

О связи коэффициента Пуассона с геофизическими характеристиками горных пород

Д.В. Шустов, Ю.А. Кашников, А.Э. Кухтинский*, А.А. Ефимов

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия

В настоящее время отсутствуют надежные универсальные зависимости коэффициента Пуассона от геомеханических и геофизических характеристик продуктивных объектов. В работе исследовано влияние геофизических параметров на коэффициент Пуассона для продуктивных объектов нефтяных месторождений с применением методов машинного обучения. Анализ проводился на основе данных нескольких нефтяных и газовых месторождений, для которых получены зависимости коэффициента Пуассона от естественной радиоактивности пород и скорости продольной волны. Эти зависимости установлены на основе данных трехосных испытаний образцов в пластовых условиях, проведенных на установке ПИК-УИДК/ПЛ в Пермском национальном исследовательском политехническом университете. Кроме того, дан краткий обзор существующих стандартов по проведению трехосных испытаний. В работе отмечена важность стандартизации методов определения коэффициента Пуассона и других упругих параметров пород для обеспечения сравнимости результатов исследований различных месторождений и их применимости в различных геологических условиях. Предложенный метод анализа данных основан на использовании линейной регрессии и методов машинного обучения для установления стабильных уравнений связи между коэффициентом Пуассона и геофизическими параметрами, полученными с помощью различных геофизических исследований скважин. Эти зависимости позволяют более точно оценивать коэффициент Пуассона для различных типов пород и месторождений, что является важным шагом в развитии методов оценки упругих свойств пород на нефтяных месторождениях. Полученные результаты могут быть использованы для более точного моделирования и прогнозирования процессов разработки нефтяных месторождений, что способствует повышению эффективности добычи углеводородов и оптимизации производственных процессов в нефтяной промышленности.

Ключевые слова: коэффициент Пуассона, геомеханика, трехосные испытания, машинное обучение

Для цитирования: Шустов Д.В., Кашников Ю.А., Кухтинский А.Э., Ефимов А.А. (2024). О связи коэффициента Пуассона с геофизическими характеристиками горных пород. *Георесурсы*, 26(2), с. 69–75. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.2.7>

Введение

Статический коэффициент Пуассона (ν) является одним из наиболее значимых и вместе с тем наименее определенным параметром в расчете напряженного состояния. Исследование статического коэффициента Пуассона проводится повсеместно при выполнении практически любого проекта по геомеханике, однако на сегодняшний день не существует отработанной методики распространения данного параметра по геологическому разрезу с опорой на скважинные исследования и сейсмические 3D-исследования. Поэтому, несмотря на проводимые эксперименты, в большинстве случаев исследователи используют динамический коэффициент Пуассона, который практически не меняется в пределах одного литотипа и используется, как правило, геофизиками в качестве характеристики, определяющей литолого-фациальный состав толщи. В то же время практически все специалисты указывают на неоспоримую значимость именно статического коэффициента Пуассона в геомеханических расчетах,

в частности в вопросах дизайна гидравлического разрыва пласта (Кашников, Ашихмин, 2019; Zoback, 2007).

Цель настоящего исследования – установить взаимосвязи между геофизическими параметрами и статическим коэффициентом Пуассона. Для этого были проведены: повторная обработка результатов выполненных ранее в лаборатории исследования геомеханических свойств керна Центра Геомеханики и геодинамики недр (Пермский национальный исследовательский политехнический университет) трехосных испытаний по единой методике; выбор параметров для обучения и приведение их к необходимому виду; поиск взаимосвязи с применением методов машинного обучения.

В настоящее время как в отечественной, так и в зарубежной литературе не встречаются надежные универсальные зависимости между коэффициентом Пуассона и параметрами, наиболее часто используемыми в геомеханике, такими как модуль упругости, пределы прочности на сжатие и растяжение, сцепление, угол внутреннего трения, скорости продольной и поперечной волн (Jizba, Nur, 1990; King, 1969; Martin, Haupt, 1994). Имеются зависимости для отдельных месторождений, которые нельзя распространить даже на соседние месторождения в силу невысоких показателей тесноты связи полученных зависимостей. Одна из причин отсутствия надежных

* Ответственный автор: Артем Эдуардович Кухтинский
e-mail: artyom@pstu.ru

© 2024 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

зависимостей состоит в особенностях определения данного параметра, регламентируемых различными отечественными и зарубежными стандартами.

В настоящее время нет единого стандарта на определение механических свойств горных пород. Имеется российский ГОСТ 28985-91 (ГОСТ 28985-91, 2004), часто применяются рекомендации, разработанные Международным обществом по механике горных пород (International Society for Rock Mechanics – ISRM) (Ulusay, 2015; Ulusay, Hudson, 2007) и американской организацией по разработке стандартов ASTM International (ASTM D7012-14e1, 2023; ASTM D3967-16, 2023). Можно также отметить и другие подобные стандарты, например Японского геотехнического общества (Japanese Geotechnical Society), Американского армейского инженерного корпуса (RTH) и др. Требования, содержащиеся в этих документах, могут различаться в отношении размеров и точности изготовления образцов, скорости нагружения и т.д.

Как видно из названия «Породы горные. Метод определения деформационных характеристик при одноосном сжатии», ГОСТ 28985-91 рассматривает определение деформационных характеристик горных пород только при испытаниях в одноосном режиме. Стандарты ASTM содержат описание как одноосных, так и трехосных испытаний, а ГОСТы и рекомендации ISRM имеют отдельные документы по определению прочности при трехосном нагружении. ГОСТ 21153.8-88 (ГОСТ 21153.8-88, 1988) при этом не содержит информации по определению деформационных характеристик. Вопрос разницы в определении упругих параметров при одноосном и трехосном нагружении в данных методиках не рассматривается.

Согласно ГОСТу 28985-91, испытания проводятся для определения модуля упругости, коэффициента Пуассона, модуля деформации и коэффициента поперечной деформации. Указывается, что эти характеристики следует определять в диапазоне требуемых напряжений от 5% до 50% от предела прочности при одноосном сжатии.

В документах ISRM и ASTM отмечено, что модуль упругости может быть определен любым методом, применяемым в инженерной практике, и дается описание нескольких наиболее часто используемых методов. Первый вариант представляет собой тангенциальный модуль упругости, определяемый на фиксированном уровне от предела прочности (обычно он составляет 50% от предела прочности на одноосное сжатие). Второй означает средний модуль упругости на линейной части диаграммы «напряжение – деформация». Третий вариант представляет собой секущий модуль, определенный на фиксированном уровне от предела прочности (также обычно 50%). Коэффициент Пуассона рассчитывается по отношению осевых деформаций к радиальным на участке определения модуля упругости. В стандартах ASTM указано, что расчет упругих модулей возможен как напрямую, так и путем наилучшей аппроксимации рассматриваемого участка диаграммы «напряжение – деформация» прямой линией методом наименьших квадратов.

Таким образом, разброс методов определения участка нагружения образца, на котором находятся модуль упругости и коэффициент Пуассона, может привести к существенной разнице в устанавливаемых параметрах. И если для модуля упругости это не столь существенно

в силу его больших границ – от единиц до сотни ГПа, то для коэффициента Пуассона разница в 0,1 приводит к невозможности получить надежные корреляционные зависимости.

Обзор ранее полученных авторами зависимостей

Отметим, что в ряде случаев удается получить относительно устойчивые зависимости от отдельных геофизических параметров, прежде всего от скорости продольной волны и параметра, характеризующего природную радиоактивность разреза. На рис. 1 представлена зависимость статического коэффициента Пуассона песчаников и алевролитов нефтяных месторождений Пермского края от интенсивности гамма-излучения (Кашников и др., 2017). Как видим, по интенсивности гамма-излучения терригенных пород можно построить распределение коэффициента Пуассона по продуктивному разрезу объекта.

Аналогичная зависимость коэффициента Пуассона продуктивных объектов Сарматского нефтяного месторождения от показателя, характеризующего естественную радиоактивность пород, представлена на рис. 2. Образцы для испытаний представлены различными литотипами (аргиллитами, доломитами, глинистыми известняками и др.). При обработке результатов испытаний выявлена определенная закономерность: коэффициент Пуассона для аргиллита в пластовых условиях достигает значения 0,35, для известняков не превышает 0,25, при этом чем меньше их глинистость, тем меньше значение коэффициента Пуассона, на основании чего была предпринята попытка определить связь статического коэффициента Пуассона с данными гамма-каротажа (ГК) скважин. В результате для всех испытанных образцов по трем скважинам построена зависимость между статическим коэффициентом Пуассона и данными ГК с достаточно высоким показателем тесноты связи. Отметим, что в более ранних наших исследованиях выявлена связь коэффициента Пуассона с объемным содержанием глин для месторождения Адамташ (Средняя Азия), а также с интенсивностью гамма-излучения в песчаниках, алевролитах, аргиллитах, которая определяется содержанием глинистых минералов (Кашников, Ашихмин, 2019).

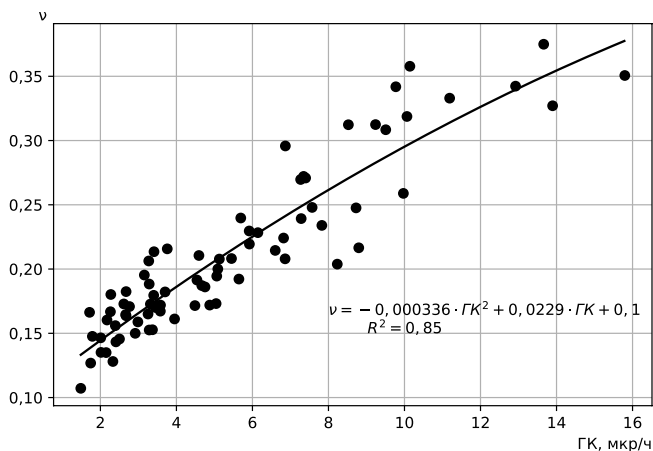


Рис. 1. Зависимость статического коэффициента Пуассона песчаников и алевролитов нефтяных месторождений Пермского края от интенсивности гамма-излучения

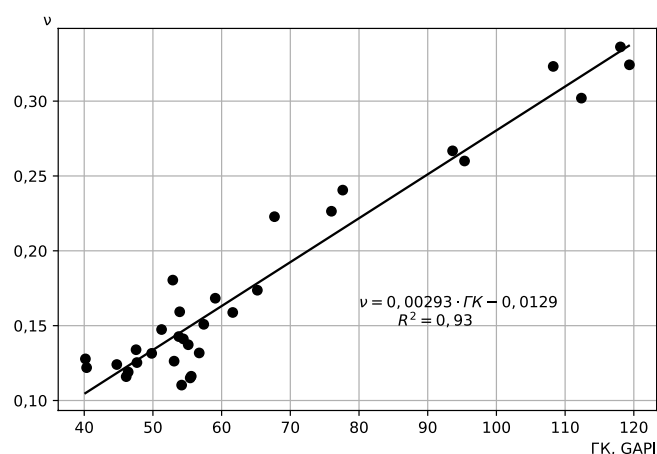


Рис. 2. Зависимость статического коэффициента Пуассона от показателя, характеризующего естественную радиоактивность пород

На рис. 3 представлена зависимость коэффициента Пуассона от скорости продольной волны для образцов продуктивных объектов Салмановского (Утреннего) газоконденсатного месторождения. Образцы представлены объектами со средними глубинами залегания 900 м (ПК₁₋₉), 1600 м (ХМ₆₋₁₀) и 1600–2900 м (объекты ТП). Как видно из графика, зависимость характеризуется сравнительно низкой связью ($R^2 = 0,42$). Отметим, что данную зависимость можно использовать для ориентировочных расчетов бокового горного давления.

Аналогичная зависимость характерна и для образцов баженовских отложений Средне-Назымского месторождения, ориентированных перпендикулярно напластованию. Большая часть образцов имеет значения скорости продольной волны V_p в диапазоне 2500–4000 м/с. Для этого участка на рис. 4 показана зависимость коэффициента Пуассона от V_p .

Красным цветом на рис. 3–4 отмечены точки, исключенные из построения зависимостей. Они могут являться выбросами по следующим причинам: существенные неоднородности в образцах, влияние других факторов, не связанных со скоростью продольной волны и др.

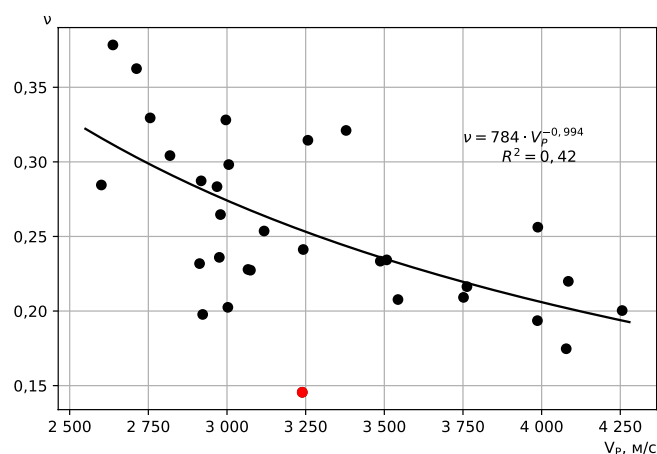


Рис. 3. Зависимость коэффициента Пуассона образцов объектов Салмановского (Утреннего) месторождения от скорости продольной волны. Точка, выделенная красным цветом, исключена при построении зависимости

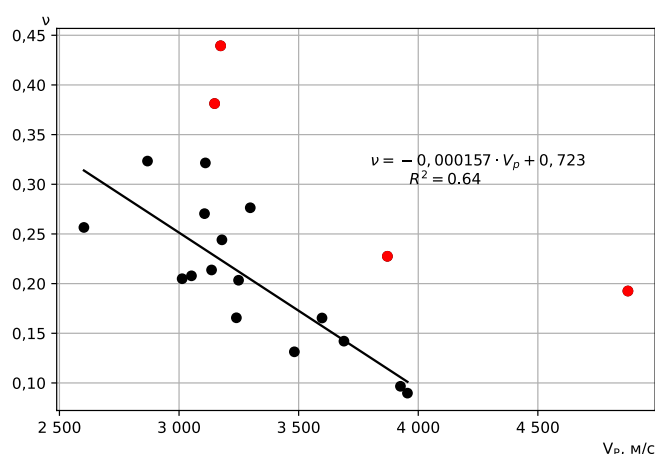


Рис. 4. Зависимость коэффициента Пуассона образцов баженовских отложений Средне-Назымского месторождения, ориентированных перпендикулярно напластованию, от скорости продольной волны. Точки, выделенные красным цветом, исключены при построении зависимости

Таким образом, для отдельных месторождений построены зависимости коэффициента Пуассона от скорости пробега продольной волны и параметра ГК. Однако получить достаточно надежные зависимости для группы месторождений обычными методами статистики не удастся.

С учетом отсутствия выраженных зависимостей данного параметра от геолого-геофизических и геомеханических характеристик разреза отдельными исследователями делаются попытки найти взаимосвязь между геофизическими параметрами и коэффициентом Пуассона на основе методов машинного обучения (Asoodeh, 2013; Gowida et al., 2020). В рамках настоящей работы представлены результаты аналогичных исследований по установлению зависимости коэффициента Пуассона от геофизических характеристик разреза.

Поиск зависимости с применением методов машинного обучения

В работе использованы результаты испытаний, проведенных Центром Геомеханики и геодинамики недр Пермского национального исследовательского политехнического университета на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Суммарно проведено 156 испытаний, но из-за неуверенного сигнала при определении скорости пробега продольной волны часть образцов не вошла в итоговую выборку. Окончательная выборка состояла из 145 образцов. В нее включены образцы как терригенных, так и карбонатных пород.

Эксперименты на трехосное сжатие выполняли на уникальной научной установке «ПИК-УИДК/ПЛ» (АО «Геология, Россия»). Испытания проводили при эффективном давлении, поровое давление в них не задавали. Эффективное давление, соответствующее пластовым условиям, рассчитывали с учетом зависимостей для коэффициента Био, полученных ранее в Пермском национальном исследовательском политехническом университете (Кашников, Ашихмин, 2019). Осевые нагрузка и разгрузка производились с постоянной скоростью осевых деформаций, одинаковой для всех экспериментов, которая

составляет 10^{-5} с^{-1} . Скорость изменения бокового давления не превышала 1 МПа/мин.

Общая программа трехосных испытаний образцов на упругие свойства в пластовых условиях состоит из следующих этапов.

Нагружение образца до заданного всестороннего давления равного пластовым условиям для конкретного образца.

Выдержка образца до стабилизации объемных деформаций

$$\left(\frac{\partial \varepsilon_{vol}}{\partial t} = 0\right).$$

Измерение скоростей продольных и поперечных волн V_p, V_s .

Произведение двух циклов нагрузки/разгрузки образца путем создания осевой нагрузки без превышения предела упругости. Достаточный уровень нагрузки определяется из условия получения максимально прямой линии на графике «напряжения – деформации» на ветви нагрузки. За предел упругого деформирования принимается перегиб кривой в осях «осевая нагрузка» – «объемные деформации». Объемные деформации при этом рассчитываются как сумма осевых и радиальных деформаций.

Непрерывная запись осевого напряжения, осевых и поперечных деформаций, а также всех остальных параметров ведется на протяжении всего эксперимента.

Результаты всех испытаний были повторно обработаны по единой методике для того, чтобы исключить влияние некоторых особенностей обработки, например величину участка определения упругих параметров. Различия могут возникать в случае обработки результатов испытаний в разное время, разными людьми. Получены также дополнительные параметры, такие как уровень нагрузки при определении упругих параметров, для их использования при дальнейшем построении зависимости для коэффициента Пуассона.

Модуль упругости и коэффициент Пуассона рассчитывались на прямолинейных участках ветвей повторной нагрузки образца на диаграмме «осевые напряжения – деформации» в области упругих деформаций. Пример диаграммы деформирования образца с указанием участка определения упругих параметров представлен на рис. 5.

Динамические модули упругости и коэффициент Пуассона определялись по скоростям продольных и поперечных волн в пластовых условиях по известным соотношениям (Новик, Ржевский, 1978).

Следующим этапом подготовки данных к обучению является выбор параметров и приведение их к необходимому виду. В качестве параметров для обучения выбраны те данные геофизических исследований скважин (ГИС), которые представлены по всему стволу скважины и для которых имеется возможность их нормировки. Перед использованием данных ГИС необходимо было провести их совместную нормировку, но прежде их необходимо было скорректировать для более точного сопоставления с результатами точечных испытаний.

На рис. 6 представлена тепловая карта парных коэффициентов корреляции, на которой показаны все выбранные параметры, их взаимная корреляция и их корреляции с коэффициентом Пуассона. Видно, что при низких коэффициентах корреляции параметров с коэффициентом

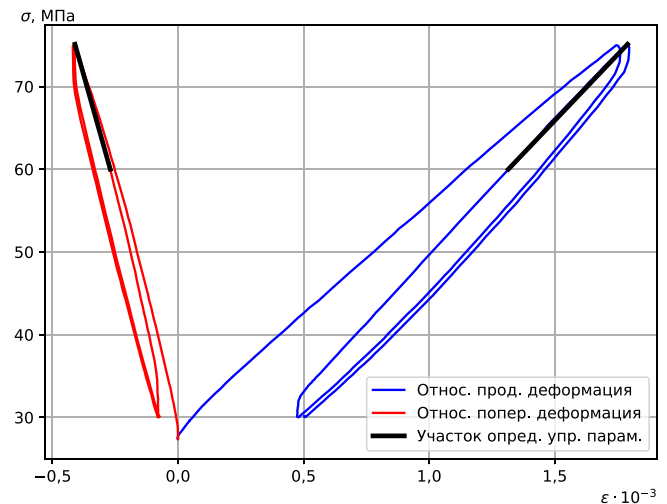


Рис. 5. Пример диаграммы деформирования образца с указанием участка определения упругих параметров

Пуассона (poisson) их взаимные парные корреляции довольно высоки в абсолютном выражении, что не всегда допустимо при применении методов машинного обучения. В регрессионном анализе наличие мультиколлинеарности критично, поскольку оно воздействует на способность модели различать уникальные значения коэффициентов регрессии, что может исказить их оценку. Небольшие изменения в данных, используемых для оценки, могут вызвать резкие колебания в оценочных коэффициентах. Это создает трудности с логическим выводом: если две переменные тесно коррелируют, изменение одной переменной может быть скомпенсировано изменением другой, приводя к аннулированию их влияния. В градиентных методах оптимизации также возможно неограниченное увеличение весов модели, что делает поиск оптимальных параметров оптимизационной функции невозможным. В данном случае было принято решение исключить водородосодержание (w), как наиболее скоррелированный с акустикой (v_p) параметр, при этом имеющий меньшее значение коэффициента корреляции с целевым параметром. В анализе также был использован ГК (gk), были учтены ошибки определения коэффициента Пуассона при аппроксимации участка кривой прямой линией ($error$) и нагрузка, при которой проводилось его определение ($load1$).

Поиск взаимосвязи осуществлялся с помощью линейной регрессии с функцией потерь Хьюбера, позволяющей исключать выбросы. В качестве входящих параметров использовались различные сочетания параметров, приведенных на рис. 6. Параметры в модель добавлялись по одному, после чего модель переобучалась и оценивалась ошибка на кросс-валидации. Параметры добавлялись до тех пор, пока ошибка значительно снижалась. Итоговый кросс-плот представлен на рис. 7. В полученное уравнение вошли скорость пробега продольной волны и данные ГК в различных вариациях.

Ошибка определения коэффициента Пуассона ($error$), имевшаяся в регрессионной модели, в полученном уравнении принята равной нулю. Коэффициент корреляции полученной регрессионной зависимости составил 0,74, что в данном случае (для столь неопределенного параметра) является хорошим результатом. На рис. 7

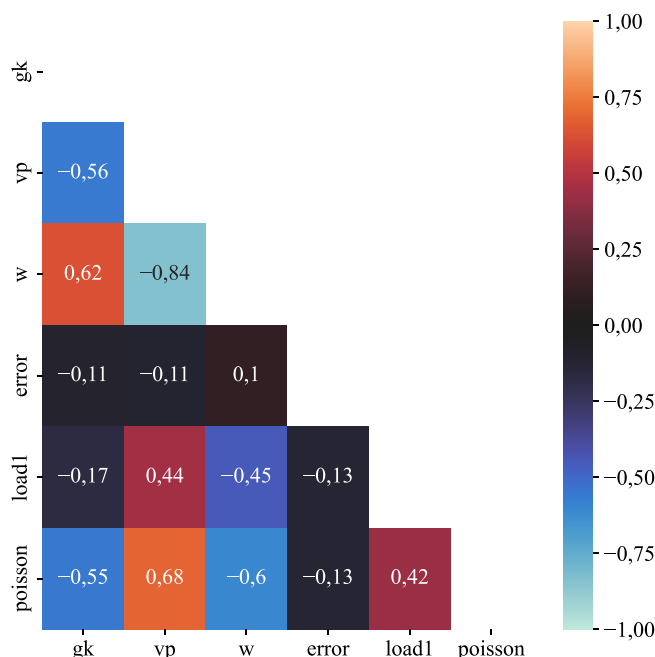


Рис. 6. Тепловая карта парных корреляций: gk – ГК, vp – скорость распространения продольной волны, w – водородосодержание, error – ошибка определения коэффициента Пуассона, load1 – нагрузка, при которой производилось его определение, poisson – коэффициент Пуассона

представлено облако полученных значений, по которому построены доверительные интервалы. В качестве итогового результата следует использовать нижнюю оценку доверительного интервала, т.к. она является наилучшим приближением к дренированным условиям проведения эксперимента. Такие условия подразумевают достаточно низкую скорость нагружения, при которой в образце не повышается поровое давление. При недренированных условиях жидкость не успевает отфильтровываться из образца из-за низкой проницаемости или большой скорости приложения нагрузки.

Уравнение для коэффициента Пуассона, полученное по нижней оценке доверительного интервала, имеет вид

$$\nu = 2,34 \cdot 10^{-5} \cdot V_p - 6,14 \cdot 10^{-2} \cdot \ln(GR + 1) + 3,29 \cdot 10^{-10} \cdot V_p^2 \cdot GR + 0,166,$$

где GR – естественная радиоактивность пород, определенная при помощи ГК, мкр/ч, V_p – скорость пробега продольной волны, определенная с использованием ГИС, м/с.

Таким образом, с помощью методов машинного обучения и обработки разнородных данных испытаний по единой методике можно получить достаточно устойчивые корреляционные связи коэффициента Пуассона с геофизическими характеристиками продуктивного разреза.

Заключение

Проведенные исследования позволяют сделать следующие выводы.

В настоящее время отсутствуют надежные зависимости коэффициента Пуассона от геомеханических и геофизических характеристик продуктивных объектов. Одной из причин является отсутствие жесткой стандартизированной методики определения данного параметра.

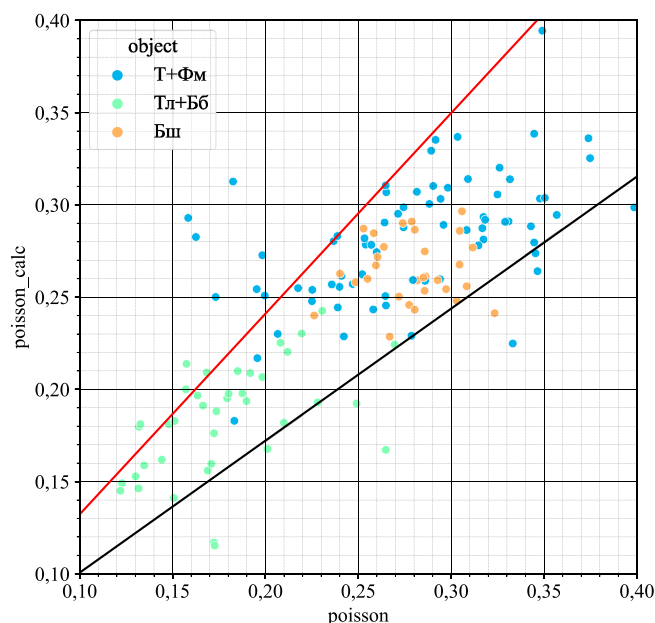


Рис. 7. Кросс-плот определенного из испытаний (poisson) и рассчитанного (poisson_calc) коэффициента Пуассона для терригенных и карбонатных продуктивных объектов месторождений Западного Урала: Т+Фм – турнейский ярус нижнего отдела каменноугольной системы совместно с фаменским ярусом верхнего отдела девонской системы, Тл+Бб – тульский и бобриковский горизонты визейского яруса нижнего отдела каменноугольной системы, Бш – бакирской ярус среднего отдела каменноугольной системы

Для отдельных продуктивных объектов месторождений установлены корреляционные зависимости, связывающие данный параметр со скоростью продольной волны, показателем естественной радиоактивности пород и глинистостью. Однако их нельзя использовать для других месторождений.

В рамках настоящей работы предложен метод установления зависимости коэффициента Пуассона от основных параметров геофизических параметров геологического разреза, основанный на использовании методов машинного обучения. С его помощью для терригенных и карбонатных продуктивных объектов месторождений Западного Урала получены корреляционные зависимости данного параметра от скорости продольной волны и значения ГК. Коэффициент корреляции полученной регрессионной зависимости составил 0,74, что является хорошим результатом.

Литература

- ГОСТ 21153.8-88. Породы горные. Метод определения предела прочности при объемном сжатии. (1988). М.: Изд-во стандартов, 17 с.
- ГОСТ 28985-91. Породы горные. Метод определения деформационных характеристик при одноосном сжатии. (2004). М.: ИПК Изд-во стандартов, 11 с.
- Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г. (2019). Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья. М.: Горн. кн., 496 с.
- Кашников Ю.А., Шустов Д.В., Кухтинский А.Э. (2017). Геомеханические характеристики терригенных продуктивных объектов нефтяных месторождений Западного Урала. *Нефтяное хозяйство*, 4, с. 32–25. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-4-32-35>
- Новик Г.Я., Ржевский В.В. (1978). Основы физики горных пород. М.: Недра, 390 с.

Asoodeh M. (2013). Prediction of Poisson's Ratio from Conventional Well Log Data: A Committee Machine with Intelligent Systems Approach. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 35(10), pp. 962–975. <https://doi.org/10.1080/15567036.2011.557693>

ASTM D3967-16. Standard test method for splitting tensile strength of intact rock core specimens. (2023). ASTM, Vol. 04.08, 5 p. <https://doi.org/10.1520/D3967-16>

ASTM D7012-14e1. Standard test method for compressive strength and elastic moduli of intact rock core specimens under varying states of stress and temperatures. (2023). ASTM, Vol. 04.09, 9 p. <https://doi.org/10.1520/D7012-14E01>

Gowida A., Elkatatny S., Moussa T. (2020). Comparative Analysis Between Different Artificial Based Models for Predicting Static Poisson's Ratio of Sandstone Formations. *International Petroleum Technology Conference*, IPTC-20208-MS. <https://doi.org/10.2523/IPTC-20208-MS>

Jizba D., Nur A. (1990). Static and dynamic moduli of tight gas sandstones and their relation to formation properties. *SPWLA 31st Annual Logging Symposium*, SPWLA-1990-BB.

King M.S. (1969). Static and dynamic elastic moduli of rocks under pressure. *The 11th U.S. Symposium on Rock Mechanics (USRMS)*, ARMA-69-0329.

Martin R.J., Haupt R.W. (1994). Static and Dynamic Elastic Moduli in Granite: The Effect of Strain Amplitude. *1st North American Rock Mechanics Symposium*, ARMA-1994-0473.

Ulusay R. (Ed.) (2015). The ISRM Suggested Methods for Rock Characterization, Testing and Monitoring: 2007–2014. Springer Cham, XIII, 293 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-07713-0>

Ulusay R., Hudson J.A. (Eds.) (2007). The Complete ISRM Suggested Methods for Rock Characterization, Testing and Monitoring: 1974–2006. International Society of Rock Mechanics, Commission on Testing Methods, 628 p.

Zoback M.D. (2007). *Reservoir Geomechanics*. Cambridge: Cambridge Univ. Press, 452 p. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511586477>

Сведения об авторах

Денис Владимирович Шустов – кандидат тех. наук, доцент, ведущий научный сотрудник, Пермский национальный исследовательский политехнический университет
Россия, 614990, Пермь, Комсомольский пр., д. 29
e-mail: denispstu@mail.ru

Юрий Александрович Кашников – доктор тех. наук, профессор, зав. кафедрой МДГиИС, Пермский национальный исследовательский политехнический университет
Россия, 614990, Пермь, Комсомольский пр., д. 29
e-mail: geotech@pstu.ru

Артем Эдуардович Кухтинский – старший научный сотрудник, Пермский национальный исследовательский политехнический университет
Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., д. 29
e-mail: artyom@pstu.ru

Артём Александрович Ефимов – кандидат геол.-минерал. наук, старший научный сотрудник, Пермский национальный исследовательский политехнический университет
Россия, 614990, Пермь, Комсомольский пр., д. 29
e-mail: efymart@yandex.ru

Статья поступила в редакцию 01.03.2024;

Принята к публикации 15.05.2024; Опубликовано 30.06.2024

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

On the Relationship of Poisson's Ratio with Geophysical Characteristics of Rocks

D.V. Shustov, Yu.A. Kashnikov, A.E. Kukhtinskii, A.A. Efimov*

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

**Corresponding author: Artyom E. Kukhtinskii, e-mail: artyom@pstu.ru*

Abstract. Currently, there are no reliable universal dependencies of the Poisson's ratio on the geomechanical and geophysical characteristics of productive objects. This study aims to investigate the influence of geophysical parameters on the Poisson's ratio for oilfield productive objects using machine learning methods. The analysis is based on data from several oil and gas fields, presenting results of dependencies between the Poisson's ratio and parameters such as natural radioactivity of rocks and P-wave velocity. The elastic parameters were identified through triaxial tests of rock samples under reservoir conditions conducted on the PIK-UIDK/PL triaxial system at Perm National Research Polytechnic University. A brief overview of existing standards for conducting triaxial tests is also provided. The importance of standardizing methods for determining the Poisson's ratio and other elastic parameters of rocks is emphasized to ensure comparability of research results from different fields and their applicability in various geological conditions. The proposed data analysis method relies on linear regression and machine learning methods to establish stable relationships between the Poisson's ratio and geophysical parameters obtained from various well logging studies. These dependencies allow for

more accurate estimation of the Poisson's ratio for different types of rocks and fields, representing a significant step in developing methods for assessing elastic properties of rocks in oil fields. The obtained results can be used for more precise modeling and forecasting of oil field development processes, contributing to increased efficiency in hydrocarbon extraction and optimization of production processes in the oil industry.

Keywords: Poisson's ratio, geomechanics, triaxial tests, machine learning

Recommended citation: Shustov D.V., Kashnikov Yu.A., Kukhtinskii A.E., Efimov A.A. (2024). On the Relationship of Poisson's Ratio with Geophysical Characteristics of Rocks. *Georesursy = Georesources*, 26(2), pp. 69–75. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.2.7>

References

Asoodeh M. (2013). Prediction of Poisson's Ratio from Conventional Well Log Data: A Committee Machine with Intelligent Systems Approach. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 35(10), pp. 962–975. <https://doi.org/10.1080/15567036.2011.557693>

ASTM D3967-16. Standard test method for splitting tensile strength of intact rock core specimens. (2023). ASTM, Vol. 04.08, 5 p. <https://doi.org/10.1520/D3967-16>

ASTM D7012-14e1. Standard test method for compressive strength and elastic moduli of intact rock core specimens under varying states of stress and temperatures. (2023). ASTM, Vol. 04.09, 9 p. <https://doi.org/10.1520/D7012-14E01>

Gowida A., Elkhatny S., Moussa T. (2020). Comparative Analysis Between Different Artificial Based Models for Predicting Static Poisson's Ratio of Sandstone Formations. *International Petroleum Technology Conference*, IPTC-20208-MS. <https://doi.org/10.2523/IPTC-20208-MS>

Jizba D., Nur A. (1990). Static and dynamic moduli of tight gas sandstones and their relation to formation properties. *SPWLA 31st Annual Logging Symposium*, SPWLA-1990-BB.

Kashnikov YU.A., Ashihmin S.G. (2019). Rock mechanics in petroleum industry. Moscow: Gornaya kniga, 496 p. (In Russ.)

Kashnikov Yu.A., Shustov D.V., Kukhtinskii A.E. (2017). Geomechanical properties of the terrigenous reservoirs in the oil fields of Western Ural. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 4, pp. 32–25. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-4-32-35>

King M.S. (1969). Static and dynamic elastic moduli of rocks under pressure. *The 11th U.S. Symposium on Rock Mechanics (USRMS)*, ARMA-69-0329.

Martin R.J., Haupt R.W. (1994). Static and Dynamic Elastic Moduli in Granite: The Effect of Strain Amplitude. *1st North American Rock Mechanics Symposium*, ARMA-1994-0473.

Rzhevskiy V.V., Novik G.Ya. (1978). Basis of the rocks physics. Moscow: Nedra, 390 p. (In Russ.)

State Standard 21153.8-88 Rocks. Method for determination of triaxial compressive strength (1988). Moscow, 17 p. (In Russ.)

State Standard 28985-91. Rocks. Method of determination of deformation characteristics under uniaxial compression (1991). Moscow, 11 p. (In Russ.)

Ulusay R. (Ed.) (2015). The ISRM Suggested Methods for Rock Characterization, Testing and Monitoring: 2007–2014. Springer Cham, XIII, 293 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-07713-0>

Ulusay R., Hudson J.A. (Eds.) (2007). The Complete ISRM Suggested Methods for Rock Characterization, Testing and Monitoring: 1974–2006. International Society of Rock Mechanics, Commission on Testing Methods, 628 p.

Zoback M.D. (2007). Reservoir Geomechanics. Cambridge: Cambridge Univ. Press, 452 p. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511586477>

About the Authors

Denis V. Shustov – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor, Leading Researcher, Perm National Research Polytechnic University

29, Komsomolsky pr., Perm, 614990, Russian Federation
e-mail: denispstu@mail.ru

Yurii A. Kashnikov – Dr. Sci. (Engineering), Professor, Head of Mine Surveying, Geodesy and Geographic Information Systems Department, Perm National Research Polytechnic University

29, Komsomolsky pr., Perm, 614990, Russian Federation
e-mail: geotech@pstu.ru

Artem E. Kukhtinskii – Senior Researcher, Perm National Research Polytechnic University

29, Komsomolsky pr., Perm, 614990, Russian Federation
e-mail: artyom@pstu.ru

Artyom A. Efimov – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Perm National Research Polytechnic University

29, Komsomolsky pr., Perm, 614990, Russian Federation
e-mail: efymart@yandex.ru

*Manuscript received 1 March 2024;
Accepted 15 May 2024;
Published 30 June 2024*