Russian Journal of Earth Sciences

Оценка геомеханических свойств карбонатных пород башкирского яруса Республики Татарстан с целью оптимизации гидроразрыва пласта

Э. Р. Зиганшин*,[1], А. Н. Кольчугин[1], А. Н. Даутов[1], и Е. М. Нуриева[1]

[1]Казанский федеральный университет, Казань, Россия
* **Контакт:** Эдуард Ришадович Зиганшин, erziganshin@kpfu.ru

С каждым годом процент разработки сложных коллекторов углеводородов увеличивается, что связано с истощением традиционных запасов нефти и газа. Карбонатные отложения относятся к сложным породам-коллекторам ввиду высокой степени неоднородности внутреннего строения скелета породы и порового пространства. Более подробное изучение литологических особенностей и физических свойств карбонатных пород является важной и неотъемлемой частью освоения данных объектов. В настоящей работе проведен комплексный анализ литологических и геомеханических характеристик отложений среднекаменноугольных толщ Дачного месторождения нефти, расположенного на юго-востоке Республики Татарстан. Основное внимание при исследованиях было сосредоточено на оценке хрупкости горных пород. Этот параметр является одним из необходимых для корректного прогнозирования операций гидроразрыва пласта. Результатом исследований является выделение карбонатных фаций и литологических типов согласно классификации Данхема, слагающих разрез, и их геомеханическая характеристика, а также оценка хрупкости горных пород различными методами.

Ключевые слова: геомеханика, литология, геология, лабораторное исследование, карбонатная порода, хрупкость горных пород, гидроразрыв пласта

Цитирование: Зиганшин, Э. Р., Кольчугин А. Н., Даутов А. Н., и Нуриева Е. М. Оценка геомеханических свойств карбонатных пород башкирского яруса Республики Татарстан с целью оптимизации гидроразрыва пласта // Russian Journal of Earth Sciences. — 2023. — Т. 23. — ES5003. — DOI: 10.2205/2023es000886 — EDN: VJOAVB

Введение

Отложения башкирского яруса среднего карбона Волго-Уральского региона относятся к регионально нефтеносным [*Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений*, 2007]. Эти отложения уже много лет активно разрабатываются и с ними связаны определенные перспективы устойчивой нефтедобычи в регионе в целом. Одной из главных проблем освоения башкирских отложений является их высокая степень вертикальной и латеральной изменчивости по площади, что значительно усложняет прогноз распространения зон потенциальных пород-коллекторов [*Kolchugin et al.*, 2020]. С другой стороны, разработку таких объектов усложняет высокая естественная трещиноватость пород. Так, выявлено, что помимо тектонической трещиноватости пород отложения яруса характеризуются и высокой плотностью трещин растворения, часто осложненных раздувами в виде цепочек каверн и каналов выщелачивания [*Хисамов и др.*, 2010].

В последние годы для эффективного освоения среднекаменноугольных толщ региона применяют метод гидроразрыва пласта (ГРП), в том числе метод солянокислотного ГРП. При этом традиционно основные объемы работ по ГРП проводятся на вышележащих отложениях московского яруса, в составе верейского горизонта [*Кольчугин*

https://elibrary.ru/vjoavb

Получено: 11 сентября 2023 г.
Принято: 14 декабря 2023 г.
Опубликовано: 25 декабря 2023 г.

и др., 2022]. Тогда как к отложениям башкирского яруса относятся с опасением в силу вышеперечисленных причин высокой трещиноватости пород, их низкой изученности геомеханическими методами и опасности появления протяженных сквозных трещин в водоносную зону залежи.

Объектом настоящего исследования был керн Дачного месторождения нефти, административно расположенного в Черемшанском районе Республики Татарстан, тектонически приуроченного к западному склону Южно-Татарского свода. Керн отложений яруса представлен карбонатными породами, главным образом, известняками, сформированными в различных обстановках мелководного шельфа. Верхняя граница отложений надежно выделяется как по керну, по смене карбонатных отложений терригенными и смешанными карбонатно-терригенными московского яруса, так и по данным ГИС, по резкой смене значений гамма-каротажа. Нижняя граница отложений яруса отбивается лишь по данным палеонтологического изучения и сложно определяется по данным макроскопического изучения керна [*Хворова*, 1958]. Средняя мощность отложений башкирского яруса составляет 40 м. Подробное комплексное изучение литологических и геомеханических характеристик пород яруса позволит прогнозировать проведение ГРП, в том числе моделировать успешность проводимых мероприятий на конкретных объектах. Фокус внимания в данной работе направлен на оценку хрупкости горных пород, потому что хрупкость и пластичность напрямую влияют на возможность распространения трещины в породе и удержание трещины, открытой при помощи проппанта.

Описание методов исследований

Изучение литологического строения разрезов. Выделение литологических типов отложений осуществлялось на основе детального послойного описания керна, а также изучения петрографических шлифов. Для определения литологических типов известняков, слагающих разрезы, использовалась классификация Данхема [*Dunham*, 1962]. На основе подробного описания керна совместно с анализом данных ГИС был построен разрез скважины, наиболее полно отражающий геологическое строение Дачного месторождения в составе башкирского яруса (рис. 1). Помимо литологического строения на разрезе указаны характер нефтенасыщения пород и фациальная приуроченность различных участков разреза к той или иной зоне осадконакопления. Расшифровка фаций дана в условных обозначениях к разрезу, а также подробно изложена в работе Кольчугина и соавторов [*Kolchugin et al.*, 2020].

Лабораторные геомеханические исследования состояли из определения упругих и прочностных параметров. Испытания проводились на цилиндрических образцах диаметром 30 мм и полудисках с надрезом. Определение упругих, деформационных и прочностных свойств в условиях трехосного сжатия выполнялось согласно требованиям (ASTM D7012-14, ГОСТ 21153.7-75, ГОСТ 21153.2-84, ГОСТ 21153.8-88, ГОСТ 28985-91, ГОСТ 21153.3-85). Испытания проводились в состоянии естественного насыщения при эффективном давлении 5, 10, 15, 20 МПа для трехосных испытаний. Определение предела прочности на растяжение при раскалывании методом приложения сжимающей нагрузки вдоль диаметра образца выполнялось согласно требованиям (ASTM D3967-08). Значения коэффициента трещиностойкости K_{IC} определялись на образцах-полудисках с диаметром 62 мм. Процедура пробоподготовки образца к испытаниям подробно описана в методике (ISRM 2014).

Методы определения хрупкости горных пород. Распространенным методом увеличения нефтеотдачи на исследуемом месторождении, как упоминалось ранее, является операция по гидроразрыву горных пород. Процесс образования и распространения трещины во многом зависит от полноты знаний о напряженно-деформированном состоянии горных массивов в околоскважинной зоне и от достоверных данных об упругих и прочностных параметрах горных пород. Возможность создания эффективной сети трещин зависит от многих факторов, среди которых немаловажную роль играет хрупкость породы. Коэффициент хрупкости успешно изучался и использовался при

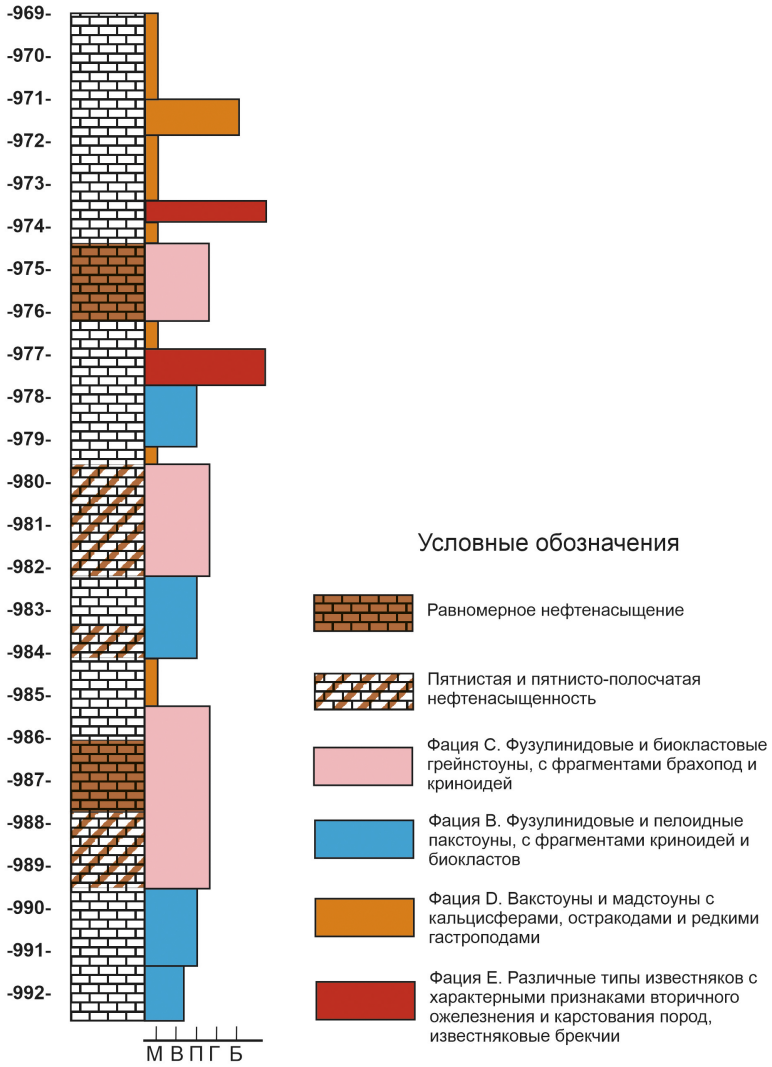

Рис. 1. Сводный литологический разрез Дачного месторождения нефти.

оптимизации ГРП в сланцах Барнет [*Wood*, 2021]. Это связано с тем, что хрупкие породы легче подвергаются хрупкому разрушению и способны лучше удерживаться раскрытыми при помощи проппантов. Этого не происходит в пластичных породах из-за преобладающей пластической деформации, которая вызывает залечивание трещин после сброса давления. Особое внимание в данной работе уделено оценке хрупкости пород различными методами.

Для количественной оценки хрупкости горных пород рекомендуется использовать совместно как лабораторные данные, так и результаты геофизических исследований скважин (ГИС). На сегодняшний день существует множество методов для количественной оценки хрупкости горных пород, основанных на различных концепциях. При этом учитываются различные факторы, включая минеральный состав, напряженное состояние и прочностные параметры. В разных исследованиях понятие хрупкости определяется по-разному. Это может быть отсутствие пластичности [*Hetényi*, 1950; *Morley*, 1944], нарушение внутреннего сцепления [*Ramsey*, 1968], разрушение материала с небольшим пластическим течением или полным отсутствием пластического течения [*Howell*, 1960].

Как правило, хрупкие породы разрушаются при небольшой неупругой деформации. Пластичные же породы, наоборот, до разрушения претерпевают значительную неупругую деформацию. Согласно существующим исследованиям, хрупкие породы обладают следующими свойствами [*Hajiabdolmajid et al.*, 2003; *Hucka and Das*, 1974;

Jarvie et al., 2007; *Jin et al.*, 2014; 2015; *Nygård et al.*, 2006; *Rickman et al.*, 2008; *Tarasov and Potvin*, 2013]:

- относительно низкая деформация породы при приложении нагрузки;
- во время хрупкого разрушения наблюдается отчетливая поверхность разрыва, в отличие от пластичного разрушения;
- образование большого числа мелких трещин при приложении нагрузки;
- более высокое отношение прочности на сжатие к прочности на растяжение;
- относительно высокие значения угла внутреннего трения;
- содержание большего числа хрупких минералов, таких как кварц, и меньшего числа пластичных минералов, таких как глина;
- более высокие значения модуля Юнга и более низкие значения коэффициента Пуассона.

Существует множество различных способов определения коэффициента хрупкости пород [*Altindag*, 2002; *Hajiabdolmajid et al.*, 2003; *Holt et al.*, 2011; *Hucka and Das*, 1974; *Jin et al.*, 2014; 2015; *Nygård et al.*, 2006; *Rickman et al.*, 2008; *Tarasov and Potvin*, 2013; *Yagiz*, 2009]. Все предложенные методы условно можно разделить на несколько групп, исходя из способов их оценки: из кривых напряжение–деформация; из упругих параметров (модуля Юнга и коэффициента Пуассона); из значений прочности пород на одноосное сжатие и прочности на раскалывание; из значений твердости породы; из данных минерального состава, пористости и размеров зерен; из сейсмических данных; из данных об условиях осадконакопления. С учетом имеющихся материалов в рамках данной работы коэффициент хрупкости горной породы был оценен по упругим свойствам, по прочностным характеристикам и по данным об осадконакоплении. Анализ данных по кривым напряжение–деформация не проводился из-за того, что кривые записывались только до момента разрушения породы. Для оценки же хрупкости необходимы кривые и после разрушения. Значения твердости пород не определялись, сейсмические данные отсутствуют, поэтому эти способы оценки не применялись.

Коэффициент хрупкости по упругим параметрам

Согласно исследованиям Рикмана и соавторов [*Rickman et al.*, 2008] модуль Юнга и коэффициент Пуассона тесно связаны с хрупкостью горной породы. Чем выше модуль Юнга и ниже коэффициент Пуассона, тем выше хрупкость горных пород (1):

$$BI_{1,1} = \frac{1}{2}\left[\frac{E - E_{\min}}{E_{\max} - E_{\min}} + \frac{\nu_{\max} - \nu}{\nu_{\max} - \nu_{\min}}\right], \tag{1}$$

где BI – коэффициент хрупкости, E, $E_{\min}$, $E_{\max}$ – модуль Юнга, минимальное значение и максимальное значение модуля Юнга соответственно, ν, $\nu_{\min}$, $\nu_{\max}$ – коэффициент Пуассона, минимальное значение и максимальное значение коэффициента Пуассона соответственно. В данном уравнении происходит нормирование коэффициента хрупкости, чтобы диапазон значений менялся от 0 до 1. По мнению многих авторов, такой подход является корректным, однако возникает вопрос, какие значения должны соответствовать минимальным и максимальным параметрам [*Dubinya et al.*, 2022]? Либо необходимо брать эти значения из всей выборки, либо использовать существующие предельные значения для рассматриваемых типов горных пород. В данном случае было принято решение использовать крайние значения модулей из имеющейся выборки образцов.

В работе [*Luan et al.*, 2014] коэффициент хрупкости был рассчитан следующим способом (2):

$$BI_{1,2} = \frac{E}{\nu}, \tag{2}$$

где BI – коэффициент хрупкости, E – модуль Юнга, ν – коэффициент Пуассона.

Sun et al. [2013] добавили в оценку хрупкости значения объемной плотности (3):

$$BI_{1,3} = \frac{E\rho}{\nu}, \tag{3}$$

где BI – коэффициент хрупкости, E – модуль Юнга, ρ – объемная плотность, ν – коэффициент Пуассона.

Преимуществом методов, основанных на упругих параметрах, является доступность данных. Упругие свойства могут быть легко определены по данным каротажа скважин, что позволит рассчитать коэффициент хрупкости породы вдоль всего разреза скважины. Однако есть ряд работ, указывающих на то, что определение хрупкости породы с использованием только модуля Юнга и коэффициента Пуассона является неточным, поскольку хрупкость породы зависит от многих других параметров, таких как объемный модуль упругости, поровое давление, напряженное состояние породы и пр. [*Cho and Perez*, 2014; *Holt et al.*, 2011; *Nasehi and Mortazavi*, 2013]. Несмотря на имеющиеся недостатки, данный метод широко используется на практике [*Yagiz*, 2009].

Коэффициент хрупкости по прочностным параметрам

Предел прочности при одноосном сжатии и предел прочности при раскалывании являются двумя основными параметрами, характеризующими прочность горных пород, которые можно получить путем лабораторных геомеханических испытаний. Предел прочности при одноосном сжатии характеризует сжимаемость горной породы, а прочность на раскалывание – сцепление между зернами при растяжении. В хрупких породах наблюдается высокая разница между этими двумя параметрами [*Hucka and Das*, 1974]. Порода с низкой прочностью на раскалывание легче подвергается образованию и распространению трещины, при этом высокие значения UCS способствуют большему сопротивлению закрытия трещин [*Gong and Zhao*, 2007]. Основываясь на этих постулатах, существует несколько основных уравнений для коэффициента хрупкости породы (4)–(6):

$$BI_{2,1} = \frac{UCS}{P_b}, \tag{4}$$

$$BI_{2,2} = \frac{UCS - P_b}{UCS + P_b}, \tag{5}$$

$$BI_{2,3} = \frac{UCS \cdot P_b}{2}, \tag{6}$$

где BI – коэффициент хрупкости, UCS – предел прочности при одноосном сжатии, P_b – прочность породы при раскалывании.

Коэффициент хрупкости по минеральному составу и пористости

Хрупкость или пластичность породы во многом обусловлена минеральным составом пород. Установлено, что наличие кварца увеличивает хрупкость пород, тогда как наличие глинистых минералов увеличивает пластичность породы. Так как исследуемые образцы на 98–100% состоят из карбонатных минералов, то применение данной методики оказалось неэффективным.

Прочностные свойства также зависят от пористости. С увеличением пористости прочность породы снижается из-за снижения внутреннего сцепления частиц или когезии. Существует ряд эмпирических уравнений, описывающих зависимость предела прочности на сжатие от пористости породы [*Zhang et al.*, 2016]. Помимо этого, наличие пор способствует увеличению скорости деформации породы под напряжением. Это всё свидетельствует о том, что пористость влияет на хрупкость горных пород. В работе [*Jin et al.*, 2014; 2015] было выведено уравнение зависимости хрупкости пород от нейтронной пористости (7):

$$BI_{3,1} = -1{,}8748 \cdot \varphi + 0{,}9679, \tag{7}$$

где BI – коэффициент хрупкости, φ – пористость, вычисленная по нейтронному каротажу.

Есть работы, которые ставят под сомнение корректность использования пористости при вычислении хрупкости [*Cho and Perez*, 2014], однако возможно данный метод способен оценить хрупкость в некоторых массивах пород. Учитывая, что пористость в данном методе определяется по каротажным данным, его можно использовать только для данных ГИС.

Хрупкость породы по данным угла внутреннего трения

Согласно [*Hucka and Das*, 1974], хрупкость породы зависит от угла внутреннего трения. Из данной работы следует, что в критерии разрушения Кулона – Мора, при увеличении нормального напряжения σ_n, диаграмма Мора обретает квадратичную форму, а угол внутреннего трения и хрупкость горной породы при этом уменьшаются. Зависимость хрупкости от угла внутреннего трения выглядит следующим образом (8):

$$BI_{4,1} = \sin\theta, \tag{8}$$

где BI – коэффициент хрупкости, θ – угол внутреннего трения породы.

Хрупкость на основе чрезмерной консолидации

Физические свойства осадочных горных пород во многом обусловлены условиями осадконакопления и вторичными преобразованиями. Процессы осадконакопления, диагенеза, поднятия влияют на изменения напряженного состояния. Таким образом, история напряжений любого массива горных пород оказывает непосредственное влияние на его хрупкопластическое поведение [*Ingram and Urai*, 1999; *Nygård et al.*, 2006]. Историю напряженного состояния в массивах горных пород можно оценить при помощи коэффициента чрезмерной консолидации – отношение между максимальным эффективным вертикальным напряжением, когда-либо существовавшим, и текущим эффективным вертикальным напряжением (9):

$$OCR = \frac{\sigma'_{v\,\max}}{\sigma'_v} \tag{9}$$

где OCR – коэффициент чрезмерной консолидации, $\sigma'_{v\,\max}$ – максимальное вертикальное напряжение за период образования осадков, σ'_v – текущее вертикальное напряжение.

Максимальное вертикальное напряжение за период образования осадков можно оценить по уравнениям (10)–(11):

$$\sigma'_{v\,\max} = 8,6 \cdot (UCS)^{0,55}, \tag{10}$$

$$\sigma'_{v\,\max} = 1 \times 10^{-7} \cdot (V_p)^{2,5}. \tag{11}$$

Следует отметить, что данный метод применим только для горизонтально-слоистых пород. Породы с высокими значениями OCR являются более хрупкими. То есть если порода ранее испытывала более высокие напряжения, чем в настоящий момент времени, то она становится более хрупкой. Эта взаимосвязь описана в работе [*Nygård et al.*, 2006] уравнением (12):

$$BI_{5,1} = OCR^b, \tag{12}$$

где BI – коэффициент хрупкости, OCR – коэффициент чрезмерной консолидации, b – эмпирический коэффициент.

Данный метод оценки видится весьма полезным при оценке хрупкости пород на территориях больших, чем околоскважинное пространство.

Обсуждение результатов

Литологическая и геомеханическая характеристика разреза

Традиционно в строении башкирского яруса на юго-востоке Татарстана выделяют три карбонатных пачки: нижняя пачка – бш-2, средняя – бш-3, верхняя – бш-4. Пачка бш-1 на изученной площади не встречается, а пачка бш-2 несогласно залегает на регионально размытых отложениях серпуховского яруса. В строении разреза выделяются как участки пород-коллекторов, представленных известняками с пятнисто-полосчатым и равномерным нефтенасыщением, мощностью до 3 метров, так и интервалы плотных известняков без признаков нефтенасыщения пород, мощностью до 5 метров. Основными типами известняков, участвующих в строении разреза, являются грейнстоуны, пакстоуны и мадстоуны, другие типы встречаются заметно реже (рис. 2). При этом пакстоуны и грейнстоуны преобладают в нижней части разреза и маркируют обстановки открытого морского мелководья, тогда как в верхней части разреза они сменяются лагунными типами мадустоунов, с признаками периодических субаэральных событий. Высокая литологическая пестрота разрезов, а именно частая сменяемость типов известняков, вызвана глобальными эвстатическими колебаниями положения уровня моря, характерными для всего каменноугольного времени [*Bishop et al.*, 2009; *Mii et al.*, 2001].

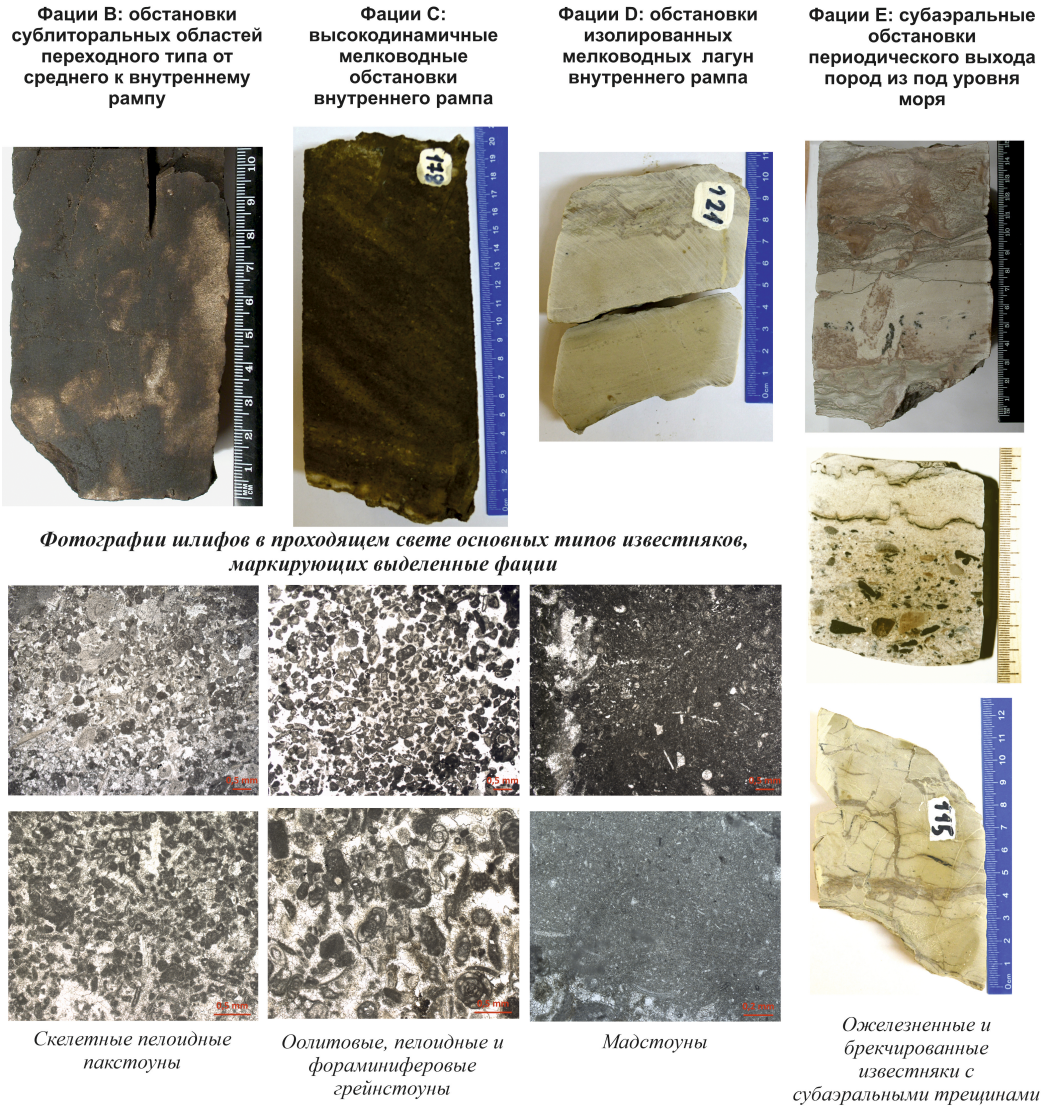

Рис. 2. Основные типы фаций башкирского яруса и типы известняков их слагающих.

Постседиментационная история пород башкирского яруса определяется как диа-, катагенетическими изменениями, выражающимися, главным образом, в уплотнении пород, так и наложенными вторичными процессами. Вторичные процессы чаще проявляются в виде кальцитизации, сульфатизации и окремнения пород, а также вторичного выщелачивания. Конкретно для изученного разреза проявление названных вторичных процессов, за исключением выщелачивания, определяющего значительный прирост пустотно-порового пространства в резервуаре, крайне несущественно. В данном случае можно говорить, что геомеханические свойства пород в большей степени зависят от первичных условий их седиментации, а также диа- , катагенетических преобразований. В случае вторично пористых известняков, которыми чаще всего выступают пелоидные пакстоуны, характерные для фаций B, геомеханические свойства определенно будут зависеть от процесса выщелачивания пород.

По результатам лабораторных геомеханических исследований была получена обобщенная характеристика механических и упругих свойств различных фаций, слагающих башкирский ярус. Нижняя часть башкирского яруса (фация B) характеризуется относительно высокими упруго-прочностными параметрами. Предел прочности на одноосное сжатие составляет около 100 МПа, модуль Юнга 24 ГПа, коэффициент Пуассона 0,178 д. ед., предел прочности на раскалывание 8 МПа, коэффициент трещиностойкости 0,61 МПа·м$^{1/2}$.

Равномерно-нефтенасыщенный интервал (фация C) обладает относительно низкими геомеханическими характеристиками. Предел прочности на одноосное сжатие составляет от 20 до 60 МПа, модуль Юнга 6–12 ГПа, коэффициент Пуассона 0,1–0,137 д. ед., предел прочности на раскалывание от 2,4 до 4,7 МПа, коэффициент трещиностойкости 0,26–0,36. Породы фации C с пятнисто-полосчатым нефтенасыщением, встречающиеся в верхней половине разреза башкирского яруса, обладают следующими геомеханическими свойствами. Предел прочности на одноосное сжатие составляет от 20 до 85 МПа, модуль Юнга 12–16,5 ГПа, коэффициент Пуассона 0,127–0,25 д. ед., предел прочности на раскалывание от 2,4 до 6 МПа, коэффициент трещиностойкости 0,19–0,8 МПа·м$^{1/2}$.

Плотные породы без нефтенасыщения (фации D), разделяющие нефтенасыщенные интервалы, обладают относительно повышенными упруго-прочностными свойствами. Предел прочности на одноосное сжатие составляет от 65 до 125 МПа, модуль Юнга 13,5–28,7 ГПа, коэффициент Пуассона 0,11–0,269 д. ед., предел прочности на раскалывание от 3 до 11 МПа, коэффициент трещиностойкости 0,33–1,23 МПа·м$^{1/2}$.

Таким образом, из всех изученных интервалов, самыми низкими упруго-прочностными характеристиками обладают равномерно нефтенасыщенные грейнстоуны. Самыми высокими значениями прочности и упругих свойств обладают мадстоуны, несколько в меньшей степени пакстоуны. Установлено, что среди выявленных типов фаций наименее прочными оказались наиболее пористые известняки, обладающие самыми высокими фильтрационно-емкостными свойствами, объединяющиеся в фации типа C. Структура пустотного пространства может являться одной из основных причин различий в геомеханических свойствах пород. Форма пор может как завышать (если поры близки к сферичной изолированной форме), так и занижать (наличие вытянутых пор, микротрещины) упругие и прочностные характеристики пород. В данном случае породы фации C обладают относительно низкими упругими и прочностными свойствами, что в первую очередь обусловлено повышенной пористостью и нефтенасыщенностью. Также низкое содержание цементирующего материала способствует понижению прочности породы. Напротив, наиболее устойчивыми к разрушению оказались плотные типы известняков с низкими исходными емкостно-фильтрационными свойствами, объединяющиеся в фации типа B и D. Относительно высокая прочность достигается благодаря высокому содержанию микрита, низкой пористости и более плотной упаковке зерен. Результаты лабораторных геомеханических исследований были также использованы для построения непрерывной геомеханической модели вдоль всего разреза. Помимо значений хрупкости горных пород были вычислены значения упругих и прочностных параметров для всего изучаемого интервала. Это позволяет

сопоставить механические свойства пород башкирского яруса с остальными породами, слагающими разрез (рис. 3).

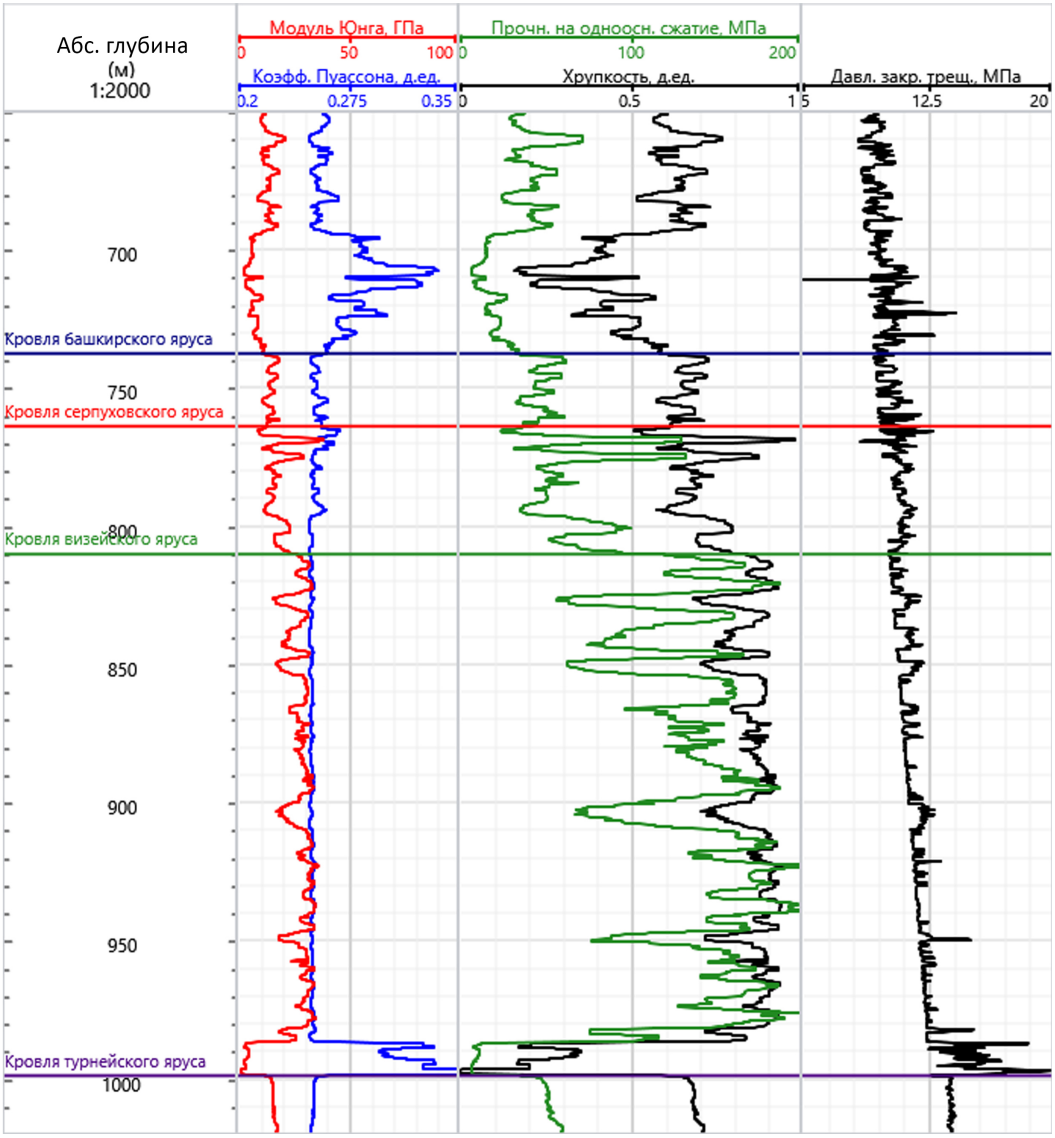

Рис. 3. Общий планшет геомеханических свойств.

Башкирский ярус обладает относительно повышенными значениями упругих и прочностных параметров по сравнению с вышележащими верейскими отложениями. Есть небольшие колебания механических свойств, что вероятнее всего вызвано сменой фаций. Породы башкирского яруса являются более хрупкими по сравнению с вышележащими породами и обладают схожей хрупкостью с нижележащими породами протвинского возраста. Вполне вероятно, что условия осадконакопления и вторичные преобразования пород башкирского и серпуховского ярусов схожи и отличаются от пород верейского возраста. Как следствие, отличается структура порового пространства, процентное содержание органических остатков и цементного материала.

Следует также отметить, что на данном месторождении были оценены величины главных напряжений. По полученным данным следует, что Дачное месторождение находится в области тектонического режима сброс – максимальным является вертикальное напряжение. Азимут максимального горизонтального напряжения равен 125 градусам. По данным напряжений и механических свойств пород был рассчитан профиль смыкающего напряжения. Напряжение закрытия трещины в башкирском

ярусе не отличается от напряжений в выше- и нижележащих породах (рис. 3, крайний правый график).

Хрупкость пород

Все вышеописанные способы оценки коэффициента хрупкости горных пород были применены для исследуемого интервала, результаты представлены в табл. 1.

Таблица 1

№	Фация	Глубина	$BI_{1,1}$	$BI_{1,2}$	$BI_{1,3}$	$BI_{2,1}$	$BI_{2,2}$	$BI_{2,3}$	$BI_{4,1}$	$BI_{5,1}$
1	C	974,48	0,48	183	482	5,5	0,69	97	0,61	1,29
2	B	977,71	0,55	210	562	8,9	0,80	254	0,58	1,44
3	C	979,66	0,40	126	280	8,5	0,79	24	0,33	1,25
4	B	983,72	0,86	254	652	15,6	0,88	230	0,63	1,51
5	C	986,73	0,12	128	330	10,3	0,82	34	0,25	1,25
6	B	990,79	0,73	248	668	12,1	0,85	380	0,62	1,52

Условно было принято разделить все данные на четыре группы, исходя из методов, на которых они основаны: упругие свойства ($BI_{1,1}$, $BI_{1,2}$, $BI_{1,3}$), прочностные параметры ($BI_{2,1}$, $BI_{2,2}$, $BI_{2,3}$), угол внутреннего трения ($BI_{4,1}$) и коэффициент чрезмерного уплотнения ($BI_{5,1}$). Для возможности сопоставления данных из каждой группы были выбраны данные с близкой размерностью: $BI_{1,1}$, $BI_{2,2}$, $BI_{4,1}$, $BI_{5,1}$ и нанесены на один график (рис. 4).

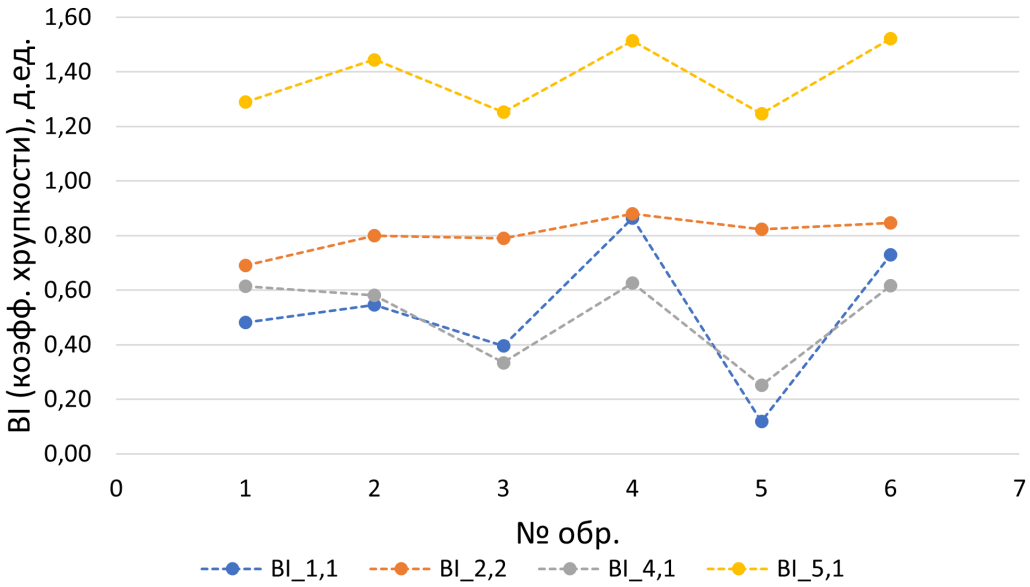

Рис. 4. Коэффициент хрупкости для разных образцов.

Несмотря на то, что полученные коэффициенты отличаются по величине, очевидно, что на качественном уровне они одинаково описывают хрупкость образцов. Пакстоуны, отобранные из плотных интервалов, обладают повышенной хрупкостью. Нефтенасыщенные породы, наоборот, обладают высокой пластичностью. При этом коэффициенты $BI_{1,1}$ и $BI_{4,1}$ имеют более высокую вариативность и показывают явное различие образцов 4, 5 и 6.

Есть ещё один важный параметр, описывающий способность трещины распространяться в горной породе – трещиностойкость. Его можно измерить в лабораторных условиях. Этот параметр используется для оценки благоприятности проведения гидроразрыва пласта. Его зачастую используют совместно с хрупкостью породы для

оценки успешности ГРП [*Салимов и др.*, 2017]. Данный параметр был сопоставлен с вычисленными коэффициентами хрупкости (рис. 5).

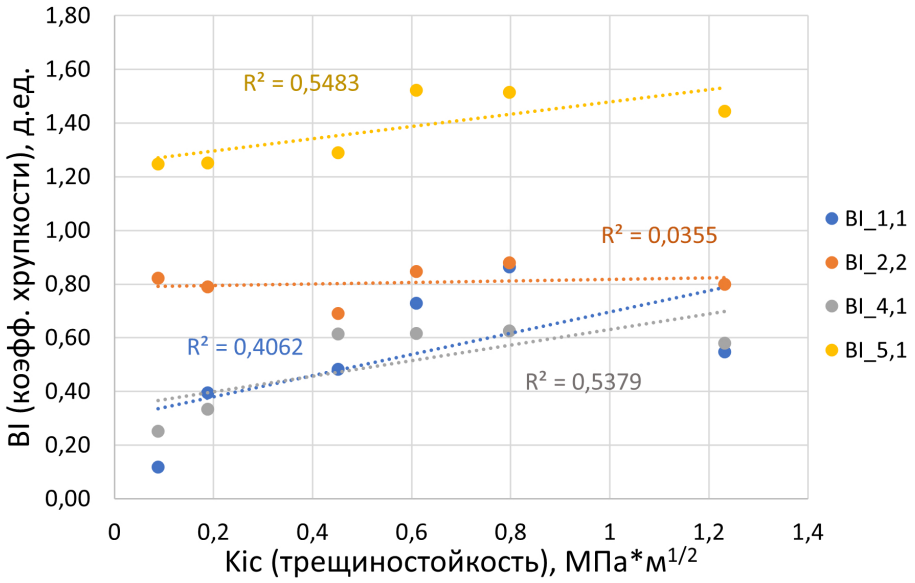

Рис. 5. Зависимость коэффициента хрупкости и трещиностойкости.

Коэффициент хрупкости, определенный из прочностных параметров, показал самый низкий коэффициент корреляции. Остальные три коэффициента обладают хорошей корреляционной зависимостью. Из всех рассмотренных способов определения хрупкости, только способ, основанный на упругих параметрах (модуль Юнга, коэффициент Пуассона) позволяет определить хрупкость пород для всего разреза.

Существует проблема выбора метода, при помощи которого следует определять хрупкость горных пород. Очень важным фактором является масштаб исследования: размер керна, околоскважинное пространство или куб сейсморазведки. Если на уровне керна можно использовать прямой метод лабораторных испытаний (тест на разрушение), то на скважинном и сейсмическом уровне возможно использование только данных об упругих параметрах. Чтобы корректно вычислить коэффициент хрупкости в масштабах скважины, необходимо понимание взаимосвязи между внутренним строением породы и его хрупкостью. Этот вопрос подробно рассматривался в работе [*Dubinya et al.*, 2022]. На исследуемом месторождении метод оценки хрупкости, основанный на упругих параметрах, показал хорошую сходимость с лабораторными методами, а также неплохую корреляцию с трещиностойкостью. Из этого следует, что для исследуемых карбонатов можно использовать вычисление хрупкости по упругим параметрам: модулю Юнга и коэффициенту Пуассона.

Заключение

По результатам лабораторных геомеханических и литологических исследований была получена общая характеристика карбонатных пород башкирского яруса. В данном интервале выделяются несколько фаций, представленных грейнстоунами, пакстоунами и мадстоунами с разной степенью нефтенасыщенности. Для каждого интервала даны характеристики упруго-прочностных свойств. Грейнстоуны в этом ряду обладают наименьшими прочностными характеристиками, мадстоуны – наибольшими.

Среди выявленных типов фаций наименее прочными оказались нефтенасыщенные известняки (фации типа C), что вероятнее всего обусловлено повышенной пористостью и низким содержанием цементирующего материала. Наиболее прочными оказались плотные типы известняков с низкими емкостно-фильтрационными свойствами (фации типа B и D). Относительно высокая прочность достигается благодаря высокому содержанию микрита, низкой пористости и более плотной упаковке зерен.

Помимо стандартных геомеханических параметров, была определена хрупкость пород различными методами. Выявлено, что оптимальным методом оценки хрупкости пород на данном месторождении является метод, основанный на упругих свойствах (модуль Юнга и коэффициент Пуассона). В то же время следует верифицировать коэффициент хрупкости, определенный по упругим свойствам, с хрупкостью, определенной по прочностным параметрам лабораторными методами.

Породы башкирского яруса оказались более хрупкими по сравнению с вышележащими породами верейского возраста, однако со схожими геомеханическими свойствами нижележащих пород серпуховского яруса, что может объясняться особенностями условий осадконакопления и вторичных преобразований.

Было установлено, что рассматриваемое месторождение залегает в области тектонического режима типа сброс. Был также построен профиль смыкающего напряжения вдоль всего ствола скважины.

Таким образом, башкирский ярус по геомеханическим параметрам является благоприятным для создания трещин ГРП и закрепления в них проппанта. Однако отсутствие контраста смыкающих напряжений по разрезу может вызвать неконтролируемый рост высоты трещины. Это может повлечь за собой обводнение пласта. Перед проведением гидроразрыва важно правильно оценить профиль смыкающего напряжения. Желательно определять давления закрытия трещины прямым методом: мини-ГРП или тест на утечку.

Полученные результаты можно использовать и для других месторождений с одновозрастными отложениями, если при этом на других месторождениях наблюдается схожий тектонический режим (сброс). Также следует учитывать глубину залегания, потому что величина тектонических напряжений может внести изменения в геомеханические свойства пород: создать зоны уплотнения или трещиноватости.

Благодарности. Работа выполнена за счет средств субсидии, выделенной Казанскому федеральному университету для выполнения государственного задания в сфере научной деятельности, проект №FZSM-2023–0014.

Список литературы

Кольчугин А. Н., Зиганшин Э. Р., Морозов В. П. *и др.* Геомеханические и литологические характеристики отложений верейского горизонта среднего карбона в связи с прогнозированием применения технологии гидроразрыва пласта, на примере Ивинского месторождения юго-востока Татарстана // Георесурсы. — 2022. — Т. 24, № 4. — С. 65—74. — DOI: 10.18599/grs.2022.4.5.

Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений. Т. 1 / под ред. Р. Х. Муслимов. — Казань : «Фэн», 2007. — 316 с.

Салимов О. В., Насыбуллин А. В., Сахабутдинов Р. З. *и др.* О критериях подбора скважин для гидроразрыва пласта // Георесурсы. — 2017. — Т. 19, № 4. — С. 368—373. — DOI: 10.18599/grs.19.4.10.

Хворова И. В. Атлас карбонатных пород среднего и верхнего карбона Русской платформы. — АН СССР, 1958. — 170 с.

Хисамов Р. С., Губайдуллин А. А., Базаревская В. Г. *и др.* Геология карбонатных сложнопостроенных коллекторов девона и карбона Татарстана. — Казань : «Фэн», 2010. — 283 с.

Altindag R. The evaluation of rock brittleness concept on rotary blast hole drills // The Journal of The South African Institute of Mining and Metallurgy. — 2002. — Vol. 102, no. 1. — P. 61–66.

Bishop J. W., Montañez I. P., Gulbranson E. L., *et al.* The onset of mid-Carboniferous glacio-eustasy: Sedimentologic and diagenetic constraints, Arrow Canyon, Nevada // Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology. — 2009. — Vol. 276, no. 1–4. — P. 217–243. — DOI: 10.1016/j.palaeo.2009.02.019.

Cho D., Perez M. Rock quality assessment for hydraulic fracturing: A rock physics perspective // SEG Technical Program Expanded Abstracts 2014. — Society of Exploration Geophysicists, 2014. — DOI: 10.1190/segam2014-1624.1.

Dubinya N., Bayuk I., Bakhmach M. Problems of Multiscale Brittleness Estimation for Hydrocarbon Reservoir Exploration and Development // Applied Sciences. — 2022. — Vol. 12, no. 3. — P. 1134. — DOI: 10.3390/app12031134.

Dunham R. J. Classification of Carbonate Rocks According to Depositional Texture // Classification of Carbonate Rocks-A Symposium. Vol. 1 / ed. by W. E. Ham. — American Association of Petroleum Geologists, 1962. — P. 108–121. — DOI: 10.1306/m1357.

Gong Q. M., Zhao J. Influence of rock brittleness on TBM penetration rate in Singapore granite // Tunnelling and Underground Space Technology. — 2007. — Vol. 22, no. 3. — P. 317–324. — DOI: 10.1016/j.tust.2006.07.004.

Hajiabdolmajid V., Kaiser P., Martin C. Mobilised strength components in brittle failure of rock // Géotechnique. — 2003. — Vol. 53, no. 3. — P. 327–336. — DOI: 10.1680/geot.2003.53.3.327.

Hetényi M. Handbook of Experimental Stress Analysis. — New York (USA) : Wiley, 1950. — 1077 p.

Holt R., Fjaer E., Nes O. M., *et al.* A Shaly Look at Brittleness // 45th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. — San Francisco, California : American Rock Mechanics Association, 2011.

Howell J. V. Glossary of Geology and Related Sciences. — American Geological Institute, 1960. — Washington, D. C.

Hucka V., Das B. Brittleness determination of rocks by different methods // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts. — 1974. — Vol. 11, no. 10. — P. 389–392. — DOI: 10.1016/0148-9062(74)91109-7.

Ingram G. M., Urai J. L. Top-seal leakage through faults and fractures: the role of mudrock properties // Geological Society, London, Special Publications. — 1999. — Vol. 158, no. 1. — P. 125–135. — DOI: 10.1144/gsl.sp.1999.158.01.10.

Jarvie D. M., Hill R. J., Ruble T. E., *et al.* Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment // AAPG Bulletin. — 2007. — Vol. 91, no. 4. — P. 475–499. — DOI: 10.1306/12190606068.

Jin X., Shah S., Truax J., *et al.* A Practical Petrophysical Approach for Brittleness Prediction from Porosity and Sonic Logging in Shale Reservoirs // All Days. — SPE, 2014. — DOI: 10.2118/170972-ms.

Jin X., Shah S. N., Roegiers J.-C., *et al.* An Integrated Petrophysics and Geomechanics Approach for Fracability Evaluation in Shale Reservoirs // SPE Journal. — 2015. — Vol. 20, no. 03. — P. 518–526. — DOI: 10.2118/168589-pa.

Kolchugin A. N., Porta G. D., Morozov V. P., *et al.* Facies variability of pennsylvanian oil-saturated carbonate rocks (constraints from Bashkirian reservoirs of the south-east Tatarstan) // Georesursy. — 2020. — Vol. 22, no. 2. — P. 29–36. — DOI: 10.18599/grs.2020.2.29-36.

Luan X., Di B., Wei J., *et al.* Laboratory measurements of brittleness anisotropy in synthetic shale with different cementation // SEG Technical Program Expanded Abstracts 2014. — Society of Exploration Geophysicists, 2014. — DOI: 10.1190/segam2014-0432.1.

Mii H.-S., Grossman E. L., Yancey T. E., *et al.* Isotopic records of brachiopod shells from the Russian Platform — evidence for the onset of mid-Carboniferous glaciation // Chemical Geology. — 2001. — Vol. 175, no. 1/2. — P. 133–147. — DOI: 10.1016/s0009-2541(00)00366-1.

Morley A. Strength of Materials: with 260 Diagrams and Numerous Examples. — New York : Longmans, Green, Company, 1944.

Nasehi M. J., Mortazavi A. Effects of in-situ stress regime and intact rock strength parameters on the hydraulic fracturing // Journal of Petroleum Science and Engineering. — 2013. — Vol. 108. — P. 211–221. — DOI: 10.1016/j.petrol.2013.04.001.

Nygård R., Gutierrez M., Bratli R. K., *et al.* Brittle–ductile transition, shear failure and leakage in shales and mudrocks // Marine and Petroleum Geology. — 2006. — Vol. 23, no. 2. — P. 201–212. — DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2005.10.001.

Ramsey J. Folding and Fracturing of Rock. — New York (USA) : McGraw-Hill, 1968.

Rickman R., Mullen M., Petre E., *et al.* A Practical Use of Shale Petrophysics for Stimulation Design Optimization: All Shale Plays Are Not Clones of the Barnett Shale // All Days. — SPE, 2008. — DOI: 10.2118/115258-ms.

Sun S. Z., Wang K. N., Yang P., *et al.* Integrated Prediction of Shale Oil Reservoir Using Pre-Stack Algorithms for Brittleness and Fracture Detection // International Petroleum Technology Conference. — International Petroleum Technology Conference, 2013. — DOI: 10.2523/17048-ms.

Tarasov B., Potvin Y. Universal criteria for rock brittleness estimation under triaxial compression // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. — 2013. — Vol. 59. — P. 57–69. — DOI: 10.1016/j.ijrmms.2012.12.011.

Wood D. A. Brittleness index predictions from Lower Barnett Shale well-log data applying an optimized data matching algorithm at various sampling densities // Geoscience Frontiers. — 2021. — Vol. 12, no. 6. — P. 101087. — DOI: 10.1016/j.gsf.2020.09.016.

Yagiz S. Assessment of brittleness using rock strength and density with punch penetration test // Tunnelling and Underground Space Technology. — 2009. — Vol. 24, no. 1. — P. 66–74. — DOI: 10.1016/j.tust.2008.04.002.

Zhang D., Ranjith P. G., Perera M. S. A. The brittleness indices used in rock mechanics and their application in shale hydraulic fracturing: A review // Journal of Petroleum Science and Engineering. — 2016. — Vol. 143. — P. 158–170. — DOI: 10.1016/j.petrol.2016.02.011.

Russian Journal of Earth Sciences

Evaluation of the Geomechanical Properties of Bashkirian Carbonate Rocks at the Tatarstan Republic for Optimization of Hydraulic Fracturing

E. Ziganshin[**,1], **A. Kolchugin**[1,], **A. Dautov**[1] **and E. Nurieva**[1]

[1]Kazan Federal University, Kazan, Russia
**Correspondence to: Eduard Ziganshin, erziganshin@kpfu.ru

Every year, the percentage of development of complex and unconventional hydrocarbon reservoirs is increasing, which is associated with the depletion of traditional oil and gas reserves. Carbonate reservoirs are hard-to-recover reservoir rocks due to the high degree of heterogeneity. A more detailed study of the lithological features and physical properties of carbonate rocks is an important and integral part of the complex reservoirs development. In the present work has done a comprehensive analysis of the lithological and geomechanical properties of the Middle Carboniferous strata deposits of the Dachnoye oil field, located in the southeast of the Republic of Tatarstan. The main attention in the research was focused on the estimation of the britleness of rocks. Britleness index is necessary for correct prediction of hydraulic fracturing. The result of the research is the identification of carbonate facies and their geomechanical characteristics, as well as the estimation of the britleness of rocks by various methods.

Keywords: geomechanics, lithology, geology, laboratory study, carbonate rock, rock britleness, hydraulic fracturing

Recieved: 11 September 2022
Accepted: 14 December 2023
Published: 25 December 2023

Citation: Ziganshin, E., A. Kolchugin, A. Dautov, and E. Nurieva (2023), Evaluation of the Geomechanical Properties of Bashkirian Carbonate Rocks at the Tatarstan Republic for Optimization of Hydraulic Fracturing, *Russian Journal of Earth Sciences*, 23, ES5003, https://doi.org/10.2205/2023ES000886 EDN: VJOAVB

References

Altindag R. The evaluation of rock brittleness concept on rotary blast hole drills // The Journal of The South African Institute of Mining and Metallurgy. — 2002. — Vol. 102, no. 1. — P. 61–66.

Bishop J. W., Montañez I. P., Gulbranson E. L., *et al.* The onset of mid-Carboniferous glacio-eustasy: Sedimentologic and diagenetic constraints, Arrow Canyon, Nevada // Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology. — 2009. — Vol. 276, no. 1–4. — P. 217–243. — DOI: 10.1016/j.palaeo.2009.02.019.

Cho D., Perez M. Rock quality assessment for hydraulic fracturing: A rock physics perspective // SEG Technical Program Expanded Abstracts 2014. — Society of Exploration Geophysicists, 2014. — DOI: 10.1190/segam2014-1624.1.

Dubinya N., Bayuk I., Bakhmach M. Problems of Multiscale Brittleness Estimation for Hydrocarbon Reservoir Exploration and Development // Applied Sciences. — 2022. — Vol. 12, no. 3. — P. 1134. — DOI: 10.3390/app12031134.

Dunham R. J. Classification of Carbonate Rocks According to Depositional Texture // Classification of Carbonate Rocks-A Symposium. Vol. 1 / ed. by W. E. Ham. — American Association of Petroleum Geologists, 1962. — P. 108–121. — DOI: 10.1306/m1357.

Gong Q. M., Zhao J. Influence of rock brittleness on TBM penetration rate in Singapore granite // Tunnelling and Underground Space Technology. — 2007. — Vol. 22, no. 3. — P. 317–324. — DOI: 10.1016/j.tust.2006.07.004.

Hajiabdolmajid V., Kaiser P., Martin C. Mobilised strength components in brittle failure of rock // Géotechnique. — 2003. — Vol. 53, no. 3. — P. 327–336. — DOI: 10.1680/geot.2003.53.3.327.

Hetényi M. Handbook of Experimental Stress Analysis. — New York (USA) : Wiley, 1950. — P. 1077.

Holt R., Fjaer E., Nes O. M., *et al.* A Shaly Look at Brittleness // 45th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. — San Francisco, California : American Rock Mechanics Association, 2011.

Howell J. V. Glossary of Geology and Related Sciences. — Washington, D. C. : American Geological Institute, 1960.

Hucka V., Das B. Brittleness determination of rocks by different methods // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts. — 1974. — Vol. 11, no. 10. — P. 389–392. — DOI: 10.1016/0148-9062(74)91109-7.

Ingram G. M., Urai J. L. Top-seal leakage through faults and fractures: the role of mudrock properties // Geological Society, London, Special Publications. — 1999. — Vol. 158, no. 1. — P. 125–135. — DOI: 10.1144/gsl.sp.1999.158.01.10.

Jarvie D. M., Hill R. J., Ruble T. E., *et al.* Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment // AAPG Bulletin. — 2007. — Vol. 91, no. 4. — P. 475–499. — DOI: 10.1306/12190606068.

Jin X., Shah S., Truax J., *et al.* A Practical Petrophysical Approach for Brittleness Prediction from Porosity and Sonic Logging in Shale Reservoirs // All Days. — SPE, 2014. — DOI: 10.2118/170972-ms.

Jin X., Shah S. N., Roegiers J.-C., *et al.* An Integrated Petrophysics and Geomechanics Approach for Fracability Evaluation in Shale Reservoirs // SPE Journal. — 2015. — Vol. 20, no. 03. — P. 518–526. — DOI: 10.2118/168589-pa.

Khisamov R. S., Gubaidullin A. A., Bazarevskaya V. G., *et al.* Geology of carbonate complex reservoirs of the Devonian and Carboniferous of Tatarstan. — Kazan : "Fen", 2010. — P. 283.

Khvorova I. V. Atlas of carbonate rocks of the Middle and Upper Carboniferous of the Russian Platform. — USSR Academy of Sciences, 1958. — P. 170.

Kolchugin A. N., Porta G. D., Morozov V. P., *et al.* Facies variability of pennsylvanian oil-saturated carbonate rocks (constraints from Bashkirian reservoirs of the south-east Tatarstan) // Georesursy. — 2020. — Vol. 22, no. 2. — P. 29–36. — DOI: 10.18599/grs.2020.2.29-36.

Kolchugin A. N., Ziganshin E. R., Morozov V. P., *et al.* Geomechanical and lithological characteristics of the Vereysky horizon in the Middle Carboniferous for prediction of hydraulic fracturing technology, on the example of the Ivinskoye field in the South-East of Tatarstan // Georesursy. — 2022. — Vol. 24, no. 4. — P. 65–74. — DOI: 10.18599/grs.2022.4.5.

Luan X., Di B., Wei J., *et al.* Laboratory measurements of brittleness anisotropy in synthetic shale with different cementation // SEG Technical Program Expanded Abstracts 2014. — Society of Exploration Geophysicists, 2014. — DOI: 10.1190/segam2014-0432.1.

Mii H.-S., Grossman E. L., Yancey T. E., *et al.* Isotopic records of brachiopod shells from the Russian Platform — evidence for the onset of mid-Carboniferous glaciation // Chemical Geology. — 2001. — Vol. 175, no. 1/2. — P. 133–147. — DOI: 10.1016/s0009-2541(00)00366-1.

Morley A. Strength of Materials: with 260 Diagrams and Numerous Examples. — New York : Longmans, Green, Company, 1944.

Nasehi M. J., Mortazavi A. Effects of in-situ stress regime and intact rock strength parameters on the hydraulic fracturing // Journal of Petroleum Science and Engineering. — 2013. — Vol. 108. — P. 211–221. — DOI: 10.1016/j.petrol.2013.04.001.

Nygård R., Gutierrez M., Bratli R. K., *et al.* Brittle–ductile transition, shear failure and leakage in shales and mudrocks // Marine and Petroleum Geology. — 2006. — Vol. 23, no. 2. — P. 201–212. — DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2005.10.001.

Oil and gas potential of the Republic of Tatarstan. Geology and oil field development. Vol. 1 / ed. by R. K. Muslimov. — Kazan : "Fen", 2007. — P. 316.

Ramsey J. Folding and Fracturing of Rock. — New York (USA) : McGraw-Hill, 1968.

Rickman R., Mullen M., Petre E., *et al.* A Practical Use of Shale Petrophysics for Stimulation Design Optimization: All Shale Plays Are Not Clones of the Barnett Shale // All Days. — SPE, 2008. — DOI: 10.2118/115258-ms.

Salimov O. V., Nasybullin A. V., Sakhabutdinov R. Z., *et al.* The Criteria for the Selection of Wells for Hydraulic Fracturing // Georesursy. — 2017. — Vol. 19, no. 4. — P. 368–373. — DOI: 10.18599/grs.19.4.10.

Sun S. Z., Wang K. N., Yang P., *et al.* Integrated Prediction of Shale Oil Reservoir Using Pre-Stack Algorithms for Brittleness and Fracture Detection // International Petroleum Technology Conference. — International Petroleum Technology Conference, 2013. — DOI: 10.2523/17048-ms.

Tarasov B., Potvin Y. Universal criteria for rock brittleness estimation under triaxial compression // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. — 2013. — Vol. 59. — P. 57–69. — DOI: 10.1016/j.ijrmms.2012.12.011.

Wood D. A. Brittleness index predictions from Lower Barnett Shale well-log data applying an optimized data matching algorithm at various sampling densities // Geoscience Frontiers. — 2021. — Vol. 12, no. 6. — P. 101087. — DOI: 10.1016/j.gsf.2020.09.016.

Yagiz S. Assessment of brittleness using rock strength and density with punch penetration test // Tunnelling and Underground Space Technology. — 2009. — Vol. 24, no. 1. — P. 66–74. — DOI: 10.1016/j.tust.2008.04.002.

Zhang D., Ranjith P. G., Perera M. S. A. The brittleness indices used in rock mechanics and their application in shale hydraulic fracturing: A review // Journal of Petroleum Science and Engineering. — 2016. — Vol. 143. — P. 158–170. — DOI: 10.1016/j.petrol.2016.02.011.