

УДК 622.817.9:622.83

В.С. Жуков

ОЦЕНКА ИЗМЕНЕНИЙ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ, ВЫЗВАННЫХ РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Проведено моделирование процесса разработки месторождений путем изменения напряженного состояния образцов для оценки изменений физических свойств коллекторов

Ключевые слова: физические свойства коллектора, нефть, газ, скважины, пластовое давление, пористость

Семинар № 2

При разработке месторождений нефти и газа, как правило, происходит снижение пластового давления, а горное давление вышележащих пород остается без изменений. При этом будет происходить перераспределение напряжений и часть нагрузки, которую принимал на себя, содержащийся в порах горных пород флюид (газ, вода, нефть и т.д.) будет воспринимать уже скелет породы, её твердая матрица.

Применяемые в настоящее время методы исследования скважин не позволяют напрямую исследовать деформационные процессы, происходящие в пласте. В связи с этим нами было проведено физическое моделирование этих процессов в лабораторных условиях, в развитие подобных работ, которые проводили ранее Г.М. Авчин, Н.С. Гудок, В.М. Добрынин, Н.Н. Павлова, А.Е.. Рыжков, Н.В. Савченко, А.Н. Ставрогин, А.Г. Протосеня, В.А. Ханин, Ch.B. Carpenter, I.Fatt, J.Geertsma [1-9, 13-16] и другие.

В условиях разработки месторождений на истощение без поддержания пластового давления будет отмечаться снижение пластового давления и, следовательно, повышение эффективного

напряжения. Разнообразие режимов разработки месторождений, то есть отбора из пласта порового флюида, можно свести в первом приближении к двум вариантам физического моделирования. Первый это – снижение порового давления внутри образцов с различной скоростью. Второй вариант моделирования – это увеличение всестороннего сжатия при сохранении величины порового давления неизменной. В обоих случаях при этом происходит рост эффективного напряжения:

$$P_{\text{эфф}} = P_{\text{вс}} - n * P_{\text{пл}},$$

где, $P_{\text{вс}}$ – геостатическое или всестороннее давление, величина которого определяется мощностью и плотностью вышележащих горных пород; $P_{\text{пл}}$ – давление флюида в пласте или поровое давление; n – коэффициент, зависящий от свойств скелета породы и слагающих ее минералов (обычно $n=1$);

На динамику изменений во времени эффективного напряжения влияние будет оказывать только динамика пластового давления, так как геостатическое давление в этом случае остается неизменным. Представление об эффективном напряжении, действующем

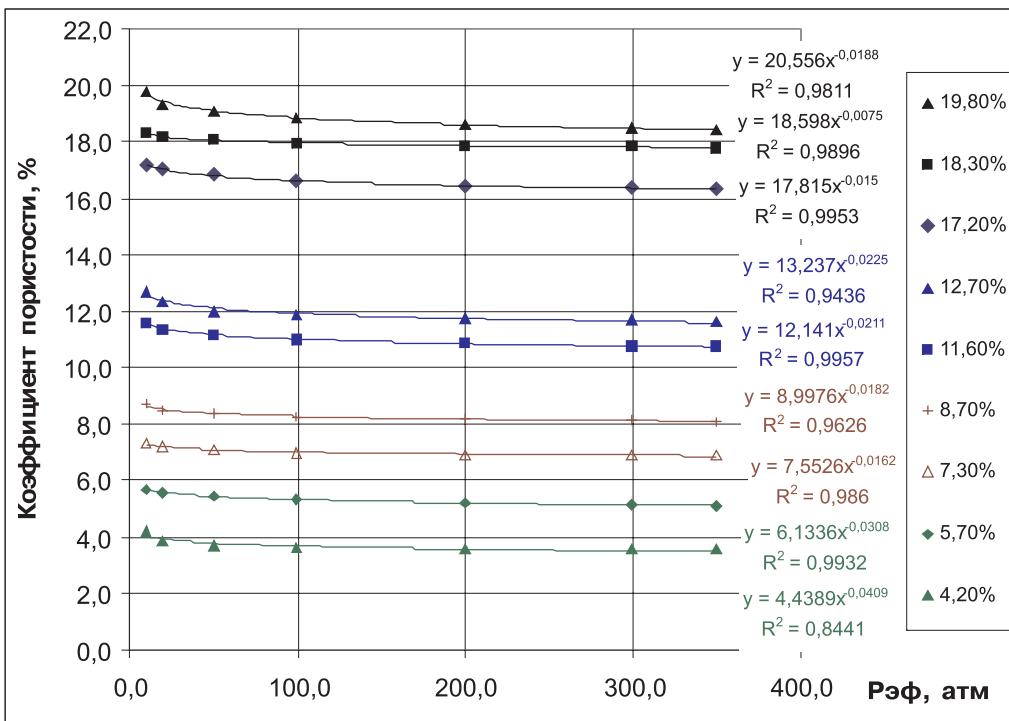


Рис. 1. Изменения пористости образцов песчаника при увеличении эффективного давления (справа указана пористость образцов в атмосферных условиях)

вующем на скелет породы, было введено в 1925 году K.Terzachi [17]. Как отмечали А.Н. Ставрогин, А.Г. Протосеня [7, 8] и ряд других исследователей, существует практическое совпадение хода кривых изменения деформации образцов при росте нагрузки, для которых эффективное давление одинаково. Всё это позволило использовать оба варианта моделирования процесса разработки месторождений путем изменения напряжённого состояния образцов.

Изменения пористости. Объектом исследований изменений пористости при росте эффективного напряжения послужили образцы пород-коллекторов (песчаника) месторождений Западной Сибири, имеющие открытую пористость в атмосферных

условиях от 4,2% до 19,8%. Основная часть исследований была проведена на установках ПУМА-650 и УИПК-1М а также УМГП. Рост эффективного напряжения в залежи при снижении пластового давления моделировался как увеличением давления всестороннего сжатия при неизменном внутриворовом давлении, так и снижением порового давления при неизменном давлении всестороннего сжатия. Изменения порового объёма образцов определялись в условиях увеличения эффективного напряжения. При этом учитывалось, что сжимаемость порового объёма на 1,5-3 порядка выше сжимаемости твердой фазы скелета и все измеренные изменения объёма образца происходят за счёт изменения порового объёма.

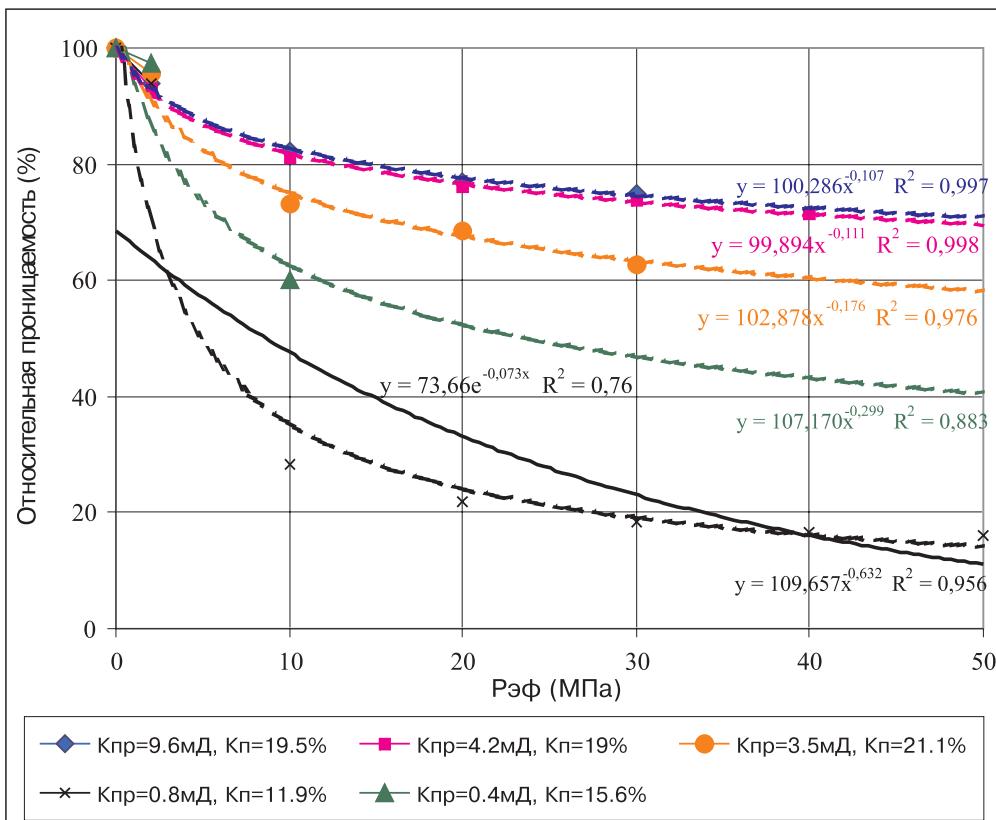


Рис. 2. Влияние увеличения эффективного давления на проницаемость образцов песчаника (внизу указаны абсолютная проницаемость и пористость образцов в атмосферных условиях)

Вначале рассмотрим изменения пористости образцов при моделировании пластовых условий, сопровождающих процессы разработки месторождений.

Из рис. 1 видно, что изменения пористости образцов, обусловленные ростом эффективного давления, могут быть аппроксимированы степенным уравнением:

$$K_{\text{пл тек}} = K_{\text{пл нач}} * (P_{\text{эф}})^A, \quad (1)$$

где A – коэффициент, характеризующий скорость изменения пористости при росте эффективного давления и зависящий от структуры и состава горной породы; $K_{\text{пл нач}}$ – началь-

ная пористость образцов в пластовых условиях.

Анализ результатов проведенных исследований показывает, что влияние эффективного давления на пористость образцов, не превышает 1,5% их первоначальной пористости, относительные изменения достигают 2,6÷15,3%. К аналогичному выводу, очевидно, пришли и Г.М. Авчян, В.М. Добрынин говоря о том, что уменьшение пористости для глубин до 4км достигает 3-4% [1, 3].

Изменения пористости даже на 1%, возникающие в процессе разработки месторождений, приводят к изменениям удельного электрического

Рис. 3. Зависимость коэффициента B от пористости образцов

сопротивления, скоростей распространения упругих волн и самое главное – проницаемости горных пород, которые могут существенно осложнить процессы извлечения нефти и газа.

Изменения проницаемости. Следует отметить, что в работе [7] зависимость проницаемости песчаников Донбасса от увеличения гидростатического давления σ_{bc} хорошо описывается уравнением экспоненциального вида:

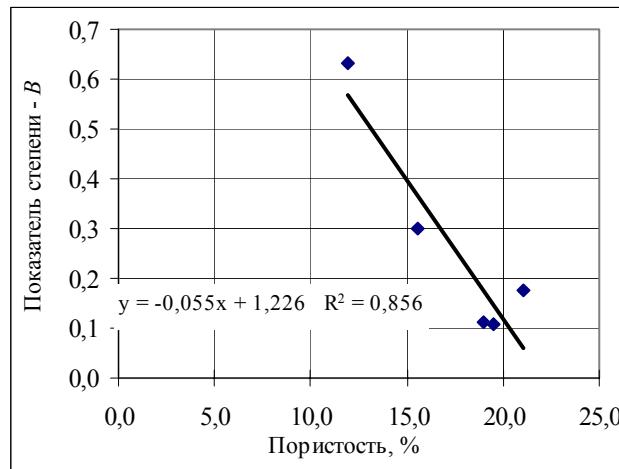
$$Kpr_i = Kpr_0 \cdot e^{-d \cdot \sigma_{bc}} \quad (2)$$

Исследования изменений проницаемости образцов пород-коллекторов (песчаники) месторождений северо-западной Сибири при росте эффективного давления показали (рис. 2), что зависимость этого типа аппроксимирует экспериментальные данные хуже (достоверность аппроксимации $R^2=0,76$) чем степенная зависимость (достоверность аппроксимации $R^2=0,956$).

Полученные зависимости (рис. 2) наилучшим образом – достоверность аппроксимации R^2 имеет значение от 0,88 до 0,99 – описываются степенной зависимостью вида:

$$Kpr_{pl\ tek} = C \cdot P\phi^B, \quad (3)$$

где, $Kpr_{pl\ tek}$ – текущее значение проницаемости образца при всестороннем сжатии; $P\phi$ – текущее эффективное давление ($P_{bc} - P_{norp}$); B – коэффициент, зависящий от литологических и структурных особенностей породы, в нашем случае он из-



менялся от -0,107 до -0,632; C – коэффициент, отражающий вариации абсолютной проницаемости (его величина изменялась от 99,8% (0,998) до 109,7% (1,097) и зависит, скорее всего, от точности определения проницаемости).

Примем значение коэффициента C равным 1 или 100% и тогда уравнение (3) можно записать в виде:
 $Kpr_{pl\ tek} = Kpr_{pl\ нач} * P\phi^B, \quad (4)$
где – $Kpr_{pl\ нач}$ – начальное значение проницаемости в пластовых условиях;

Известно, что наиболее сильное влияние на проницаемость оказывает величина пористости, извилистость и размеры пор. Поэтому мы попытались выявить зависимость этого коэффициента от пористости при атмосферных условиях. Для этого был построен график зависимости показателя степени при напряжении эффективного сжатия – коэффициента B – от пористости образца в атмосферных условиях (рис. 3).

Видно, что с высокой степенью достоверности аппроксимации $R^2=0,856$ зависимость имеет вид:

$$-B = -0,055 Kpr_0 + 1,226 \quad (5)$$

И, подставляя зависимость (5) в формулу (4), получим выражение для

зависимости коэффициента проницаемости от эффективного напряжения для исследованной коллекции пород:

$$K_{pr\ pl\ tek} = K_{pr\ pl\ нач} \cdot P_{\text{эфф}}^{0,55K_p - 0,26} \quad (6)$$

Анализ результатов проведенных экспериментов (рис. 2) показал, что, чем ниже проницаемость, тем значительное она снижается при росте эффективного давления [5, 6]. Так, для образцов с относительно высокой проницаемостью ($5\text{-}10\text{ мД}$) уменьшение проницаемости достигает 30% от первоначального значения или $1,5\text{-}3\text{ мД}$, а для образцов с низкой ($1\text{-}0,1\text{ мД}$) проницаемостью – до 85% или $0,7\text{-}0,3\text{ мД}$. Причем породы с низкой проницаемостью при росте эффективного давления, сопровождающего разработку месторождений нефти и газа, могут так измениться, что фильтрация флюидов через них прекратится.

Длительное деформирование. Процесс разработки месторождений углеводородов кроме непосредственного деформирования при снижении пластового давления сопровождается и деформированием пород релаксационного характера. Основными характеристиками пород, определяющими возможности добычи газа, являются их пористость и проницаемость. Но пористость и проницаемость являются характеристиками образца на каждый конкретный момент времени. А процессы релаксационного типа обычно хорошо описываются изменениями деформации образцов во времени. Поэтому мы использовали данные о деформировании образцов в процессе длительных экспериментов. Учитывая, что изменения напряжений на глубине до нескольких километров вызывают деформацию порового пространства, заполненного флюидом, а минеральный скелет по-

роды остается практически несжимаемым, то мы считаем, что временной ход деформаций будет достаточно хорошо отражать изменения пористости образцов пород.

Уменьшение порового давления (аналог пластового давления) проводили либо путем быстрого (в течение нескольких секунд) снижения его до нуля, либо небольшими ступенями с интервалом длительностью до нескольких десятков суток между ними. Довольно редким явлением, но наиболее опасным при разработке месторождений, является аварийный выброс и свободное неуправляемое фонтанирование флюида. Физической моделью этого процесса может служить резкое (в течение нескольких секунд или минут) снижение порового давления в образце.

Результаты проведенных такого рода экспериментов [10, 11] показывают, что при этом деформация образца сначала быстро увеличивается: происходит резкое уменьшение размера образца в направлении оси приложения нагрузки амплитудой до 0,3-0,4% (рис. 4).

Временной ход деформирования образца после сброса порового давления (рис. 4) с высокой степенью достоверности ($R^2 = 0.99$) можно аппроксимировать степенной функцией:

$$\varepsilon_t = D \cdot \ln(t) + E \quad (7)$$

где, ε_t – деформация образца в момент времени t ; D – коэффициент, зависящий от физико-механических свойств образца (в нашем случае равен 0,0921); t – время, от момента сброса напряжения (час.); E – деформация образца в момент времени $t = 1$.

Длительность стадии быстрого деформирования образца сопоставима со временем снижения порового давления. Затем наступает стадия затухающего деформирования. Амплитуда деформации на этой стадии дости-

Рис. 4. Деформация образца известняка после сброса порового давления (экспл 18)

гает 0,4-0,5%, продолжительность ее 3-5 суток. После относительной стабилизации процессов в образце продолжается медленное деформирование (рис. 4), подобное тому, что наблюдается во время приложения постоянной нагрузки, то есть стадии установившейся ползучести [12].

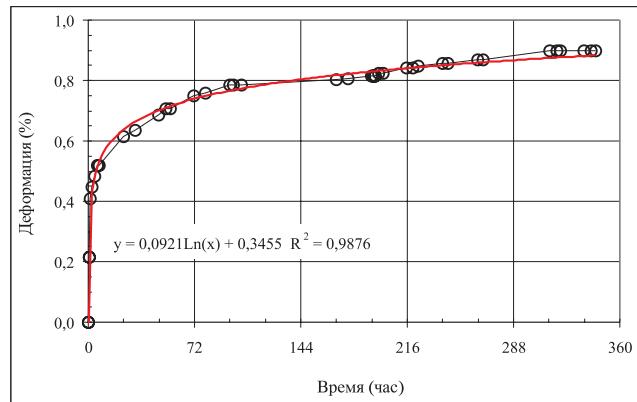
Изменения скорости продольных волн. Прямые измерения физических свойств горных пород, в частности пористости, скоростей распространения продольных волн удельного электрического сопротивления используются для подсчета запасов нефти и газа и при построении петрофизических зависимостей с целью интерпретации геофизических исследований. Рассмотрим изменения скорости продольных волн в зависимости от изменения эффективного давления, представленные на рис. 5.

Видно, что изменения скоростей продольных волн при росте эффективного давления, так же как и изменения пористости и проницаемости можно с высокой степенью достоверности ($R^2 = 0,91 \div 0,99$) аппроксимировать степенным уравнением:

$$V_{p\text{ пл тек}} = V_{p\text{ пл нач}} \cdot (P_{\text{эфф}})^F, \quad (8)$$

где F – коэффициент, характеризующий интенсивность изменения скорости продольных волн при росте эффективного давления и зависящий от структуры и состава горной породы; $V_{p\text{ пл нач}}$ – начальная скорость продольных волн образцов в пластовых условиях.

Анализ результатов проведенных исследований показывает, что увели-



чение эффективного давления на 340 атм (с 10 до 350 атм) вызывает увеличение скорости продольных волн образцов от 0,38 км/с до 1,42 км/с, что составляет от 9% до 47% их скорости при $P_{\text{эфф}} = 10$ атм. Таким образом, видно, что скорости продольных волн являются более чувствительным параметром горных пород, отражающим рост эффективного давления по сравнению с пористостью. Но они также и сильнее зависят от литологических и структурных неоднородностей пород-коллекторов.

Изменения удельного электрического сопротивления. Методы электрического каротажа широко распространены и часто применяются при геофизических исследованиях скважин, как на этапе изучения геологического разреза, так и на этапе контроля состояния продуктивных пластов в процессе разработки месторождений. Рассмотрим изменения удельного электрического сопротивления образцов в зависимости от изменения эффективного давления, представленные на рис. 6.

Видно, что изменения удельного электрического сопротивления образцов при росте эффективного давления, так же как и изменения скорости можно с высокой степенью досто-

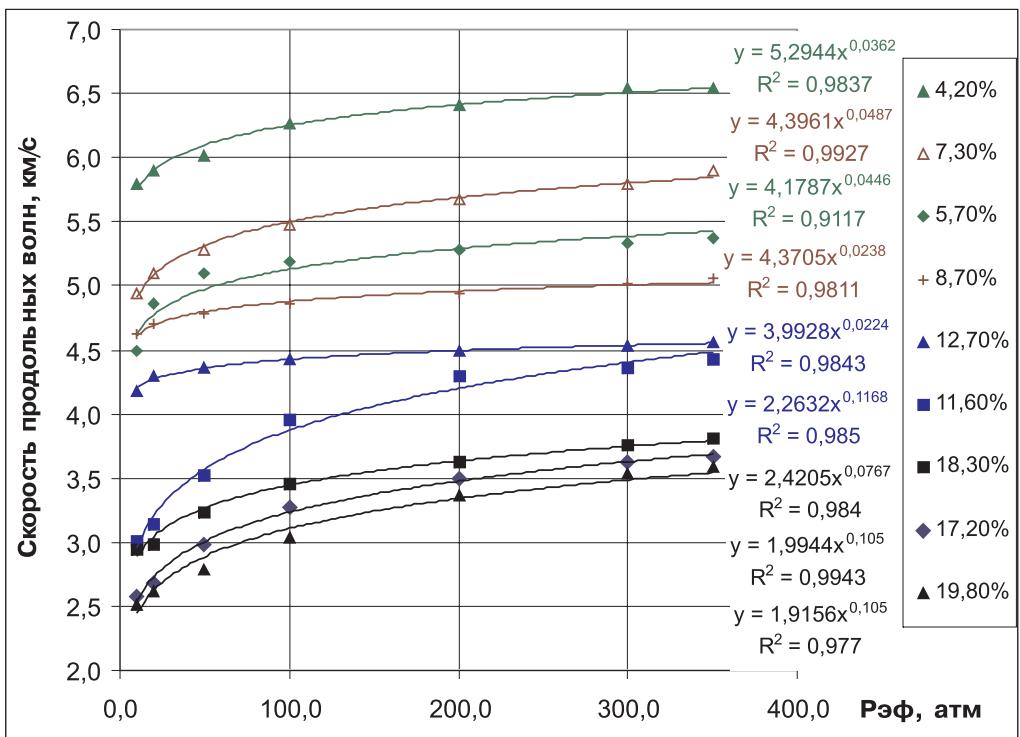


Рис. 5. Влияние увеличения эффективного давления на скорости распространения продольных волн образцов песчаника (справа указаны пористости образцов в атмосферных условиях)

верности ($R^2 = (0,95-0,99)$) аппроксимировать степенным уравнением:

$$\rho_{пл\text{ тек}} = \rho_{пл\text{ нач}} \cdot (P_{эфф})^G, \quad (8)$$

где G — коэффициент, характеризующий интенсивность изменения удельного электрического сопротивления пород при росте эффективного давления и зависящий от структуры и состава горной породы; $\rho_{пл\text{ тек}}$ — начальное удельное электрическое сопротивление образцов в пластовых условиях.

Анализ результатов проведенных исследований показывает, что увеличение эффективного давления на 340 атм (с 10 до 350 атм) вызывает увеличение удельного электрического сопротивления образцов от 0,34 Омм до 9,88 Омм, что составляет от 9% до

90% их удельного электрического сопротивления при $P_{эфф}=10$ атм. Таким образом, видно, что удельное электрическое сопротивление является более чувствительным параметром горных пород, отражающим рост эффективного давления по сравнению с пористостью. Но оно также и сильнее зависит от литологических и структурных неоднородностей пород-коллекторов.

Выводы.

Показано что, при разработке месторождений в условиях снижения пластового давления можно ожидать уменьшения пористости до 1,5% от начального уровня и значительное уменьшение проницаемости (до 65–85%) пород с низкими коллекторски-

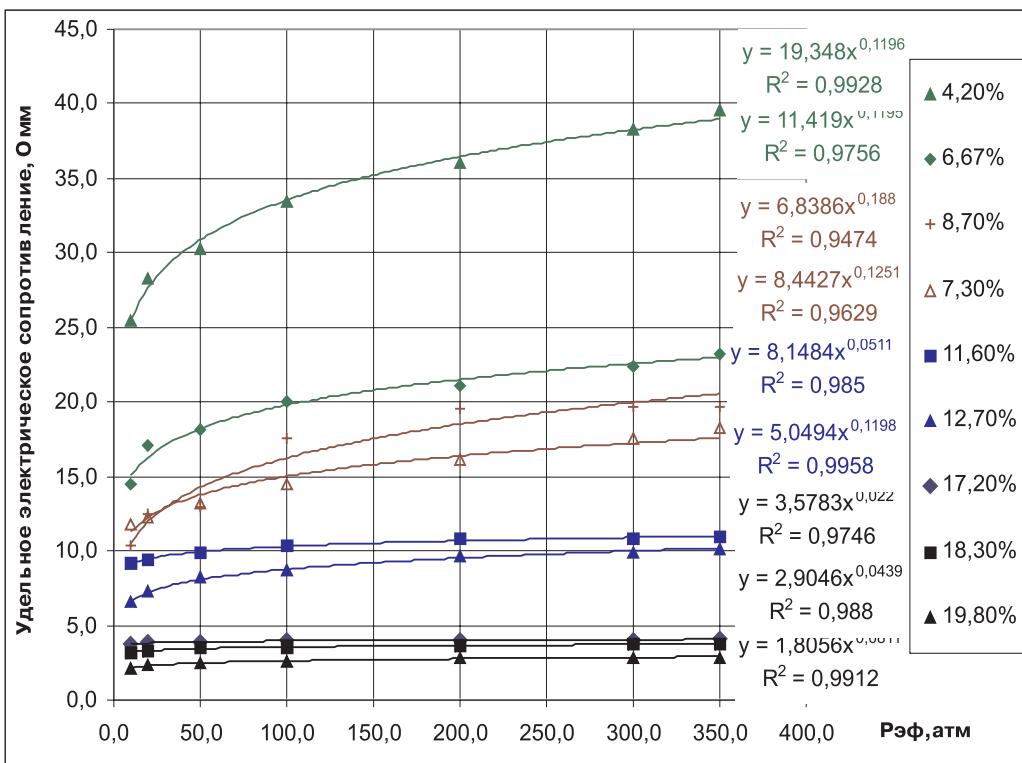


Рис. 6. Влияние роста эффективного давления на удельное электрическое сопротивление образцов песчаника (справа указана пористость образцов в атмосферных условиях)

ми свойствами. Проницаемость пород с хорошими фильтрационно-ёмкостными свойствами уменьшится только на 15÷30%. В процессе снижения пластового давления будет происходить затухающее снижение пористости, проницаемости; затухающий рост скорости продольных волн и удельного электросопротивления пород коллекторов и рост напряжений в них и вышележащих пластиах. Скорости продольных волн могут

увеличиться на 10÷47% от начальных значений, а удельное электрическое сопротивление может вырасти на 10÷90% от начальных значений. При разработке месторождений в режиме истощения на завершающем этапе можно ожидать минимизации деформационных процессов и роста напряжений в скелете пород-коллекторов, сопровождающегося активизацией сейсмических явлений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Авчян Г.М., Матвиенко А.А., Стефанович З.Б. Петрофизика осадочных пород в глубинных условиях. – М.: Недра. 1979. 224 с.
2. Гудок Н.С. Изучение физических свойств пористых сред. – М.: Недра. 1970. 208 с.

3. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. – М.: Недра. 1970. 239с.
4. Павлова Н.Н. Деформационные и коллекторские свойства горных пород. – М.: Недра. 1975. 240 с.
5. Рыжов А.Е. Фильтрационно-ёмкостные свойства низкопроницаемых пород и их изменение в процессе разработки залежи // Проблемы газоносности СССР. М.: ВНИИГАЗ. 1990. С.52-59.
6. Рыжов А. Е., Савченко Н.В. Исследование аномальных явлений при фильтрации газа в низкопроницаемых коллекторах // Актуальные проблемы состояния и развития газового комплекса России. – М.: ГАНГ. 1994. – С. 111.
7. Ставрогин А.Н., Протосеня А.Г. Прочность горных пород и устойчивость выработок на больших глубинах. – М.: Недра. 1985. 271 с.
8. Ставрогин А.Н., Протосеня А.Г. Механика деформирования и разрушения горных пород. – М.: Недра. 1992. 224 с.
9. Ханин А.А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов – М.: Недра. 1976. 295 с.
10. Жуков В.С. Динамика физико-механических свойств горных пород (дипломная
- мическая петрофизика) // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2002. №9. С. 59-63.
11. Жуков В.С. Лабораторное моделирование снижения пластового давления при разработке месторождений нефти и газа // Бурение и нефть. 2006. №1. С. 8-9.
12. Баклашов И.В. Деформирование и разрушение породных массивов. Москва: Недра. 1988. 271с.
13. Carpenter Ch.B., Spenser G.B. Compressibility measurement of consolidated oil sands // Oil weekly. 1940. V.100. №3. P.22-29.
14. Fatt I. Compressibility of sandstone at low to moderate pressure // Bulletin American Associate of Petroleum Geologists. 1958. V.42. №8. P.1924-1929.
15. Geertsma J. The effect of fluid pressure decline on volume changes of porous rocks // Trans. AIME. 1957. V.210. P.331-339.
16. Geertsma J. Land subsidence above compacting oil and gas reservoir // Journal of Petroleum technology. 1973. №6. P.734-744.
17. Terzaghi K., Peck R. Soil mechanics in engineering practice / 2-nd edition. New-York: John Wiley and Sons. 1967. ГИАБ

Коротко об авторе

Жуков В.С. – доктор технических наук, ведущий научный сотрудник ООО «ВНИИГАЗ», e-mail: vniigaz@vniigaz.gazprom.ru



ДИССЕРТАЦИИ

ТЕКУЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ЗАЩИТАХ ДИССЕРТАЦИЙ ПО ГОРНОМУ ДЕЛУ И СМЕЖНЫМ ВОПРОСАМ

Автор	Название работы	Специальность	Ученая степень
МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ОТКРЫТЫЙ УНИВЕРСИТЕТ			
КРУЖКО Михаил Николаевич	Совершенствование метода экономической оценки переработки энергетических углей на предприятиях топливно-энергетического комплекса	08.00.05	к.э.н.