

УДК 552.08

**МОДЕЛИРОВАНИЯ ПЛАСТОВЫХ УСЛОВИЙ ДЛЯ КОМПЛЕКСНОГО
ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВАХ
ПОРОД****Атаманов А.***Главный специалист отдела “Небитдаг” Управления соглашений о разделе
продукции**Государственный концерн “Туркменнебит”,
Ашхабад, Туркменистан***Аннотация**

Изучение поведения карбонатных пород в условиях, близких к пластовым, необходимо для оценки изменения их фильтрационно-ёмкостных свойств при разработке нефтегазовых месторождений. Экспериментально определить характер деформирования керновых образцов и взаимосвязь между всесторонним сжатием, поровым давлением и фильтрацией жидкости. Выполнено пять опытов на образцах карбонатных пород, отобранных на структурах Гарабек и Пиркудук. Образцы диаметром 30 мм и высотой более 30 мм высушивали, насыщали водой или раствором NaCl, помещали в камеру высокого давления и подвергали ступенчатому нагружению до 100–130 МПа. Регистрировали деформацию, нагрузку и поровое давление в верхней и нижней частях образца; отдельно моделировали снижение давления при открытом и закрытом сообщении порового пространства. Установлено, что при увеличении всестороннего сжатия поровое давление повышается, причём в высокопористом образце изменение распространяется практически по всему объёму. При снижении давления наблюдались перераспределение жидкости, выравнивание давления и её выделение из образца. Получены зависимости порового давления от времени, описывающие этапы экспериментов. Методика позволяет моделировать стадии разработки месторождения и оценивать деформационные реакции карбонатных пород. Деформация при снижении порового давления составляет порядка 10⁻⁵ МПа МПа, а практически не проявляется вследствие упрочнения образца.

Ключевые слова: карбонатные породы, керн, пластовое давление, поровое давление, деформация, пористость, проницаемость, физическое моделирование.

**SIMULATION OF RESERVOIR CONDITIONS FOR THE COMPREHENSIVE
DETERMINATION OF RESERVOIR PROPERTIES OF ROCKS****Atamanov A.***Chief Specialist, "Nebitdag" Department, Production Sharing Agreements
Directorate,**State Concern "Turkmennebit",
Ashgabat, Turkmenistan*

Abstract

Studying the behavior of carbonate rocks under conditions approximating those of the reservoir is essential for assessing changes in their reservoir properties (porosity and permeability) during oil and gas field development. The study aimed to experimentally determine the deformation characteristics of core samples and the interrelationship between confining pressure, pore pressure, and fluid flow. Five experiments were conducted on carbonate rock samples collected from the Garabek and Pirkuduk structures. Samples (30 mm in diameter and over 30 mm in height) were dried, saturated with water or an NaCl solution, placed in a high-pressure chamber, and subjected to incremental loading up to 100–130 MPa. Deformation, load, and pore pressure were recorded at the top and bottom of the samples; pressure reduction was modeled separately for cases of open and closed pore-space communication. It was found that increasing confining pressure leads to a rise in pore pressure; in high-porosity samples, this change propagates throughout virtually the entire volume. During pressure reduction, fluid redistribution, pressure equalization, and fluid expulsion from the sample were observed. Time-dependent pore pressure relationships describing the experimental stages were obtained. This methodology enables the simulation of field development stages and the assessment of the deformation response of carbonate rocks. Deformation associated with a decrease in pore pressure is on the order of 10^{-5} per MPa; at pressures below 20–25 MPa, it is virtually negligible due to sample strengthening.

Keywords: carbonate rocks, core, reservoir pressure, pore pressure, deformation, porosity, permeability, physical modeling.

Введение

Ступенчатое нагружение образцов карбонатных пород до определенного уровня напряжений (порядка 100 МПа), близкого к уровню напряжений на глубине залеганий данной породы (обычно 2-4 км.). Достигнутый уровень нагружения поддерживался в течение длительного (недели, месяцы) времени. Затем проводили моделирование процесса отбора пластовой жидкости, путем снижения порового давления образца.

Общая деформация в направлении приложения нагрузки и в боковых наставлениях в процессе нагружения и выдержки образцов под нагрузкой измерялась с помощью часовых индикаторов типа ИЧН-1 с точностью до 0.001 мм. или 10^{-5} . Частота опроса изменялась от одного раза в 5-20 минут во время роста нагрузки и снижения порового давления и до 3-5 раз в сутки на этапе длительного сжатия [1].

Для проведения экспериментов в камере высокого давления изготавливались образцы цилиндрической формы диаметром 30 мм. и высотой более 30 мм. Они высушивались в сушильном шкафу при температуре 105 градусов до полного удаления всех форм воды - до постоянного веса. Затем образцы насыщались дистиллированной водой, либо раствором NaCl известной

Дневник науки | www.dnevniknauki.ru | СМН ЭЛ № ФС 77-68405 ISSN 2541-8327

концентрации (обычно 1-5 г/л.) также до достижения постоянного веса. Затем водонасыщение образцы вались в камеру высокого давления и подвергались воздействию сжатия с одновременной регистрацией деформации и приложенной нагрузки, и порового давления.

Данная методика экспериментальных исследований образцов позволила получить опытные данные о характере деформирования, а, следовательно, и об изменениях фильтрационно-емкостных свойств образцов (природных) сложно построенных карбонатных пород при моделировании пластовых условий их залегания [2].

Результаты проведенных опытов

Всего было проведено пять экспериментов на образцах керна карбонатных пород, отобранных на структурах Гарабек и Пиркудук. Ниже в таблице 1 приведены краткие сведения о фильтрационно-емкостных свойствах образцов, подвергнутых испытаниям.

Таблица 1

№: п/п	Площадь, Интервал отбора	№ обр.	К _{пор.} : %	К _{прониц.} : мДарси:	Н/О	Литология
1	Гарабек	1	3.5	8.5	1.6	Известняк темно-серый
	Гарабек	1	12.0	25.0	6.4	кавернозно-пористый
2	Пиркудук	2		-	-	-

Эксперимент №1 обр. 1, Гарабек,

Перед началом этого эксперимента образец, имевший высокую пористость предварительно был насыщен жидкостью и помещен в камеру высокого давления, моделирующую, всестороннее (геостатическое) сжатие.

Как видно из рис. 1, 2, 3 в течение трех последовательных. Повышению всестороннего сжатия образца соответствовало повышение порового давления. Причем вследствие высокой пористости образца это повышение происходило практически одновременно о по всему объему образца- и в верхней и в нижней частях образца. При повышении всестороннего сжатия на 1 МПа поровое давление возрастало примерно на: 0.44 МПа – на первом этапе, 0.28 МПа в втором этапе, и 0.26 МПа на третьем этапе.

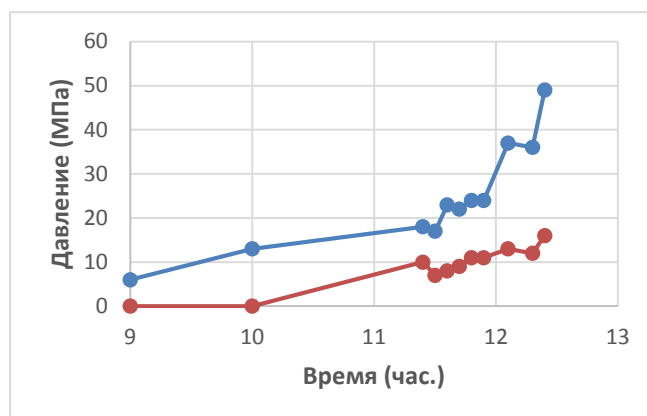


Рис.1 (Источник: разработано автором)

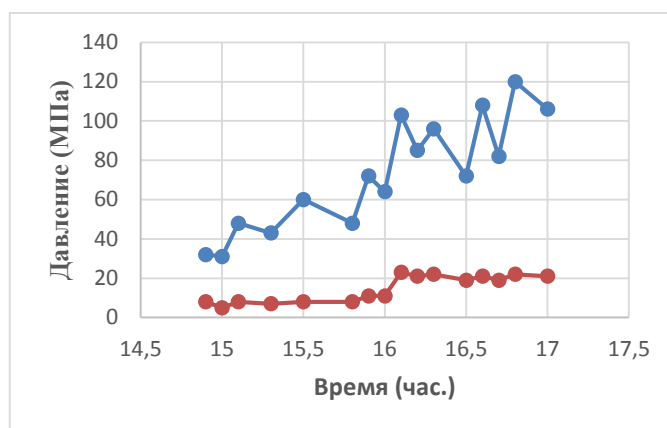


Рис. 2 (Источник: разработано автором)

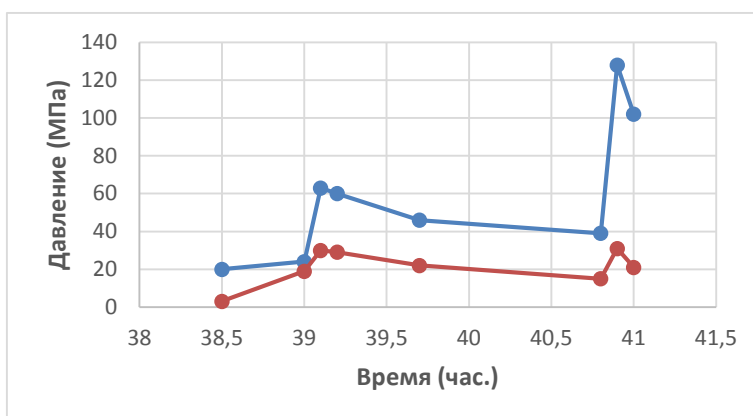


Рис. 3 (Источник: разработано автором)

К сожалению, из-за утечек в гидросистеме пресса продолжить эксперимент не удалось, и он был остановлен.

Эксперимент №2 Образец 2, Пиркудук

Во время проведения эксперимента №2 проводились исследования различных вариантов изменений порового давления. На рисунке 4 приведены

данные об изменениях всестороннего и порового давления на протяжении всего времени проведения эксперимента. Рассмотрим отдельные этапы проведения эксперимента.

Так, в частности при снижении порового давления в верхней части образца до нулевого значения (рис. 5, время 201 час.) происходит снижение величины порового давления и в нижней части образца. Это изменение достигает значения 6.48 МПа за 48 часов или 0.135 МПа/час, Зависимость изменения порового давления от времени при этом имеет следующий вид:

$$P(t) = PO * e^{-0.0091t}$$

или

$$P(t) = PO - 0.24t + 0.0022t^2$$

Где:

PO – значение порового давления в начальный момент

t – время в часах с момента воздействия на образец

Затем в течение получаса (249.0-249.5 час.) было проведено увеличение порового давления в верхней части образца до значения 35.6 МПа. Величина порового давления в нижней части образца при этом возросла с 11.76 до 15.6 МПа.

На следующем этапе эксперимента было проведено увеличение порового давления в нижней части образца (345-346 час.) на 22.6 МПа, при этом, как следствие, возросло поровое давление в верхней части образца на 3.36 МПа. Снижение порового давления после этого происходило при закрытых кранах, т. е. происходила фильтрация жидкости внутрь образца и заполнение пустого пространства внутри образца. Этот этап показан на рис. 6 зависимость порового давления от времени при этом может быть выражена в следующем виде:

$$P1(t) = P1.0 - 0.05t + 0.0003t^2$$

$$P2(t) = P2.0 - 0.43t + 0.003t^2$$

Где:

PO – значение порового давления в начальный момент

t – время в часах с момента воздействия на образец

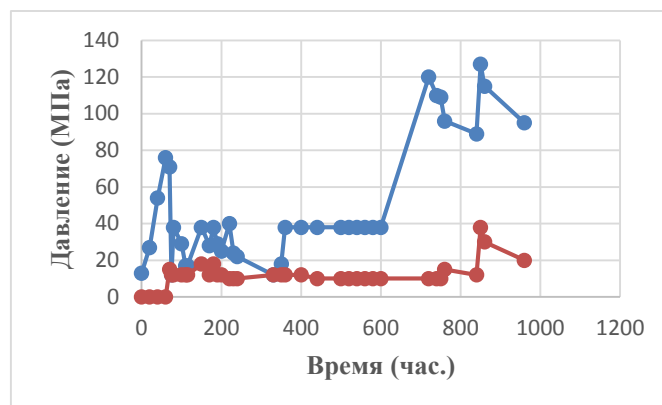


Рис. 4 (Источник: разработано автором)

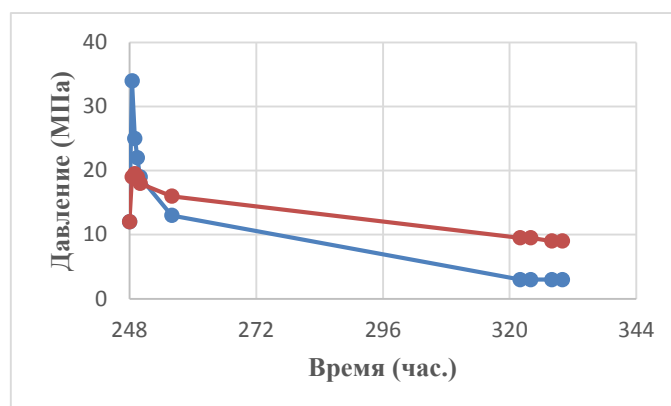


Рис. 5 (Источник: разработано автором)

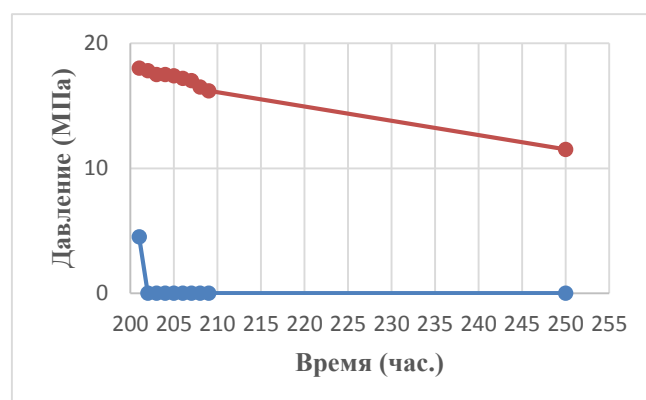


Рис. 6 (Источник: разработано автором)

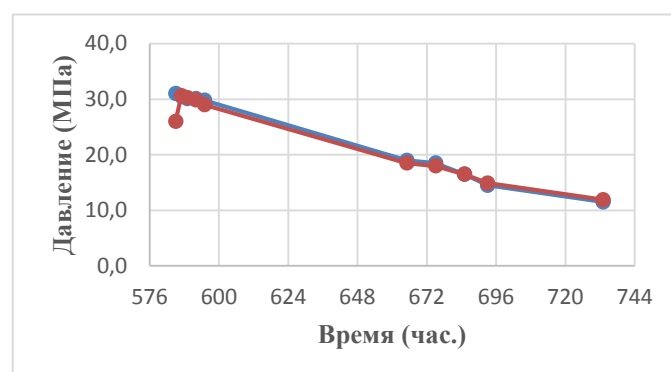


Рис. 7 (Источник: разработано автором)

На следующем этапе эксперимента проводили измерение объема жидкости, выделявшейся из образца при снижении порового давления с одной стороны образца. Перед сбросом порового давления верхней части образца ($P_1=0$) увеличили до 31,2 МПа давление в нижней части образца. За промежуток времени примерно 22 часа выделился объем жидкости 1.3 мл. и поровое давление внизу образца (P_2) упало до 17 МПа т. е. на 14,2 МПа. В дальнейшем P_2 несколько раз увеличивали до значения 31 МПа.

Один из характерных этапов снижения порового давления в нижней части образца при открытом вентиле сброса порового давления в верхней части образца показан на рис.7. Эта ситуация может служить в первом приближении физической моделью изменения пластового давления при активной эксплуатации месторождения. Зависимость порового давления от времени при этом имеет следующий вид:

$$P(t) = P_0 * e^{-0.0065t}$$

или

$$P(t) = P_0 - 0.191 + 0.0005 t^2$$

Где:

P_0 – значение порового давления в момент начала снижения порового давления
 t – время в часах с момента начала снижения порового давления.

Эксперимент №3 Образец 3, Пиркудук

На рис. 8 показаны изменения порового и всестороннего давлений во время всего эксперимента. Рассмотрим более подробно отдельные наиболее интересные этапы проведенного эксперимента.

В течении почти трех недель после начала эксперимента (установки образца в камеру высокого квазивсестороннего сжатия) образец подвергался насыщению жидкостью, для чего несколько раз увеличивали поровое давление в верхней и нижней частях образца до значения $P_{\text{пор}}$ равного примерно 30 МПа. Признаком полного насыщения образца влагой в камере высокого давления может служить стабилизация значений порового давления P_1 и P_3 примерно на одном уровне в течении длительного времени с 492 час. по 585 час. как показано на рис. 9.

После достижения полного насыщения образца жидкостью было проведено снижение порового давления в верхней части образца. Этот процесс можно в первом приближении считать моделью начальной стадии разработки месторождения. После резкого снижения порового давления с 29 МПа до 11.5 МПа образец вновь изолировали от окружающей среды (закрыты краны капиллярных трубок, подводящих жидкость образцу), после чего значения порового давления в верхней частях образца начали постепенно сближаться (рис. 10).

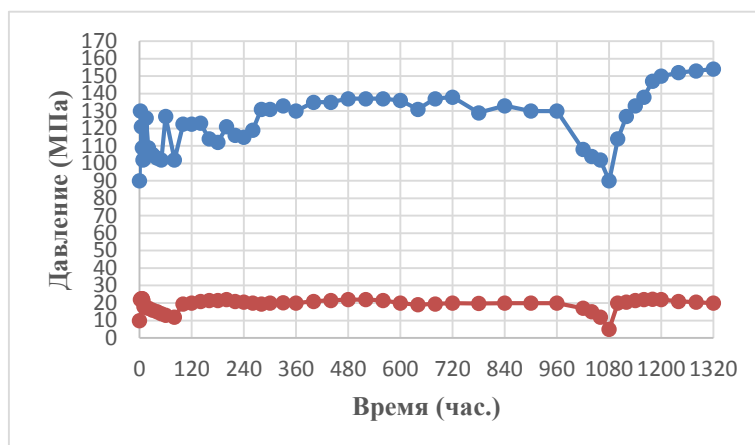


Рис. 8 (Источник: разработано автором)

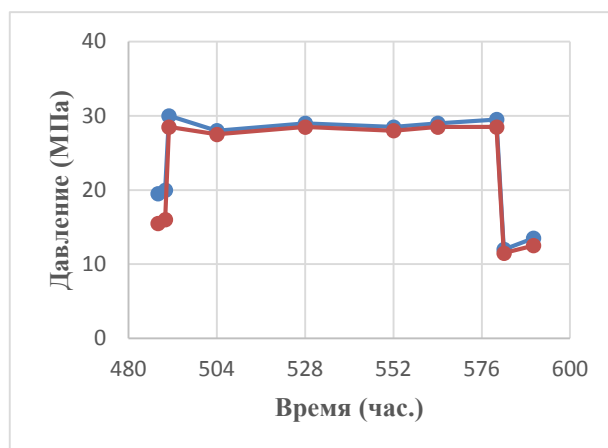


Рис. 9 (Источник: разработано автором)

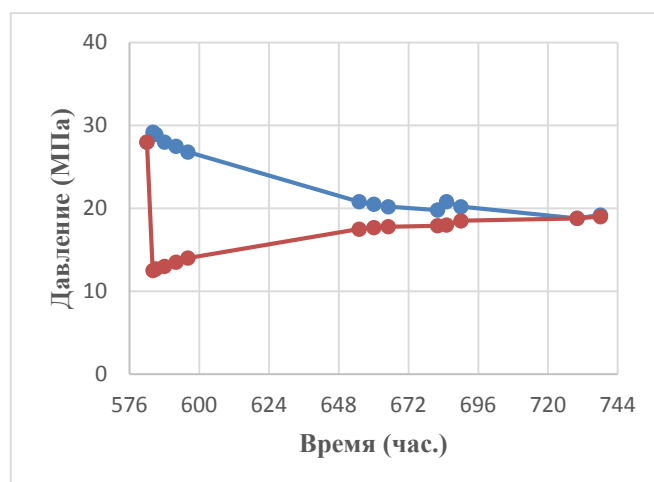


Рис. 10 (Источник: разработано автором)

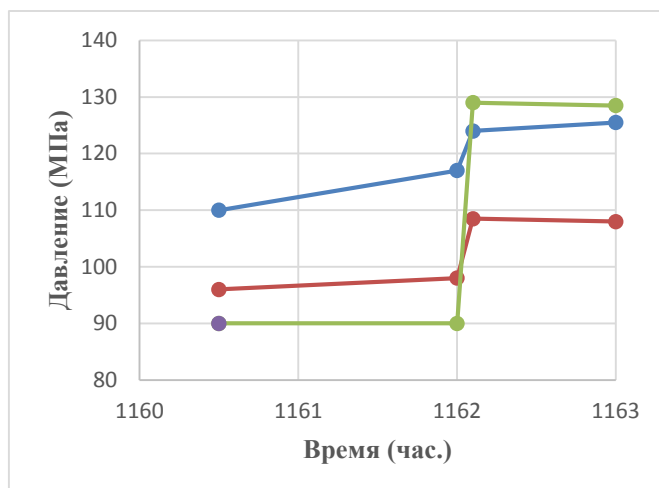


Рис. 11 (Источник: разработано автором)

После обработки результатов экспериментальных исследований получена следующая зависимость изменения первого давления от времени:

$$P1(t) = P1(0) - 0,138t + 5,5 * 10 - 4t^2$$

$$P2(t) = P2(0) - 0,125t + 6,8 * 10 - 4t^2$$

Где:

$P1(0)$, $P2(0)$ – значения порового давления в начальный момент

t – время от начала изменения порового давления (в часах)

Через двое суток – приблизительно 44 часа – поровое давление во всем объеме образца установилось на уровне 20 МПа. Затем оно с течением времени колебалось вблизи этого значения и постепенно снижалось до 18 МПа одновременно со снижением всестороннего сжатия. В момент времени 1047 час. и 1066 час. увеличивали поровое давление в нижней части образца для повышения общего уровня порового давления в образце.

После увеличения всестороннего (геостатического) сжатия (1162 час.) с 90 МПа до 130 МПа отмечается и увеличение порового давления в верхней и нижней части образца примерно на 1 МПа (рис.11.). В дальнейшем несколько раз производили увеличение порового давления в нижней части образца (1163 час. и 1209 час.), после чего возрастало и поровое давление в верхней части образца аналогично тому как показано на рис. 10.

Заключение

Полученные экспериментальные данные позволили оценить деформацию образцов известняка на 1 МПа снижения порового давления величиной порядка 10^{-5} .

Установлены что, величина деформации образцов при снижении порового давления зависит от уровня этого давления и имеется нижний порог, порядка 20-25 МПа, при снижении порового давления ниже которого деформирования образца не отмечалось из-за ужесточения образца.

Библиографический список

1. Симоненко В. Ф. Методика изучения поровых растворов при исследовании процессов нефтегазонакопления // Поровые растворы в геологии. — Минск: Наука и техника, 1980. — С. 75–154.
2. Жуков В. С., Карцев А. Ч., Сердюков В. Я., Емельянов В. С. Аппаратура и методика исследования процессов деформации и разрушения образцов горных пород при длительном сжатии // Известия Академии наук Туркменистана. Серия физико-математических, технических и геологических наук. — 1992. — № 5. — С. 25–32.
3. Жуков В. С., Кузьмин Ю. О. Деформация образцов горных пород при физическом моделировании снижения порового давления // Проблемы нефтегазогеологической науки и перспективы развития топливно-энергетического комплекса Туркменистана : сб. науч. тр. — Ашхабад : МНиГТ ; ИНиГТ, 1996. — С. 18.