

ВЛИЯНИЕ ПЛАСТОВЫХ ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ НА ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ОБРАЗЦОВ ГОРНЫХ ПОРОД АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ

А.Е. Рыжов, В.С. Жуков, О.В. Иселидзе, Е.Б. Григорьев

При разработке месторождений газа и нефти снижение пластового давления приводит к увеличению эффективного давления и, следовательно, влияет на физические и коллекторские свойства пород продуктивного разреза. В лаборатории физики пласта ООО «Газпром ВНИИГАЗ» для развития ранее выполненных подобных работ [1–17] было проведено физическое моделирование влияния изменений термобарических условий пласта на свойства пород-коллекторов.

Для количественной оценки влияния условий залегания на свойства пород проведены две серии опытов: в одной изучалось влияние температуры, а в другой – эффективного давления.

Исследована коллекция из восьми образцов, представляющих песчано-алевролитовые породы-коллекторы ачимовских продуктивных отложений Западной Сибири. Открытая пористость выбранных образцов лежит в диапазоне 11,3–15,7 %, абсолютная проницаемость – 0,53–5,4 мД, относительная глинистость – не более 0,3.

Аппаратура и методика исследований

Испытания проводились на установке ПУМА-650, позволяющей определять пористость, проницаемость, скорости распространения упругих продольных и поперечных волн и удельное электрическое сопротивление образцов при давлении всестороннего

обжима до 100 МПа, поровом давлении до 25 МПа и температуре до 95 °С. Перед проведением экспериментов образцы полностью насыщались водным раствором NaCl, соответствующим минерализации пластовой воды. Вначале вышеперечисленные свойства были определены при атмосферных условиях. Далее выполнялись две серии экспериментов:

а) при комнатной температуре давление всестороннего сжатия (P_{ac}) ступенчато увеличивали до 80 МПа, а поровое давление ($P_{пор}$) – до 20 МПа. Таким образом, эффективное давление ($P_{эф}$) поднималось до 60 МПа ($P_{эф} = P_{ac} - P_{пор}$). На каждой ступени давления, начиная с 2 МПа (принятого за начальное), определяли скорости распространения упругих волн и удельное электрическое сопротивление образцов, а также изменение объема их порового пространства (по количеству вытесненной из образца воды);

б) на следующем этапе образцы вновь помещались в камеру высокого давления и нагревались до пластовой температуры 80 °С. Затем ступенчато увеличивали P_{ac} до 80 МПа, а $P_{пор}$ – до 20 МПа, и определяли скорости распространения упругих волн, удельное электрическое сопротивление и изменение объема порового пространства образцов.

Влияние эффективного давления и температуры на пористость образцов

На каждой ступени роста эффективного давления определялись изменения порового объема образцов, при этом согласно работе [5] принималось, что изменения объема минерального скелета породы пренебрежимо малы по сравнению с изменениями порового объема.

Полученные экспериментальные данные показали, что при температуре 80 °С увеличение эффективного давления от 2 до 60 МПа приводит к уменьшению объема образцов в среднем на величину около 0,17 см³.

Изменение пористости, сопровождающее рост эффективного давления, носит затухающий характер, который в данном случае можно аппроксимировать зависимостью вида (рис.1):

$$K_{n\text{пл}} = 1 / (A + B\sqrt{P_{\text{эф}}}), \tag{3}$$

где $K_{n\text{пл}}$ – пористость образцов в условиях, моделирующих пласты; A и B – числовые коэффициенты.

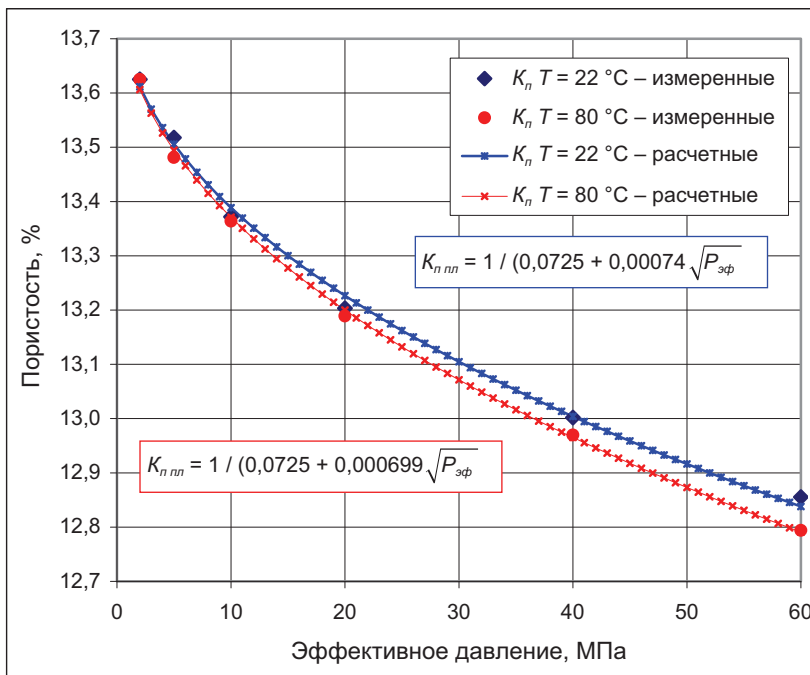


Рис. 1. Зависимость пористости образцов от эффективного давления

Полученные экспериментальные зависимости (3) позволяют оценивать изменения пористости на единицу роста эффективного давления.

Согласно результатам экспериментов, проведенных при температуре 22 °С, рост эффективного давления с 2 до 60 МПа вызвал снижение пористости с 13,6 до 12,9 %, т.е. на 0,8 % (абс.) или на 5,7 % (отн.). Повторение опыта при температуре 80 °С показало практически тот же результат (см. рис. 1).

Для количественной оценки значений пористости в пластовых условиях по значениям пористости, определенных в атмосферных условиях, построена эмпирическая зависимость, представленная на рис. 2.

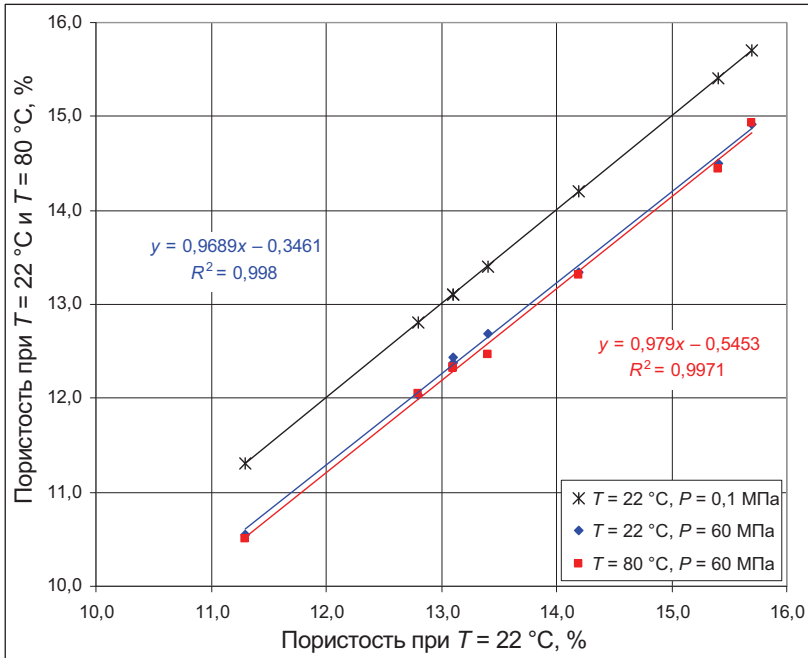


Рис. 2. Сопоставление пористости образцов в атмосферных условиях и в условиях моделирующих пластовые

Результаты экспериментов (см. рис. 1, 2) показали, что при эффективном давлении 60 МПа изменения пористости за счет увеличения температуры на 58 °C (от 22 до 80 °C) весьма незначительны – не превышают 0,06 %. В то же время при постоянной температуре, равной 20 и 80 °C, изменения пористости за счет увеличения эффективного давления до 60 МПа достигают 0,77 и 0,83 % соответственно. Таким образом, можно еще раз констатировать, что основным фактором, влияющим на изменение пористости образцов в термобарических условиях пласта является эффективное давление, влияние которого можно описать зависимостью (3).

Влияние эффективного давления и температуры на параметр пористости образцов

Для определения пористости по данным геофизических исследований скважин (ГИС) часто применяется метод электрического каротажа. Интерпретация его результатов основана на зависимости между параметром пористости и коэффициентом пористости [3, 4]. Результаты экспериментальных исследований, представленные на рис. 3, свидетельствуют о тесной связи параметра пористости и пористости образцов как в атмосферных условиях, так и в условиях, моделирующих пластовые.

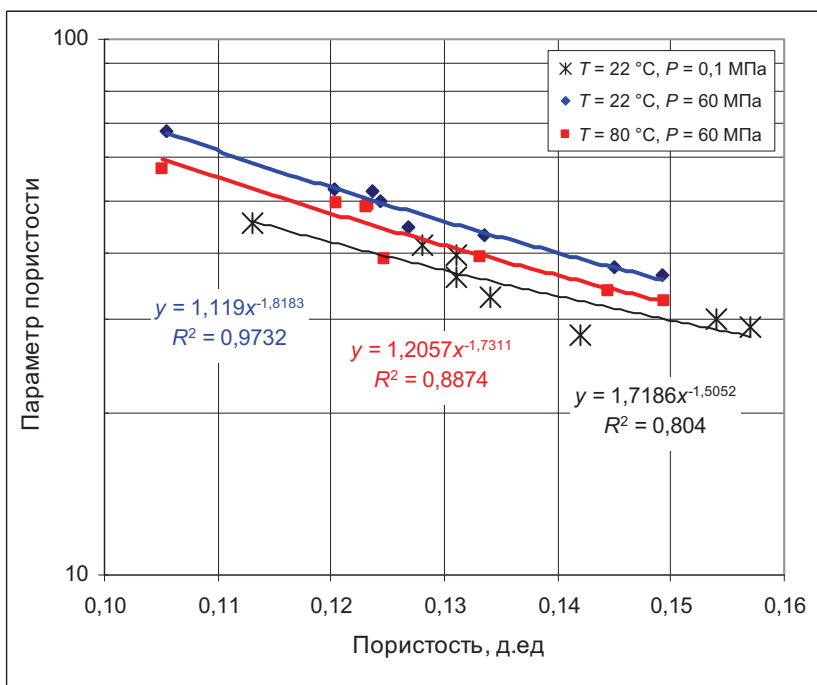


Рис. 3. Соотношения между пористостью и параметром пористости при различных давлениях и температурах

Согласно рис. 3 при моделировании термобарических пластовых условий происходят два противоположных процесса: с ростом температуры значение параметра пористости снижается, а с ростом эффективного давления параметр пористости растет. Одним из факторов, влияющих на формирование такого характера изменения параметра пористости, может являться наличие глинистых частиц в составе пород [1, 3–6].

На рис. 4 приведен пример влияния температуры на соотношение параметра пористости и эффективного давления для одного из образцов изученной коллекции. Согласно графикам изменение температуры не меняет характера рассматриваемых зависимостей.

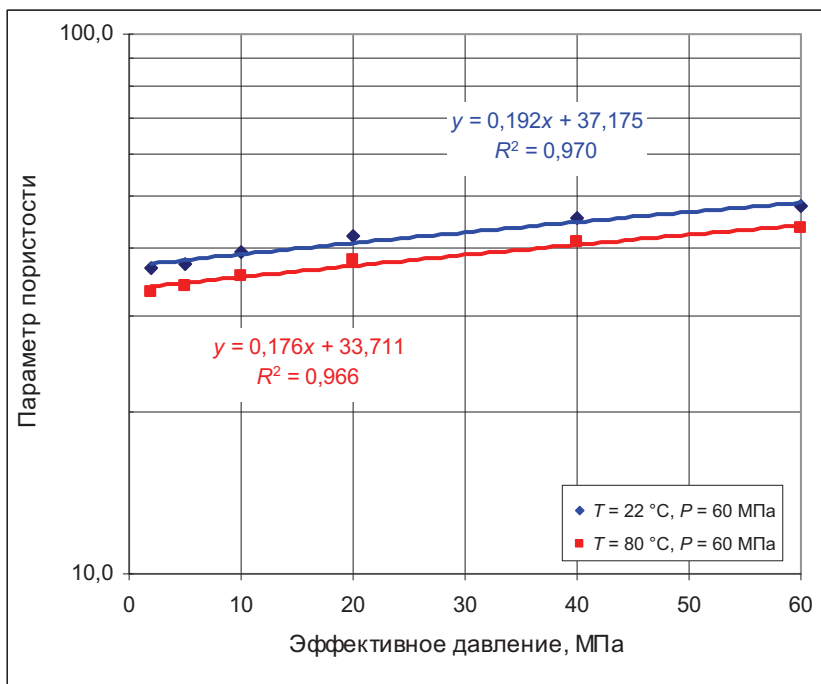


Рис. 4. Зависимость параметра пористости образцов от эффективного давления при различных температурах

Влияние эффективного давления и температуры на величину интервального времени образцов

Кроме электрических методов ГИС для определения значений пористости используется метод акустического каротажа. Тесные связи между скоростью распространения упругих волн, плотностью и пористостью пород создают благоприятные предпосылки для определения пористости образцов горных пород с использованием значений интервального времени. На образцах исследуемой коллекции определены интервальные времена при различных температурах (22 и 80 °С) и давлениях всестороннего обжима (0,1–60 МПа).

Влияние температуры на соотношения между интервальным временем и пористостью образцов иллюстрируют экспериментальные зависимости, приведенные на рис. 5.

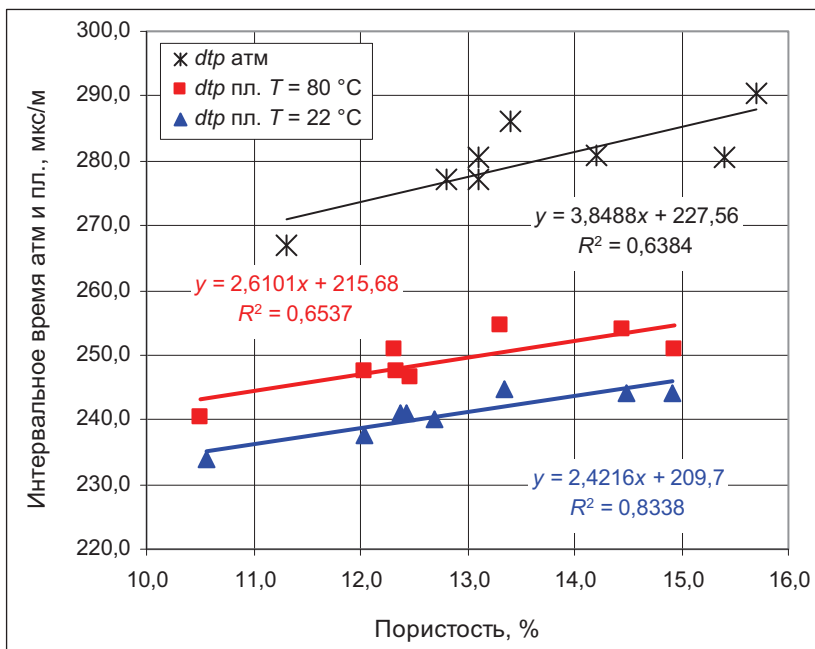


Рис. 5. Зависимости интервального времени от пористости образцов при различных давлениях и температурах

Влияние температуры на соотношения интервального времени и эффективного давления проиллюстрировано зависимостями, полученными для одного из образцов изученной коллекции (рис. 6).

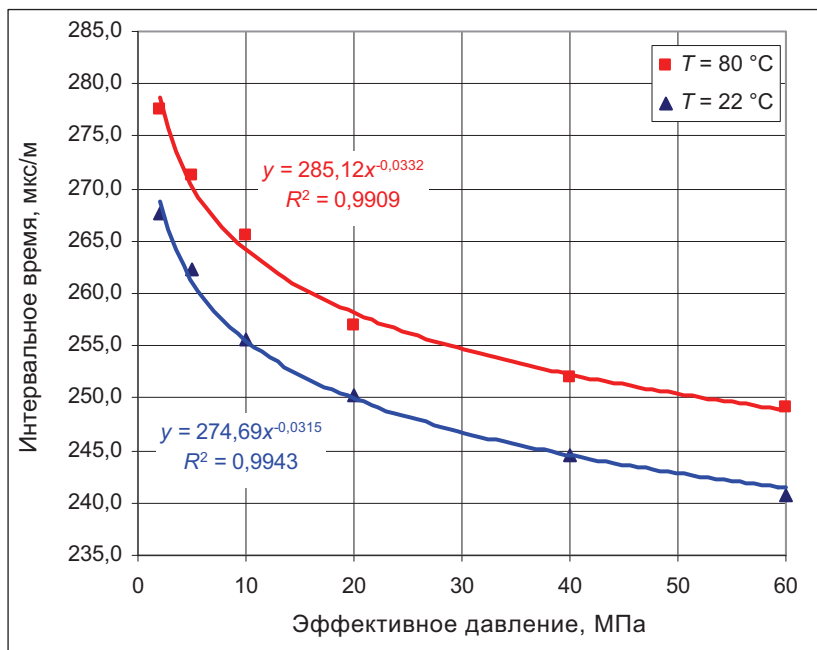


Рис. 6. Зависимость интервального времени образцов от эффективного давления

Влияние эффективного давления и температуры на акустический импеданс образцов

В настоящее время с целью повышения достоверности определения коэффициента пористости по данным АК все чаще используют комплексирование АК и ГГК_н. Рассмотрим акустический импеданс как интегральную характеристику породы. Акустический импеданс Z является комплексным параметром и рассчитывается как произведение скорости упругих волн v_p на объемную плотность породы δ_n породы: $Z = v_p \delta_n$. Наибольшее влияние на его величину оказывает плотность образцов, которая для исследованной коллекции изменяется в атмосферных условиях от 2,23 до 2,35 г/см³.

Опираясь на результаты вышеописанных экспериментов, выполненных при различных давлениях и температурах на коллекции образцов ачимовских отложений, получены эмпирические связи между акустическим импедансом и пористостью (рис. 7). Приведенные графики наглядно демонстрируют как количественное влияние пластового давления и пластовой температуры на выявленные соотношения, так и довольно высокую тесноту связи между пористостью и акустическим импедансом.

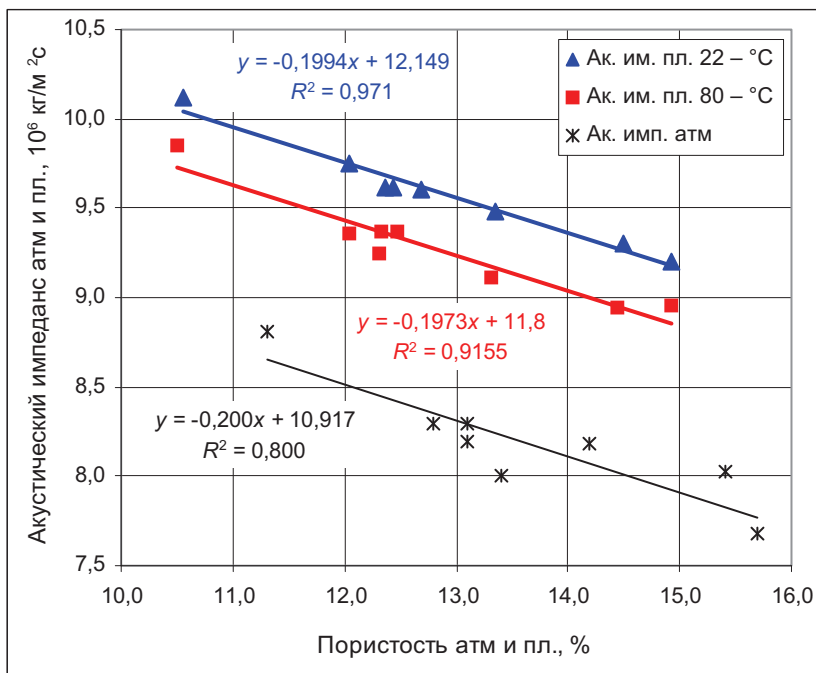


Рис. 7. Зависимость акустического импеданса от пористости образцов в атмосферных и пластовых условиях

Зависимость акустического импеданса от эффективного давления можно аппроксимировать степенной функцией. На рис. 8 представлена зависимость для одного из образцов коллекции.

Влияние изменения температуры на величины акустического импеданса невелико – при изменении температуры от 22 до 80 °C изменение акустического импеданса составляет 3–5 %.

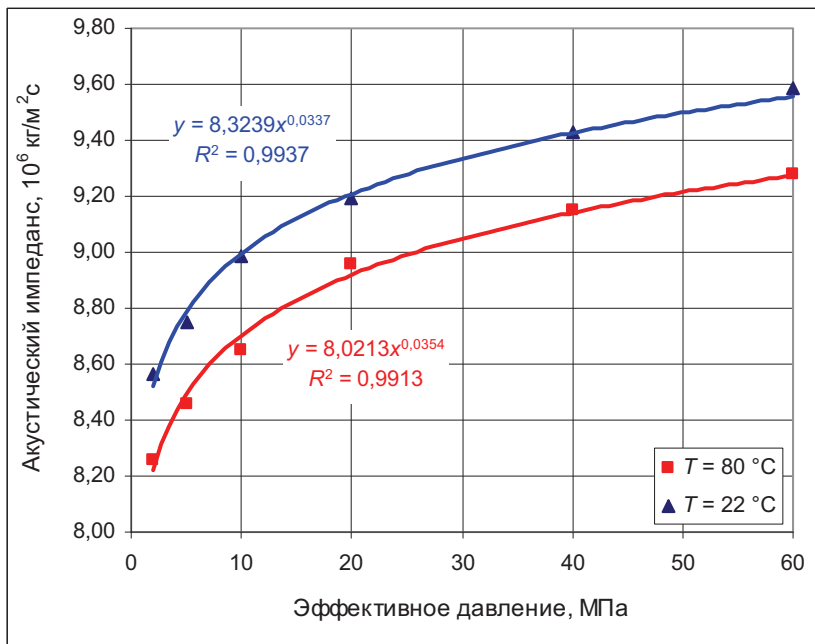


Рис. 8. Зависимость акустического импеданса образца от эффективного давления

В результате экспериментального изучения влияния давления и температуры на петрофизические характеристики образцов горных пород ачимовской толщи выявлен характер зависимостей и получены численные оценки изменений этих характеристик от температуры и давления в пласте для исследованной коллекции образцов.

Полученные результаты характеризуют динамику изменений петрофизических характеристик ачимовских отложений при моделировании изменений термобарических условий пласта.

Список литературы

1. Авчян Г.М. Петрофизика осадочных пород в глубинных условиях / Г.М. Авчян, А.А. Матвиенко, З.Б. Стефанкевич. – М.: Недра, 1979. – 224 с.

2. *Гудок Н.С.* Изучение физических свойств пористых сред / Н.С. Гудок. – М.: Недра, 1970. – 208 с.

3. *Дахнов В.Н.* Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород / В.Н. Дахнов. – М.: Недра, 1975. – 344 с.

4. *Дахнов В.Н.* Каротаж скважин, интерпретация каротажных диаграмм / В.Н. Дахнов. – М.: Гостоптехиздат, 1941. – 563 с.

5. *Добрынин В.М.* Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа / В.М. Добрынин. – М.: Недра, 1970. – 239 с.

6. *Добрынин В.М.* Петрофизика: учебник для вузов / В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Д.А. Кожевников. – М.: Недра, 1991. – 368 с.

7. *Жуков В.С.* Динамика физико-механических свойств горных пород (динамическая петрофизика) // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2002. – № 9. – С. 59–63.

8. *Жуков В.С.* Лабораторное моделирование снижения пластового давления при разработке месторождений нефти и газа // Бурение и нефть. – 2006. – № 1. – С. 8–9.

9. *Кузьмин Ю.О.* Современная геодинамика и вариации физических свойств горных пород / Ю.О. Кузьмин, В.С. Жуков. – М.: Горная книга, 2004. – 256 с.

10. *Павлова Н.Н.* Деформационные и коллекторские свойства горных пород / Н.Н. Павлова. – М.: Недра, 1975. – 240 с.

11. Распределение и корреляция показателей физических свойств горных пород: справ. пособие / М.М. Протодяконов, Р.И. Тедер, Е.И. Ильницкая и др. – М.: Недра, 1981.

12. *Рыжов А.Е.* Фильтрационно-емкостные свойства низкопроницаемых пород и их изменение в процессе разработки залежи // Проблемы газоносности СССР. – М.: ВНИИГАЗ, 1990. – С. 52–59.

13. *Рыжов А.Е.* Исследование аномальных явлений при фильтрации газа в низкопроницаемых коллекторах / А.Е. Рыжов, Н.В. Савченко // Актуальные проблемы состояния и развития газового комплекса России. – М.: ГАНГ, 1994. – С. 111.

14. Справочник по физическим свойствам минералов и горных пород при высоких термодинамических параметрах / под ред. М.П. Воларовича. – М.: Недра, 1978. – 237 с.

15. *Ставрогин А.Н.* Механика деформирования и разрушения горных пород / А.Н. Ставрогин, А.Г. Протосеня. – М.: Недра, 1992. – 224 с.

16. Ханин А.А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов / А.А. Ханин. – М.: Недра, 1976. – 295 с.

17. *Carpenter Ch.B.* Compressibility measurement of consolidated oil sands / Ch.B. Carpenter, G.B. Spenser // Oil weekly. – 1940. – V. 100. – № 3. – P. 22–29.

18. *Fatt I.* Compressibility of sandstone at low to moderate pressure // Bulletin American Associate of Petroleum Geologists. – 1958. – V. 42. – № 8. – P. 1924–1929.

19. *Geertsma J.* The effect of fluid pressure decline on volume changes of porous rocks // Trans. AIME. – 1957. – V. 210. – P. 331–339.

20. *Terzachi K.* Soil mechanics in engineering practice. – 2-nd ed. / K. Terzachi, R. Peck. – New-York: John Willey and Sons, 1967.