

© Б. В. ГРИГОРЬЕВ, А. А. ШУБИН

Тюменский государственный университет
Raskatov_@mail.ru, alex_shubeen@mail.ru

УДК 531

**ВЛИЯНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОГО
ДАВЛЕНИЯ НА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА
ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ**

**IMPACT OF EFFECTIVE PRESSURE MODIFICATION
ON FILTRATION-VOLUMETRIC CHARACTERISTICS
OF RESERVOIR ROCKS**

Представлены результаты исследования влияния эффективного давления на фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пород-коллекторов при моделировании реальных термодинамических условий в пласте. Выявлено, что с увеличением эффективного давления от 0 МПа до пластовых условий — 37,1 МПа значение пористости уменьшается на 3-10%, а проницаемость — до 95% для выбранных образцов. При возрастании содержания доли глинистой фракции в образцах керна влияние эффективного давления на пористость и проницаемость проявляется сильнее.

Деформации, возникающие в результате циклического изменения эффективного давления на 10 МПа, носят необратимый характер и отрицательно сказываются на коллекторских свойствах породы, что отражается на рентабельности разработки продуктивного пласта. Подобные колебания вызваны интенсивным отбором флюида при разработке месторождения, в результате чего снижается пластовое давление и возрастает давление на минеральный скелет горных пород, восстановление пластового давления при введении в эксплуатацию нагнетающих скважин не позволяет восстановить фильтрационно-емкостные свойства до прежнего уровня. Любые последующие колебания эффективного давления снижают коллекторские характеристики пласта.

The Impact of effective pressure modification on the filtration-volumetric characteristics of productive reservoir rocks in the simulation of real thermodynamic conditions in the reservoir has been searched. The research has revealed that an increase in the effective pressure of 0 MPa to reservoir conditions — 37.1 MPa porosity decreases by 3-10%, and permeability decreases up to 95% for selected samples. With the increase in the clay fraction content in the core samples, the influence of the effective pressure on the porosity and permeability is more pronounced.

The deformations resulting from cyclical changes in effective pressure of 10 MPa, are irreversible, and negatively affect the properties of the reservoir rock. It is reflected in the profitability of the development of productive formation. Such fluctuations are caused by intense drawdown during field development thereby reducing reservoir pressure and increases the

pressure on the mineral skeleton rock recovery reservoir pressure during the commissioning of forcing wells not to restore reservoir properties to the previous level. Any further effective pressure fluctuation reduces reservoir properties.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА. Фильтрационно-емкостные свойства, эффективное давление, остаточная деформация, горные породы.

KEY WORDS. Filtration-volumetric characteristics, effective pressure, residual deformation, rocks.

Введение. При поисках нефтяных и газовых залежей на сравнительно больших глубинах имеет важное значение возможность обнаружения благоприятных пластов-коллекторов, способных вместить нефть и газ. На больших глубинах породы, вмещающие в себя флюиды, испытывают воздействия изменяющихся во времени давлений и температур, вследствие чего они изменяют свои физические свойства.

Налегая друг на друга, горные породы находятся в определенном напряженном состоянии, вызванном собственным весом самих пород. До нарушения условий залегания внешнее давление от собственного веса вышележащих пород и возникающие в породе ответные напряжения находятся в условии равновесия, т. к. давление жидкости в пласте компенсирует нагрузку, передающуюся на скелет породы от массы вышележащих отложений. Но в процессе разработки месторождения это равновесие нарушается, что приводит к изменению эффективного давления.

$$P_{\text{эф}} = P_{\text{гор}} - P_{\text{пл}}, \quad (1)$$

где $P_{\text{эф}}$ — эффективное давление;

$P_{\text{пл}}$ — пластовое (ответное) давление;

$P_{\text{гор}}$ — горное (внешнее) давление.

Следовательно, при отборе жидкости из пласта пластовое давление падает, а нагрузки, передающиеся на скелет породы, существенно возрастают, в результате чего происходит изменение структуры порового пространства, и, как следствие, фильтрационно-емкостных свойств пласта [1].

Эта проблема является достаточно сложной, т. к. в ходе фильтрации в пласте могут происходить все типы деформационных процессов — от упругого деформирования до пластического разрушения. Использование теории упругого режима фильтрации, предполагающей, что пористая среда испытывает только обратимые деформации, может привести к значительным расхождениям в оценке емкостных и фильтрационных свойств пород. Существующие на сегодняшний день модели упругопластического режима не вполне четко отражают все деформационные процессы, происходящие в пласте при отборе жидкости.

Целью данной работы является изучение изменения фильтрационно-емкостных свойств породы в процессе разработки месторождения, исследование влияния «дыхания пласта»* на пористость и проницаемость.

* Изменение пластового давления в процессе разработки месторождения.

Методика проведения экспериментов

Этап подготовительных работ — экстракция, определение коллекторских свойств образцов керна проводится согласно требованиям ГОСТ 26450.0-85 Породы горные.

Методы определения коллекторских свойств [2; 3]. В ходе эксперимента имитируется разработка месторождения: снижение пластового давления при отборе жидкости и последующее повышение его методами поддержания пластового давления.

Образец кенового материала помещается в кернодержатель высокого давления, где создается необходимое поровое давление, давление всестороннего сжатия с учетом глубины пласта и температура, соответствующая реальной в исследуемом пласте. После приведения кернодержателя и всей установки в рабочее положение ступенчато изменяется величина давления обжима (тем самым варьируется эффективное давление) и проводится определение пористости и проницаемости. В качестве прокачиваемого флюида используется модель пластовой воды.

Линейная скорость продвижения воды в модели рассчитывается по формуле:

$$v = Q \frac{864}{F} m(1 - K_{\text{во}}), \quad (2)$$

где v — линейная скорость (мл/сут.); Q — расход прокачиваемой воды ($\text{см}^3/\text{с}$); F — площадь поперечного сечения модели горной породы (см^2); m — пористость, (доли ед.); $K_{\text{во}}$ — остаточная водонасыщенность (доли ед.).

В процессе фильтрации воды непрерывно осуществляется контроль над температурой, поровым и горным давлением, расходом прокачиваемой жидкости и фиксируется перепад давления (ΔP). Также постоянно контролируется соотношение $Q/\Delta P$.

Коэффициент проницаемости рассчитывается по формуле Дарси [4; 5].

$$K_{\text{пр}} = Q\mu \frac{L}{\Delta P} F, \quad (3)$$

где μ — вязкость флюида (сП); ΔP — перепад давления (атм.); L — длина образца (см); $K_{\text{пр}}$ — проницаемость (Д).

Результаты эксперимента

На образцах с известными фильтрационно-емкостными свойствами были проведены исследования по определению пористости и проницаемости пород в условиях, максимально приближенных к пластовым. Все образцы керна были отобраны с одного месторождения из схожих по своим характеристикам пластов. В сумме, по пяти скважинам, эксперименты были проведены на 38 образцах.

В ходе эксперимента было выявлено, что значение пористости уменьшается на 3-10%, а проницаемость до 95% для всех образцов с увеличением эффективного давления от 0 МПа до пластовых условий — 37,1 МПа (рис. 1). Причем, чем больше порода содержит глинистую составляющую, тем значительнее влияние $P_{\text{эф}}$ на m и $K_{\text{пр}}$.

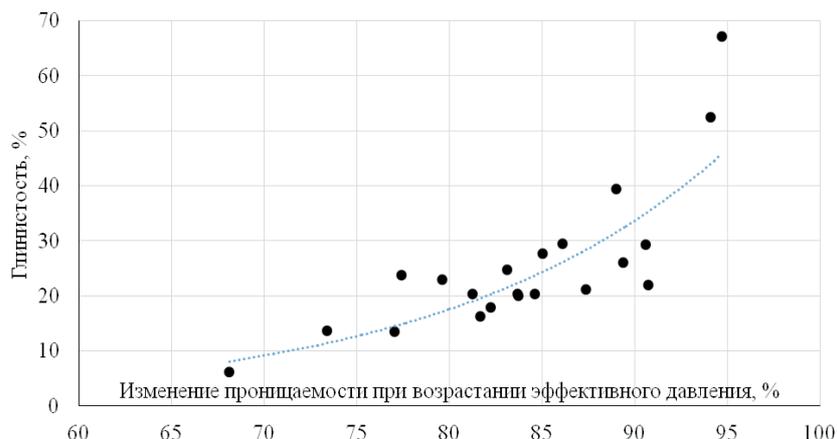


Рис. 1. Зависимость изменения проницаемости от глинистости при возрастании эффективного давления от 0 до 37,1 МПа (образцы кернa отобраны с пластов Ю1-1 — ЮВ6)

Изменение проницаемости пород пласта при снижении пластового давления от заданных пластовых значений связано, в основном, с возрастанием усилий, передающихся на минеральный скелет породы от веса вышележащих слоев и, следовательно, изменением структуры скелета: попаданием зерен в поровое пространство, что вызвано частичным разрушением скелета горной породы.

Ниже представлены диаграммы зависимости фильтрационных и емкостных свойств от эффективного давления на образце керна материала (алевролит мелко-крупнозернистый, песчанистый, слюдястый, массивный, слабо нефтенасыщенный, с углефицированным растительным детритом).

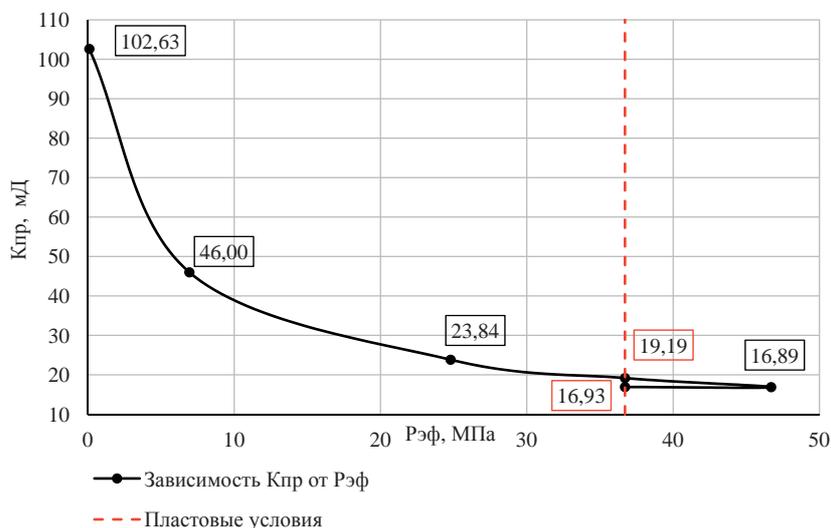


Рис. 2. Зависимость проницаемости от эффективного давления для образца песчаника мелкозернистого, алевритистого

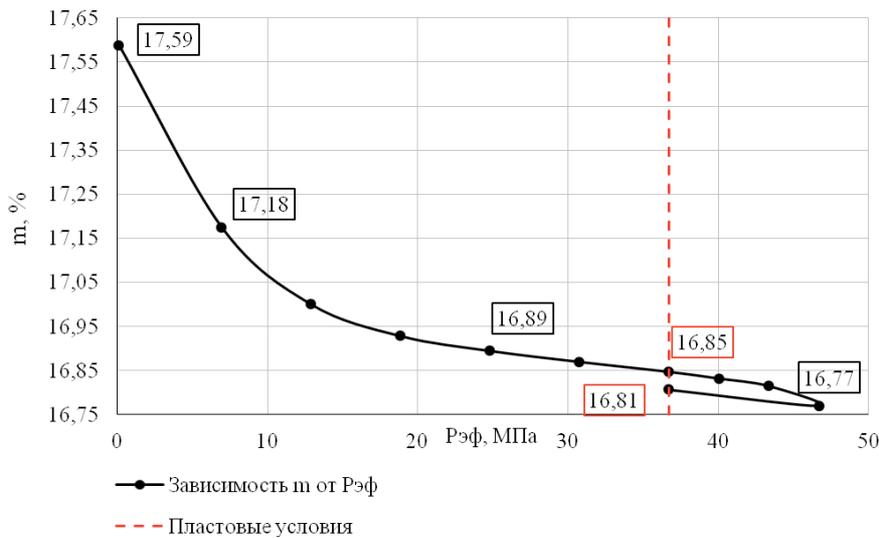


Рис. 3. Зависимость пористости от эффективного давления для образца песчаника мелкозернистого, алевролитистого

Начиная от первоначально созданных пластовых условий, при постепенном повышении, а затем уменьшении эффективного давления, пористость и проницаемости не достигают своей прежней величины (рис. 2, рис. 3). Для рассматриваемого образца изменение проницаемости при увеличении $P_{эф}$ на 10 МПа от заданных пластовых условий, с последующим снижением, составляет ~12% от первоначального значения. Что касается пористости, то для пород со значительной глинистой составляющей (40-70%) разница составляет до 8% (рис. 4). Это объясняется тем, что глинистые породы более пластичные, вследствие чего и возникают остаточные деформации.

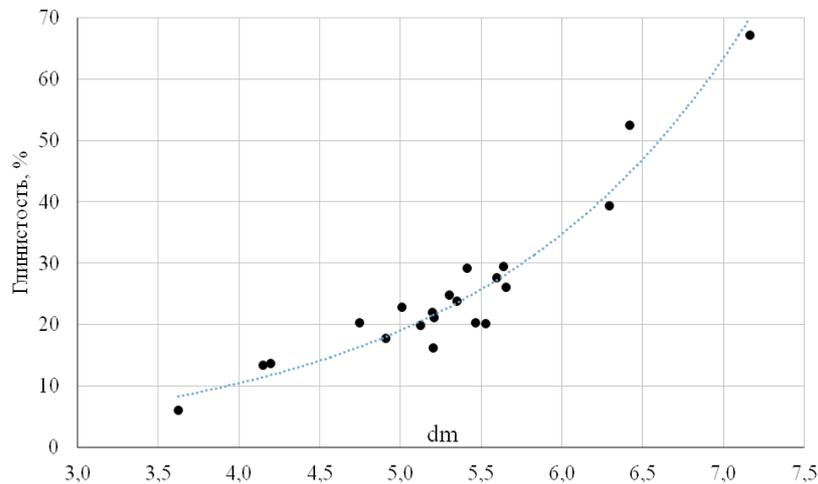


Рис. 4. Зависимость остаточной деформации dm от глинистой составляющей

Таким образом, породы продуктивного пласта, в особенности в призабойных зонах скважин, при отборах из них жидкости или газа испытывают постоянные возрастающие во времени нагрузки, которые могут исчезнуть при прекращении отбора и восстановлении пластового давления. Однако деформации, возникающие в результате сжимающих усилий, носят необратимый характер и отрицательно сказываются на коллекторских свойствах пород.

Полученные результаты согласуются с результатами экспериментов, проведенных В. М. Добрыниным, И. А. Бурлаковым, А. Лэтчи, П. Хемсток, Ф. Юнг и др. [1; 4].

Заключение

Согласно данным, полученным в ходе экспериментов, можно сделать следующие выводы:

1. Величина пористости и проницаемости монотонно уменьшается с возрастанием эффективного давления.
2. При превышении эффективного давления относительно пластовых условий на 10 МПа, с последующим понижением, фильтрационно-емкостные свойства не восстанавливаются до уровня соответствующего первоначальным пластовым данным.
3. Полученная зависимость остаточной деформации от глинистой составляющей позволяет прогнозировать изменение ФЕС при циклических изменениях эффективного давления.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта: учебник. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1971. 312 с.
2. ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Методы определения коллекторских свойств. Введ. 1985-02-27. М.: Государственный стандарт Союза ССР.
3. ГОСТ Р 50544-93. Породы горные. Термины и определения. Введ. 1994.01.07. М.: Государственный стандарт Российской Федерации.
4. Добрынин В. М. Петрофизика: учебник для вузов / В. М. Добрынин, Б. Ю. Вендельштейн, Д. А. Кожевников. М.: Недра, 1991. 368 с.
5. Ханин А. А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. М.: Недра, 1969. 368 с.
6. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. М.: Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. 628 с.
7. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых (петрофизика): справочник геофизика / под ред. Н. Б. Дортмана. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1984. 455 с.
8. Петрофизические методы исследования кернового материала. (Терригенные отложения): учеб. пособие в 2-х кн. / М. К. Иванов, Ю. К. Бурлин, Г. А. Калмыков и др. Кн. 1. М.: Изд-во Моск. ун-та, 2008. 112 с.
9. Петрофизические методы исследования кернового материала: учеб. пособие в 2-х кн. / М. К. Иванов, Г. А. Калмыков, В. С. Белохин и др. Кн 2. М.: Изд-во Моск. ун-та, 2008. 113 с.

10. Котяхов Ф. И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. М.: Недра, 1977. 287 с.

REFERENCES

1. Gimatudinov, S. K. Physics of oil and gas reservoirs: the textbook / Sh.K. Gimatudinov. Ed. 2nd, Revised. and add. Moscow: Nedra, 1971. 312 p.
2. GOST 26450.2-85. Mining mountain. Methods for determination of reservoir properties. Enter. 02/27/1985. Moscow: State Standard of the USSR.
3. GOST 50544-93. Mining mountain. Terms and definitions. Enter. 1994.01.07. Moscow: State Standard of the Russian Federation.
4. Dobrynin, V. M. Petrophysics: Proc. for high schools / V. M. Dobrynin, B. Yu Vendelshteyn, D. A. Kozhevnikov. Moscow: Nedra, 1991. 368 p.
5. Hanin, A. A. Reservoir rocks of oil and gas and their study. Moscow: Nedra, 1969. 368 p.
6. Muskat, M. The flow of homogeneous fluids in porous media. M.; Izhevsk: Institute of Computer Science, 2004. 628 p.
7. Physical properties of rocks and minerals (petrophysics): Handbook geophysics / edited. N. B. Dortman. 2nd ed., Rev. and add. Moscow: Nedra, 1984. 455 p.
8. Petrophysical research methods of core material. (Terrigenous deposits): Proc. allowance of 2 kN. / M. K. Ivanov, J. K. Burlin, G. A. Kalmykov [et al.]. Moscow: State Univ. University Press, 2008. Kn. 1. 112 s.
9. Petrophysical research methods of core material: Textbook. allowance of 2 kN. / M. K. Ivanov, G. A. Kalmykov, V. S. Belohin [et al.]. Moscow: State Univ. University Press, 2008. Kn. 2: Laboratory methods for petrophysical studies of core samples. 113 p.
10. Kotyahov, F. I. Physics of oil and gas reservoirs. Moscow: Nedra, 1977. 287 p.

Авторы публикации

Григорьев Борис Владимирович — старший преподаватель Тюменского государственного университета, кандидат технических наук

Шубин Александр Алексеевич — магистр Тюменского государственного университета

Authors of the publication

Boris V. Grigoriev — Candidate of Science, Senior Lecturer, Tyumen State University

Alexander A. Shubin — Tyumen State University, Magister