

550.8.05:622.279

В.С. Жуков

Основные причины изменения комплекса физических свойств коллекторов при разработке месторождений углеводородов

Ключевые слова: разработка месторождений, коллектор, пористость, физические свойства, эффективное давление, температура, пластовые условия.

Keywords: development of oil and gas fields, reservoir, porosity, physical properties, effective pressure, temperature, in situ conditions.

При разработке нефтегазовых месторождений в геологической среде происходят значительные изменения гидродинамического режима, что, несомненно, влияет на напряженно-деформационное состояние горных пород, а следовательно, и на их физико-механические и реологические свойства [1, 2], во многом определяющие эксплуатационные характеристики пластов-коллекторов. Любые дополнительные воздействия на геологическую среду приводят к изменению напряженного состояния и вызывают новые деформации горных пород, которые могут сопровождаться как их уплотнением, так и разуплотнением, что необходимо учитывать при выборе оптимальных условий воздействия. Знание этих изменений особенно необходимо при применении таких методов интенсификации, как законтурное заводнение и гидроразрыв пластов. С напряженно-деформационным состоянием связаны и такие явления, как обширные просадки земной поверхности и техногенные землетрясения на нефтегазовых месторождениях, прогнозирование которых также является немаловажной задачей.

При разработке месторождений нефти и газа, как правило, происходит снижение пластового давления, и так как горное давление вышележащих пород остается без изменений, то растет эффективное давление ($P_{эф}$). При этом происходит перераспределение напряжений, и ту часть нагрузки, которую принимал на себя содержащийся в порах горных пород флюид (газ, вода, нефть и т.д.), будет воспринимать уже скелет породы, ее твердая матрица.

В процессе разработки месторождений по разным причинам зачастую увеличивается содержание воды в пласте-коллекторе, что тоже существенно меняет его физические свойства. И значительно реже происходят изменения температуры коллектора в прискважинной зоне, которые могут быть вызваны дроссельным эффектом при резком снижении пластового давления либо термическим воздействием на пласт при мероприятиях увеличения углеводородоотдачи пласта.

Применяемые в настоящее время геофизические методы исследования скважин не позволяют напрямую изучать весь комплекс процессов (включая деформационные), происходящих в пласте при разработке месторождений. Поэтому автором было проведено физическое моделирование некоторых из этих процессов в лабораторных условиях (в развитие подобных работ, которые ранее проводили Г.М. Авчян, Н.С. Гудок, В.М. Добрынин, Н.Н. Павлова, А.Е. Рыжов, Н.В. Савченко, А.Н. Ставрогин, А.Г. Протосеня, В.А. Ханин, Ch.B. Carpenter, I. Fatt, J. Geertsma [3–26] и др.).

Влияние изменений температуры на физические свойства коллектора

Повышение температуры пласта вызывает тепловое расширение породообразующих минералов и приводит к небольшим изменениям их плотности и пористости, что обуславливает изменения физических свойств горных пород. При нагревании горных пород происходят изменения электрохимических свойств поверхности минералов и насыщающего породу флюида (воды), что также влияет на физические свойства коллекторов [3, 5–7, 9, 11, 13, 22].

Во-первых, удельное электрическое сопротивление ($УЭС$) минералов, составляющих твердый скелет горных пород, варьируется в широких пределах и умень-

шается с повышением температуры [3, 5–7, 9, 11, 13, 22]. Величина и интенсивность уменьшения сопротивления минералов с повышением температуры являются функциями их химического состава и структуры. Наличие в твердой фазе минералов с электронной проводимостью оказывает существенное влияние на зависимость сопротивления горных пород от температуры. В температурном поле УЭС твердой фазы горной породы, состоящей из n минералов, которые чаще являются диэлектриками и реже – полупроводниками, подчиняется экспоненциальному закону [8, 11]:

- для диэлектриков:

$$\rho_T = \sum_{i=1}^n \rho_{0i}^{E_{0i}/kT}, \quad (1)$$

- полупроводников:

$$\rho_T = \sum_{i=1}^n \rho_{0i}^{E_{0i}/2kT}, \quad (2)$$

где ρ_T и ρ_0 – УЭС при температуре T и 0 К, Ом·м; i – порядковый номер минерала от 1 до n ; E_0 – энергия активации i -го минерала, эВ; k – постоянная Больцмана, эВ⁻¹·К; T – температура, К.

Во-вторых, температура влияет на сопротивление растворов, насыщающих поровое пространство горных пород. Осложняется это и тем, что сопротивление растворов с различным составом солей по-разному меняется с изменением температуры вследствие различной активности входящих в их состав анионов и катионов. Изменение сопротивления насыщающей породу модели пластовой воды при изменении температуры можно учесть с помощью специальных палеток или по формуле [5]:

$$P_T = \frac{1}{1 + (\alpha_0 + \delta_T \eta_{ст})(T - 20^\circ)}, \quad (3)$$

где P_T – температурный параметр; α_0 – температурный коэффициент электропроводности поровых вод, меняющийся в зависимости от их химического состава от $150 \cdot 10^{-4}$ до $260 \cdot 10^{-4}$ (для NaCl $\alpha_0 = 216 \cdot 10^{-4} 1/^\circ\text{C}$); δ_T – коэффициент, учитывающий влияние твердой составляющей породы преимущественно за счет дополнительной электропроводности, созданной глинистыми минералами.

Если коллектор содержит глинистую компоненту, то изменение его температуры может приводить к появлению дополнительной поверхностной проводимости за счет изменения параметров двойного электрического слоя,

возникающего на границе твердой и жидкой фаз. Это влияние можно учесть с помощью коэффициента δ_T , который определяется минеральным составом глин и минерализацией пластовой воды. В первом приближении δ_T можно считать не зависящим от температуры [9]. Экспериментальные исследования коллекции глин [5] показали, что его значение при минерализации воды 250 кг/м^3 NaCl находится в пределах от 0 до 10^{-2} и возрастает с повышением содержания глинистых минералов с высокой поверхностной активностью.

В работе [5] сделан вывод о том, что «для чистых коллекторов при температуре, не превышающей 200–250 °С, зависимость УЭС горных пород от температуры не отличается от аналогичной зависимости для водных растворов, насыщающих коллектор». Наиболее просто с достаточной для практического применения точностью можно оценить влияние температуры на сопротивление раствора солей с помощью формулы Арпа [13]:

$$\rho_{\sigma T_2} = \rho_{\sigma T_1} \left(\frac{T_1 + 21,5}{T_2 + 21,5} \right), \quad (4)$$

где $\rho_{\sigma T_1}$ и $\rho_{\sigma T_2}$ – УЭС пластовой воды (Ом·м) при температурах T_1 и T_2 , °С.

Изменение упругих свойств горных пород при обводнении

Степень влияния флюида, насыщающего поры и микротрещины породы, зависит от его свойств (сжимаемости, плотности и др.), свойств твердой фазы породы и упругости скелета. Насыщение порового пространства смазывающей жидкостью, химически не взаимодействующей с твердой фазой, увеличивает объемную упругость пористой среды и, следовательно, приводит к повышению скорости распространения продольных волн [3]. Аналитические расчеты скоростей упругих волн для сухих и насыщенных 10%-ным раствором NaCl горных пород показали, что в зависимости от упругости скелета влияние водонасыщения на скорость может достигать 50 % и больше. Сделан вывод [3] о том, что в неплотных формациях по данным измерений скорости распространения ультразвуковых упругих волн можно различать заполнение пор жидкостью.

Исследования зависимости упругих модулей от давления, выполненные на сухих и водонасыщенных образцах бедфордского известняка [20], показали, что наибольшие изменения от

водонасыщенности испытывают модуль сжатия и коэффициент Пуассона, в то время как модуль сдвига почти не зависит от нее (рис. 1).

В работе [19] приведены зависимости скоростей упругих волн от степени насыщения массивного песчаника водой (рис. 2).

Показано, что скорости слабо зависят от насыщения до уровня примерно 95 %, после чего скорость продольной волны очень быстро растет до величины, характерной для 100%-ной водонасыщенности.

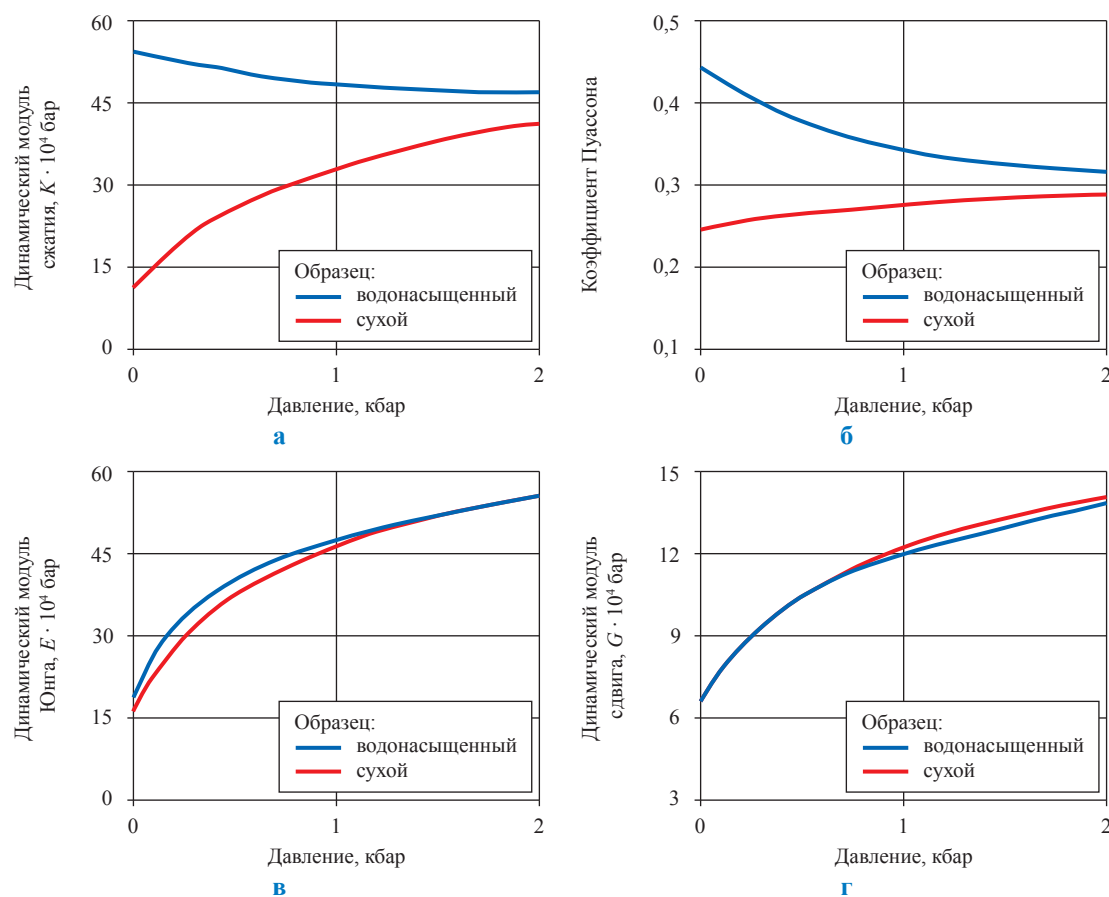


Рис. 1. Зависимости динамических упругих модулей бедфордского известняка от давления и характера насыщения водой [20]:

а – динамический модуль сжатия; б – коэффициент Пуассона;
в – динамический модуль Юнга; г – динамический модуль сдвига

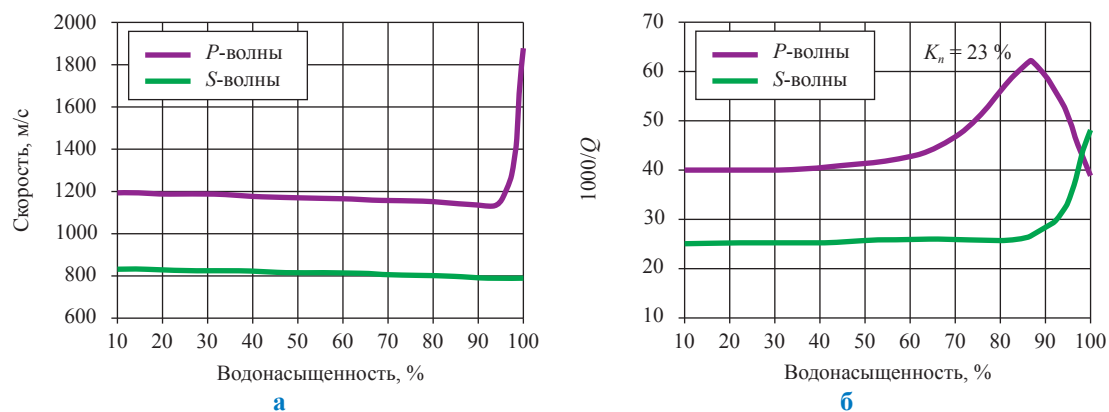


Рис. 2. Зависимость скорости распространения (а) и затухания (б) упругих волн образцов массивного песчаника от степени его водонасыщенности [19] (K_n – коэффициент пористости)

Зависимости изменения комплекса физических свойств коллектора от роста эффективного давления и температуры

Основной целью проводившихся ранее испытаний образцов в условиях, моделирующих пластовые [3–8, 10, 11, 13, 14 и др.], являлось определение влияния литологического и минерального составов пород на их петрофизические свойства. Целью исследований автора являлось определение влияния на комплекс физических свойств образцов коллектора горных пород главных термобарических факторов (эффективного давления и температуры), сопровождающих процесс разработки месторождения.

Данная задача решалась путем раздельного определения характера влияния эффективного давления и температуры на породы ачимовской пачки, которая является одной из перспективных для прироста запасов газа и увеличения добычи на таких месторождениях, как Ямбургское, Уренгойское и др. Исследованная коллекция состояла из восьми типичных образцов горных пород, отобранных из пластов Ач₀₁ и Ач₃ и представленных песчаниками и алевролитами, имевшими в атмосферных условиях открытую пористость от 11,3 до 15,7 % и абсолютную проницаемость от 0,53 до 5,4 мД [22, 23].

В процессе проведения экспериментальных испытаний коллекции образцов проводилось увеличение эффективного давления с 2,0 до 60,0 МПа при постоянном поровом давлении и сопоставлялись значения параметров при температурах 22 и 80 °С.

Среднее значение пористости образцов в процессе увеличения эффективного давления до 60,0 МПа при температуре 80 °С (рис. 3) уменьшилось с 13,625 до 12,794 %, т.е. на 0,83 % (или 0,0083 при K_n в д.ед.) или на 6,1 % относительно начального значения пористости ($P_{эф} = 2,0$ МПа, $T = 80$ °С). В первом приближении можно оценить изменения пористости на 0,0105 % при увеличении эффективного давления на 1 атм, а изменения пористости на 0,0082 % на один градус роста температуры при сопоставлении значений при 22 и 80 °С.

Наиболее часто для определения пористости используются данные электрического каротажа, по которым можно рассчитать величину параметра пористости (P_n) как отношение УЭС водонасыщенной горной породы и УЭС насыщающего раствора. Среднее значение параметра пористости в процессе увеличения эффективного давления до 60 МПа при температуре 80 °С (рис. 4) выросло с 33,23 до 43,54 (или на 31 %), что позволяет оценить в первом

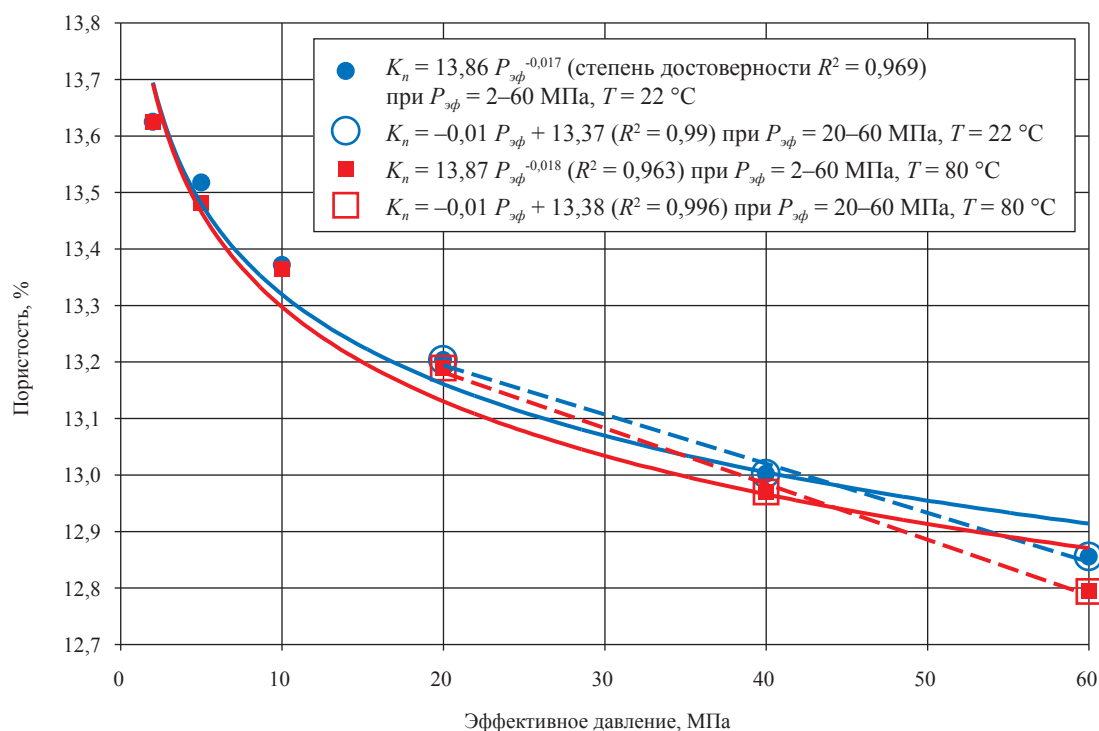


Рис. 3. Влияние роста эффективного давления на коэффициент пористости при температуре 22 и 80 °С

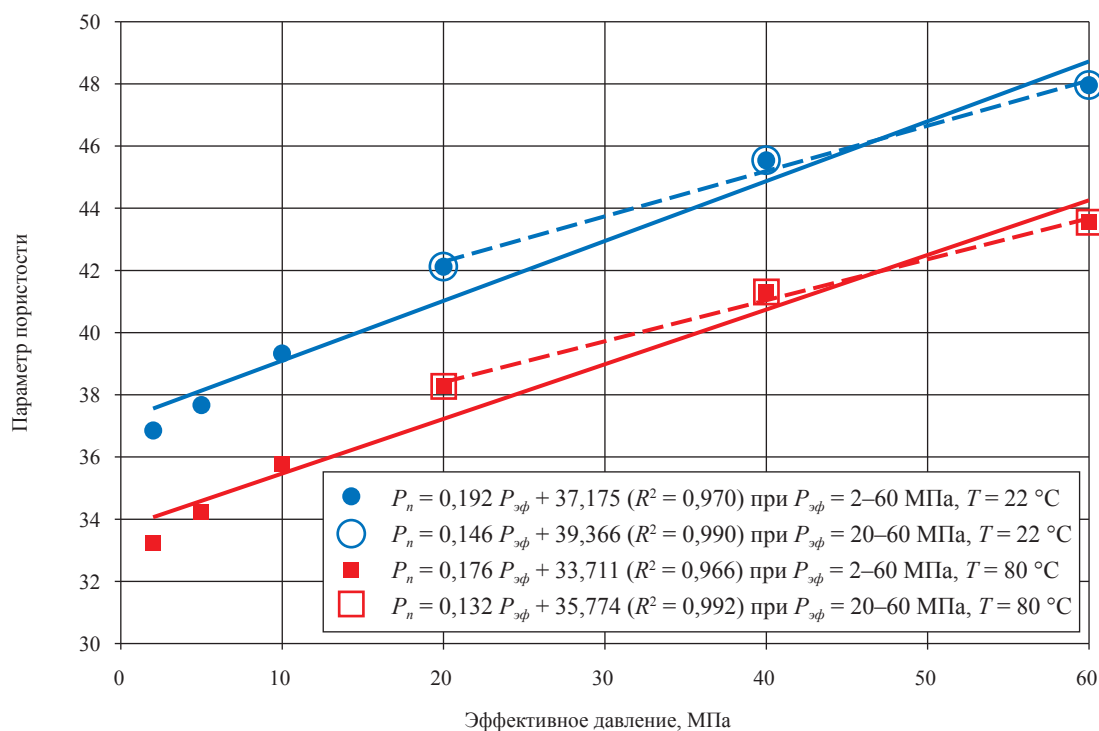


Рис. 4. Зависимость параметра пористости от эффективного давления при температуре 22 и 80 °C

приближении его изменения величиной 0,0535 % при изменении эффективного давления на 1 атм, а также изменения параметра пористости величиной 0,158 % на один градус изменения температуры. Отметим, что использование неполного графика изменений (пунктирные линии на рис. 4) может привести к несколько иным оценкам изменений данного параметра с ростом эффективного давления.

Данные акустического каротажа, в частности определение интервального времени (Δt_p) прохождения упругой продольной волной расстояния в один метр, также часто используются в практике оценки пористости коллекторов. Изменения среднего значения интервального времени при росте эффективного давления до 60,0 МПа (рис. 5) составили 28,5 мкс/м (приблизительно 0,0491 мкс/м при изменении эффективного давления на 1 атм). В то же время, применяя аппроксимацию степенной зависимостью, эти изменения можно оценить величиной 0,0153 мкс/м, что более чем в три раза меньше, чем полученная в первом приближении оценка. Изменения интервального времени от температуры можно оценить величиной 0,142 мкс/м на один градус изменения температуры.

Среднее значение скоростей продольных волн (v_p) при росте эффективного давления с 2,0 до 60,0 МПа (рис. 6) увеличилось с 3,61 до 4,02 км/с (или 0,41 км/с), что в первом приближении составляет 0,00071 км/с при изменении эффективного давления на 1 атм. В то же время, применяя аппроксимацию экспериментально выявленной степенной зависимостью, градиент изменения скоростей продольных волн от давления можно оценить величиной 0,00024 км/с в диапазоне эффективных давлений, действующих в пласте, что существенно отличается в меньшую сторону от полученной в первом приближении оценки. Средние значения скоростей продольных волн при разных температурах отличаются друг на друга на 0,137 км/с. При перепаде температур 58 °C изменения скоростей продольных волн от температуры можно оценить величиной 0,0024 км/с при изменении температуры на один градус.

Для планирования разработки месторождений существенное значение имеет изменение флюидонасыщенного объема коллектора в процессе разработки. Сжимаемость порового пространства ($B_{пор}$) характеризует изменение объема коллектора (в долях от начального значения) при снижении пластового давления (росте эффективного давления). Среднее значение сжи-

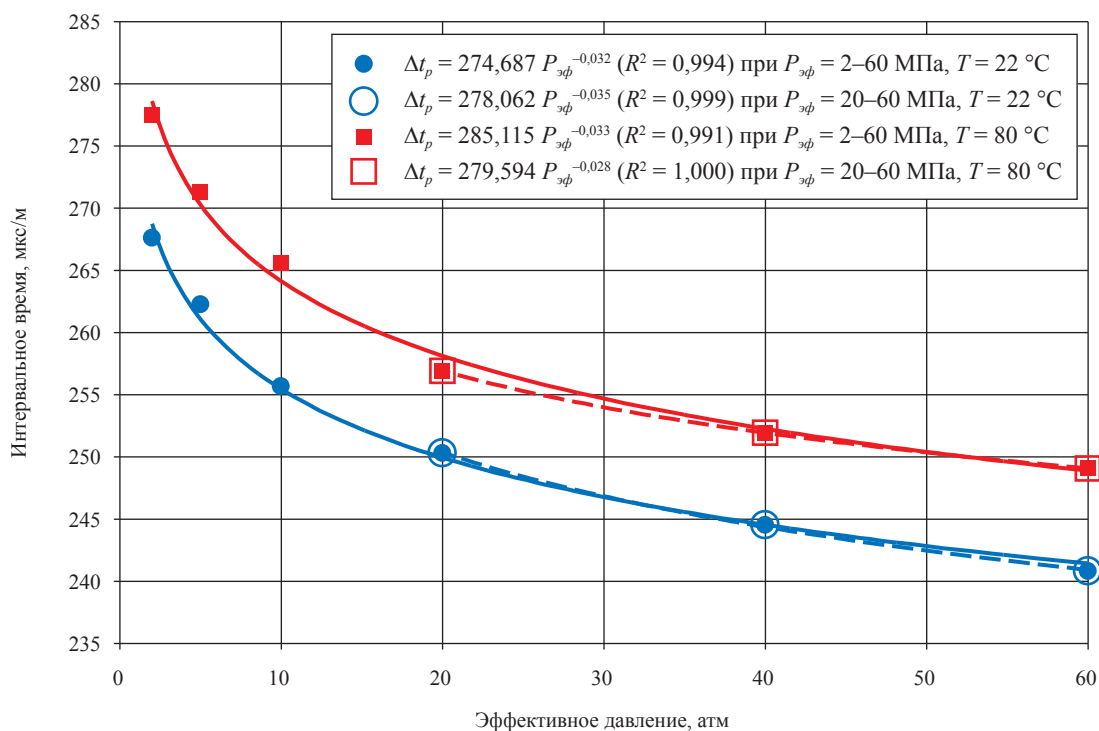


Рис. 5. Зависимость интервального времени от эффективного давления при температуре 22 и 80 °C

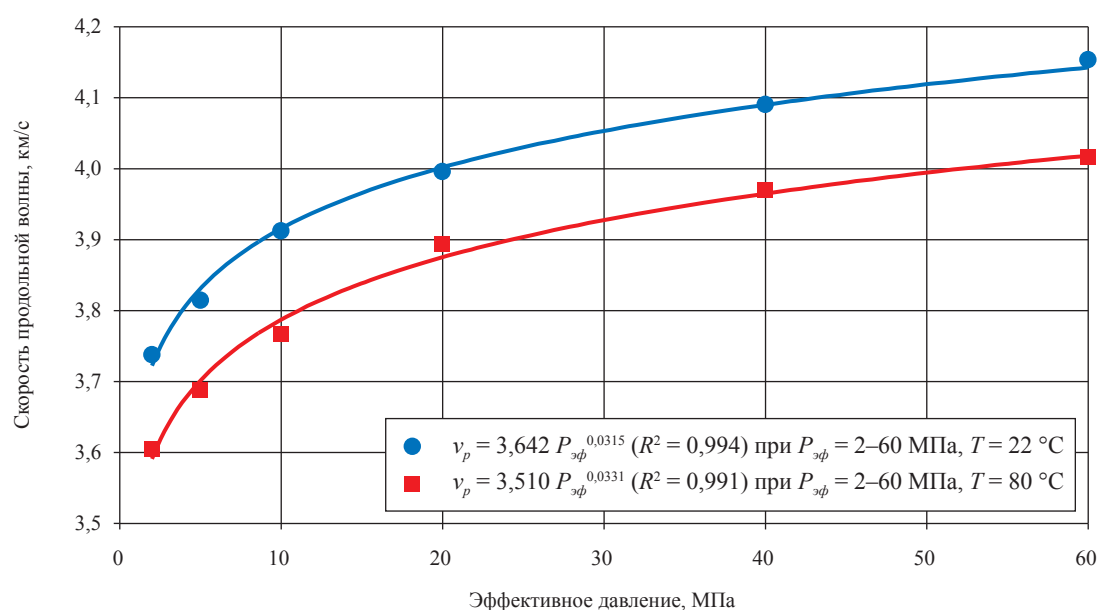


Рис. 6. Зависимость скорости продольной волны от эффективного давления при температуре 22 и 80 °C

маемости исследованных образцов коллектора при увеличении эффективного давления с 2,0 до 60,0 МПа уменьшилось с $2,11 \cdot 10^{-4}$ до $1,02 \cdot 10^{-4}$ 1/атм, т.е. на $1,09 \cdot 10^{-4}$ 1/атм (рис. 7). Относительное уменьшение сжимаемости – 51,5 %. В первом приближении (при линейной аппроксимации) оценка увеличения сжи-

маемости порового пространства при росте эффективного давления составляет 0,089 %/атм. Вновь отметим, что использование неполного графика изменений (пунктирные линии на рис. 7) может привести к иным оценкам изменений данного параметра с ростом эффективного давления.

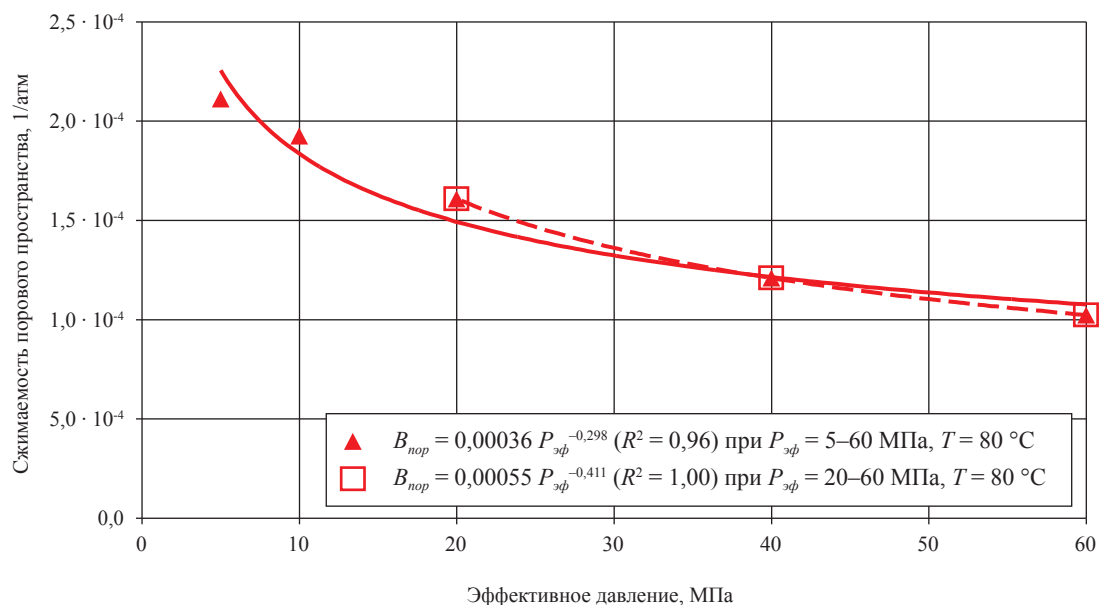


Рис. 7. Зависимость сжимаемости порового пространства коллектора от эффективного давления при температуре 80 °C

Все данные об изменениях физических свойств исследованных образцов коллектора при моделировании пластовых термобарических условий сведены в табл. 1 и 2.

В заключение отметим, что основной причиной изменения физических свойств коллекторов в процессе разработки месторождений является рост эффективного давления, обу-

Таблица 1

Результаты исследования влияния эффективного давления при одинаковой температуре (80 °C)

Параметры	Ед. изм.	$P_{эф} = 2,0$ МПа	$P_{эф} = 60,0$ МПа	Изменение параметра	Изменение параметра, %	%/атм	Ед. изм. парам./атм
K_n	д.ед.	0,13625	0,12794	-0,0083	-6,0991	-0,0105	-0,000014
P_n	д.ед.	33,233	43,543	10,310	31,025	0,0535	0,017776
Δt_p	мкс/м	277,53	249,07	-28,461	-10,255	-0,0177	-0,049070
v_p	км/с	3,605	4,0161	0,411	11,393	0,0196	0,000708
Плотность образца	г/см ³	2,2900	2,3092	0,019	0,838	0,0014	0,000033
Акустический импеданс, Z	10 ⁶ кг/м ² ·с	8,259	9,276	1,017	12,311	0,0212	0,001753
УЭС	Ом·м	9,64	12,63	2,990	31,02	0,0535	0,005155
$B_{пор}$	1/атм	$2,11 \cdot 10^{-4}$	$1,02 \cdot 10^{-4}$	$-1,09 \cdot 10^{-4}$	-51,53	-0,0888	$-1,98 \cdot 10^{-7}$

Таблица 2

Результаты влияния температуры 22 и 80 °C при одном и том же эффективном давлении (60 МПа)

Параметры	Ед. изм.	$T = 22$ °C	$T = 80$ °C	Изменение параметра	Изменение параметра, %	%/град	Ед. изм. парам./град
K_n	д.ед.	0,12855	0,12794	0,0006	0,4745	0,0082	0,000011
P_n	д.ед.	47,946	43,543	4,4031	9,1833	0,1583	0,075915
Δt_p	мкс/м	240,82	249,07	-8,2517	-3,427	-0,0591	-0,142270
v_p	км/с	4,153	4,016	0,1373	3,3045	0,0570	0,002366
Плотность образца	г/см ³	2,3078	2,3092	-0,0014	-0,062	-0,0011	-0,000025
Акустический импеданс, Z	10 ⁶ кг/м ² ·с	9,587	9,276	0,3110	3,2444	0,0559	0,005363
УЭС	Ом·м	31,17	12,63	18,54	59,48	1,03	0,319612

словенный снижением пластового давления. Получены экспериментальные данные об изменениях ряда физических свойств коллектора в зависимости от изменений эффективного давления в пласте, сопровождающих процессы разработки месторождений, и сделаны в первом приближении оценки этих изменений. Необходимо проведение дополнительных экспериментальных испытаний образцов в термо-

барических условиях, моделирующих пластовые, для уточнения этих зависимостей, особенно отличающихся от линейных. Полученные зависимости и оценки изменений физических свойств коллекторов могут быть использованы при оптимизации процессов разработки месторождений как для оценки изменений пластовых условий, так и для оценки степени изменения коллекторов.

Список литературы

1. Жуков В.С. Динамика физико-механических свойств горных пород (динамическая петрофизика) / В.С. Жуков // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2002. – № 9. – С. 59–63.
2. Жуков В.С. Лабораторное моделирование снижения пластового давления при разработке месторождений нефти и газа / В.С. Жуков // Бурение и нефть. – 2006. – № 1. – С. 8–9.
3. Авчян Г.М. Петрофизика осадочных пород в глубинных условиях / Г.М. Авчян, А.А. Матвиенко, З.Б. Стефанкевич. – М.: Недра, 1979. – 224 с.
4. Гудок Н.С. Изучение физических свойств пористых сред / Н.С. Гудок. – М.: Недра, 1970. – 208 с.
5. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород / В.Н. Дахнов. – М.: Недра, 1985.
6. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа / В.М. Добрынин. – М.: Недра, 1970. – 239 с.
7. Добрынин В.М. Петрофизика: учеб. для вузов / В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Д.А. Кожевников. – М.: Недра, 1991. – 368 с.
8. Дортман Н.Б. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых (петрофизика): справ. геофизика / Н.Б. Дортман. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1984. – 455 с.
9. Куликов Б.Н. Влияние температуры на удельное электрическое сопротивление песчано-глинистых пород / Б.Н. Куликов // Труды МИНХиГП. – 1979. – Вып. 144. – С. 7–11.
10. Павлова Н.Н. Деформационные и коллекторские свойства горных пород / Н.Н. Павлова. – М.: Недра, 1975. – 240 с.
11. Пархоменко Э.И. Электрические свойства горных пород / Э.И. Пархоменко. – М.: Наука, 1965. – 164 с.
12. Ставрогин А.Н. Механика деформирования и разрушения горных пород / А.Н. Ставрогин, А.Г. Протосеня. – М.: Недра, 1992. – 224 с.
13. Тиаб Дж. Петрофизика. Теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов / Дж. Тиаб, Эрл. Ч. Доналдсон; пер. с англ. – 2-е изд. – М.: Премимум инжиниринг, 2011. – 868 с.
14. Ханин А.А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов / А.А. Ханин. – М.: Недра, 1976. – 295 с.
15. Carpenter Ch.B. Compressibility measurement of consolidated oil sands / Ch.B. Carpenter, G.B. Spenser // Oil weekly. – 1940. – V. 100. – № 3. – P. 22–29.
16. Fatt I. Compressibility of sandstone at low to moderate pressure / I. Fatt // Bulletin American associate of petroleum geologists. – 1958. – V. 42. – № 8. – P. 1924–1929.
17. Fatt I. The effect of fluid pressure decline on volume changes of porous rocks / I. Fatt // Trans. AIME. – 1957. – V. 210. – P. 331–339.
18. Geertsma J. Land subsidence above compacting oil and gas reservoir / J. Geertsma // Journal of Petroleum technology. – 1973. – № 6. – P. 734–744.
19. Marphy W.F. Effects of partial water saturation on attenuation in Massillon sandstone and Vycor porous glass / W.F. Marphy // Journal Acoustical Society. – 1982. – V. 71. – P. 1458–1468.
20. Nur A. Stress induced velocity anisotropy in rock, an experimental study / A. Nur, G. Simmons // Journal Geophysical Research. – 1969. – № 74. – V. 6667–6674.
21. Terzachi K. Soil mechanics in engineering practice / K. Terzachi, R. Peck. – 2nd ed. – New-York: John Willey and Sons. – 1967.

22. Рыжов А.Е. Влияние пластовых термобарических условий на петрофизические характеристики образцов горных пород ачимовской толщи / А.Е. Рыжов, В.С. Жуков, О.В. Иселидзе и др. // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. – М.: ВНИИГАЗ, 2010. – С. 145–156.
23. Жуков В.С. Влияние геодинамических процессов, сопровождающих разработку нефтегазовых месторождений на петрофизические параметры образцов горных пород ачимовской толщи / В.С. Жуков, О.В. Иселидзе, А.Е. Рыжов // Современная геодинамика недр и эколого-промышленная безопасность объектов нефтегазового комплекса: мат. Междунар. конф. – М.: Институт Африки РАН, 2009. – С. 39–45.
24. Кузьмин Ю.О. Современная геодинамика и вариации физических свойств горных пород / Ю.О. Кузьмин, В.С. Жуков. – М.: Горная книга, 2004. – 262 с.
25. Рыжов А.Е. Фильтрационно-емкостные свойства низкопроницаемых пород и их изменение в процессе разработки залежи / А.Е. Рыжов // Проблемы газоносности СССР. – М.: ВНИИГАЗ, 1990. – С. 52–59.
26. 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.

References

1. Zhukov V.S. Dynamics of physical and mechanical rock properties (dynamic petrophysics) / V.S. Zhukov // Mining informational analytical bulletin. – 2002. – № 9. – P. 59–63.
2. Zhukov V.S. Laboratory modeling of stratal pressure reduction during oil and gas field development / V.S. Zhukov // Drilling and Oil. – 2006. – № 1. – P. 8–9.
3. Avchyan G.M. Petrophysics of sedimentary rocks in deep conditions / G.M. Avchyan, A.A. Matviyenko, Z.B. Stefankevich. – Moscow: Nedra, 1979. – 224 p.
4. Gudok N.S. Study of physical properties of porous media / N.S. Gudok. – Moscow: Nedra, 1970. – 208 p.
5. Dakhnov V.N. Geophysical methods of determination of reservoir properties and oil and gas content of rocks / V.N. Dakhnov. – Moscow: Nedra, 1985.
6. Dobrynin V.M. Deformation and alteration of physical properties of oil and gas reservoirs / V.M. Dobrynin. – Moscow: Nedra, 1970. – 239 p.
7. Dobrynin V.M. Petrophysics: textbook for universities / V.M. Dobrynin, B.Yu. Vendelshtein, D.A. Kozhevnikov. – Moscow: Nedra, 1991. – 368 p.
8. Dortman N.B. Physical properties of rocks and mineral resources (petrophysics): geophysicist's reference aid / N.B. Dortman. – 2nd ed., revised and enlarged. – Moscow: Nedra, 1984. – 455 p.
9. Kulikov B.N. Temperature impact on specific electrical resistance of sand and clay rocks / B.N. Kulikov // Papers of the Moscow Institute for Petrochemical and Gas Industry. – 1979. – Issue. 144. – P. 7–11.
10. Pavlova N.N. Deformation and reservoir properties of rocks / N.N. Pavlova. – Moscow: Nedra, 1975. – 240 p.
11. Parkhomenko E.I. Electrical rock properties / E.I. Parkhomenko. – Moscow: Nauka, 1965. – 164 p.
12. Stavrogin A.N. Rock deformation and destruction dynamics / A.N. Stavrogin, A.G. Protosenya. – Moscow: Nedra, 1992. – 224 p.
13. Tiab J. Petrophysics. theory and practice of study of reservoir rock properties and stratal fluid motion / J. Tiab, Earl. Ch. Donaldson; translated from English. – 2nd ed. – Moscow: Premium Engineering, 2011. – 868 p.
14. Khanin A.A. Oil and gas strata petrophysics / A.A. Khanin. – Moscow: Nedra, 1976. – 295 p.
15. Carpenter Ch.B. Compressibility measurement of consolidated oil sands / Ch.B. Carpenter, G.B. Spenser // Oil weekly. – 1940. – V. 100. – № 3. – P. 22–29.
16. Fatt I. Compressibility of sandstone at low to moderate pressure / I. Fatt // Bulletin American associate of petroleum geologists. – 1958. – V. 42. – № 8. – P. 1924–1929.
17. Fatt I. The effect of fluid pressure decline on volume changes of porous rocks / I. Fatt // Trans. AIME. – 1957. – V. 210. – P. 331–339.
18. Geertsma J. Land subsidence above compacting oil and gas reservoir / J. Geertsma // Journal of Petroleum technology. – 1973. – № 6. – P. 734–744.
19. Marphy W.F. Effects of partial water saturation on attenuation in Massillon sandstone and Vycor porous glass / W.F. Marphy // Journal Acoustical Society. – 1982. – V. 71. – P. 1458–1468.

20. Nur A. Stress induced velocity anisotropy in rock, an experimental study / A. Nur, G. Simmons // *Journal Geophysical Research*. – 1969. – № 74. – V. 6667–6674.
21. Terzachi K. Soil mechanics in engineering practice / K. Terzachi, R. Peck. – 2nd ed. – New-York: John Willey and Sons. – 1967.
22. Ryzhov A.E. Impact of stratal thermobaric conditions on petrophysical properties of rock specimens from the Achimovskaya stratum / A.E. Ryzhov, V.S. Zhukov, O.V. Iselidze et al. // *Actual problems of research of stratal hydrocarbon field systems: collection of scientific papers*. – Moscow: VNIIGAZ, 2010. – P. 145–156.
23. Zhukov V.S. Impact of geodynamic processes accompanying oil and gas field development on petrophysical parameters of rock specimens from the Achimovskaya stratum / V.S. Zhukov, O.V. Iselidze, A.E. Ryzhov // *Recent geodynamics of the subsurface and environmental and industrial safety of oil and gas complex facilities: proceedings of the international conference*. – Moscow: Institute of Africa of the Russian Academy of Sciences, 2009. – P. 39–45.
24. Kuzmin Yu.O. Recent geodynamics and variations of physical rock properties / Yu.O. Kuzmin, V.S. Zhukov. – Moscow, 2004. – 262 p.
25. Ryzhov A.E. Permeability and porosity of low-permeable rocks and their change in the process of deposit development / A.E. Ryzhov // *Problems of the Gas Content in the USSR*. – Moscow: VNIIGAZ, 1990. – P. 52–59.
26. Ryzhov A.E. Study of anomalous phenomena during gas filtration in low-permeable reservoirs / A.E. Ryzhov, N.V. Savchenko // *Topical issues of the condition and development of the gas complex in Russia*. – Moscow: GANG, 1994. – P. 111.