

**СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ МЕХАНИКИ И ФИЗИКИ ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМ**

Оригинальная статья

УДК 550.8.012

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art4>**Современная практика учета термобарических условий в оценке коэффициента пористости****Д.Н. Губинский** ✉, **Е.А. Зарай**, **А.Ю. Кудымов**

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

**Аннотация.** *Актуальность.* Поднимается проблематика вопроса учета термобарических условий в оценке коэффициента пористости. *Цель работы.* Подчеркнуть актуальность проблемы и продемонстрировать авторский опыт на примере материалов из терригенных отложений. *Материалы и методы.* Рассмотрен современный методологический подход к расчету эффективного изостатического давления с использованием данных керна, результатов геофизических исследований скважин и опробования пластов на кабеле. *Результаты.* Приводятся результаты петрофизического моделирования – сопоставления полученных переводных коэффициентов из атмосферных условий в термобарические условия для коэффициента пористости, а также справочные величины переводных коэффициентов, основанные на авторском опыте. *Выводы.* Отмечается важность взаимодействия и параллельной работы специалистов разного профиля для эффективного планирования программ лабораторных исследований керна.

**Ключевые слова:** подсчетные параметры, коэффициент пористости, термобарические условия, сжимаемость, петрофизическое моделирование, изостатическое давление, давление обжима, геомеханическое моделирование, упруго-прочностные свойства, главное напряжение, всестороннее сжатие

**Финансирование:** источники финансирования отсутствовали.

**Для цитирования:** Губинский Д.Н., Зарай Е.А., Кудымов А.Ю. Современная практика учета термобарических условий в оценке коэффициента пористости // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 4. С. 364–380. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art4>

---

✉ Губинский Данил Николаевич, e-mail: [dngubinskiy@tnnc.rosneft.ru](mailto:dngubinskiy@tnnc.rosneft.ru)

© Губинский Д.Н., Зарай Е.А., Кудымов А.Ю., 2024



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

## Введение

При подсчете запасов углеводородного сырья (УВС) в подавляющем большинстве случаев обоснование коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности, как подсчетных параметров газонефтяных залежей, выполняется с использованием материалов геофизических исследований скважин (ГИС). При этом критерием достоверности оценки рассматриваемых параметров, а также основой формирования интерпретационных решений всегда выступают результаты лабораторных исследований керна.

Априори результаты записи методов ГИС получают в скважинной среде, т. е. в объеме столба промывочной жидкости, разрешенном техническими характеристиками прибора, с соответствующими глубине термобарическими условиями – давлением, температурой, геолого-физическими параметрами изучаемой среды. Так, по итогам предобработки материала из скважины, зарегистрированного приборами каротажа, учитывая технические поправки за параметры скважинной среды, получают аутентичные физические характеристики изучаемого геологического разреза.

Методически основу петрофизического моделирования составляют функциональные связи параметров типа «кern–кern», «кern–ГИС», «ГИС–ГИС», «опробование–ГИС» и пр., основные из которых согласно действующим «Методическим рекомендациям по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом»\* должны быть получены на представительной для изучаемого объекта коллекции образцов

---

\* Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. М.; Тверь, 2003. 258 с.

керна «в условиях, максимально приближенных или, по крайней мере, не противоречащих условиям измерения используемой геофизической характеристики», т. е. в пластовых.

Вопрос учета термобарических условий при оценке подсчетных параметров стоит как у российских, так и зарубежных исследователей достаточно давно и остро. Так, в своих работах данную тематику рассматривали Авчян Г.М. [1], Балашов Д.Б. [2], Марморштейн Л.М. [3], Добрынин В.М. [4] и другие еще до 2000 г. Свою актуальность тема вновь приобрела в последние несколько лет. Одним из последних современных ее упоминаний является доклад Лушпеева В.А., Котовой В.З. и Теплоухова В.М. на научно-практической конференции имени Е.Г. Коваленко 2023 г. «Актуальные вопросы экспертизы геологических и извлекаемых запасов УВС», посвященный проблемам определения коэффициента пористости как подсчетного параметра.

Цель данной работы – подчеркнуть актуальность проблемы влияния пластовых условий на результат определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), а именно коэффициента пористости, на керновом материале в лабораторных условиях и продемонстрировать авторский опыт на примере данных, полученных из пластов терригенных отложений.

Как правило, при подъеме керна на дневную поверхность с использованием даже современных технологий керноотбора горная порода претерпевает изменения как температуры, так и напряженного состояния. При этом отобранный каменный материал деформируется (разуплотняется) и, как следствие, изменяются его петрофизические характеристики.

Данный факт также указывает на необходимость изучения физических свойств горных пород в термобарических условиях (ТБУ), максимально приближенных к пластовым условиям изучаемого объекта.

Первые в мире упоминания о необходимости учета пластовых условий при оценке пористости появляются в середине XX века [2, 3, 5]. В это же время за рубежом начинают применяться единичные экспериментальные установки для определения пористости в термобарических условиях. Изначально в РФ повсеместно эксперименты на керне проводились по большей мере в стандартных условиях (атмосферных), при этом существуют упоминания о единичных тестах в термобарических условиях в рамках научных фундаментальных работ. В связи с приходом зарубежных технологий в РФ в конце 90-х – начале 2000-х годов, подчеркивая практику западных специалистов, стали проследиваться единичные опыты исследований в ТБУ на экспериментальной аппаратуре уже в рамках производственных задач добывающих компаний. С этого времени исследования в пластовых условиях укрепились в программах по исследованию керна и начали приобретать массовый характер, однако стандарта, методических руководств по проведению таких экспериментов не поступало, соответственно специалисты лабораторий проводили такие тесты, ссылаясь на зарубежные источники и практический приобретенный опыт, в том числе учитывая конструктивные особенности имеющегося оборудования. Вместе с тем от экспертов поступало все больше требований и рекомендаций недропользователю о приведении определенных

по геолого-геофизическим данным ФЕС к пластовым условиям.

В 2015 г. вышел научный труд зарубежных специалистов МакФи, Рида и Зубизареты по лучшим практикам исследования керна, который в некотором смысле стал ориентиром и наглядным пособием по последним тенденциям [6]. В исследовательских лабораториях начали актуализироваться локальные нормативные документы, где более детально стали описывать процедуры и необходимые вводные для создания условий проведения экспериментов.

В данной публикации представлен авторский опыт в вопросе методологии оценки подсчетных параметров, а именно коэффициента пористости, в условиях, приближенных к пластовым.

#### **Современное планирование и реализация лабораторных исследований керна**

Преимущественно, при условии наличия экспериментов по определению ФЕС в термобарических условиях, в ходе подготовки выборки керновых исследований для интеграции в петрофизическую модель, специалисты-петрофизики пользуются функциональными связями « $K_p^{ТБУ}=f(K_p^{АУ})$ » для перевода коэффициента пористости ( $K_p$ ) из АУ (атмосферные условия) в ТБУ без должного анализа результатов, полученных на образцах керна. Тем не менее, ключевое влияние на результат эксперимента оказывает предварительно рассчитанное давление всестороннего сжатия, используемого при проведении специальных исследований, обусловленных конструктивными особенностями оборудования.

Так, до недавнего времени в силу отсутствия должного взаимодействия между специалистами по исследованию керна и геологами, петрофизиками, а также ограниченного взаимодействия звеньев заказчик–подрядчик, величины давлений, необходимые для проведения эксперимента в индивидуальном кернодержателе, рассчитывались стандартно, как разница горного ( $P_{горн}$ ) и пластового ( $P_{пл}$ ) напряжений, без учета дополнительных воздействий на породу в резервуаре [5]. Т. е. рассчитывалось эффективное давление, использование которого предполагает, что основное воздействие на породу в пласте оказывает только вертикальное (горное) давление, при этом латеральными стрессами пренебрегают, и в большинстве случаев расчет вертикального напряжения производился с постоянным градиентом. Как результат – переобжим (чрезмерное уплотнение) образцов в ходе эксперимента и недостоверные значения выходных параметров – снижение пористости образца, увеличение параметра пористости ( $P_p$ ) и показателя цементации « $m$ », характеризующего геометрию пор, и т. д.

Современное планирование исследований керна основывается на взаимодействии таких сегментов, как петрофизика, геомеханика, геология и непосредственно лабораторный центр.

Так как определение пористости в термобарических условиях относится к специальным видам исследований (в международной классификации имеет аббревиатуру SCAL), формирование коллекций керновых исследований в термобарических условиях производится по результатам стандартных испытаний в атмосферных условиях: пористость, проницаемость по газу (в международной классификации имеет аббревиатуру RCA). При этом необходимо охватить весь диапазон изменения свойств разреза – отобрать образцы с наиболее часто встречающимися величинами пористости и проницаемости с учетом изменчивости их свойств, в связи с положением на структуре и в разрезе (рис. 1). Таким образом, основа коллекции закладывается на этапе разметки и отбора образцов на полноразмерном керне.

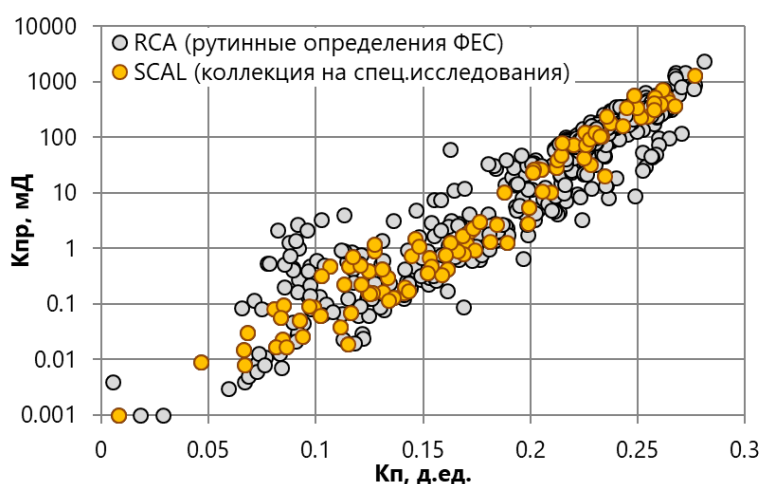


Рис. 1. Пример кросс-плота сопоставления пористости и проницаемости с целью выбора образцов для специальных исследований

Fig. 1. Example of a crossplot of porosity and permeability comparison in order to select specimens

Разметка образцов на исследования осуществляется, согласно утвержденных программ испытаний, с учетом требований локальных нормативных документов, в которых указан необходимый объем исследований, при этом при разметке могут использоваться результаты ГИС,

фотографии полноразмерного керна в дневном и ультрафиолетовом свете, данные томографических исследований, профильные испытания керна (проницаемость, акустические свойства). На рис. 2 представлен пример разметки образцов на стандартные исследования.

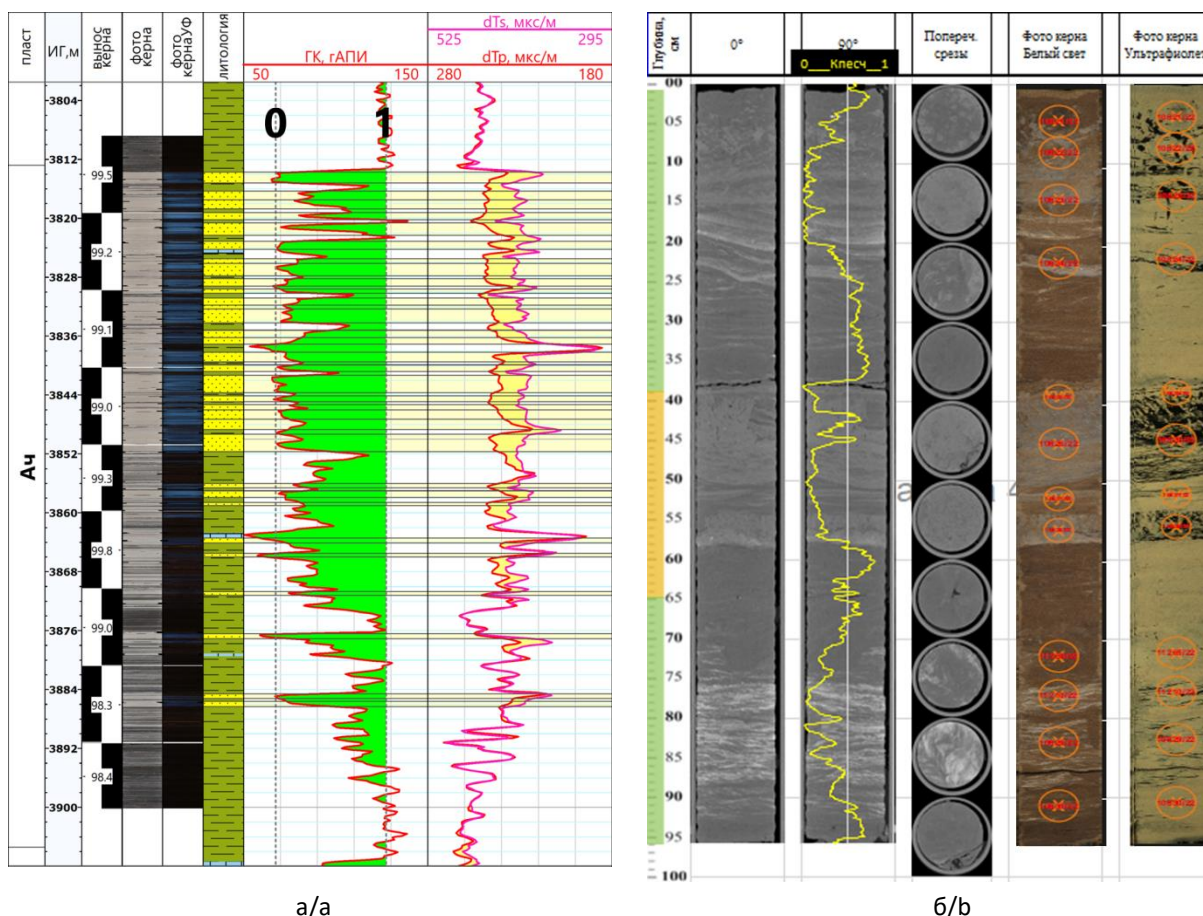


Рис. 2. Примеры использования данных ГИС (а) и компьютерной томографии (б) для разметки и изготовления образцов керна

Fig. 2. Examples of using well logging (a) and computer tomography data (b) for marking and making the core samples

Важным этапом является определение входных параметров пластовых условий для проведения эксперимента – это параметры модели флюида (минерализация, плотности в поверхностных и пластовых условиях, вязкость), температура и давление – капиллярное, горное, пластовое, эффективное и изостатическое.

Как упомянуто выше, последний параметр является ключевым при создании термобарических условий и современная практика построения геомеханической модели позволяет достаточно обоснованно получить величины всесторонних напряжений на горную породу в пласте.

Например, анализ графиков закачки, полученных в результате проведения тестов на утечку, применения инструмента опробования пластов на кабеле (ОПК) в режиме стресс тестов и мини-гидро-разрыва пласта (ГРП), является основным инструментом количественной оценки минимального горизонтального напряжения и пластового давления, а с использованием результатов записи метода гамма-гамма плотностного каротажа (ГГК-П) определяется горное (вертикальное) давление. При этом для полноценной калибровки и моделирования профилей напряжения

необходим большой спектр геолого-геофизического материала – это данные ГИС (ГГК-П, АКШ – широкополосный акустический каротаж, инклинометрия), изучения керна (определение деформационно-прочностных свойств, коэффициента пороупругости Био), испытаний/опробования (ГДК – гидродинамический каротаж, ОПК, мини-ГРП и пр.) и регионального представления о геологическом строении и тектонике. Пример фрагмента одномерной геомеханической модели, верифицированной на фактический материал, приводится на рис. 3.

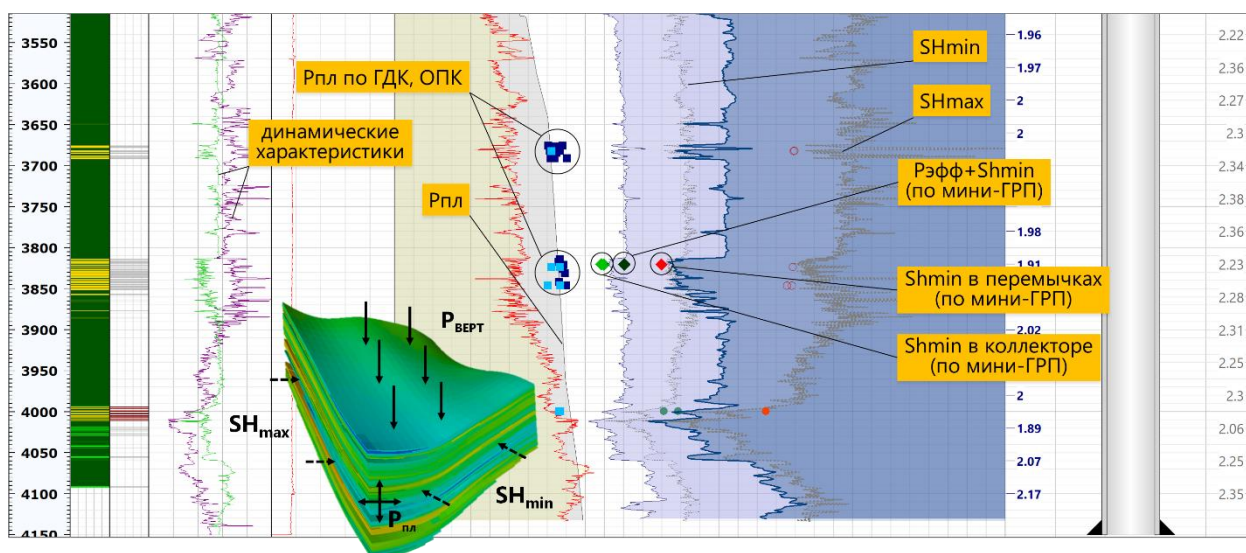


Рис. 3. Фрагмент одномерной геомеханической модели ачимовских отложений

Fig. 3. Fragment of one-dimensional geomechanical model of the Achimov deposits

В данном случае результатом комплексной работы специалистов разного профиля в ключе проработки программы керновых исследований являются обоснованные входные параметры для моделирования пластовых условий при проведении лабораторных тестов на керне.

### Принципы проведения экспериментов

Сущность эксперимента определения пористости в термобарических условиях заключается в определении вытесненной

жидкости из 100%-го насыщенного образца при создании необходимого эффективного давления (уплотнения породы до условий, максимально приближенных к пластовым).

В большинстве современных лабораторий для проведения экспериментов используются индивидуальные гидростатические кернодержатели для стандартных образцов (цилиндрические образцы), как правило, изготовленных параллельно напластованию.

Также эксперименты по определению пористости в ТБУ можно проводить в специальных геомеханических кернодержателях, в данном случае – на перпендикулярных образцах (обычно цилиндрической формы).

Основными отличиями этих кернодержателей является схема создания условий проведения экспериментов. Так, в гидростатическом кернодержателе на образец действует со всех сторон одинаковое давление (всесторонний обжим), а в геомеханическом кернодержателе есть возможность создать неравные осевые и радиальные напряжения. Схема создания условий в геомеханическом кернодержателе наиболее максимально приближена к пластовым условиям, так как одновременно можно создать и вертикальное (горное давление) и горизонтальное напряжения.

Однако, в связи с тем, что геомеханические кернодержатели имеют достаточно сложную конструкцию и свои особенности (в том числе большую ориентированность на геомеханические испытания), гидростатические кернодержатели, учитывая простоту их использования, нашли массовое применение для определения пористости в ТБУ – при проведении экспериментов используется изостатическое давление как величина всестороннего обжимного давления.

Также стоит упомянуть об исследовании сильноглинистых горных пород. В связи с тем, что обычно при проведении тестов по определению пористости в ТБУ параллельно проводится измерение электрических свойств (удельное электрическое сопротивление с расчетом параметра пористости), то образцы имеют 100%-е водонасыщение моделью пластовой воды либо пластовой водой. Таким образом,

сильноглинистые образцы имеют избыточно набухшее состояние, в связи с чем наиболее корректно определять пористость в ТБУ таких горных пород на образцах со смоделированной остаточной водонасыщенностью (либо с текущей) с последующим донасыщением инертной к глинистым минералам жидкостью.

## **Результаты**

Ниже приводятся приемы и методы оперативной оценки изостатического давления, которые рекомендуют к использованию авторы при петрофизическом моделировании, а в частности, учете термобарических условий при проведении лабораторных тестов по оценке ФЕС и дальнейшей количественной интерпретации ГИС. Приводится сопоставительный анализ возможных расхождений пористости, определенной в атмосферных и термобарических условиях, основанный на авторском опыте.

### ***Оперативная оценка изостатического давления***

Работа петрофизика при разработке петрофизической модели подразумевает комплексный анализ входных данных и в ключе обоснования поправки за термобарические условия – это, прежде всего, анализ параметров среды, созданных при проведении лабораторных тестов, в ходе которых получены физические характеристики образцов керна.

Необходимо составить площадную характеристику рассматриваемых отложений и оценить степень сходимости величин температуры, минерализации, поровых давлений, созданных при проведении эксперимента в индивидуальном кернодержателе.

Комплексный анализ направлен как на имеющиеся геолого-геофизические данные (пробы пластовой воды, термометрия, результаты испытаний и пр.), так и на верификацию этих данных эмпирическими расчетами, откалиброванными на максимум прямых измерений в скважинах.

Такие расчеты, например, позволяют оперативно оценить указанные в отчетах по лабораторным исследованиям величины давлений обжима образцов в кернодержателе по формуле Хольта [7, 8]:

$$P_{iso} = (\sigma_v + \sigma_H + \sigma_h)/3 - \alpha P_{п},$$

где  $\sigma_v$  – вертикальное напряжение (геостатическая нагрузка), оцениваемое по стандартной формуле (закон Архимеда):

$$\sigma_v = \int \rho(h) dh;$$

$\rho$  – расчетная по данным ГГКп плотность;

$h$  – вертикальная глубина;

$\sigma_h$  – минимальное горизонтальное напряжение;

$\sigma_H$  – максимальное горизонтальное напряжение;

$P_{п}$  – пластовое (поровое) давление, определяемое по прямым замерам в скважинах, а также АКШ, каротажу сопротивления, интервальным скоростям по сейсмическим исследованиям, данным бурения;

$\alpha$  – коэффициент пороупругости Био, определяемый по данным керна, иначе – статистически близкая к 1 величина (зависит от степени сцементированности породы).

Величины минимального/максимального горизонтальных напряжений оценивают с использованием сведений об упруго-прочностных характеристиках породы – коэффициент Пуассона и модуль Юнга (по данным АКШ и калибровкой на результаты исследований керна) для коллекторов, исключая влияние заземленного газа, вмещающих пород, по формулам:

$$\sigma_H = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_v + \alpha \left( \frac{1-2\nu}{1-\nu} \right) p_n + \frac{E}{1-\nu^2} \varepsilon_H + \frac{\nu E}{1-\nu^2} \varepsilon_h,$$

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_v + \alpha \left( \frac{1-2\nu}{1-\nu} \right) p_n + \frac{E}{1-\nu^2} \varepsilon_h + \frac{\nu E}{1-\nu^2} \varepsilon_H,$$

где  $\nu$ ,  $E$  – коэффициент Пуассона и модуль Юнга,

$\varepsilon_H$ ,  $\varepsilon_h$  – тектонические деформации (калибруются на параметры ГРП (давление закрытия, высота трещины и пр.) по площади, регионально).

В рамках оперативной оценки изостатической нагрузки для анализа результатов исследования керна в пластовых условиях предлагается усеченный вариант уравнений, рассчитанный на условия пассивных бассейнов [6], позволяющий оценить  $\sigma_h$ ,  $\sigma_H$ , и в конечном итоге  $P_{iso}$ ,

в отсутствие полноценной 1D геомеханической модели:

$$\sigma_h = \frac{\nu_{\min}}{1-\nu_{\min}} (\sigma_v - \alpha P_{п}) + \alpha P_{п},$$

$$\sigma_H = \frac{\nu_{\max}}{1-\nu_{\max}} (\sigma_v - \alpha P_{п}) + \alpha P_{п}.$$



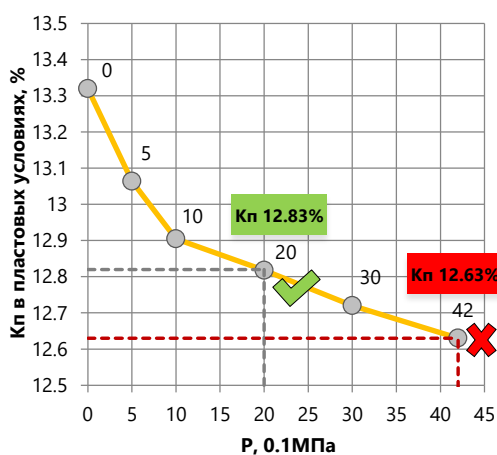
Безусловно, при работе с залежами, сформированными в условиях тектонически активного бассейна, погрешность подобной оценки возрастает и необходимо в рамках анализа прибегнуть к полноценному геомеханическому моделированию, учитывая повышенную анизотропию горизонтального напряжения.

В процессе расчетов необходимо также ориентироваться на фактические скважинные данные, такие как результаты испытаний на утечки, ОПК, мини-ГРП и пр.

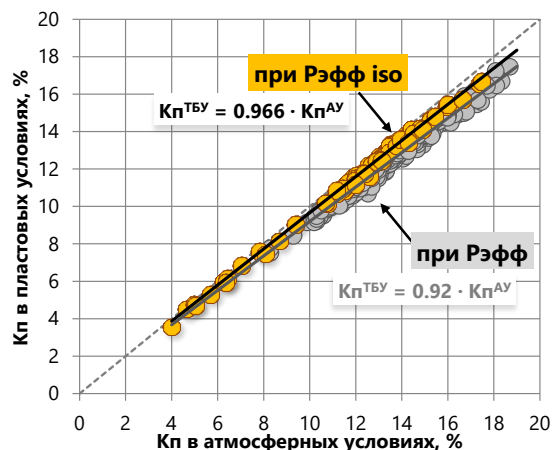
На рис. 4 и в табл. 1 приводится пример расчета изостатического давления

и результатов дополнительно проведенных экспериментов на керновом материале валанжинских отложений в пределах месторождения Западной Сибири.

Учитывая калибровку на фактические скважинные данные, эмпирические величины давления отличаются от использованных ранее в среднем на -16,6 МПа. В данном случае дополнительные исследования керна позволили уточнить петрофизическую основу интерпретации ГИС и лучше адаптировать результат расчетов ФЕС на фактические скважинные данные.



а/а



б/б

Рис. 4. Пример изменения пористости коллектора с ростом давления обжима (а) и сопоставления результатов экспериментов по определению пористости в ТБУ при разных эффективных давлениях (б)

Fig. 4. Example of porosity change with an increase in pressure (a) and a comparison of the results of experiments to determine porosity under pressure–temperature conditions at different effective pressures (b)

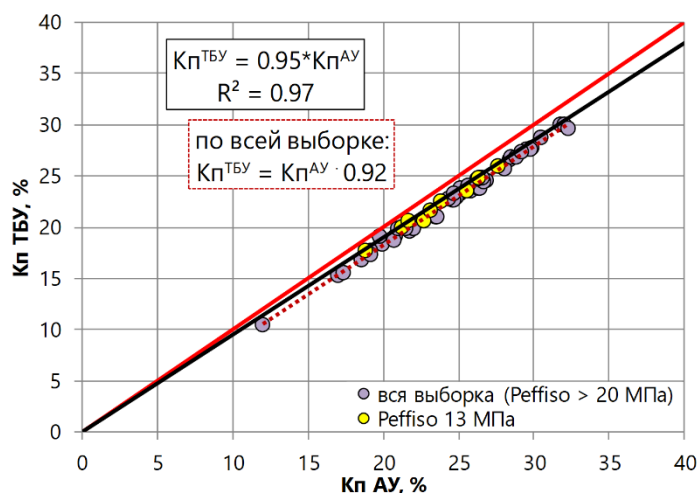
Таблица 1. Результаты расчетов эффективного изостатического давления

Table 1. Results of calculating the net isostatic pressure

Пласт	Коэф-т Пуассона		Давление пластовое	Средняя глубина пласта	ТБУ исторических исследований керна		Откалиброванные расчетные данные				Δ
	Мин	Макс			Давление горное (σ <sub>г</sub> )	Эффективное давление	Давление горное (σ <sub>г</sub> )	Минимальное горизонтальное напряжение (σ <sub>h</sub> )	Максимальное горизонтальное напряжение (σ <sub>H</sub> )	Расчетное	
										Эффективное изостатическое давление (σ <sub>iso</sub> )	
МПа	М	МПа	МПа	МПа	МПа	МПа	МПа	МПа	МПа		
БУ16/1	0.207	0.315	32.9	3235.0	77.2	44.3	78.4	44.8	53.9	26.1	18.2
БУ16/2	0.217	0.320	33.0	3286.0	78.9	45.9	79.8	46.0	55.0	27.3	18.6
БУ16/3	0.194	0.304	33.3	3313.0	79.9	46.6	80.6	44.7	54.0	26.4	20.2

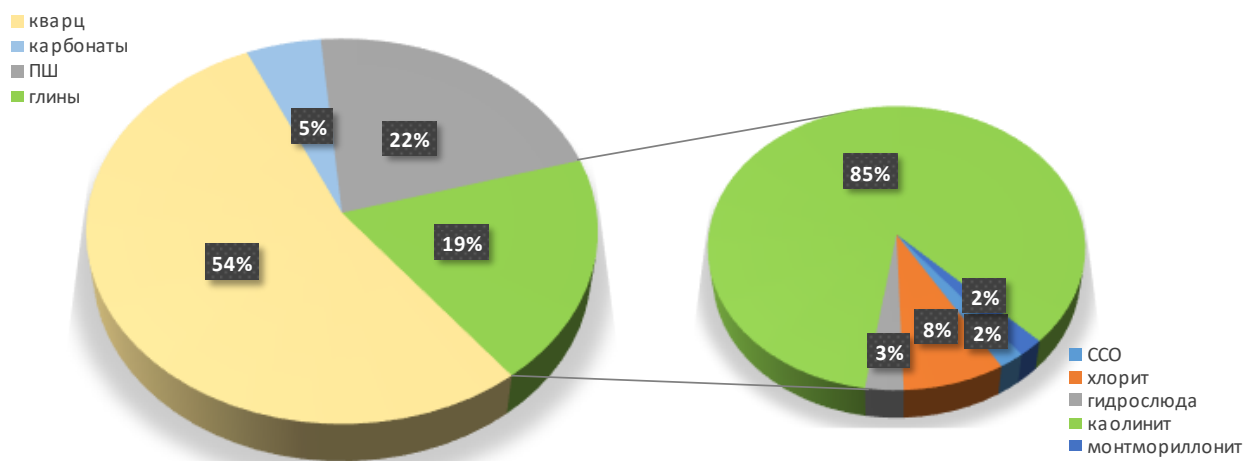
На рис. 5 приведен пример того, как меняется переводной коэффициент АУ-ТБУ в терригенных отложениях яковлевской свиты, характерной особенностью которой является изменчивость осадков по латерали и разрезу, что создает сложности при

корреляции разрезов. В литологическом составе коллектора преобладает песчаная фракция и не отмечается осложняющих для проведения экспериментов в термобарических условиях включений, таких как монтмориллонит или пирит (рис. 6).



**Рис. 5.** Сопоставление результатов определения пористости на керне из отложений яковлевской свиты, полученных при создании разных эффективных давлений

**Fig. 5.** Comparison of the results of porosity evaluation on the core from the deposits of the Yakovlev formation obtained at different net pressures



**Рис. 6.** Минералогический состав пород Яковлевской свиты месторождения на востоке Западной Сибири

**Fig. 6.** Mineral composition of rocks of the Yakovlev formation of a deposit in the east of Western Siberia

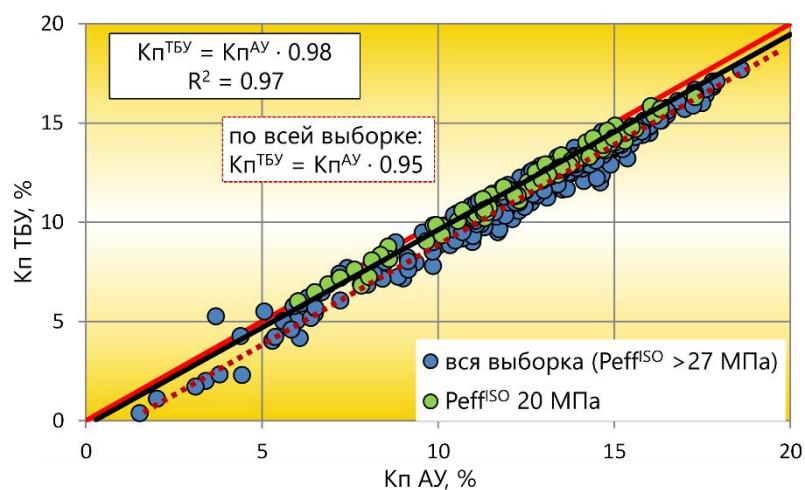
Видно, что с использованием выборки результатов всех исследований в термобарических условиях, выполненных при различных величинах давления обжима, коэффициент перевода

Кп из АУ в ТБУ достаточно низкий (0,92), что не свойственно для данных отложений (средняя глубина залегания 1700–1900 м, пластовое давление 18–20 МПа).

Ориентируясь на результаты, полученные при выверенной изостатической нагрузке, коэффициент увеличивается, принимая величину 0,95, тем самым исключая излишнее занижение величин  $K_p$ .

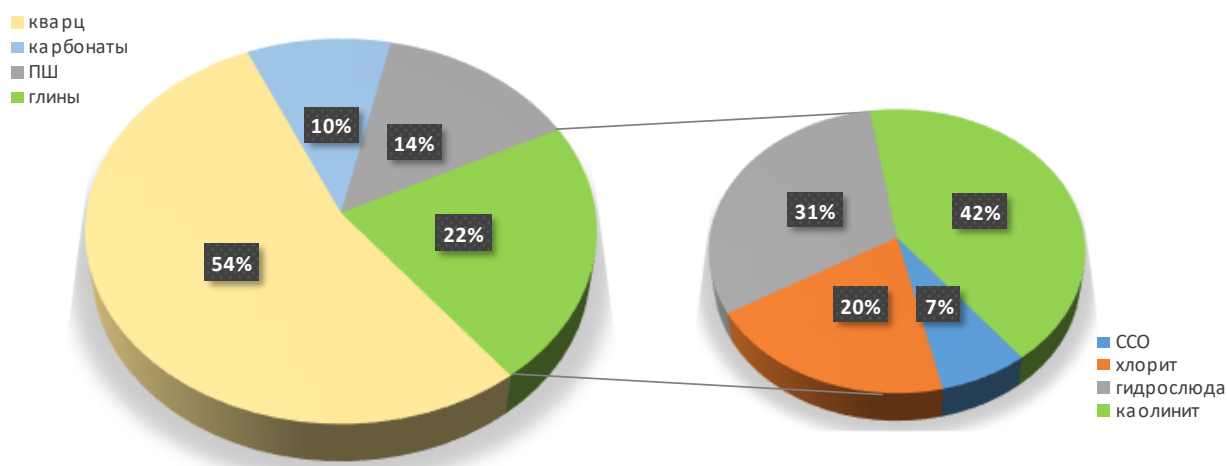
На рис. 7 приведен пример изменения переводного коэффициента АУ-ТБУ в юрских отложениях, вскрытых скважинами на месторождении Западной Сибири. Породы пластов терригенные, континен-

тального генезиса, в фаціальном отношении весьма неоднородные как по площадям, так и по разрезу. Литологически коллектор сложен алевритистым полимиктовым песчаником с карбонатно-глинистым цементом. В данном случае в составе глин присутствует небольшая доля монтмориллонита (~2%), но на сжимаемость породы такое процентное соотношение не влияет (рис. 8).



**Рис. 7.** Сопоставление результатов определения пористости на керне юрских отложений, полученных при создании разных эффективных давлений

**Fig. 7.** Comparison of the results of porosity evaluation on the core of Jurassic deposits obtained at different net pressures

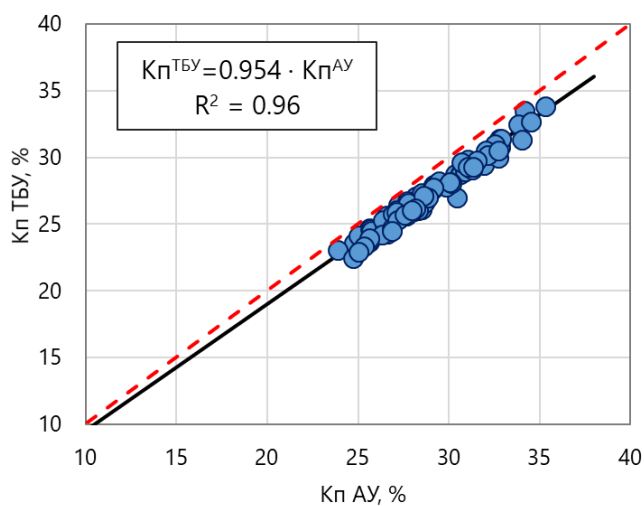


**Рис. 8.** Минералогический состав пород юрских отложений месторождения на востоке Западной Сибири

**Fig. 8.** Mineral composition of the rocks of the Jurassic deposits of a field in the east of Western Siberia

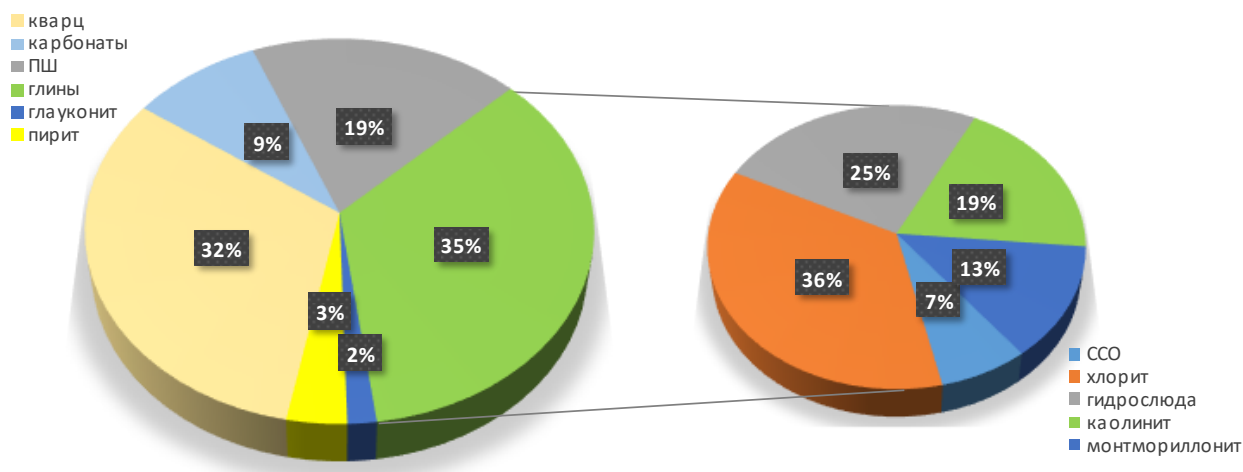
Несмотря на достаточно большую глубину залегания юрских отложений на данном месторождении (2800–2900 м), где степень уплотнения горных пород уже достаточно высока, разница эффективного изостатического давления в 7 МПа оказывает влияние на переводной коэффициент АУ-ТБУ.

Яркий пример достаточно низкого переводного коэффициента – материал из глинистых туронских отложений, где основным влияющим фактором является присутствие в составе глин монтмориллонита, в значительной степени подверженного сжимаемости ввиду особенности строения и способности к набуханию (рис. 9 и 10).



**Рис. 9.** Сопоставление результатов определения пористости на керне туронских отложений в стандартных условиях и при создании эффективного изостатического давления

**Fig. 9.** Comparison of the results of porosity evaluation on the core of the Turonian deposits under standard conditions and under net isostatic pressure



**Рис. 10.** Минералогический состав пород туронских отложений месторождения Западной Сибири

**Fig. 10.** Mineral composition of the rocks of the Turonian deposits of a West Siberian field

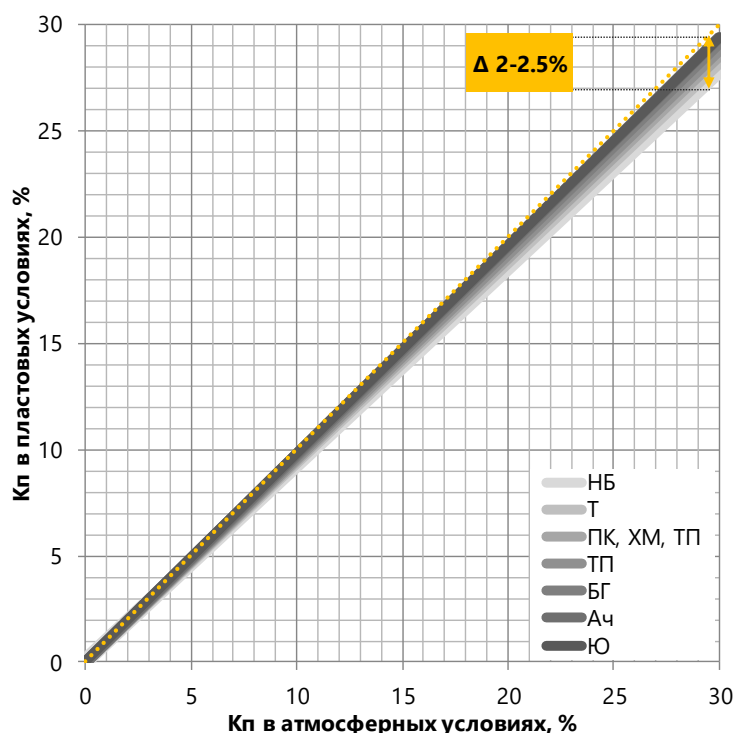
Глубина залегания данных отложений составляет 1000–1100 м, пластовые давления ~10,5 МПа. При схожей глубинности низкие переводные коэффициенты, например, пород сеномана обусловлены низкой степенью сцементированности и, как следствие, податливостью к деформации, являясь при этом достаточно «чистыми» с точки зрения глинистости. Отложения турона, напротив, имеют сложный состав и высокую степень глинизации, однако, в данном случае именно они способствуют повышенной сжимаемости пород.

**Сопоставительный анализ  
возможных расхождений пористости,  
определенной в атмосферных и  
термобарических условиях**

Сопоставительный анализ пористости в поверхностных и пластовых условиях

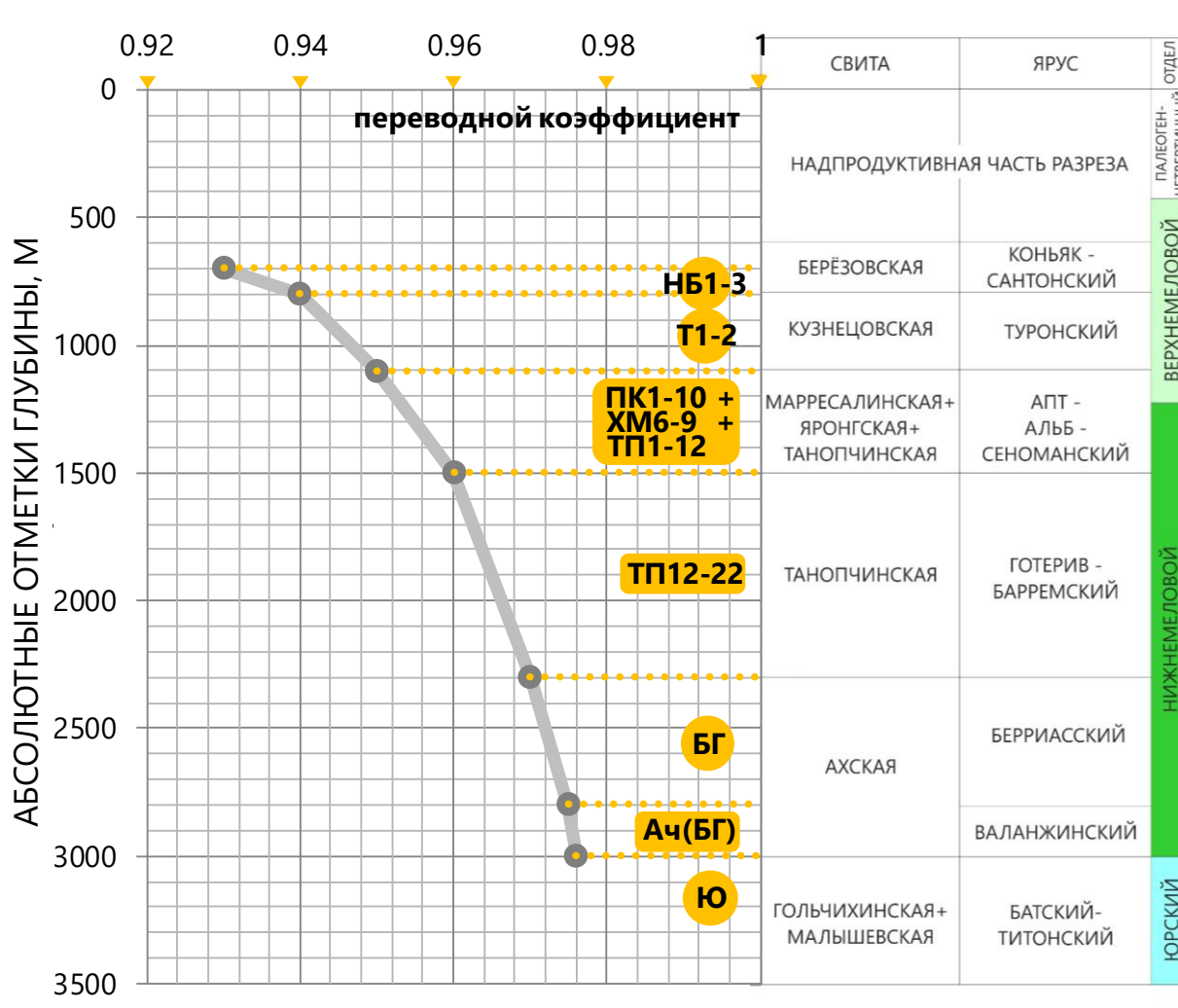
показывает, что коэффициент перевода Кп из АУ в ТБУ, исключая индивидуальные осложненные случаи (зоны аномально высокого пластового давления, присутствие акцессорных минералов и пр.), в среднем для терригенных отложений изменяется от 0,92 до 0,98 – его значение зависит от величин давления, условий осадконакопления, степени сцементированности породы и пр. (рис. 11).

На рис. 12 приводится график изменения данного коэффициента с глубиной, основанный на авторском опыте работы с терригенными отложениями, который может быть использован в качестве справочной информации при работе со вновь открытыми или малоизученными керном пластами.



**Рис. 11.** Результаты сравнения порядка величин Кп, определенных на керне с учетом пластовых условий для стандартного геологического разреза Западной Сибири

**Fig. 11.** Results of comparing the order of magnitude of porosity index determined on the core with regard to formation conditions for a standard geological section in Western Siberia



**Рис. 12.** График изменения коэффициента приведения пористости из атмосферных условий к пластовым с глубиной для стандартного геологического разреза Западной Сибири

**Fig. 12.** Graph of variation of the porosity convention factor at the transition from atmospheric to reservoir conditions for a standard geological section in Western Siberia

**Выводы**

Современное планирование исследований керна должно строиться на взаимодействии специалистов разного профиля для лучшей проработки программы. Для корректного учета термобарических условий в петрофизическом моделировании на образцах керна должны быть проведены такие исследования, как изучение сжимаемости горных пород на насыщенных образцах в термобарических условиях. При этом особое внимание необходимо

уделять работе со слабоконсолированными и сильноглинистыми породами.

В случае отсутствия лабораторных измерений пористости при эффективном изостатическом давлении на конкретной выборке керновых исследований рекомендуется делать пересчеты всего массива значений пористости по уравнению перевода, полученного на основе прямых измерений на керне в атмосферных и пластовых условиях для аналогичных объектов с близкими условиями осадконакопления.

**Конфликт интересов**

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Список источников**

1. *Авчян Г.М.* Физические свойства осадочных пород при высоких давлениях и температурах. М.: Недра, 1972. 145 с.
2. *Балашов Д.Б., Дорогощицкая Л.М., Туезова Н.А.* Изучение некоторых физических свойств горных пород в условиях пластовых давлений и температур // Методы разведочной и промысловой геофизики в Западно-Сибирской низменности: Сб. статей / Под. ред. Л.А. Сигала и В.Л. Кузнецова. Новосибирск: [б. и.], 1969. С. 76–84. (Труды СНИИГТИМС. Вып. 93).
3. *Марморштейн Л.М.* Влияние горного давления на электрическое сопротивление и коэффициент пористости горных пород (на примере Чайдахского участка Нордвикского района): Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. М., 1962. 19 с.
4. *Dobrynin V.M.* Effect of overburden pressure on some properties of sandstones // Society of Petroleum Engineers Journal. 1962. Vol. 2, No. 4. P. 360–366. <https://doi.org/10.2118/461-PA>
5. *Teeuw D.* Prediction of formation compressibility from laboratory compressibility data // Society of Petroleum Engineers Journal. 1971. Vol. 11, No. 3. P. 263–271. <https://doi.org/10.2118/2973-PA>
6. *McPhee C., Reed J., Zubizarreta I.* Core Analysis: A Best Practice Guide. Amsterdam: Elsevier, 2015. 829 p. <https://doi.org/10.1016/c2014-0-00418-2>
7. *Holt R.M., Brignoli M., Kenter C.J.* Core quality: Quantification of coring-induced rock alteration // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2000. Vol. 37, No. 6. P. 889–907. [https://doi.org/10.1016/S1365-1609\(00\)00009-5](https://doi.org/10.1016/S1365-1609(00)00009-5)
8. *Holt R.M., Lehr C., Kenter C.J., Spits P.* In situ porosity from cores: The rock mechanics approach to overburden correction // International Symposium of the Society of Core Analysts, Edinburgh, UK, 17–19 September 2001. Paper SCA2001-09. URL: <https://www.jgmaas.com/SCA/2001/SCA2001-09.pdf> (дата обращения: 11.10.2024).

**Информация об авторах**

*Данил Николаевич Губинский* – главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; <https://orcid.org/0009-0002-1227-9654>; e-mail: [dngubinskiy@tnnc.rosneft.ru](mailto:dngubinskiy@tnnc.rosneft.ru)

*Евгений Александрович Зарай* – главный менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; <https://orcid.org/0009-0007-3250-6080>; e-mail: [eazarai@tnnc.rosneft.ru](mailto:eazarai@tnnc.rosneft.ru)

*Алексей Юрьевич Кудымов* – начальник отдела, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; <https://orcid.org/0009-0001-2432-4419>; e-mail: [aykudymov@tnnc.rosneft.ru](mailto:aykudymov@tnnc.rosneft.ru)

Поступила в редакцию 14.10.2024

**CURRENT METHODS OF OIL AND GAS MECHANICS AND PHYSICS OF RESERVOIR SYSTEMS**

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art4>**Current practice of accounting pressure–temperature conditions in porosity evaluation****D.N. Gubinsky** ✉, **E.A. Zarai**, **A.Yu. Kudymov**

Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

**Abstract.** *Background.* The problem of taking into account pressure–temperature conditions in estimating the porosity coefficient is raised. *Objective.* To emphasize the relevance of the problem and demonstrate the authors' experience using the example of materials from terrigenous deposits. *Materials and methods.* A modern methodological approach to calculating effective isostatic pressure using core data, the results of geophysical studies of wells and testing of formations on a cable is considered. *Results.* The results of petrophysical modeling are presented, comparing the obtained conversion coefficients from atmospheric conditions to pressure–temperature conditions for the porosity coefficient, as well as reference values of the conversion coefficients based on the authors' experience. *Conclusions.* The importance of interaction and simultaneous work of the specialists in different areas for effective planning of laboratory core research programs is noted.

**Keywords:** volumetric parameters, porosity index, pressure–temperature conditions, compressibility, petrophysical modeling, isostatic pressure, overburden stress, geomechanical modeling, stress-related properties, principal stress, triaxial compression

**Funding:** the work received no funding.

**For citation:** Gubinsky D.N., Zarai E.A., Kudymov A.Yu. Current practice of accounting pressure–temperature conditions in porosity evaluation. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 4. P. 364–380. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art4>

---

✉ Danil N. Gubinsky, e-mail: [dngubinskiy@tnnc.rosneft.ru](mailto:dngubinskiy@tnnc.rosneft.ru)

© Gubinsky D.N., Zarai E.A., Kudymov A.Yu., 2024



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.



**Conflict of interests**

The authors declare no conflict of interests.

**References**

1. Avchyan G.M. *Physical Properties of Sedimentary Rocks at High Pressures and Temperatures*. Moscow: Nedra, 1972. 145 p. (In Russ.).
2. Balashov D.B., Dorogonitskaya L.M., Tuezova N.A. Studying some physical properties of rocks under formation pressures and temperatures. In: Sigal L.A., Kuznetsov V.L., eds. *Methods of Exploration and Field Geophysics in the West Siberian Depression: Collected Papers*. Novosibirsk: [s. n.], 1969. P. 76–84. (SNIIGGiMS Transactions. Vol. 93). (In Russ.).
3. Marmorstein L.M. Influence of mountain pressure on electrical resistance and porosity coefficient of rocks (case study of the Chaidakh section of the Nordvik area). Cand. Sci. diss. abstr. Moscow, 1962. 19 p. (In Russ.).
4. Dobrynin V.M. Effect of overburden pressure on some properties of sandstones. *Society of Petroleum Engineers Journal*. 1962. Vol. 2, No. 4. P. 360–366. <https://doi.org/10.2118/461-PA>
5. Teeuw D. Prediction of formation compressibility from laboratory compressibility data. *Society of Petroleum Engineers Journal*. 1971. Vol. 11, No. 3. P. 263–271. <https://doi.org/10.2118/2973-PA>
6. McPhee C., Reed J., Zubizarreta I. *Core Analysis: A Best Practice Guide*. Amsterdam: Elsevier, 2015. 829 p. <https://doi.org/10.1016/c2014-0-00418-2>
7. Holt R.M., Brignoli M., Kenter C.J. Core quality: Quantification of coring-induced rock alteration. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. 2000. Vol. 37, No. 6. P. 889–907. [https://doi.org/10.1016/S1365-1609\(00\)00009-5](https://doi.org/10.1016/S1365-1609(00)00009-5)
8. Holt R.M., Lehr C., Kenter C.J., Spits P. *In situ* porosity from cores: The rock mechanics approach to overburden correction. In: *International Symposium of the Society of Core Analysts*, Edinburgh, UK, 17–19 September 2001. Paper SCA2001-09. URL: <https://www.jgmaas.com/SCA/2001/SCA2001-09.pdf> (accessed 11.10.2024).

**Information about the authors**

Danil N. Gubinsky – Chief Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0002-1227-9654>; e-mail: [dngubinskiy@tnnc.rosneft.ru](mailto:dngubinskiy@tnnc.rosneft.ru)

Evgeniy A. Zarai – Chief Manager, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0007-3250-6080>; e-mail: [eazarai@tnnc.rosneft.ru](mailto:eazarai@tnnc.rosneft.ru)

Alexey Yu. Kudymov – Head of Department, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0001-2432-4419>; e-mail: [aykudymov@tnnc.rosneft.ru](mailto:aykudymov@tnnc.rosneft.ru)

Received 14.10.2024