

Влияние природы насыщающего агента на упруго-прочностные свойства пород газовых месторождений

Павлов В.А.¹, Кулешов В.С.¹, Кудымов А.Ю.¹, Якубовский А.С.¹, Субботин М.Д.¹, Пташный А.В.¹, Абзгильдин Р.Р.², Максимов Е.В.²

¹ ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, ² ООО «Харампурнефтегаз», Губкинский, Россия
kuleshovvs@gmail.com

Аннотация

Проведена адаптация существующих лабораторных методов определения упруго-прочностных свойств слабоконсолидированного керна, включая лабораторное донасыщение образцов различными флюидами, в том числе при создании порового давления газом. В работе изучено влияние насыщающих агентов на упруго-прочностные свойства образцов керна газового месторождения. В качестве насыщающих агентов рассматривались жидкости (естественное насыщение, вода, керосин) и газ (азот). Установлено, что в зависимости от природы насыщающего агента изменения значений статического модуля Юнга, определенные при объемном сжатии, достигают 30 %; коэффициента Пуассона – 10 %. В работе показано, что при насыщении образца керна водой значение предела прочности на одноосное сжатие снижется в 2–4 раза, а модуль Юнга – в среднем в два раза в сравнении с естественным насыщением образца.

Материалы и методы

На основе метода предварительной быстрой заморозки породы в жидком азоте производится выбуривание образцов керна из слабоконсолидированной породы. Для контроля качества целостности полученных образцов керна используется томограф. Донасыщение образцов керна керосином или водой производится с помощью подведенной к кернодержателю системы линий жидкостных насосов. В случае донасыщения образцов азотом, к

линии порового давления через редуктор присоединяется баллон с газом. Проведены лабораторные исследования по определению упруго-прочностных свойств горной породы при различном насыщении.

Ключевые слова

лабораторные исследования керна, упруго-прочностные свойства, различное насыщение, геомеханика

Для цитирования

Павлов В.А., Кулешов В.С., Кудымов А.Ю., Якубовский А.С., Субботин М.Д., Пташный А.В., Абзгильдин Р.Р., Максимов Е.В. Влияние природы насыщающего агента на упруго-прочностные свойства пород газовых месторождений // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 1. С. 11–16.

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-11-16

Поступила в редакцию: 08.02.2021

GEOLOGY

UDC 550.8.014: 550.822.3 | Original Paper

Influence of the nature of the saturating agent on the elastic-strength properties of gas field rocks

Pavlov V.A.¹, Kuleshov V.S.¹, Kudymov A.Yu.¹, Yakubovskiy A.S.¹, Subbotin M.D.¹, Ptashnyy A.V.¹, Abzgildin R.R.², Maksimov E.V.²

¹“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia, ²“Kharampurneftgaz” LLC, Gubkinskiy, Russia
kuleshovvs@gmail.com

Abstract

The existing laboratory methods for determining the elastic-strength properties of a weakly consolidated core were adapted, including laboratory pre-saturation of samples with various fluids, as well as while creating pore pressure with gas. The influence of saturating agents on the elastic-strength properties of gas field core samples is studied. Liquids (natural saturation, water, kerosene) and gas (nitrogen) were considered as saturating agents. It was found that, depending on the nature of the saturating agent, changes in the values of the static Young's modulus, determined during volumetric compression, reach 30 %; the Poisson's ratio – 10 %. It is shown that when the core sample is saturated with water, the value of the uniaxial compressive strength decreases by 2–4 times, and the Young's modulus decreases by an average of two times in comparison with the natural saturation of the sample.

Material and methods

Based on the method of preliminary rapid freezing of the rock in liquid nitrogen, core samples are drilled from weakly consolidated rock. Additionally, a tomography is used to monitor the quality and integrity of the obtained core samples. Additional saturation of core samples with kerosene or water is performed by liquid pump lines system connected to the core holder. In the case of additional nitrogen saturation of the samples, a gas cylinder is connected to the pore

pressure line through the reducer. Laboratory studies were carried out to determine the elastic-strength properties of the rock at different saturation.

Keywords

core analysis, elastic-strength properties, various saturation, geomechanics

For citation

Pavlov V.A., Kuleshov V.S., Kudymov A.Yu., Yakubovskiy A.S., Subbotin M.D., Ptashnyy A.V., Abzgildin R.R., Maksimov E.V. Influence of the nature of the saturating agent on the elastic-strength properties of gas field rocks. Exposition Oil Gas, 2021, issue 1, P. 11–16. (In Russ).

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-11-16

Received: 08.02.2021

Введение

Изменение упруго-прочностных свойств горной породы, при смене насыщения, играет важную роль при геомеханическом моделировании устойчивости стенок скважины, интенсификации нефтедобычи, заводнении объекта разработки, подъеме уровня газоводяного и водонефтяного контактов. При этом основная часть исследований, направленных на изучение упруго-прочностных свойств горных пород в зависимости от насыщающего флюида, в первую очередь ориентирована на выявление особенностей процессов бурения или добычи углеводородов [1–4]. Данные работы направлены на решение частных задач (таких как подбор оптимальной жидкости бурения, влияние кислот на прочность и проводимость трещин) и не раскрывают фундаментальной значимости поставленных вопросов и дальнейшего использования полученных результатов в масштабах промышленного моделирования.

Понимание напряженно-деформированного состояния горных пород в прискважинной зоне и в межскважинном пространстве является одним из ключевых факторов при геомеханическом моделировании. Особенно актуальной данная проблематика является в условиях газонасыщенных коллекторов [5]. Очевидно, что в межскважинном пространстве порода пласта находится в условиях естественного насыщения и характеризуется определенными упруго-прочностными свойствами. При бурении скважин наличие проницаемых зон приводит к фильтрации бурового раствора в пласт, что сопровождается изменением упруго-прочностных свойств горной породы и, как следствие, изменением напряженно-деформированного состояния в окрестности скважины. В настоящее время отсутствуют расчетные методики, учитывающие влияние технологических жидкостей на изменение упруго-прочностных свойств горной породы, что, в свою очередь, не позволяет однозначно сопоставить данные широкополосного акустического каротажа с результатами лабораторных измерений.

Целью работы является изучение влияния природы насыщающего агента — жидкости (естественного насыщения, воды и керосина) и газа (азота) — на упруго-прочностные свойства схожих по литологии, ФЕС и ГИС образцов керн газовой месторождения, а также адаптация существующих методов проведения лабораторных исследований

по уточнению упруго-прочностных свойств горной породы, необходимых для достоверного одномерного и трех/четырёхмерного геомеханического моделирования.

Полученные результаты свидетельствуют о существенном влиянии насыщающего флюида на динамические, статические и прочностные характеристики горной породы. При этом наилучшую сходимость с данными ГИС в заданных условиях демонстрируют образцы, насыщенные керосином.

Объект исследования

В рамках исследования изучены образцы керн газовой месторождения, отобранные с двух различных продуктивных горизонтов. Рассматриваются отложения Кузнецовской свиты, характеризующиеся переслаиванием алевролита крупно-мелкозернистого песчаного, глинистого с низкой проницаемостью, равной 1 мД, и пористостью 20–25 %. Также приведены результаты лабораторных исследований образцов керн, отобранных с Покурской свиты, которые представлены песчаником средне-тонко-мелкозернистым с проницаемостью до 1 200 мД и пористостью до 35 %. При этом с целью снижения набухаемости глин бурение скважин выполнено на растворах на углеводородной основе.

В скважине № 1 исследования керн выполнены при естественном насыщении, а в скважинах № 2–5 — при донасыщении образцов керосином. Дополнительно на скважинах № 2 и 3, на схожих образцах керн по литологии, ФЕС и ГИС, выполнены исследования при донасыщении образцов водой, керосином и азотом. При этом, согласно [6], тестирование керн для изучения упруго-прочностных свойств необходимо выполнять при естественном насыщении. Следует отметить, что исследуемый материал является слабоконсолидированным, поэтому для его выбуривания используется метод быстрой заморозки, подробно описанный в следующем разделе.

Методика проведения лабораторных исследований

Эксперименты по определению упруго-прочностных свойств керн традиционных коллекторов проводятся согласно методике, разработанной в Центре исследований керн ООО «ТНЦ» на основе [6, 7]. Более сложными, с точки зрения проведения лабораторных исследований, являются тесты на слабоконсолидированной горной породе, поэтому

в Центре исследований керн ООО «ТНЦ» также разрабатываются оригинальные методики, учитывающие их специфику.

Для выбуривания стандартных образцов керн из слабоконсолидированной породы применяется метод предварительной быстрой заморозки породы в жидком азоте. Быстрая заморозка позволяет сохранить слабые межзерновые связи при вибрации бурильной коронки и избежать насыщения породы лишней влагой, образующейся при конденсации воздуха в случае медленного замораживания породы, а также снизить процент некондиционных образцов до ~ 10 %.

Для контроля качества целостности готовых образцов керн используется томограф [8] (рис. 1). Образцы со скрытыми и видимыми дефектами и крупными включениями исключались из дальнейшего рассмотрения (рис. 1b, c).

Упруго-прочностные свойства керн определены на модернизированной испытательной установке Shimadzu AG-300kN, оснащенной механическим приводом, жидкостными насосами и камерой для создания обжимного давления.

Для расчета динамических упругих свойств через скорости пробега продольной и поперечной волн необходимо в первую очередь определить объемную плотность породы. Поэтому перед загрузкой в кернодержатель образцы предварительно подвергаются донасыщению рабочей жидкостью путем капиллярной пропитки под вакуумом. Далее путем замера массы насыщенного образца и его геометрии вычисляется объемная плотность породы. Однако данный подход неприменим в случае насыщения слабоконсолидированной породы жидкостями, поскольку образцы, изготовленные методом быстрой заморозки, хранятся в таком состоянии вплоть до проведения лабораторных исследований и размораживаются непосредственно внутри кернодержателя. Таким образом, донасыщение образца керосином или водой производится с помощью подведенных к кернодержателю линий жидкостных насосов. При этом геометрия образца измеряется перед проведением лабораторных исследований, а масса — после. При определении объемной плотности естественно-насыщенных образцов и при насыщении их газом применяется стандартный подход.

В качестве флюидов насыщения используются модель пластовой воды (дистиллированная вода + NaCl) и осветительный керосин

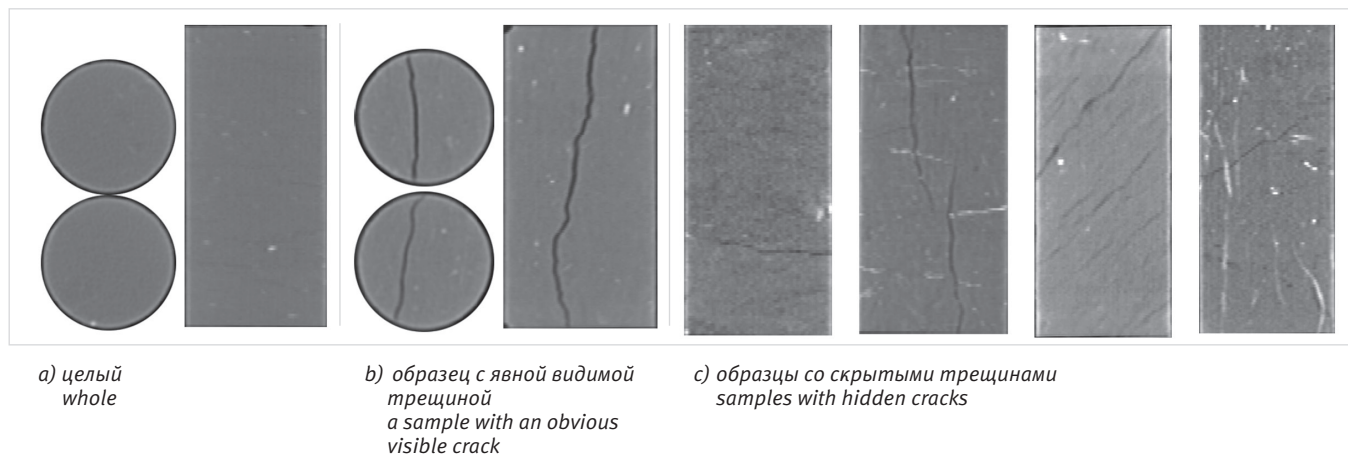


Рис. 1. Примеры компьютерной томографии образцов керн
Fig. 1. Examples of computed tomography of core samples

согласно ГОСТ 4753-49 [9]. Выбор керосина обусловлен его инертностью к породе пласта, исключающей набухание глинистых фракций.

В случае насыщения образцов газом установка подверглась модернизации путем отсечения жидкостных насосов и присоединения баллона с газом непосредственно к линии порового давления через редуктор. При проведении лабораторных исследований используется газообразный азот, так как эффективный диаметр его молекулы близок к эффективному диаметру молекулы метана ($\sim 0,34$ нм — молекула азота N_2 ; $\sim 0,38$ нм — молекула метана CH_4 ; $\sim 0,2$ нм — молекула гелия He). При проведении геомеханических исследований не происходит фильтрация порового флюида, поэтому при выборе газа его вязкость не учитывается.

При проведении экспериментов для воспроизведения начальных пластовых условий на редукторе вручную выставляется необходимое поровое давление, контролируемое при помощи цифровых датчиков. Так как пластовое давление в исследуемых интервалах представленных скважин лежит в диапазоне от 9,0 до 11,5 МПа, а рабочее давление стандартного оборотного баллона с азотом составляет 14,7 МПа, то реализуемый метод позволяет воссоздать полноценные условия проведения лабораторных исследований как при насыщении образцов жидкостями, так и газом. В случае рассмотрения естественно-насыщенных образцов исследования проводились без создания порового давления. При этом давлением обжима является эффективное давление эквивалентное образцам, на которых воспроизводилось поровое давление. При подготовке образцов к исследованиям экстракция не проводится с целью сохранения их целостности. Таким образом, исследования проводятся при текущей водонасыщенности с донесением рабочими флюидами, кроме тестов,



а) ГОСТ 21153.8-88 (1–5 МПа/с)
ГОСТ 21153.8-88 (1–5 МПа/с)

б) рассчитанной на этапе консолидации
calculated at the consolidation stage

Рис. 2. Примеры образцов, тестируемых при различных скоростях нагрузки
Fig. 2. Examples of samples tested at different load speeds

выполненных на естественно-насыщенных образцах.

Исследования при объемном сжатии на слабоконсолидированных образцах (в сравнении с традиционными) проводятся при различных значениях скорости осевой нагрузки [10]. Так, при извлечении на поверхность слабоконсолидированная горная порода разуплотняется, и для того, чтобы вернуть ее в исходное состояние, требуется гораздо большее время при приложении эффективного давления, чем для традиционной породы. Таким образом, после загрузки образца в установку и стабилизации температуры происходит этап консолидации, при котором порода уплотняется. Впоследствии из диаграммы «Нагрузка-деформация» рассчитывается оптимальная скорость деформации образца, на основе которой выполняется тест при объемном сжатии. Следует отметить, что

при задании скорости нагрузки 1–5 МПа/с [6] образец приобретает «бочкообразную» форму, что свидетельствует о пластичном характере разрушения, а это приводит к некорректно определенным значениям упругих свойств образца (рис. 2). Процедура проведения лабораторных исследований при объемном сжатии на слабоконсолидированных образцах керна не зависит от природы флюида.

Таким образом, основными отличиями от исследований стандартного керна, которые адаптированы для работы с керном, представленным слабоконсолидированными породами, являются:

- изготовление стандартных образцов, контроль их целостности с помощью компьютерной томографии и хранение до исследований;
- способ донесения жидкостью и определения объемной плотности образца;

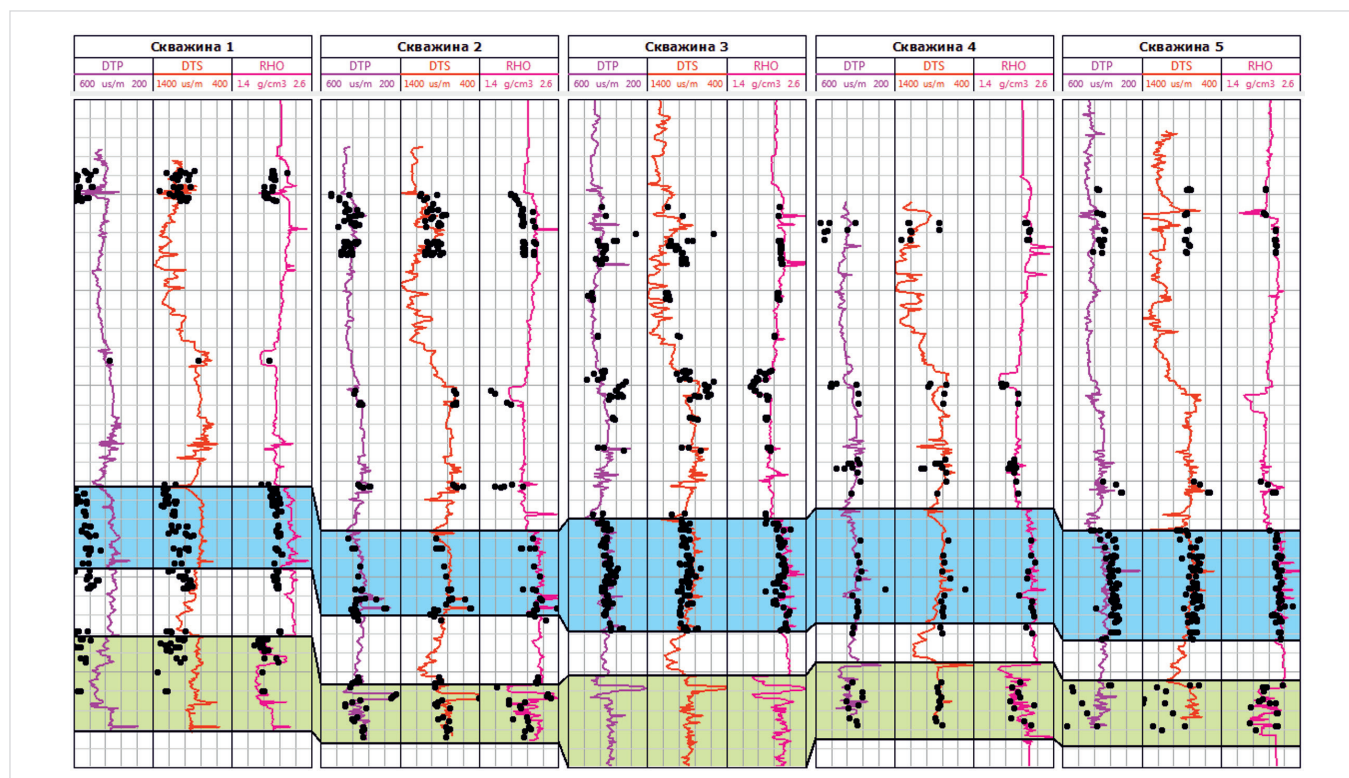


Рис. 3. Сравнение результатов тестирования керна (точки) с данными широкополосной акустики (сплошная линия)
Fig. 3. Comparison of core test results (points) with sonic scanner logs (solid line)

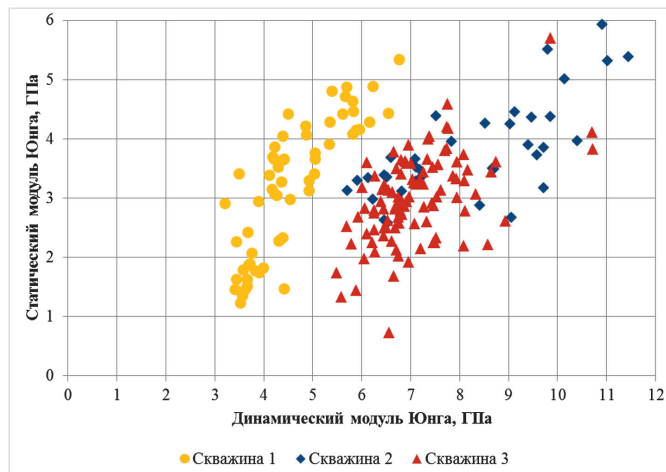


Рис. 4. Зависимость статического модуля Юнга от динамического при различном насыщении образцов керн
Fig. 4. Dependence of the static Young's modulus on the dynamic one at different saturation of core samples

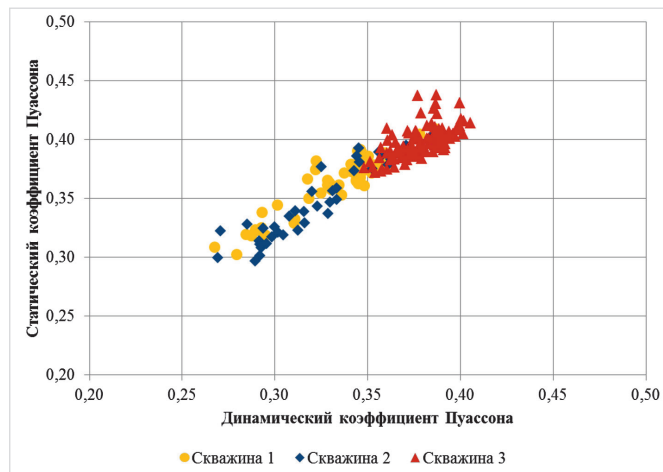


Рис. 5. Зависимость статического коэффициента Пуассона от динамического при различном насыщении
Fig. 5. Dependence of the static Poisson's ratio on the dynamic one at different saturation

- режим нагружения и скорость создания осевой нагрузки;
- модернизация стандартного оборудования для создания порового давления газом.

Результаты проведения лабораторных исследований

На рисунке 3 представлено сравнение данных ГИС, записанных в открытом стволе, таких как DTP и DTS — интервальное время пробега продольной и поперечной волн соответственно, RHO — плотность породы, с аналогичными данными, полученными на керне в лабораторных условиях. Из рисунка видно, что наилучшее совпадение значений, по данным ГИС и лабораторных исследований, достигается при насыщении образцов керосином (скважины № 2–5), что коррелирует с результатами работы [11], в то время как при естественном насыщении керн отмечаются заниженные значения плотности, скорости пробега продольной и поперечной волн (скважина № 1). При этом данная тенденция отмечается как для низкопроницаемых отложений с проницаемостью 0,1–1 мД, так и для высокопроницаемых — 500–1 200 мД.

На рисунке 4 представлена зависимость статического модуля Юнга от динамического для образцов, отобранных из низкопроницаемых отложений со скважин № 1, 2 и 3. Из рисунка видно, что значения статического и динамического модуля Юнга для скважин № 2 и 3, образцы которых насыщены керосином, лежат в одном диапазоне и характеризуются единой корреляционной зависимостью. В случае проведения лабораторных исследований на образцах при естественном насыщении наблюдается снижение значений динамического модуля Юнга в 1,5–2,0 раза. При этом на графике статического коэффициента Пуассона от динамического (рис. 5) подобного расхождения не наблюдается, и данные описываются единой корреляционной зависимостью. На скважинах № 4 и 5 получены аналогичные результаты.

Анализ влияния типов насыщения в масштабах образцов

Результаты лабораторных исследований по определению степени влияния природы насыщающего флюида на упруго-прочностные

свойства горной породы при объемном сжатии в термобарических условиях представлены на рисунках 6–9. Показаны зависимости продольной и поперечной волн, динамического и статического модуля Юнга, динамического и статического коэффициента Пуассона в зависимости от насыщения низкопроницаемых образцов керн скважины № 2.

Из рисунка 6 видно, что образцы керн, насыщенные азотом, характеризуются наименьшими значениями динамического модуля Юнга (ниже на 5–10 % относительно естественно-насыщенных образцов). При этом в случае насыщения образцов керосином изменения динамического модуля Юнга относительно естественно-насыщенных образцов достигает 2 раз, что согласуется с результатами, представленными на рисунке 4. Для статического модуля Юнга наблюдается аналогичная картина, однако вариация

параметров в зависимости от насыщения образца не превышает 20 %.

Аналогичные результаты получены для динамического коэффициента Пуассона: так, максимальное отклонение не превосходит 10 % при насыщении образцов керосином относительно естественно-насыщенных образцов керн (рис. 7). Для статического коэффициента Пуассона изменения составляют не более 5 % и в большей степени связаны с погрешностью определения данных параметров.

Изменения динамических характеристик в первую очередь связаны с изменением скорости пробега поперечной волны, что вызвано влиянием насыщающего агента (рис. 8).

На рисунке 9 показаны соотношения быстрой (V_p) и медленной (V_s) волны, динамического (E_{dyn}) и статического (E_{sta}) модуля Юнга, динамического (ν_{dyn}) и статического

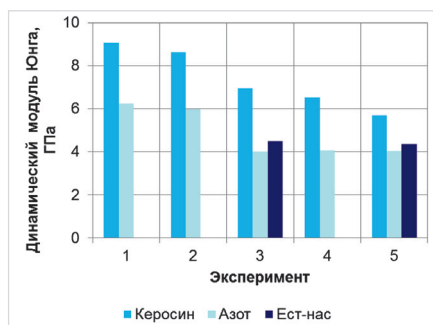


Рис. 6. Зависимость модуля Юнга от насыщения на скважине № 2
Fig. 6. Dependence of Young's modulus on saturation at well № 2

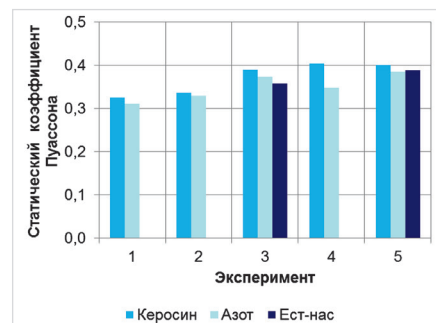
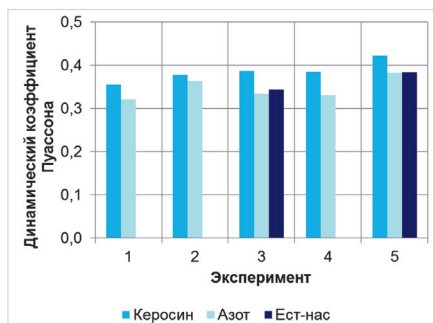
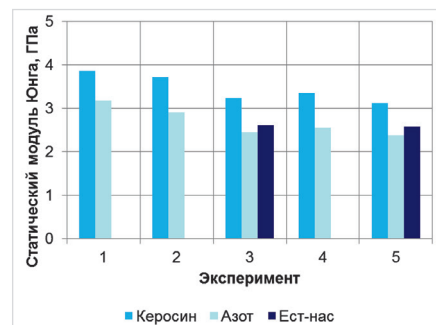


Рис. 7. Зависимость коэффициента Пуассона от насыщения на скважине № 2
Fig. 7. Dependence of the Poisson's ratio on saturation at well № 2

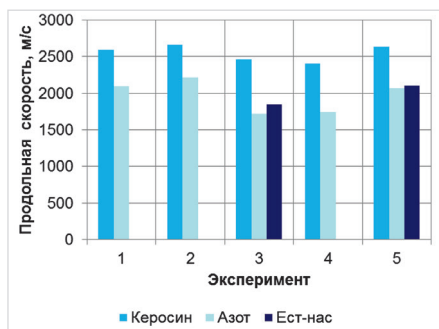


Рис. 8. Зависимость упругих волн от насыщения на скважине № 2
Fig. 8. Dependence of elastic waves on saturation at well № 2

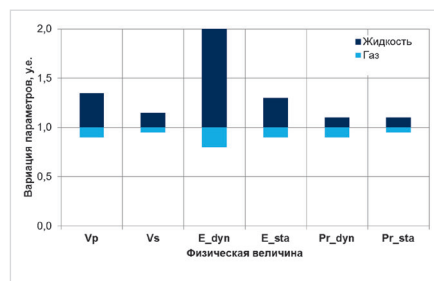
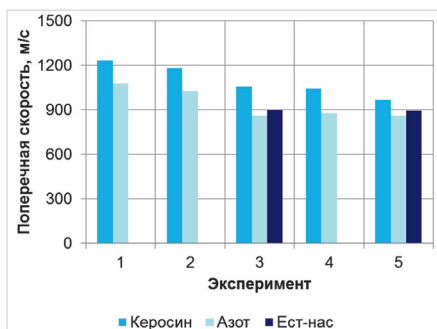


Рис. 9. Влияние насыщающего флюида на упруго-прочностные свойства породы
Fig. 9. Influence of the saturating fluid on the elastic-strength properties of the rock

(Pr_sta) коэффициента Пуассона как для низкопроницаемых, так и для высокопроницаемых отложений для скважин № 2 и 3 относительно естественно-насыщенных образцов. Результаты тестирования керна показали, что изменение статического модуля Юнга в зависимости от природы насыщающего флюида составляет 10–30 %, а динамического — 150–200 %, динамический и статический коэффициенты Пуассона в меньшей степени зависят от природы насыщающего флюида и изменяются в пределах 5–10 %.

На рисунке 10 показано влияние природы насыщающего агента на модуль Юнга, коэффициент Пуассона и предел прочности при одноосном сжатии для высокопроницаемых образцов горной породы. В эксперименте используется 6 образцов керна, попарно разделенные по схожим свойствам литологии, ФЕС и ГИС на три группы. Из графиков видно, что при естественном насыщении модуль Юнга выше в среднем в два раза, чем при насыщении образца водой (рис. 10а). При этом коэффициент Пуассона в зависимости от насыщения изменяется в пределах 5–10 % (рис. 10б). Наибольшее влияние природа насыщающего агента оказывает на прочность породы пласта (рис. 10с). Так, при насыщении образцов водой прочностные характеристики снижаются в 2–4 раза в сравнении с естественным насыщением. В частности, для группы образцов № 2 абсолютное значение прочности уменьшается с 6,57 до 1,21 МПа.

Итоги

На основе предложенной методики проведения лабораторных исследований по определению упруго-прочностных свойств

слабоконсолидированной горной породы показано, что для низко- и высокопроницаемых газонасыщенных коллекторов изменение динамического модуля Юнга в зависимости от природы насыщающего агента составляет 1,5–2,0 раза, а для статического — 1,1–1,3 раза. При этом изменение коэффициента Пуассона в зависимости от насыщения составляет 1,05–1,1 раза. При насыщении образца водой предел прочности на одноосное сжатие снижается в 2–4 раза по сравнению с естественным насыщением образца, а модуль Юнга — в среднем в 2 раза.

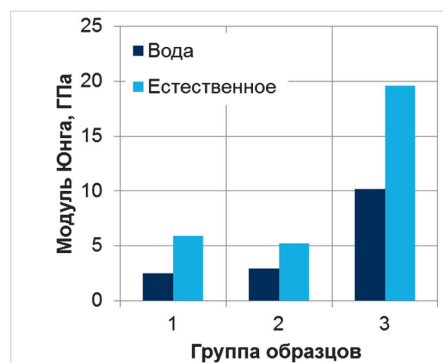
На основе выполненного анализа установлено, что в газонасыщенных коллекторах наилучшая корреляция данных ГИС и лабораторных исследований достигается при насыщении тестируемых образцов жидкостью, сходной с буровым раствором.

Выводы

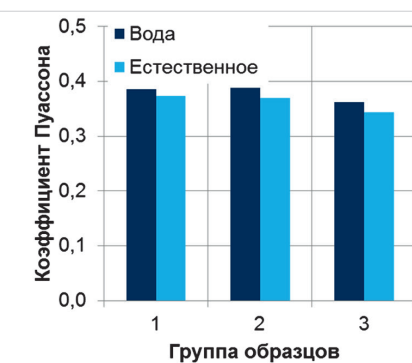
Предложенные методы выбуривания и тестирования образцов керна существенным образом повышают качество выполненных лабораторных исследований, а полученные результаты лабораторных исследований расширяют и дополняют представление о влиянии насыщающего агента на упруго-прочностные свойства горной породы. Работа важна и интересна как с практической, так и с теоретической точки зрения и отвечает на ряд важных вопросов, связанных не только с бурением скважин, но и подбором оптимальных режимов разработки месторождения с учетом изменения упруго-прочностных свойств вследствие продвижения фронта воды к добывающим скважинам от скважин ППД.

Литература

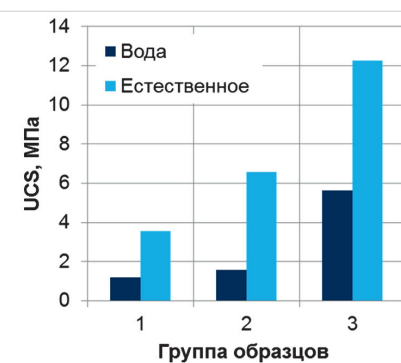
- Карманский А.Т. Экспериментальное обоснование прочности и разрушения насыщенных осадочных горных пород. Диссертация. Санкт-Петербург; 2010. 275 с.
- Павлов В.А., Лапин К.Г., Гавриш А.С. Иванцов Н.Н., Волгин Е.Р., Торопов К.В. Оценка влияния геомеханических эффектов на изменение фильтрационно-емкостных свойств в условиях слабосцементированного коллектора // Территория Нефтегаз. 2019. № 10. С. 46–52.
- Павлов В.А., Павлюков Н.А., Красников А.А. и др. Оценка влияния насыщающего флюида на упруго-прочностные свойства композитных материалов. Москва. 2019. 24–26 октября, Российская нефтегазовая техническая конференция SPE.
- Попов С.Н. Аномальные проявления механико-химических эффектов при разработке залежей нефти и газа. Диссертация. Москва; 2020. 364 с.
- Пятахин М.В. Геомеханические проблемы при эксплуатации скважин. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. 266 с.
- ГОСТ 21153.8. Породы горные. Метод определения предела прочности при объемном сжатии.
- McPhee C., Reed J., Zubizarreta I. Core analysis: a best practice guide. Elsevier, 2015, 829 p. (In Eng).
- Костин Д.К., Кузнецов Е.Г., Вилесов А.П. Опыт ООО «ТННЦ» по изучению керна с помощью рентгеновского компьютерного томографа // Научно-технический вестник



а) модуль Юнга
Youngs modulus



б) коэффициент Пуассона
Poissons ratio



в) предел прочности
Unconfined compressive strength

Рис. 10. Зависимость деформационно-прочностных свойств при одноосном сжатии на скважине № 2
Fig. 10. Dependence of strain-strength properties under uniaxial compression at well № 2

- ОАО «НК «Роснефть». 2014. № 3. С. 18–21.
9. ГОСТ 4753 Керосин осветительный. Технические условия.
10. Шубин А.А., Кудымов А.Ю., Яценко В.М. Методические аспекты изучения

- механических свойств пород баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. 2020. № 3. С. 43–46.
11. Доровских И.В., Подъячев А.А., Павлов В.А. Влияние изменения механических свойств

горных пород при насыщении буровым раствором на напряженное состояние прискважинной зоны // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2014. № 11. С. 31–38.

ENGLISH

Results

Based on the proposed method of conducting laboratory studies to determine the elastic-strength properties of weakly consolidated rock, it is shown that for low and highly permeable gas – saturated reservoirs, the change in the dynamic Young's modulus, depending on the nature of the saturating agent, is 1.5–2.0 times, and for static – 1.1–1.3 times. In this case, the change in the Poisson's ratio, depending on the saturation, is 1.05–1.1 times. When the sample is saturated with water, the uniaxial compressive strength is reduced by 2–4 times compared to the natural saturation of the sample, and the Young's modulus, on average, by 2 times. Based on the performed analysis, it was found that in gas-saturated reservoirs, the best correlation of GIS data and laboratory studies is achieved when the test samples are saturated with a liquid similar to drilling mud.

References

1. Karmansky A.T. Experimental substantiation of the strength and destruction of saturated sedimentary rocks [dissertation]. Saint Petersburg; 2010, 275 p. (In Russ).
2. Pavlov V.A., Lapin K.G., Gavris A.S., Ivantsov N.N., Volgin E.R., Toropov K.V. Estimation of influence of geomechanical effects on change of formation reservoir properties in conditions of slightly cemented. Oil and Gas Territory, 2019, issue 10, P. 46–52. (In Russ).
3. Pavlov V.A., Pavlyukov N.A., Krasnikov A.A., etc. Evaluation of the saturating fluid effect on the composite materials elastic-strength properties. Moscow, 2019, 22–24 October, SPE Russian Petroleum Technology

- Conference. (In Russ).
4. Popov S.N. Anomalous manifestations of mechanical and chemical effects in the development of oil and gas deposits [dissertation]. Moscow, 2020, 364 p. (In Russ).
5. Pyatakhin M.V. Geomechanical problems in well operation. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2011, 266 p. (In Russ).
6. GOST 21153.8 Rocks. Method for determination of triaxial compressive strength. (In Russ).
7. McPhee C., Reed J., Zubizarreta I. Core analysis: a best practice guide: Elsevier, 2015, 829 p.
8. Kostin D.K., Kuznetsov E.G., Vilesov A.P. Experience of TNNC LLC in core study using

Conclusions

The proposed methods of drilling and testing of core samples significantly improve the quality of the laboratory studies performed, and the obtained results of laboratory studies expand and supplement the idea of the influence of the saturating agent on the elastic-strength properties of the rock. This work is important and interesting from a practical and theoretical point of view, and answers on important questions related not only to drilling wells, but also to the selection of optimal modes of field development, taking into account changes in elastic-strength properties as a result of the water front movement to the producing wells from the injection wells.

- ct scanner. Bulletin of JSC "NK "Rosneft", 2014, issue 3, P. 18–22. (In Russ).
9. GOST 4753 Kerosene lighting. Technical conditions. (In Russ).
10. Shubin A.A., Kudymov A.Yu., Yatsenko V.M. Methodical aspects of studying mechanical properties of rocks of Bazhenov formation. Oil industry, 2020, issue 3, P. 43–46. (In Russ).
11. Dorovskikh I.V., Podyachev A.A., Pavlov V.A. Influence of mechanical characteristics change of rocks during mud saturation on the stressed state of near-wellbore area. Construction of oil and gas wells on land and sea. 2014, issue 11, P. 31–38. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Кулешов Василий Сергеевич, к.ф.-м.н., специалист отдела разработки проектов геомеханики, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: kuleshovvs@gmail.com

Павлов Валерий Анатольевич, к.т.н., начальник отдела разработки проектов геомеханики, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Кудымов Алексей Юрьевич, начальник отдела геомеханических исследований горных пород, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Якубовский Александр Сергеевич, специалист отдела геомеханических исследований горных пород, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Субботин Михаил Дмитриевич, специалист отдела разработки проектов геомеханики, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Пташный Александр Вадимович, специалист отдела разработки проектов геомеханики, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Абзильдин Рустам Ринатович, начальник отдела исследования скважин, ООО «Харампурнефтегаз», Губкинский, Россия

Максимов Евгений Вениаминович, начальник отдела ресурсной базы, лицензирования и недропользования, ООО «Харампурнефтегаз», Губкинский, Россия

Kuleshov Vasily Sergeevich, ph. d., engineer of the geomechanics project development department, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: kuleshovvs@gmail.com

Pavlov Valery Anatolevich, ph. d., head of the geomechanics project development department, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Kudymov Alexey Yuryevich, head of geomechanical rock research department, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Yakubovsky Alexander Sergeevich, engineer of geomechanical rock research department, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Subbotin Mikhail Dmitrievich, engineer of the geomechanics project development department, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Ptashny Alexander Vadimovich, engineer of the Geomechanics Project Development Department, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Abzgildin Rustam Rinatovich, head of well logging department, "Kharampurneftegaz" LLC, Gubkinskiy, Russia

Maksimov Evgeny Veniaminovich, head of resource base, licensing and mining department, "Kharampurneftegaz" LLC, Gubkinskiy, Russia