

Представленные выше материалы позволяют объяснить процессы формирования верхнеюрских углеводородных залежей в коллекторах, имеющих среднее значение проницаемости 0,015...0,025 мкм² и залегающих ниже нефтегазоматеринской толщи.

Выводы

Установлено, что в процессе генерации под действием повышенного внутривыводного давления транспортировка углеводородов в верхнеюрских коллекторах осуществляется в коллоидном состоянии

в водной среде. Силы, препятствующие их продвижению по коллектору, практически отсутствуют. Латеральная миграция нефти если и имеет место, то в очень ограниченных размерах при перераспределении её в пределах порового пространства залежи.

Формирование залежей нефти в верхнеюрских коллекторах происходит за счет вертикальной миграции, которая контролируется, в основном, качеством флюидоупора, отделяющего эти коллектора от нефтегазогенерирующей толщи, в направлении сверху вниз.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Леворсен А. Геология нефти. – М.: Гостоптехиздат, 1958. – 487 с.
2. Гурари Ф.Г. Региональный прогноз промышленных скоплений углеводородов в доманикитах // Геология нефти и газа. – 1984. – № 2. – С. 1–5.
3. Арье А.Г. Генерация и первичная миграция углеводородов в глинистых нефтегазоматеринских толщах // Геология нефти и газа. – 1996. – № 7. – С. 3–7.
4. England W.A., Mackenzie A.S. Some aspects of the organic geochemistry of petroleum fluids // Geologische Rundschau. – 1989. – V. 78. – P. 291–303.
5. Рассел У.Л. Основы нефтяной геологии. – М.: Гостоптехиздат, 1951. – 260 с.
6. Нестеров И.И. Критерии прогнозов нефтегазоносности. – М.: Недра, 1969. – 335 с.
7. Соколов В.А. Миграция газа и нефти. – М.: Изд-во АН СССР, 1956. – 352 с.
8. Хромовских А.Ю. Роль литологических флюидоупоров в формировании нефтяных залежей Каймысовского свода // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XIV Междунар. симпозиума им. М.А. Усова. – Томск: ТПУ, 2010. – Т. 1. – С. 508–510.
9. Зимина С.В. Порово-трещинный тип коллектора на примере месторождений Томской области // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна: Матер. III Всероссийского научно-техн. конф. – Тюмень, 2004. – С. 49–50.

Поступила 07.06.2010 г.

УДК 622.276.031.011.43:53.091

УПРУГИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КОЛЛЕКТОРОВ КРАПИВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

А.А. Аноп, Ю.А. Щемелинин, Н.И. Раздобреева, Т.И. Ледовская

ОАО «ТомскНИПинефть»

E-mail: Ledovskayati@nipineft.toms.ru

Рассматриваются результаты лабораторных экспериментов по определению в пластовых условиях скоростей распространения упругих волн, модуля Юнга, коэффициента сжимаемости породы и коэффициента Пуассона для коллекторов Крапивинского месторождения Томской области. Получены корреляционные связи для исследуемых характеристик.

Ключевые слова:

Коллекторы, пористость, пластовые условия, упругие характеристики, гидроразрыв пласта.

Key words:

Reservoir, porosity, in-place conditions, elastic characteristics, hydraulic fracturing of formation.

Определение упругих свойств пород в пластовых условиях не является стандартной и обязательной процедурой при составлении проектных документов. Лабораторные исследования для конкретных месторождений отсутствуют в силу ряда причин. Одна из них – определение скоростей упругих колебаний и констант упругости в пластовых условиях требует уникальной дорогостоящей аппаратуры. Поэтому в проектной документации чаще всего принимаются усредненные литературные данные.

Упругие характеристики для горной породы зависят от литотипа породы и вида жидкости (нефть, вода): для нефти – от газонасыщенности последней, давления и температуры; для воды – от минерализации, давления и температуры. Поэтому значения динамических характеристик, полученных на образцах керна при конкретных моделируемых условиях, может существенно отличаться от усредненных. В связи с этим авторы полагают актуальным получение и анализ материалов лабораторных

исследований упругих характеристик для конкретных месторождений.

Для геофизических исследований скважин наибольший интерес представляет изучение упругих свойств пород, в частности, скоростей упругих волн.

В связи с активным применением гидроразрыва пласта (ГРП), как метода увеличения нефтеотдачи горных пород, возросла необходимость лабораторных исследований упругих характеристик горных пород с целью обеспечения петрофизического сопровождения ГРП.

Эксперимент проводили на установке AutoLab-500 компании «New England Research. Ins». Метод предусматривает определение скорости распространения продольной и двух поляризованных поперечных упругих волн при возбуждении ультразвуковых колебаний в образце породы. Направленные вибрации для двух поперечных волн ориентируются на 90° друг к другу. Система позволяет проводить измерения в зависимости от давления обжима (горного) и внутрипорового давления. Эксперимент может проводиться как на сухих, так и на полностью или частично насыщенных образцах. Относительная погрешность при вероятности $P=0,95$ не превышает 4%. В результате измерений автоматически рассчитываются коэффициент Пуассона ν и модуль Юнга E .

Коэффициент сжимаемости скелета породы β рассчитан по уравнению [1, 2]

$$\beta = \frac{3(1-2\nu)}{E}$$

Были исследованы 77 цилиндрических образцов керна 6 скважин Крапивинского месторождения. Образцы диаметром 30 мм и высотой 35...45 мм перед началом эксперимента прошли стандартный комплекс подготовки – торцевание, очистка на центрифужном экстракторе, обессоливание, сушка в печи конвекционного типа до постоянного веса. Образцы полностью насыщали пластовой водой для соответствующего месторождения, определяли коэффициент открытой пористости по ГОСТ 26450.1-85. Исследования проводили при давлении обжима, равном горному давлению, и при внутрипоровом давлении, равном пластовому давлению. Горное давление составило 65 МПа, пластовое – 27 МПа, эффективное – 38 МПа.

В таблице приведены интервалы изменения и средние значения коллекторских свойств пород (коэффициент пористости насыщением $K_{но}$, коэф-

фициент проницаемости по газу $K_{пр}$) и результаты определения скорости пробега продольной волны V_p , модуля Юнга E , коэффициента Пуассона ν , коэффициента сжимаемости β на образцах Крапивинского месторождения Томской области. По полученным данным построены зависимости упругих характеристик от пористости горных пород.

В результате исследований установлено, что для изученных скважин Крапивинского месторождения связи пористость – упругие свойства близки между собой. Это может быть объяснено результатами седиментологических исследований верхнеюрских отложений Крапивинского месторождения, согласно которым отложения обладают существенным сходством текстурно-структурных признаков как по разрезу, так и по латерали [3]. Функции $V_p=f(K_{но})$, $E=f(K_{но})$, $\beta=f(K_{но})$ имеют степенной вид. Близость зависимостей для единичных скважин между собой позволила рассчитать общие уравнения для пласта Ю₁³ Крапивинского месторождения Томской области. Связи скорости пробега продольной волны, коэффициента сжимаемости и модуля Юнга от коэффициента открытой пористости имеют высокий коэффициент корреляции R (рис. 1–3) и могут быть рекомендованы для применения на Крапивинском месторождении Томской области.

Коэффициент Пуассона не зависит от коэффициента пористости [1, 2, 4]. Его средние значения для коллекторов изученных скважин отличаются незначительно, но диапазоны изменения существенны. Коэффициент Пуассона породы-коллектора является одним из главных параметров, от которых зависит величина градиента давления гидроразрыва. Точные значения этого коэффициента для породы в ее естественном залегании позволяют дать точный прогноз величины градиента гидроразрыва пласта и предотвратить непреднамеренный разрыв или раскрытие естественных трещин не в том месте. Область пониженных значений коэффициента Пуассона выделяют как область роста трещины в высоту, а область более высоких значений считают соответствующей глинистому барьеру [5]. На рис. 4 приведены распределения коэффициента Пуассона от глубины по разрезу h для скважин Крапивинского месторождения. Распределение значений этого коэффициента по разрезу скважины определяет выбор формул для расчета ширины трещины гидроразрыва. Поэтому при планировании ГРП необходим анализ распределения коэффициента Пуассона по разрезу конкретной скважины.

Таблица. Экспериментальные упругие характеристики пород-коллекторов пласта Ю₁³ Крапивинского месторождения Томской области

№ скв.	Интервал изменения/среднее					
	$K_{но}$, %	$K_{пр}$, 10^{-3} мкм ²	V_p , км/с	E , ГПа	ν	β , ГПа ⁻¹
229	6,0...22,0/14,9	0,08...822,3/248,0	3,9...5,3/4,3	27,97...62,27/38,06	0,195...0,272/0,234	0,026...0,057/0,044
227	7,9...15,4/13,3	0,1...3,7/1,6	4,0...4,7/4,3	31,70...49,40/37,77	0,211...0,255/0,235	0,035...0,047/0,042
230	6,5...18,9/15,5	0,07...31,80/9,07	3,9...5,4/4,2	28,84...63,94/36,68	0,233...0,266/0,244	0,024...0,049/0,043
233	13,1...19,0/15,5	1,2...39,0/7,9	4,0...4,4/4,2	31,78...40,68/36,43	0,219...0,248/0,231	0,040...0,048/0,044
462	9,4...19,0/15,5	0,2...57,9/17,6	3,9...4,5/4,2	28,92...42,38/36,75	0,195...0,260/0,230	0,036...0,052/0,044
1326	11,2...19,1/15,8	1,1...30,7/6,85	4,0...4,8/4,2	29,94...46,62/36,19	0,224...0,262/0,243	0,031...0,052/0,043

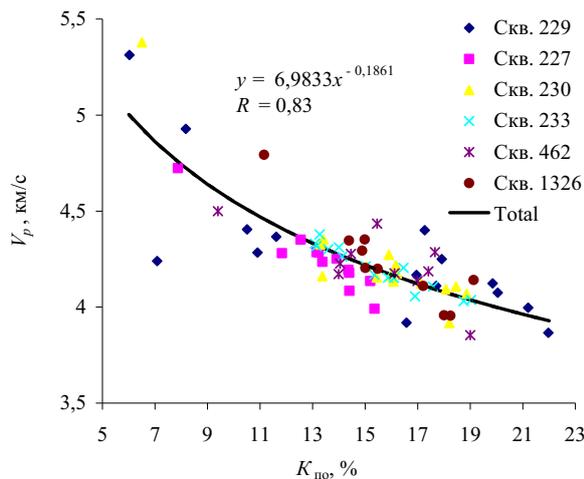


Рис. 1. Зависимость скорости распространения продольной волны от пористости горных пород

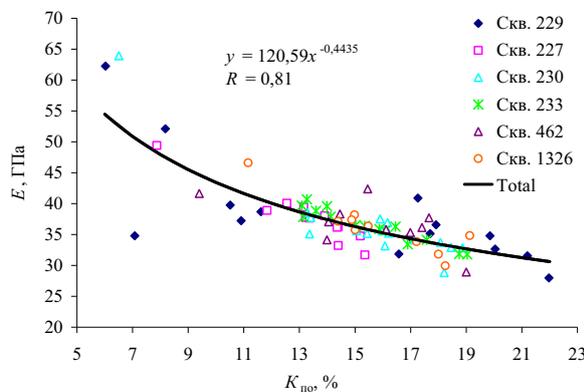


Рис. 2. Зависимость модуля Юнга от пористости горных пород

Выводы

В результате изучения упругих характеристик пород-коллекторов юрских отложений Крапивинского месторождения Томской области получены зависимости скорости распространения продольной волны, коэффициента сжимаемости породы, модуля Юнга от коэффициента открытой пористости. Зависимости характеризуются коэффициентами корреляции, превышающими 0,8, и рекомендуются для практического использования при интерпретации данных ГИС, проектировании гидроразрыва пласта, подсчете запасов, создании гидродинамических моделей для Крапивинского месторождения Томской области. Рекомендуется изуче-

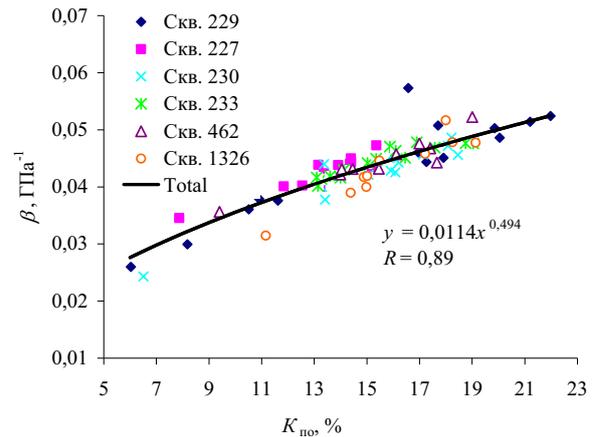


Рис. 3. Зависимость коэффициента сжимаемости от пористости горных пород

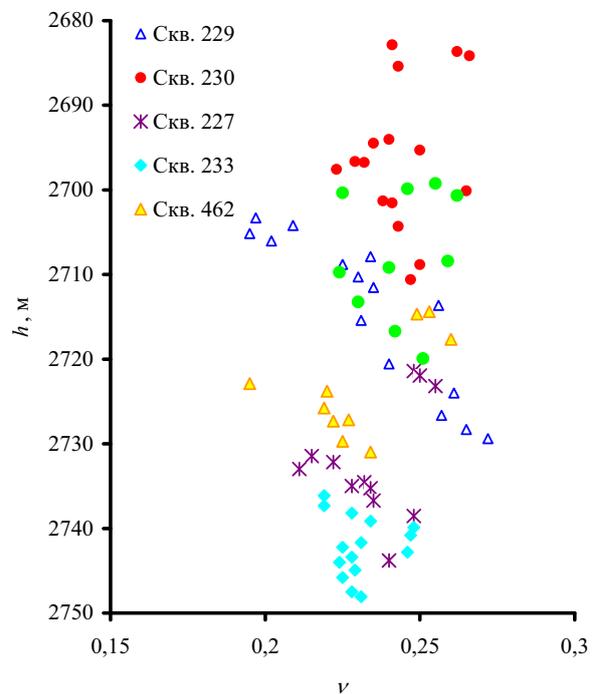


Рис. 4. Распределение коэффициента Пуассона по разрезу скважин Крапивинского месторождения Томской области

ние распределения коэффициента Пуассона по разрезу скважин, на которых планируется проведение гидроразрыва. Это позволит оптимальным образом рассчитать дизайн гидроразрыва пласта.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1970. – 239 с.
2. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. – М.: Недра, 1977. – 287 с.
3. Кравченко Г.Г., Жуковская Е.А. Седиментологическая модель верхнеюрских продуктивных отложений Крапивинского месторождения по результатам изучения керн // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 316. – № 1. – С. 80–86.

4. Ширгазин Р.Г., Залевский О.А. Результаты экспериментального определения упругих геомеханических характеристик коллекторов Шаимского нефтегазоносного района // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 12. – С. 87–89.
5. Тиаб Д., Доналдсон Э.Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2009. – 868 с.

Поступила 15.10.2010 г.