

14. О нижней границе маастрихта в МСШ и ее положение в ОСМ России [Текст] / В. Н. Беньямовский, Е. Ю. Барабошкин, А. Ю. Гужиков и др. // *Общая стратиграфическая шкала России: состояние и перспективы обустройства. Всероссийская конф.* – 2013. – С. 298-303.
15. Овечкина, М.Н. Известковый наннопланктон верхнего мела (кампан и маастрихт) юга и востока Русской плиты [Текст] / М. Н. Овечкина // *Тр. Палеонт ин-та.* – 2007. – Т. 288. – С. 352.
16. Практическое руководство по микрофауне СССР [Текст]. Т.1. Известковый наннопланктон. – Л.: Недра, 1987. – 240 с.
17. Селезнёва, Т. А. Кампанские и маастрихтские остракоды южной окраины Донбасса и их стратиграфическое значение [Текст]: дис. канд. геол.-мин. наук / Т. А. Селезнёва. – Харьков, 1970. – 274 с.
18. Стратиграфія верхнього протерозою та фанерозою України. [Текст] Т.1: Стратиграфія верхнього протерозою, палеозою та мезозою України / Гол. ред. П.Ф. Гожик. – К.: ІГН НАН України. Логос, 2013. – 638 с.
19. Стратиграфія УРСР. [Текст] Т.VIII. Крейда. / Відп.ред. О.К.Каптаренко-Черноусова. – Київ: Наук. думка, 1971. – 320 с.
20. Тесакова, Е. М. Новые данные о позднеантонских и раннемаастрихтских остракодах Саратовской области [Текст] / Е. М. Тесакова // *Палеонт. журн.* – 2010. – №2. – С. 47–56.
21. Шуменко, С.И. Известковый наннопланктон мезозоя европейской части СССР [Текст] / С. И. Шуменко. – М.: Наука, 1976. – 140 с.
22. Burnett, J.A. Upper Cretaceous [Текст] / J.A. Burnett // *Calcareous nannofossil biostratigraphy.* – 1998. – P. 132–198.
23. Shumenko, S.I. Problems in Calcareous Nannofossil Biostratigraphy of the Upper Cretaceous of the Ukraine [Текст] / S.I. Shumenko // *Proc. 4 INA conference.* – Prague, 1991. – P. 207–210.
24. Sliter, W.V. Foraminiferal life and residue assemblages from Cretaceous slope deposits [Текст] / W.V. Sliter // *Geological Society of America Bulletin.* – V. 86, №. 7. – 1975.

УДК 553.048+550.85

*С.Ф. Поверенный, инженер I кат.,

*В.М. Абеленцев, к. геол. н., зав. сектором,

**А.И. Лурье, д. г.-м. н., профессор,

*Е.В. Поддубная, инженер,

*Украинский научно-исследовательский институт природных газов,

**Харьковский национальный университет имени В.Н. Каразина

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОТКРЫТОЙ ПОРИСТОСТИ И КОЭФФИЦИЕНТА СЖАТИЯ ПОР В ПЛАСТОВЫХ УСЛОВИЯХ

Действующие нормативные документы (методические указания, инструкции ГКЗ) в области поисков, разведки и добычи углеводородов предусматривают обязательное определение основных ёмкостно-фильтрационных характеристик в пластовых условиях. Однако до сих пор отсутствуют конкретные методики определения этих свойств и чётко сформулированные требования к необходимой для этого аппаратуре. Целью данной работы является разработка методики и комплекса минимально необходимого оборудования, позволяющих выполнять в термобарических условиях пласта определение открытой пористости и статического коэффициента сжатия пор на базе производственной лаборатории геологического профиля. Полученная при внедрении этой методики информация об изменениях порового пространства под влиянием термобарических условий пласта повысит информативность и достоверность комплекса лабораторных исследований, а значит и всего комплекса работ по добыче нефти и газа.

Ключевые слова: исследования ядра, коллекторские свойства, методики определения, сжимаемость, коэффициент сжимаемости, пористость, термобарические условия пласта.

С.Ф. Поверенный, В.М. Абеленцев, А.И. Лурье, Е.В. Поддубная. МЕТОДИКА ВИЗНАЧЕННЯ ВІДКРИТОЇ ПОРИСТОСТІ ТА КОЕФІЦІЄНТА СТИСНЕННЯ ПОР У ПЛАСТОВИХ УМОВАХ. Чинні нормативні документи (методичні вказівки, інструкції ГКЗ) в області пошуків, розвідки та видобутку вуглеводнів передбачають обов'язкове визначення основних ємнісно-фільтраційних характеристик у пластових умовах. Проте на даний час відсутні конкретні методики визначення цих властивостей і чітко не сформульовані вимоги до необхідної для цього апаратури. Метою даної роботи є розробка методики і комплексу мінімально необхідного обладнання, які дозволять в термобаричних умовах пласта визначити відкриту пористість і статичний коефіцієнт стиснення пор на базі виробничої лабораторії геологічного профілю. Отримана при впровадженні цієї методики інформація про зміни порового простору під впливом термобаричних умов пласта підвищить інформативність і достовірність комплексу лабораторних досліджень, а отже і всього комплексу робіт по видобуванню нафти і газу.

Ключові слова: дослідження ядра, колекторські властивості, методики визначення, стисливість, коефіцієнт стисливості, пористість, термобаричні умови пласта.

Повышение точности определения пористости продуктивного пласта является важнейшей задачей при разработке месторождений углеводородов, при обосновании параметров подсчёта запасов нефти и газа, полученных методами

геофизических исследований скважин (ГИС), выборе методов интенсификации добычи. Масовые определения открытой пористости методом насыщения жидкостью в атмосферных условиях достаточно точны, просты, не требуют

сложного оборудования и высококвалифицированного персонала. Однако, в дальнейшем результаты определений в атмосферных условиях сопоставляются с промыслово-геофизическими данными по скважинам, где породы находятся под совершенно другими давлениями и температурами, которые существенно влияют на ёмкостно-фильтрационные свойства этих пород. В связи с этим возникает необходимость оценки степени воздействия пластовых условий на коллекторские свойства, в частности, пористость, этих пород.

При обосновании запасов и проектировании разработки месторождений рассчитываются многочисленные технологические показатели, для получения которых необходимо, в числе исходных данных, иметь значения объёмного сжатия коллектора как функции эффективного давления. Получить фактическую информацию о сжимаемости породы можно только имитируя реальные условия, в которых находится порода-коллектор в залежи.

Действующие нормативные документы (методические указания, инструкции ГКЗ) предусматривают обязательное определение основных ёмкостно-фильтрационных характеристик в условиях, имитирующих пластовые [1], однако, отсутствуют конкретные методики определения этих свойств и чётко сформулированные требования к необходимой для этого аппаратуре. Учитывая то, что результаты определения механических свойств вообще сильно зависят от метода определения, желательно иметь унифицированную методику, позволяющую получать сопоставимые результаты.

Анализ предыдущих публикаций. Вопросам изучения влияния пластовых условий на коллекторские свойства пород-коллекторов посвящена довольно обширная литература. Однако, в большинстве случаев, речь в ней идёт о результатах исследований, а применяемые методики описаны очень поверхностно, вскользь [2,3,4]. На основании этих кратких описаний невозможно представить себе практическую часть методики в той степени, при которой она пригодна к разработке практического руководства. Из работ, посвящённых именно методическим вопросам, наиболее важную информацию удалось почерпнуть из работ В.М. Добрынина [5], методического руководства ВНИГРИ [6] и работ лаборатории коллекторов и нефтеконденсатоизвлечения ЛВ УкрНИГРИ (М.Ю. Нестеренко и др.), дошедших до авторов данной работы в виде рукописей.

Исследование пористости и сжимаемости пород в пластовых условиях, как правило, производится с помощью специального довольно

сложного и дорогого оборудования, которое имеется далеко не во всех организациях геологического направления. Конструкции и принципы действия таких установок описаны в специальной литературе [6,7,8]. В качестве более современных примеров можно привести пластовую установку «Пума-650» российского производства или установку AVMS-450 НТ производства CORE LABORATORIES США. Это многофункциональные установки, позволяющие определять целый комплекс коллекторских и физических свойств, автоматизированные, компьютеризированные, но очень дорогие, что препятствует их широкому распространению. Между тем, такие базовые свойства, как пористость и статический коэффициент сжатия пор, можно определять в пластовых условиях с помощью довольно простого по современным понятиям оборудования, которое в состоянии иметь любая производственная лаборатория.

Целью данной работы и является разработка такой методики и комплекса минимально необходимого оборудования, которые позволят выполнять в термобарических условиях пласта определения открытой пористости и коэффициента сжатия пор на базе любой производственной лаборатории геологического профиля.

Разработанная методика определения открытой пористости (K_n) и коэффициента сжатия пор ($K_{сн}$) основана на изучении деформационных свойств пород-коллекторов в условиях поэтапного всестороннего сжатия. Деформационные свойства изучаются на образцах, изготовленных из керна породы-коллектора нефтяного, газового или газоконденсатного месторождения. Результаты исследований могут быть использованы на всех этапах геологоразведочного процесса, при подсчёте запасов углеводородов и составлении проектов разработки месторождений.

Подготовка к исследованиям и условия проведения

Исследования K_n и $K_{сн}$ в пластовых условиях проводят в стандартном кернодержателе опытной установки при всестороннем гидростатическом давлении и соответствующем температурном режиме. Все узлы экспериментальной установки проверяют на герметичность давлением, превышающим максимальное рабочее в 1,5 раза. Средства измерительной техники должны пройти метрологическую поверку и иметь соответствующие документы.

Образцы изготавливают из керна в форме правильного цилиндра диаметром от 2,8 до 3,0 см, высотой от 2,5 до 3,0 см согласно требованиям ГОСТ 26450.0-85 [9]. При изготовлении обращают внимание на перпендикулярность тор-

цов образующей цилиндра, что важно для предотвращения скальвающего усилия при обжиге. Для определения открытой пористости образцы отбирают как вдоль, так и поперёк наложения, для определения $K_{сп}$ желателно отбирать образцы вкрест наложению. При передаче образца на исследования должна быть представлена информация о месте отбора образца (месторождение, скважина, интервал отбора, горизонт), литологии породы и минерализации пластовой воды.

Высверленные образцы предварительно экстрагируют хлороформом или спиртобензольной смесью, высушивают до постоянной массы, взвешивают и насыщают пластовой водой или её моделью методом капиллярной пропитки под вакуумом. Насыщение пластовой водой даёт возможность параллельного определения удельного сопротивления образца. Если такой цели не ставится, возможно насыщение керосином. В таком случае, можно использовать образцы, подготовленные для оперативных исследований, в рамках которых обычно применяется керосин.

В случае применения пластовой воды, её модель готовят в соответствии с данными о минерализации. Плотность воды или керосина измеряют ареометром с точностью до 0,001 г/см³. Данные записывают в лабораторный журнал. Насыщенный водой образец взвешивают на воздухе и гидростатически в насыщающей жидкости и определяют пористость в атмосферных условиях согласно ГОСТ 26450.1[10] и СОУ 73.1-41-08.11.07. Объём жидкости в образцах и значения открытой пористости в атмосферных условиях принимают как исходные параметры для дальнейшего изучения их изменения за счёт деформационных процессов при высоких давлениях и температурах.

Принцип измерения

Исследование проводят путём постепенного наращивания усилия всестороннего обжима образца и измерения объёма жидкости, вытесненной на каждой ступени обжима. Нарастающее давление имитирует эффективное давление на соответствующих глубинах залегания породы-коллектора, а по изменяющемуся объёму жидкости в порах можно оценить изменение порового пространства под влиянием термобарических условий.

Теоретическая основа метода в упрощённом виде выглядит следующим образом [5,11]. Упругая деформация однородного изотропного тела в условиях равномерного трёхстороннего сжатия сводится к деформации объёма, поскольку сдвиговая составляющая, вызывающая деформацию формы, отсутствует. Деформация характеризуется тремя основными параметрами упругости:

модулем Юнга (E), коэффициентом Пуассона (ν) и коэффициентом объёмного сжатия (β).

Если относительную объёмную деформацию представить в виде суммы относительных линейных деформаций по осям координат, то модуль Юнга (E) будет коэффициентом пропорциональности между сжимающим напряжением и относительной линейной деформацией по той же оси. Коэффициент Пуассона (ν) – это отношение относительных линейных деформаций в направлении поперечном действию напряжения к относительной линейной деформации в направлении, совпадающем с направлением действия напряжения. Для случая всестороннего равномерного сжатия закон Гука, выраженный через линейные параметры, примет вид:

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{3 \cdot (1 - 2 \cdot \nu)}{E} \cdot P,$$

где P – среднее нормальное напряжение.

Выражение $\frac{3 \cdot (1 - 2 \cdot \nu)}{E} \cdot P$, играющее роль ко-

эффициента пропорциональности, называется коэффициентом объёмного сжатия и обозначается как (β). Коэффициент объёмного сжатия характеризует изменение единицы объёма породы при изменении давления на единицу. Из приведенной формулы можно найти его значение:

$$\beta = \frac{\Delta V}{V \cdot P} = \frac{3 \cdot (1 - 2 \cdot \nu)}{E}$$

Часто пользуются обратной величиной, называемой модулем объёмного сжатия (K):

$$K = \frac{1}{\beta} = \frac{E}{3 \cdot (1 - 2 \cdot \nu)}$$

Модуль K показывает, какое надо приложить усилие, чтобы объём породы уменьшился вдвое.

Для идеального, однородного, изотропного тела коэффициент β , как и E , как и ν , является константой. Реальные упругие тела показывают отклонения от законов теории упругости, тем более это касается горных пород, которые по природе своей неоднородны, содержат различные включения, поры каверны и анизотропны по свойствам. В реальных породах коэффициент β зависит от приложенного давления.

В рассмотренном случае коэффициент β относился к однородному изотропному телу. В случае горной породы нужно рассматривать как минимум три коэффициента - для образца породы в целом (β_0), для порового пространства (β_n), для твёрдой фазы ($\beta_{тв}$), которая, в свою очередь, также неоднородна. Однако, сжимаемость твёрдой фазы на 1-2 порядка ниже сжимаемости породы в целом и уменьшение объёма происходит в основном за счёт уменьшения объёма пор

[5]. В первом приближении сжимаемостью твёрдой фазы можно пренебречь и рассматривать β_0 как β_n .

Уменьшение объёма пор происходит за счёт геостатического давления, которому противодействует пластовое с возникновением результирующего эффективного давления. Пластовое давление стремится увеличить объём пор, с одной стороны, снижая нагрузку на породу, с другой стороны, сжимая зёрна твёрдой фазы породы и уменьшая их объём. Теоретические исследования [5] позволили установить, что сжимаемость пор насыщенного жидкостью коллектора зависит главным образом от величины эффективного напряжения. При таком подходе не имеет существенного значения абсолютное значение давления жидкости, насыщающей образец. Следовательно, мы можем проводить эксперимент при нулевом избыточном давлении жидкости в образце, которое можно рассматривать как частный случай порового давления. Это значительно облегчает эксперимент и упрощает конструкцию необходимого оборудования. Справедливости ради нужно отметить, что это ограничивает возможный температурный режим опыта температурой кипения насыщающей жидкости в атмо-

сферных условиях, однако этого обычно достаточно.

Экспериментальная установка для определения K_n и K_{sp} в пластовых условиях должна обеспечить создание равномерного всестороннего давления, имитирующего геостатическое и температурный режим, соответствующий температурному режиму пласта. Принципиальная схема установки приведена на рис. 1. Основной частью установки является кернодержатель, конструктивно подобный широко известному кернодержателю установки УИПК – 1м. Кернодержатель позволяет имитацию внешнего давления до 600 атм, температуры до 85°C (при применении в качестве охлаждающей жидкости воды) и измерение объёма вытесняемой из образца жидкости с помощью установленного на одном из выходов кернодержателя мерного капилляра.

Для создания давления может использоваться любой насос высокого давления, например, ручной пресс от того же УИПК. Рабочей жидкостью гидросистемы является машинное масло (индустриальное 20). Для создания нужной температуры может служить термостат (например, ТС-10А), который в случае заполнения водой обеспечивает нагрев теплоносителя до 95°C, в

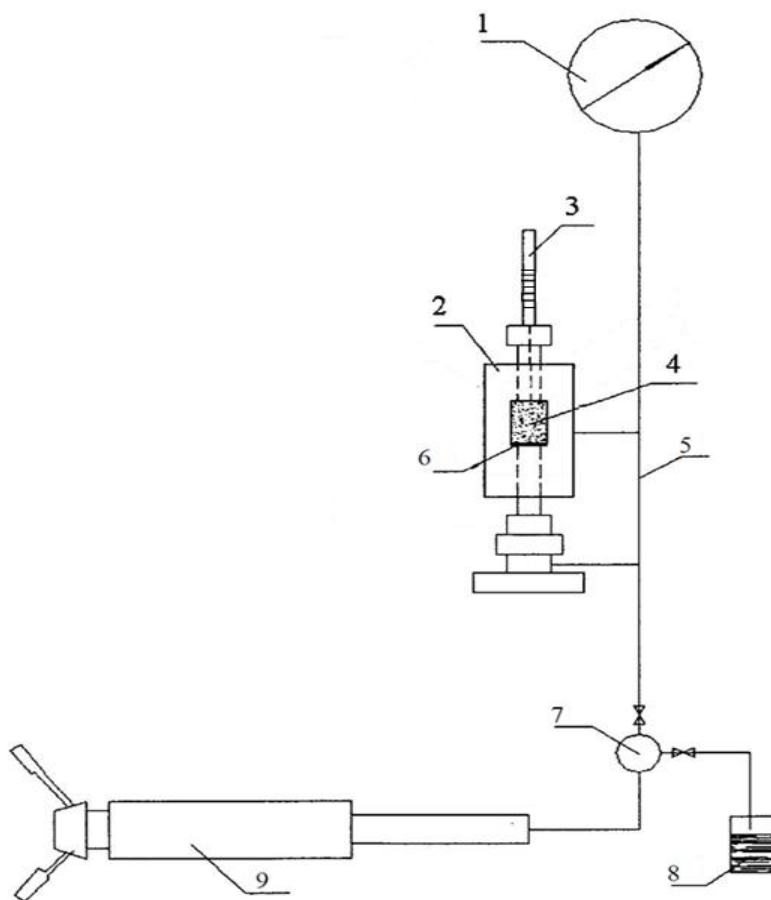


Рис. 1. Принципиальная схема установки. 1 - манометр, 2 - кернодержатель, 3 - мерная трубка, 4 - образец, 5 - соединительные трубки, 6 - заглушка плунжера, 7 - манифольд, 8 - ёмкость для масла, 9 - пресс гидрообжима

случае заполнения маслом – до 125°C. Основные узлы соединяются трубками из нержавеющей стали. В качестве средств измерения используются образцовые манометры класса 0,4, термометры и мерные трубки различной ёмкости и с различной ценой деления шкалы.

Проведение исследования

На основании данных об образце, полученных при передаче его на исследование, определяются термобарические параметры работы – те значения пластовых давлений и температур, которых надо достичь в ходе опыта. В случае, если конкретных требований нет, ориентируются на глубину залегания пласта. Горная порода в пласте находится в сложнапряжённом состоянии, вертикальные и горизонтальные напряжения в общем случае не равны между собой. Однако, истинный характер распределения напряжений по направлениям в большинстве случаев не известен и напряжения в глубоко залегающих горизонтах оценивают некоторой средней величиной, полагая, что оно не зависит от направления. Считается, что при достаточно больших давлениях, существующих на больших глубинах, за длительное геологическое время породы испытывают пластические или квазипластические деформации с выравниванием напряжений до величин, определяемых гидростатическим законом [12]. Тогда геостатическое давление (P_2) можно определить как произведение среднего удельного веса вышележащих пород на глубину залегания пласта [1]. Пластовое давление ($P_{пл}$), согласно методическим руководствам [1], в случае гидродинамически изолированного пласта определяется по формуле:

$$P_{пл} = P_2 \cdot (1 - \eta),$$

где P_2 - давление геостатическое, η - коэффициент Пуассона для конкретного коллектора. В случае связи коллектора с водонапорной системой, пластовое давление равно гидростатическому и рассчитывается по формуле

$$P_{пл} = \gamma \cdot H,$$

где γ - средний удельный вес пластовой воды, H - высота столба воды. Значение η для конкретного коллектора известно достаточно редко, поэтому основная часть расчётов неизбежно производится по формуле $P_{пл} = \gamma \cdot H$. Разность между геостатическим и пластовым давлением даст нам значение эффективного давления, которое нужно достичь в ходе опыта. Пластовую температуру задают либо по данным непосредственных замеров в скважинах, либо расчётом по геотермическому градиенту данной площади.

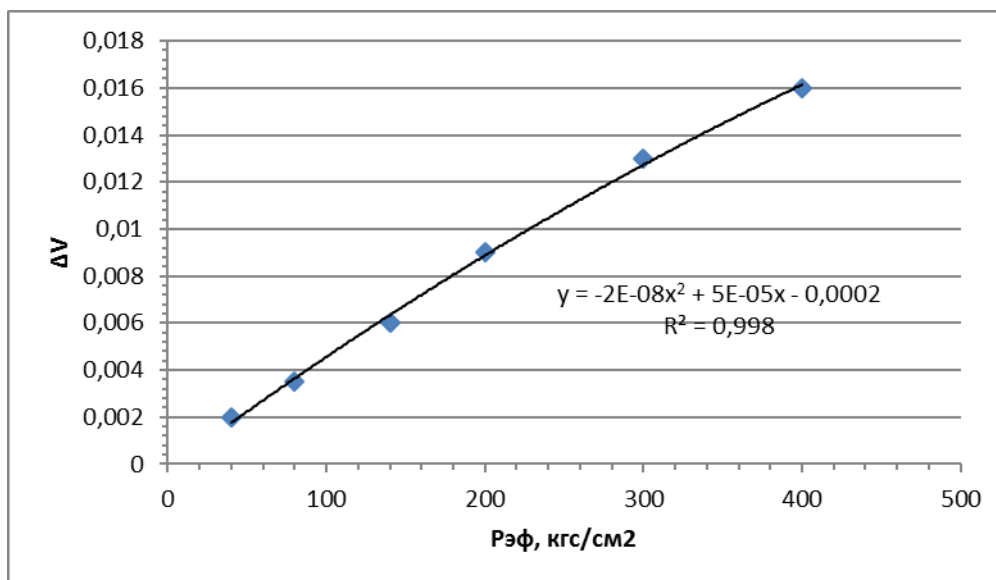
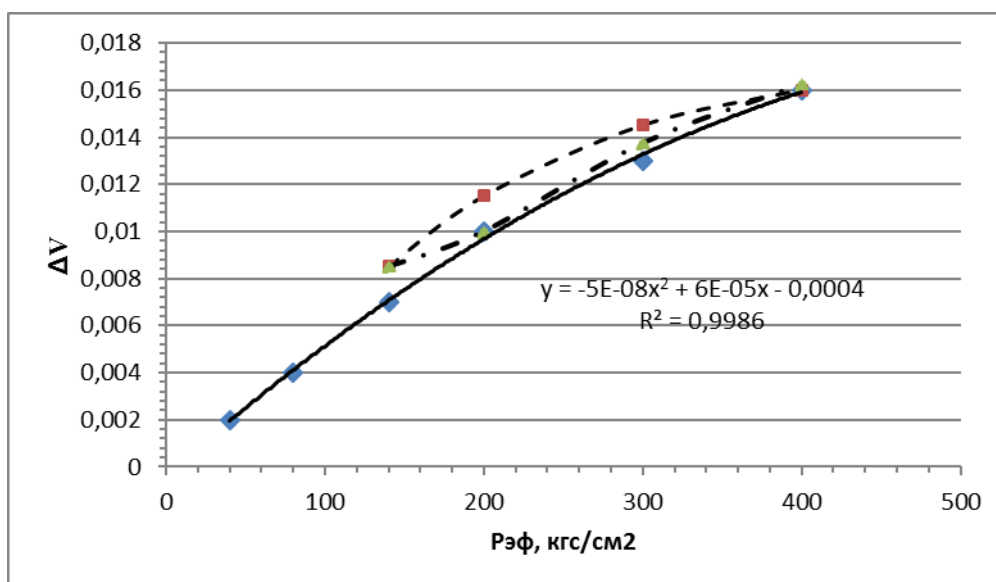
Перед проведением исследований определяется аппаратурная поправка установки, то есть производят шаблонирование аппаратуры. Если используется кернодержатель от УИПК, следует

применять нижний плунжер без осевого отверстия или отверстие штатного нижнего плунжера должно быть заглушено. В кернодержатель вставляют стальной цилиндр, по форме и размерам отвечающий образцу, создают начальное давление около 10 атм для его герметизации, вакууммируют и заполняют систему (верхний плунжер и мерную трубку) рабочей жидкостью. При постоянной температуре проводят ступенчатое обжатие шаблона в интервале от 10 до 600 атм (для кернодержателя УИПК) через каждые 100 атм с выдержкой на каждой ступени до стабилизации уровня в мерной трубке (обычно 10-15 мин). После этого давление снижают до исходного с остановками на предыдущих значениях. Полученные поправки в дальнейшем вводят в экспериментальные данные для учёта систематической погрешности замера уровней вытесненной жидкости, возникающей за счёт упругой деформации установки и уплотнения кернодержателя и шаблона. При определении K_n достаточно определить аппаратурную поправку только на линии нагружения (рис. 2). Металлический шаблон в этом случае ведёт себя почти как идеально упругое тело: деформация пропорциональна приложенному напряжению. Экстраполяция зависимости до $P_{эф} = 0$ выводит к нулевому значению и значение деформации. Наиболее точно зависимость аппроксимируется квадратным трёхчленом, но без значительного ухудшения показателя (0,995) может аппроксимироваться и прямой линией.

Несколько более сложно выглядит график аппаратурной поправки для определения $K_{сп}$ (рис. 3), на котором отчётливо видна петля гистерезиса, образующаяся во втором цикле «нагрузка-разгрузка». Как свидетельствуют литературные данные [5], петлю гистерезиса можно наблюдать при деформации многих однородных твёрдых тел (в том числе металлов), если изменять нагрузку достаточно быстро. Причиной её возникновения является упругая задержка деформации относительно напряжения [13].

После установления аппаратурной поправки, шаблон вынимают и установку готовят к определению. Подготовленный образец помещают в кернодержатель установки, для обеспечения свободного выхода жидкости между образцом и верхним плунжером вставляют перфорированный диск с максимально возможным количеством сквозных отверстий. Устанавливают верхний плунжер с открытым выходным отверстием.

Для герметизации образца подают небольшое начальное давление (5-10 атм). Вакууммируют (15-20 мин) пространство над образцом (полость верхнего плунжера) и заполняют его

Рис. 2. графік апаратної поправки для визначення K_n Рис. 3. Графік апаратної поправки для визначення $K_{сп}$

рабочей жидкостью. На одном из выходов кернодержателя монтируют мерную трубку и заполняют её жидкостью. После этого аппаратуру выдерживают до стабилизации уровня в мерной трубке.

Ранее проведенными исследованиями установлено, что на сжимаемость хорошо сортированных песчаников и алевролитов с пористостью более 15% температура до 200°C и эффективных давлениях до 1200 атм практически не влияет [5,6]. Поэтому определения K_n и $K_{сп}$ песчаных коллекторов с пористостью более 15% можно проводить без учёта пластовой температуры, а коллектора с пористостью менее 15% целесообразно исследовать с соблюдением температурного режима пласта. Возможность пренебречь на хорошем коллекторе имитацией пластовой температуры имеет значение в связи с длительно-

стью процесса прогрева. Так, например, время полного прогрева установки УИПК со штатным нагревателем составляет примерно 5 часов [14] и немногим меньше уходит на остывание, даже с принудительным охлаждением. Отсюда возникает либо необходимость иметь хотя бы простейшую автоматику, либо необходимость решать организационные вопросы, связанные с продолжительностью рабочего дня занятых на этих работах сотрудников.

Давление обычно изменяют ступенями в 50-100 атм. Величина ступени должна быть такой, чтобы обеспечить равномерную скорость деформации во всём запланированном интервале давлений. Поскольку деформации наиболее интенсивны при небольших эффективных давлениях (до 200-300 атм), первые ступени должны быть меньше предыдущих. В ходе проведения

эксперимента строят кривую зависимости текущего объема вытесненной воды от эффективного давления с учётом аппаратурной поправки (рис. 4). Для качественного построения такой зависимости необходимо отработать как минимум 5-6 точек. На каждой ступени давления установку выдерживают до стабилизации уровня жидкости в мерной трубке. Для хорошего коллектора время стабилизации составляет примерно 20-30 минут, для плохого, низкопроницаемого – до нескольких часов.

Как видно на рисунке, зависимость текущего объема вытесненной жидкости от эффективного давления хорошо аппроксимируется логарифмической кривой. Приведенный на рис. 4 график может быть легко пересчитан в график зависимости $Kп$ от эффективного давления (рис. 5), с которого можно сразу определить значение открытой пористости при интересующем нас эффективном давлении.

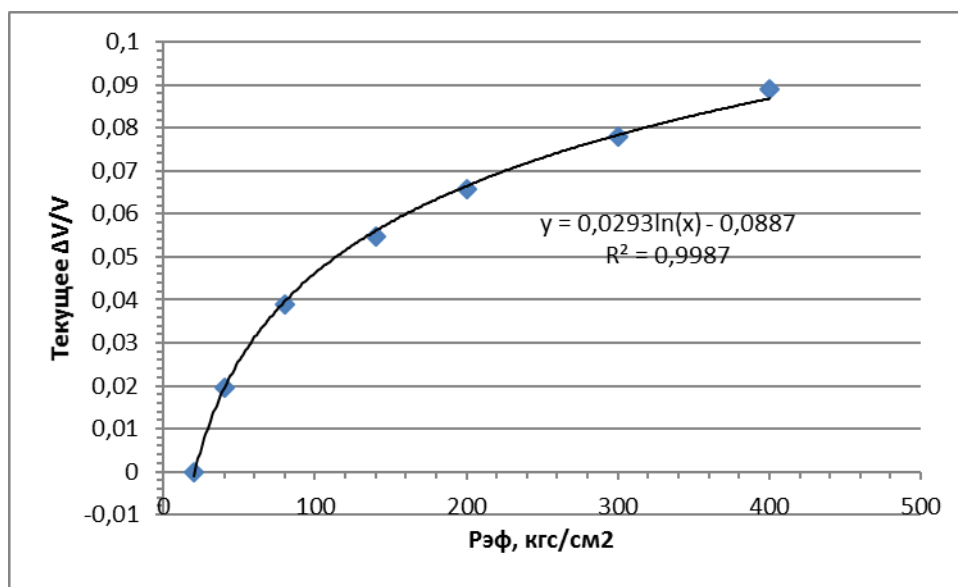


Рис. 4. График зависимости текущего объема от эффективного давления для образца № 47273 скв. № 402 Яблунковского месторождения (С₂b, 3641-3649 м)

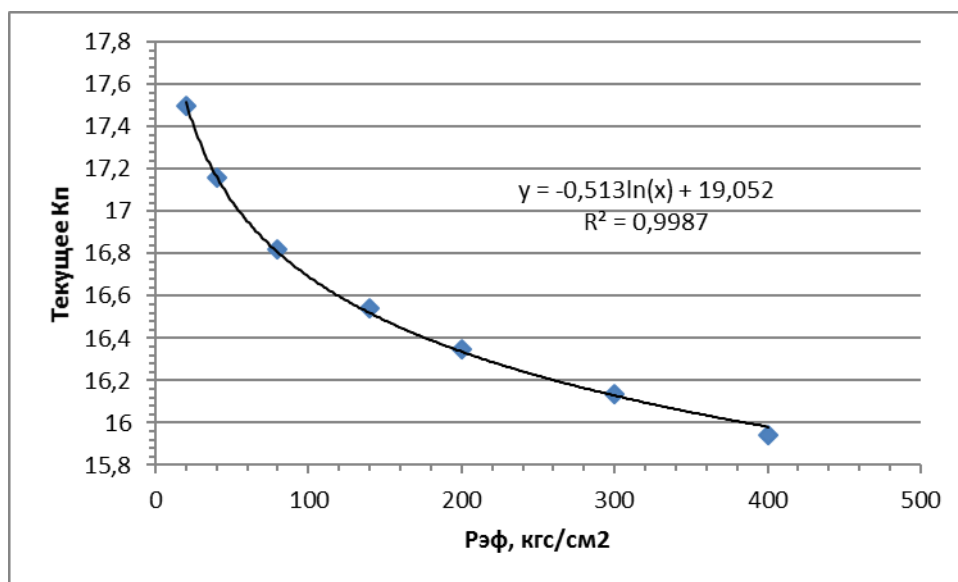


Рис. 5. График зависимости $Kп$ от эффективного давления для образца № 47273 скв. № 402 Яблунковского месторождения (С₂b, 3641-3649 м)

Если целью исследования является только определение $Kп$, то при достижении проектного максимального давления обжима, равного по величине эффективному давлению в пласте, исследование прекращается, результаты заносятся

в журнал и подвергаются соответствующей обработке. При этом, полученный результат будет характеризовать открытую пористость породы в условиях незатронутой разработкой залежи. Изучение изменения пористости коллектора на

любой стадии разработки осуществляется при дальнейшем ступенчатом наращивании эффективного давления до давлений прекращения разработки.

Если имеется в виду определение $K_{сп}$, исследование продолжается. При выбуривании керна и подъёме его на поверхность происходит как упругое изменение объёма образца, так и образование многочисленных местных дефектов в виде микротрещин по наслоению и в ослабленных зонах скелета, нарушений структуры образца вследствие высыхания глинистых минералов и т.п. Все эти нарушения скелета чаще носят несистематический характер и проявляются в первом цикле нагружения в виде необратимых деформаций даже тогда, когда созданное в опыте напряжение не превышает напряжений на глубине залегания пласта, из которого отобран керн. Кроме того, по данным [12] у большей части пород при медленном нагружении уже при напряжениях, составляющих 10-15% от разрушающих, проявляются необратимые пластические деформации. Твёрдые породы могут сохранять упругие свойства до напряжений, состав-

ляющих 70-75% разрушающих. Если речь идёт об определении пористости в условиях конкретного пласта, задача сводится к тому, чтобы вернуть образец к его пластовым условиям, убрать как обратимые (упругие) так и необратимые деформации. Это достигается уже в первом цикле нагружения. Если же речь идёт об определении коэффициента сжатия пор, то мы должны иметь дело только с упругими деформациями, которые нужно предварительно выделить, для чего необходимо провести 2-3 цикла «нагрузки-разгрузки».

После достижения проектного максимального давления и выдержки на нём, давление ступенчато снижают до заданного минимального с выдержкой на тех же точках, что и при подъёме давления. Диапазон изменения эффективных давлений можно ограничивать минимально возможным снижением пластового давления или давлением насыщения нефти. Таких циклов проводят два или три, до достижения практически замкнутых кривых гистерезиса. Во втором, максимум в третьем цикле порода деформируется практически упруго (рис. 6).

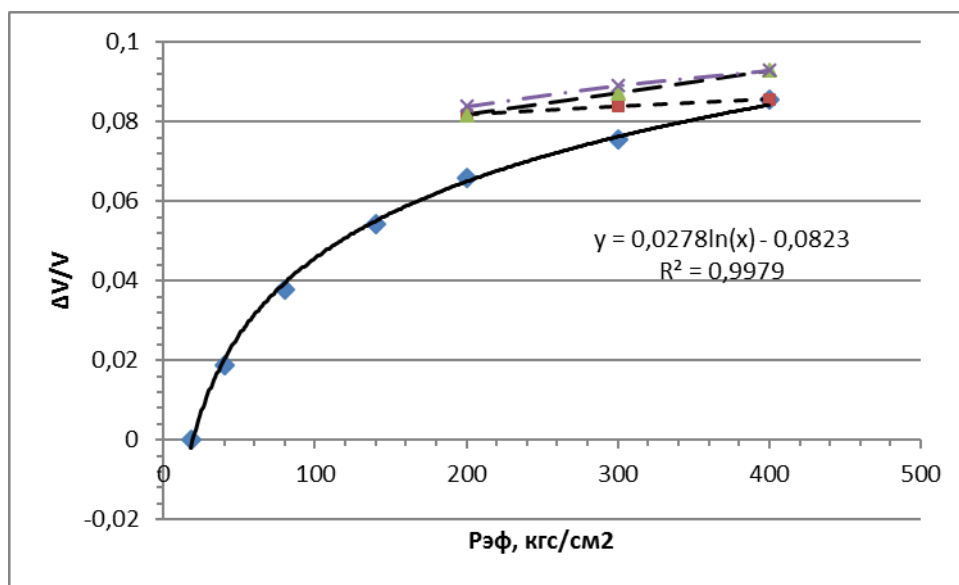


Рис. 6. График зависимости текущего объёма от эффективного давления для определения $K_{сп}$ по образцу № 47272 скв. № 402 Яблунковского месторождения (C_2b , 3641-3649 м)

На приведенном графике рис. 6 видно, что начальная кривая нагружения аппроксимируется логарифмической кривой. Обратный ход нагрузок показывает запаздывание упругой деформации и величину необратимых деформаций, выбранных в первом цикле. Второй цикл проходит уже с участием, в основном упругих деформаций, которые в наиболее чистом виде проявятся в третьем цикле. Проведение нескольких циклов «нагрузка-разгрузка» приводит к некоторому увеличению значения максимального объёма вытесненной жидкости против вытесненного

при определении открытой пористости, однако, в пересчёте это выражается сотыми долями процента и не превышает погрешность определения.

Результаты измерений заносят в лабораторный журнал и производят обработку полученных данных.

Обработка и оформление результатов исследований

При обработке результатов с целью определения коэффициента открытой пористости в пластовых условиях необходимо установить относительное изменение величины открытой по-

ристости $\frac{\Delta Kn}{Kn}$ с нарастанием эффективного давления. Искомая величина $\frac{\Delta Kn}{Kn}$ численно равна отношению выжатой из пор образца жидкости к её начальному объёму в порах $\frac{\Delta V}{V}$:

$$\frac{\Delta Kn}{Kn} = \frac{V_n - V_n^p}{V_{обр}} = \frac{\Delta V_n}{V_{обр}} = \frac{\Delta V_n}{V_n}, \text{ где}$$

ΔKn – изменение открытой пористости в пластовых условиях, %;

Kn – открытая пористость в атмосферных условиях, %;

V_n – объём пор в атмосферных условиях, см³;

$V_{обр}$ – объём образца, см³;

V_n^p – объём пор в пластовых условиях, см³.

Тогда величину открытой пористости в пластовых условиях можно определить по формуле:

$$Kn^{nl} = Kn \cdot \left(1 - \frac{\Delta V}{V} \right), \text{ где}$$

Kn^{nl} – открытая пористость в пластовых условиях, %;

Kn – открытая пористость в атмосферных условиях, %;

ΔV – объём жидкости, вытесненной из пор при данном эффективном давлении, см³;

V – начальный объём жидкости в порах, см³.

Более точно определить Kn^{nl} можно, относя ΔV к текущему объёму образца, который несколько уменьшается в процессе обжата. Поскольку деформация скелета породы на 1-2 порядка меньше, уменьшение объёма образца будет происходить в основном за счёт пор, т.е. на величину объёма вытесненной жидкости. Но, поскольку возможная поправка не превышает погрешности измерения параметра, принято изменение пористости сравнивать с её величиной в атмосферных условиях.

Таким образом, текущие значения $\frac{\Delta Kn}{Kn}$ или

$\frac{\Delta V}{V}$ отображают деформационные изменения

открытого порового пространства породы в процессе нарастания эффективного давления, а конечное их значение – позволяет рассчитать величину открытой пористости в заданных термобарических условиях.

Несколько сложнее обработка результатов определения Kn . Можно рекомендовать следующую последовательность действий. На втором

или третьем цикле исследования, когда наблюдаются практически замкнутые петли гистерезиса, на обратном ходе фиксируются значения объёмов вытесненной жидкости на заданных точках. Из этих значений вычитаются значения аппаратной поправки. Время, необходимое для установления упругих деформаций, можно уменьшить, если использовать для расчёта среднее арифметическое значение вытесненного объёма при данном давлении в процессе нагрузки и разгрузки [5,6]

Для расчёта коэффициента сжатия пор используется эмпирическая формула, выведенная В.М. Добрыниным [5] и рекомендованная также методическими рекомендациями ВНИГНИ [6]:

$$\beta_n = \frac{0,434 \cdot tg \alpha}{P_{эф}} \quad \{1\}$$

где $tg \alpha$ равен отношению разности относительных изменений объёмов пор $\frac{\Delta V}{V}$ на различных эффективных давлениях, к разности логарифмов этих давлений.

$$tg \alpha = \frac{\frac{\Delta V_i}{V} - \frac{\Delta V_{i-n}}{V}}{\lg P_i - \lg P_{i-n}}, \text{ где}$$

P_i – произвольное значение эффективного давления в границах упругих деформаций, которому соответствует относительное изменение объёма пор $\frac{\Delta V}{V}$.

P_{i-n} – произвольное меньшее значение эффективного давления в границах упругих деформаций, которому соответствует относительное изменение объёма пор $\frac{\Delta V_{i-n}}{V}$.

Для определения $tg \alpha$ строят графическую зависимость относительного изменения объёма пор от разницы логарифмов эффективного давления, которую осредняют прямой линией. Угловой коэффициент этой прямой отвечает тангенсу угла наклона прямой к оси логарифмов эффективных давлений (рис. 7).

Например, для образца № 47272 (рис.6):

$$tg \alpha = \frac{\frac{\Delta V_{400}}{V} - \frac{\Delta V_{200}}{V}}{\lg 400 - \lg 200} = \frac{0,0928 - 0,086089}{2,60205 - 2,30103} = 0,022294$$

Подставив эту величину в формулу {1} для различных эффективных давлений, рассчитывают соответствующие коэффициенты сжатия пор.

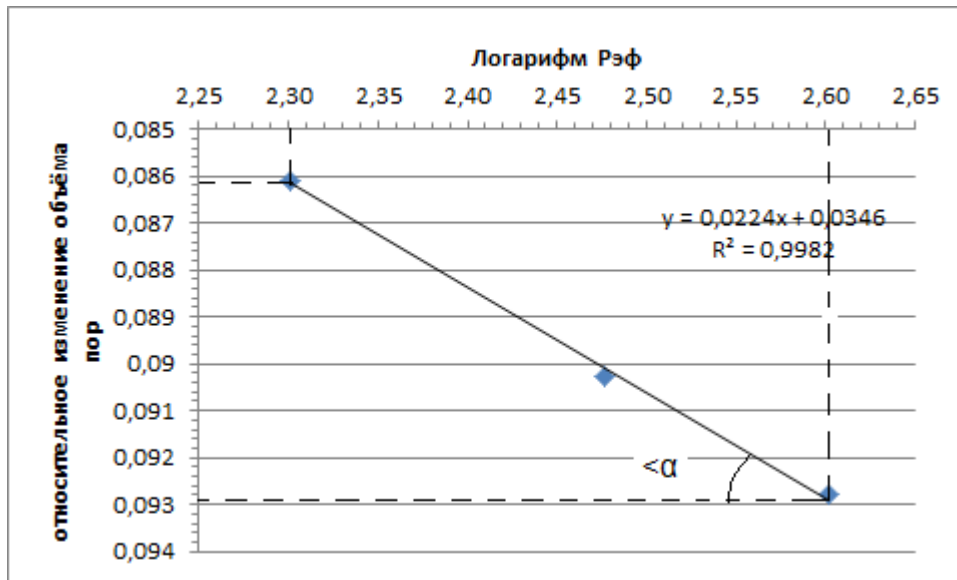


Рис. 7. Залежність відносного змінювання об'єму від логарифма ефективного тиску для зразка № 47272 Яблунівського родовища

$$\beta_n^{400} = \frac{0,434 \cdot 0,22294}{400} = 2,4188 \cdot 10^{-5} \text{ ат.м}^{-1};$$

$$\beta_n^{300} = \frac{0,434 \cdot 0,22294}{300} = 3,2251 \cdot 10^{-5} \text{ ат.м}^{-1};$$

$$\beta_n^{200} = \frac{0,434 \cdot 0,22294}{200} = 4,8377 \cdot 10^{-5} \text{ ат.м}^{-1}.$$

В основі даної методики обробки результатів лежить експериментально встановлений [5] факт, що для всіх зразків в інтервалі ефективних тисків від деякого мінімального тиску до тисків, відповідних глибинам залягання пласта відносна деформація відбувається за одним і тим же законом:

$$\frac{\Delta V}{V} = \left(\frac{\Delta V}{V} \right)_1 + 0,434K \cdot \ln \left(\frac{P_{эф}}{P_{эф \text{ min}}} \right), \text{ где}$$

$$\left(\frac{\Delta V}{V} \right)_1 \text{ и } \ln \left(\frac{P_{эф}}{P_{эф \text{ min}}} \right) - \text{координати точки,}$$

лівою якою залежність відхиляється від лінійного закону;

K – кутового коефіцієнта, рівного тангенсу кута нахилу прямої;

V – об'єм пор зразка в атмосферних умовах.

Продифференціювавши рівняння, провівши алгебраїчні перетворення і взявши до уваги визначення коефіцієнта стисливості пор, В.М.

Добрынин отримав формулу
$$\beta_n = \frac{0,434 \cdot \text{tg } \alpha}{P_{эф}}$$

для визначення β_n за результатами експерименту. Таким чином, весь інтервал ефективних тисків можна розділити на два інтервали, в межах яких будуть справедливі різні закони зміни β_n . В інтервалі $P_{эф}$ від 0 до $P_{эф \text{ min}}$

$$\beta_n = \frac{0,434 \cdot K}{P_{эф \text{ min}}} = \text{const.} \text{ В інтервалі } P_{эф} > P_{эф \text{ min}},$$

$$\beta_n = \frac{0,434 \cdot K}{P_{эф}} \text{ В першому інтервалі допускається,}$$

що порода веде себе як квазіпруге тіло з постійним β_n , не залежним від тиску. При досягненні деякого $P_{эф \text{ min}}$, при якому, ймовірно, починають діяти пластичні деформації скелета, β_n змінюється згідно з розрахованим рівнянням. Оскільки $P_{эф \text{ min}}$ зазвичай не перевищує 50-100 атмосфер, зміни β_n в ході експерименту практично завжди будуть відбуватися в другій зоні.

Необхідно зазначити, що існують альтернативні [15, 17, 19, 20], до запропонованих [1, 5, 6, 7, 11, 16, 18, 21], методи інтерпретації результатів лабораторних досліджень ядерного матеріалу з метою імітації пластичних умов. Суть альтернативних методів полягає в використанні коефіцієнта розвантаження геостатического тиску при розрахунку значень ефективних тисків.

Висновки. Розроблена методика може застосовуватися для визначення зазначених параметрів на будь-якій стадії геолого-розвідочних робіт, при складанні проектів розробки родовищ, при інтерпретації матеріалів геофізических досліджень скважин, обґрунтуванні параметрів розрахунку запасів. Інформація про зміни порового простору під впливом термобарических умов пласта підвищить інформативність і достовірність комплексу лабораторних досліджень, а значить і всього комплексу робіт по видобутку нафти і газу.

Литература

1. Методичні вказівки. Обґрунтування кондиційних значень фільтраційно-ємнісних параметрів теригенних порід-колекторів для підрахунку загальних запасів вуглеводнів (за лабораторними дослідженнями керна) [Текст]. – ЛВ УкрДГРІ: Київ-Львів, 2005. – 58 с.
2. Нестеренко М.Ю. Петрофізичні основи обґрунтування флюїдонасичення порід-колекторів [Текст] / М.Ю. Нестеренко. – К.: УкрДГРІ, 2010. – 224 с.
3. Петкевич Г.И. Методика петрофизического изучения коллекторов нефти и газа в условиях, моделирующих пластовые [Текст] / Г.И. Петкевич, О.В. Шеремета, Г.И. Притулко – К.: Наукова думка, 1979. – 128 с.
4. Марморштейн Л.М. Влияние давления на физические свойства коллекторов нефти и газа. Информационное сообщение. Серия: «Геология месторождений полезных ископаемых; региональная геология», №8 [Текст] / Л.М. Марморштейн. – М.: ОНТИ ВИЭМСа, 1967 – 18 с.
5. Добрынин, В. М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа [Текст] / В. М. Добрынин. – М.: Недра, 1970. – 239 с.
6. Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрографическими методами [Текст]. ВНИГНИ. – М.: 1978. – 395 с.
7. Орлов, Л. И. Петрофизические исследования коллекторов нефти и газа [Текст] / Л.И. Орлов, Е. Н. Карпов, В. Г. Топорков. – М.: Недра, 1987. – 216 с.
8. Марморштейн, Л. М. Петрофизические свойства осадочных пород при высоких давлениях и температурах [Текст] / Л. М. Марморштейн. – М.: Недра, 1985. – 190 с.
9. ГОСТ 26450.0-85 Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств [Текст]. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – 4 с.
10. ГОСТ 26450.1-85. Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости насыщением жидкостью [Текст]. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – 12 с.
11. Добрынин, В. М. Петрофизика [Текст]: учеб. для вузов / В.М. Добрынин, Б. Ю. Вендельштейн, Д. А. Кожевников. – М.: Недра, 1991. – 368 с.
12. Гиматудинов, Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта: [Текст]: учеб. / Ш. К. Гиматудинов – 2 - е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1971. – 312 с.
13. Котяхов, Ф. И. Физика нефтяных и газовых коллекторов [Текст] / Ф. И. Котяхов. – М.: Недра, 1977. – 287 с.
14. ОСТ 39-227-89. Вода для заводнения нефтяных пластов. Определение фильтрационной характеристики и водовосприимчивости низкопроницаемых пород-коллекторов в пластовых условиях [Текст]. – М.: Изд-во стандартов, 1990. – 8 с.
15. Абеленцев, В. М. Геологічні умови вилучення залишкових запасів і дорозвідки родовищ вуглеводнів північної припорожньої зони Дніпровсько-Донецької западини [Текст] : монографія / В. М. Абеленцев, А. Й. Лур'є, Л. О. Міщенко. – Харків: ХНУ імені В. Н. Каразіна, 2014. – 192 с.
16. Александров Б.Л. Аномально-высокие пластовые давления в нефтегазоносных бассейнах [Текст] / Б.Л. Александров. – М.: Недра, 1987. – 216 с.
17. Войтенко В.С. Прикладная геомеханика в бурении [Текст] / В.С. Войтенко. – М.: Недра, 1990. – 252 с.
18. Галузевий стандарт України. Визначення коефіцієнтів вилучення нафти для геолого-економічної оцінки ресурсів і запасів прогнозних і виявлених покладів [Текст]. – К.: 2000. – 78 с.
19. Граусман А.А. Закономерности изменения поровых коллекторов при погружении [Текст] / А.А. Граусман. – Якутск: 1984. – 136 с.
20. Дашко Р.Э. Механика горных пород: Учебник для вузов [Текст] / Р.Э. Дашко. – М.: Недра, 1987. – 264 с.
21. Добрынин В.М. Методы прогнозирования аномально высоких пластовых давлений [Текст] / В.М. Добрынин, В.А. Серебряков. – М.: Недра, 1978 – 232 с.