.
23. Duval F.E.W., Sohn H. Y., Pitt C. H., Bronson M. C. Physical behavior of oil shale at various temperatures and compressive loads. Free thermal expansion. *Fuel.* 1983;62(12):1455–1461. DOI: 10.1016/0016-2361(83)90114-X.
24. Kobchenko M., Panahi H., Renard F., Dysthe D.K., Malthe-Sorensen A., Mazzini A., Scheibert J., Jamtveit B., Meakin P. 4D imaging of fracturing in organic-rich shales during heating. *Journal of Geophysical Research.* 2011;116(B12):9 p DOI: 10.1029/2011JB008565.
25. Sait T., Lin Q., Bijeljic D., Blunt M.I. Microstructural imaging and characterization of oil shale before and after pyrolysis. *Fuel.* 2017;(197):562–574. DOI: 10.1016/j.fuel.2017.02.030.
26. Liu Z., Yang D., Hu Y., Zhang J., Shao J., Song S., Kang Z. Influence of In Situ Pyrolysis on the Evolution of Pore Structure of Oil Shale. *Energies.* 2018;11(4):755. DOI: 10.3390/en11040755.
27. Glotov A.V., Mikhailov N.N., Molokov II.B., Parnachev S.V., Shtyrlyanova A.A. Evaluation of the thermal stimulation effect on the pore space structure when determining the capacitive properties of bazhenov suite rocks using the synchronous thermal analysis. 2019;(1):37–43. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-1-37-44. In Russ.
28. Tablitsy fizicheskikh velichin: Spravochnik. In: Kikoina I.K. Moscow: Atomizdat, 1976. 1008 p. In Russ.

Информация об авторах

Чистякова Нелли Федоровна

Доктор геолого-минералогических наук,
доцент, профессор
Тюменский государственный университет,
Школа естественных наук
625003 Тюмень, ул. Володарского, д. 6
e-mail: n.f.chistyakova@utmn.ru
ORCID ID: 0009-0005-4272-2196
Scopus ID: 57210151422

Немова Варвара Дмитриевна

Доктор геолого-минералогических наук,
начальник отдела
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»,
109028 Москва, Покровский б-р, 3, стр.1
e-mail: varvara.Nemova@lukoil.com
ORCID ID: 0009-0005-4272-2196
Scopus ID: 57210151422

Михаил Дмитриевич Субботин

Магистр
Тюменский государственный университет
625003 Тюмень, ул. Володарского, д. 6
e-mail: subbotin.mikhail@gmail.com

Information about authors

Nelly F. Chistyakova

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Associate Professor, Professor
Tyumen State University,
Institute of Earth Sciences,
6, ul. Volodarskogo, Tymen', 625003, Russia
e-mail: n.f.chistyakova@utmn.ru
ORCID ID: 0009-0005-4272-2196
Scopus ID: 57210151422

Varvara D. Nemova

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Department
LUKOIL-Engineering LLC,
3, str. 1, Pokrovsky bul., Novosibirsk, 109028, Russia
e-mail: varvara.Nemova@lukoil.com
ORCID ID: 0009-0005-4272-2196
Scopus ID: 57210151422

Mikhail D. Subbotin

Master's degree
Tyumen State University, Institute of Earth Sciences,
6, ul. Volodarskogo, Tymen', 625003, Russia
e-mail: subbotin.mikhail@gmail.com