

подставляя это преобразование в уравнение (6), получим:

$$A_{1z}(t) = -\frac{M_x}{2\pi D} x t \frac{1}{(\alpha^2 + r^2)^{\frac{3}{2}}}.$$

Скорость изменения магнитной индукции определяется по формулам

$$\dot{B}_{1z}^x = -\frac{\partial^2 A_{1z}}{\partial z^2}, \dot{B}_{1r}^x = -\frac{\partial^2 A_{1z}}{\partial r \partial z}.$$

Взяв производные, получим выражения в элементарных функциях, из которых определяются параметры пласта.

$$\dot{B}_{1z}^x(t) = \frac{3 M_x}{2 \pi D} x t \frac{r^2 - 4\alpha^2}{(\alpha^2 + r^2)^{\frac{7}{2}}} = -\frac{6 M_x}{\pi D} \frac{x t}{\alpha^5}.$$

Здесь пренебрегаем расстоянием r по сравнению с $2h + z$ из-за его малости в практике георадиолокационных зондирований, особенно в технологиях аэровариантов.

Вычисляем радиальную компоненту магнитной индукции:

$$\dot{B}_{1r}^x(t) = \frac{15 M_x}{2 \pi D} x t r \frac{\alpha}{(\alpha^2 + r^2)^{\frac{7}{2}}}.$$

После сокращения на r из-за его малости по сравнению с параметром α получим:

$$\dot{B}_{1r}^x(t) = \frac{15 M_x}{2 \pi D} \frac{x t r}{\alpha^6}.$$

Решение системы из двух уравнений с неизвестными D и h , представлено в следующем в виде:

$$\begin{cases} D = -\frac{6 M_x}{\pi \dot{B}_{1z}^x(t)} \frac{x t}{\alpha^5} \\ D = \frac{15 M_x}{2 \pi \dot{B}_{1r}^x(t)} \frac{x t r}{\alpha^6} \end{cases} \quad (7)$$

Исключая D , находим $\alpha = -\frac{5r \dot{B}_{1z}^x}{4 \dot{B}_{1r}^x}, h = -\frac{5r \dot{B}_{1z}^x}{8 \dot{B}_{1r}^x} - \frac{z}{2}$.

Подставив α , к примеру, в первое уравнение системы (7),

$$\text{находим } D = 1,96608 \frac{x t \dot{B}_{1z}^x(t)}{\pi \dot{B}_{1z}^x(t)}.$$

Таким образом, непосредственно определяются все параметры обратной задачи геоэлектрики.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ним Ю.А. Георадиолокация: элементы методологии и аппроксимационной теории // Наука и образование. — 2005. — № 4. — С. 27–32.
2. Ним Ю.А. Неустановившееся электромагнитное поле горизонтального магнитного диполя на поверхности системы плоскости S / Электроразведка методами ЗСБ и МПП при поисках нефтегазовых и глубокозалегающих рудых месторождениях в Сибири. — Новосибирск: СНИИГГиМС, 1989. — С. 135–139.
3. Омеляненко А.В., Федорова Л.Л. Георадиолокационные исследования многолетнемерзлых пород. — Якутск: ЯНЦ СО РАН, 2006.
4. Абрмовиц М., Стиган И. Справочник по специальным функциям: Пер. с англ. — М.: Наука, 1979.
5. Финкельштейн М.И., Кутев В.А., Золотарев В.П. Применение радиолокационного подповерхностного зондирования в инженерной геологии. — М.: Недра, 1986.

© Ним Ю.А., Андреева С.А., 2015

Ним Юрий Александрович // gmpirmpj@mail.ru
Андреева Сусанна Анваровна // andreeva_90@mail.ru

ГИДРОГЕОЛОГИЯ И ИНЖЕНЕРНАЯ ГЕОЛОГИЯ

УДК 622.276

Попов В.В., Николаева М.В., Бердыев С.С., Туги Э.Р.,
Вырдылин И.И. (Северо-Восточный федеральный
университет)

ИЗМЕНЕНИЕ ЕМКОСТНЫХ И ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПРИ РАЗРА- БОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ — ВЛИЯНИЕ НА РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕ- ДОВАНИЯ

Рассматривается изменение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллектора (пористости и проницаемости), вызванное изменением пластового давления. На упрощенной двухслойной модели пласта произведена оценка влияния изменения ФЕС, на результаты моделирования разработки резервуара, характерных для ядра карбонатных горных пород. Показано изменение пористости и проницаемости, где изменение эффективного напряжения достигает 3 и 12 % соответственно. **Ключевые слова:** пористость, проницаемость, карбонатные коллектора, сжимаемость, пьезопроводность, обводненность.

Popov V.V., Nikolaeva M.V., Berdyev S.S., Tugi E.R., Vyrdylin I.I.
(North-Eastern federal university)

CHANGE CAPACITY AND FILTRATION PROPERTIES OF CARBONATE RESERVOIRS IN THE DEVELOPMENT OF OIL — IMPACT ON THE SIMULATION RESULTS. EXPERIMENTAL STUDIES

*Changing of reservoir and filtration characteristics (porosity and permeability) due to reservoir pressure changing is considered. An estimation of influence of the changing on results of simulation of petroleum reservoir development is carried out of a simplified two-layer model. The changing rate of porosity and permeability reaches in the experiments 3 % and 12 % correspondingly. **Key words:** porosity, permeability, carbonate reservoirs, compressibility, factor of pressure, water factor*

Проблема разработки трудноизвлекаемых запасов карбонатных коллекторов нефти выдвигается в настоящее время на передний план, что обусловлено постепенной выработкой запасов высокопродуктивных терригенных коллекторов. По оценкам [10], примерно 50 % подтвержденных мировых запасов нефти содержится в карбонатных коллекторах, при этом динамика соотношения балансовых запасов в карбонатных и тер-

ригенных коллекторах сохраняет устойчивую тенденцию роста.

Представленная работа посвящена вопросам моделирования разработки с учетом зависимости свойств пласта от давления и экспериментального исследования данных зависимостей на керне карбонатных пород. Рассмотрение первого вопроса сводится к оценке влияния изменения емкостных и фильтрационных свойств пласта при изменении пластового давления на результаты математического моделирования разработки модели фильтрации двухфазной жидкости в пористой среде. Во второй части работы представлены результаты экспериментальных исследований на керне зависимостей емкостных и фильтрационных свойств от эффективного давления (напряжения), характеризующих карбонатные башкирские отложения месторождений Соликамской депрессии Пермского Прикамья.

Исследование влияния изменения емкостных и фильтрационных свойств пласта на результаты моделирования разработки залежей нефти

Известно, что сжимаемость пустотного пространства пористого пласта-коллектора (сжимаемость коллектора) оказывает существенное влияние на показатели разработки пласта на упругом режиме [8]. Сжимаемость коллектора влияет на объем флюидов, которые могут быть извлечены под действием сил упругости, обусловленным сжимаемостью нефти и воды в нефтенасыщенной части и в законтурной области пласта. С точки зрения описания фильтрации, сжимаемость коллектора определяет его пьезопроводность, которая в свою очередь определяет скорость эволюции давления в пласте: так, уменьшение сжимаемости вызывает увеличение пьезопроводности, что влечет за собой увеличение скорости распространения возмущений давления.

Однако в настоящее время разработка большей части залежей нефти ведется с применением заводнения. При упруговодонапорном режиме освоения залежи влияние сжимаемости на показатели разработки пласта существенно в непродолжительный период времени после ввода скважин. По этой причине часто при проведении гидродинамических расчетов величину сжимаемости коллектора принимают по пластам-аналогам, по литературным данным либо модифицируют при адаптации модели к истории разработки (что в наибольшей степени влияет на активность водоносной области). Такой подход вполне обоснован при моделировании разработки пласта со слабо зависящими от времени граничными условиями (квазистационарной разработки). Существенной нестационарностью граничных условий характеризуется разработка пласта при циклическом (периодическом) воздействии [7], которое широко применяется в практике нефтедобычи. В данной ситуации величина сжимаемости может оказывать существенное влияние на результаты моделирования разработки, что вызывает необходимость ее более точного и обоснованного определения.

Относительно влияния на результаты гидродинамических расчетов коэффициента изменения проницаемости можно отметить следующее. При малых значениях данного параметра в расчетах фильтрацион-

ных течений его влиянием пренебрегают. Однако для существенно деформируемых сред, каковой, например, является система трещин, пренебрежение изменением проницаемости может привести к значительному искажению в описании фильтрации и разработки пласта [5, 9].

В представленных исследованиях рассматривается влияние сжимаемости и коэффициента изменения проницаемости на результаты моделирования стационарного и нестационарного по граничным условиям вытеснения нефти водой в системе, состоящей из двух пропластков — низко- и высокопроницаемых (рис. 1). Низкопроницаемый нефтенасыщенный пропласток находится над высокопроницаемым водонасыщенным (чтобы исключить перетоки под действием гравитационных сил). Отметим, что применение циклического воздействия может повысить эффективность разработки неоднородных пластов, в частности пластов, имеющих существенную неоднородность по проницаемости пропластков. В этой ситуации циклическое воздействие может интенсифицировать добычу из низкопроницаемых пропластков за счет перетоков нефти из них в высокопроницаемые, которые обводняются сравнительно быстро. Для расчетов использовалась классическая модель фильтрации в пористой среде [2]:

$$\nabla \left[\frac{kk_{rl}}{\mu_l B_l} (\nabla p - \rho_l g \nabla h) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \frac{S_l}{B_l} \right] + f_l, \quad (1)$$

где $p(X, t)$ — давление, $S_l(X, t)$ — насыщенность порового объема фазой, $X = (x, z)$ — вектор пространственных координат, индекс l обозначает фазу — нефть или вода; $k(X, p)$ — проницаемость; $k_{rl}(S_l)$ — относительная фазовая проницаемость; μ_l — динамическая вязкость; $B_l(p)$ — объемный коэффициент; ρ_l — плотность фазы в поверхностных условиях; g — гравитационное ускорение; $h(X)$ — глубина залегания пласта; $\phi(X, p)$ — пористость; $f_l(X, t)$ — приток (отток) фазы в поверхностных условиях.

Сжимаемость пустотного пространства пористой среды (C_r) и коэффициент изменения проницаемости (α_r) определяют зависимости пористости и проницаемости от давления:

$$\phi = \phi_0 \exp[c_r(p - p_0)], \quad (2)$$

$$k = k_0 \exp[\alpha_r(p - p_0)], \quad (3)$$

где ϕ_0, k_0 — пористость и проницаемость при давлении p_0 .

Результаты численного моделирования процесса вытеснения нефти водой от нагнетательной (справа) скважины к добывающей (слева) (рис. 1) позволяют оценить влияние рассматриваемых свойств пласта на показатели разработки. Далее рассматриваются два случая: соотношение проницаемостей пропластков 1:100 и 1:10. Начнем рассмотрение результатов первого случая. Из различных вариантов циклического воздействия (циклическая закачка, отбор, отбор-закачка) наиболее эффективным в этом случае является сочетание отбор-закачка. Анализ перетоков между про-

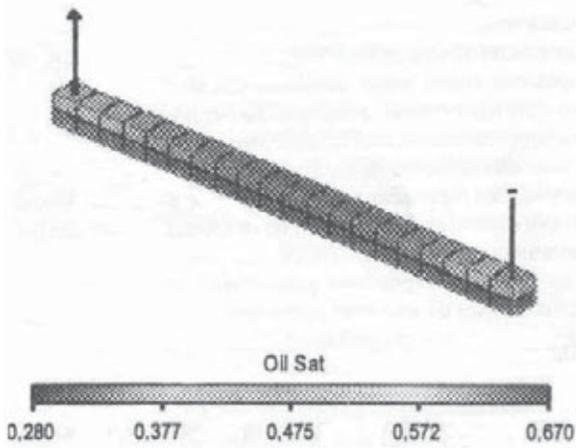


Рис. 1. Двумерная профильная модель, состоящая из низко- и высокопроницаемого пропластков

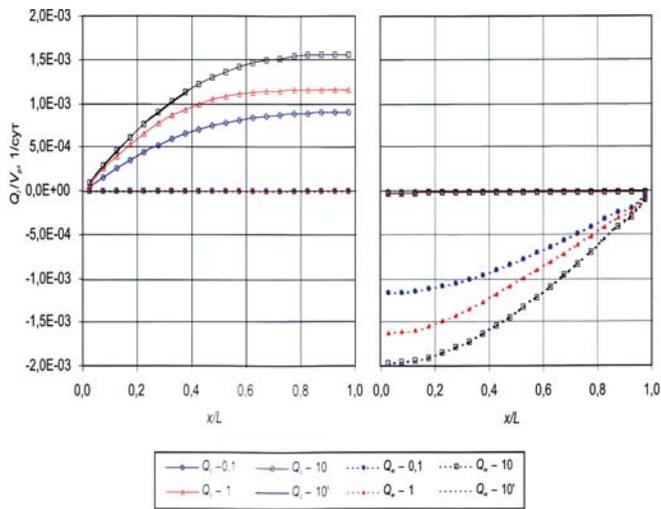


Рис. 2. Плотность перетоков нефти (Q_o) и воды (Q_w) между низко- и высокопроницаемыми пропластками (соотношение проницаемостей 1:100) при работе добывающей (слева) и нагнетательной (справа) скважин. Индекс: соотношение сжимаемостей низко- и высокопроницаемого пропластков

пластками при понижении и повышении давления в пласте (рис. 2, L — длина расчетной области, V_p — поровый объем, соответствующий перетокам) позволяет заключить следующее: интенсивность перетоков обнаруживает прямую зависимость от соотношения сжимаемостей низко- и высокопроницаемого пропластков (рассматривались значения сжимаемостей в диапазоне $1,0 \cdot 10^{-4} \dots 1,0 \cdot 10^{-3}$ МПа $^{-1}$, таблица). Увеличение данного соотношения вызывает увеличение интен-

Значения сжимаемости и коэффициента изменения проницаемости в расчетах, результаты которых проиндексированы 0,1...10'

Индекс	Низкопроницаемый пропласток		Высокопроницаемый пропласток	
	c_r , МПа $^{-1}$	α_r , МПа $^{-1}$	c_r , МПа $^{-1}$	α_r , МПа $^{-1}$
0,1	0,0001	0,0003	0,001	0,003
1	0,001	0,003	0,001	0,003
10	0,001	0,003	0,0001	0,0003
10'	0,001	0,003	0,0001	0,0003

сивности перетоков, что позволяет уменьшить обводненность добываемой продукции и увеличить текущий и конечный коэффициент извлечения нефти (рис. 3). Заметим, что величина коэффициента изменения проницаемости не оказывает ощутимого воздействия на показатели разработки (рис. 3). Принятие данного коэффициента равным нулю (результаты со штрихом) не сказывается на результатах расчетов (показатели, рассчитанные с ненулевым и нулевым значениями совпадают), что позволяет говорить о несущественности влияния незначительного изменения проницаемости на показатели процесса вытеснения.

При уменьшении соотношения проницаемостей пропластков (1:10) наиболее эффективным оказывается циклическая закачка. Однако, несмотря на обмен флюидами в области воздействия, на интенсивность которого значительное влияние оказывает соотношение сжимаемостей (рис. 4), воздействие слабо влияет на показатели разработки, что приводит к слабому влиянию на них и соотношения сжимаемостей.

Проведенные исследования позволяют сделать ряд выводов: погрешности в определении сжимаемости пористой среды оказывают слабое влияние на расчет показателей квазистационарной разработки пластов; при расчете разработки с нестационарными граничными условиями, вызывающими существенную эволюцию пластового давления (циклическое воздействие на пласт, изменения направления фильтрационных потоков и др.), погрешности в опреде-

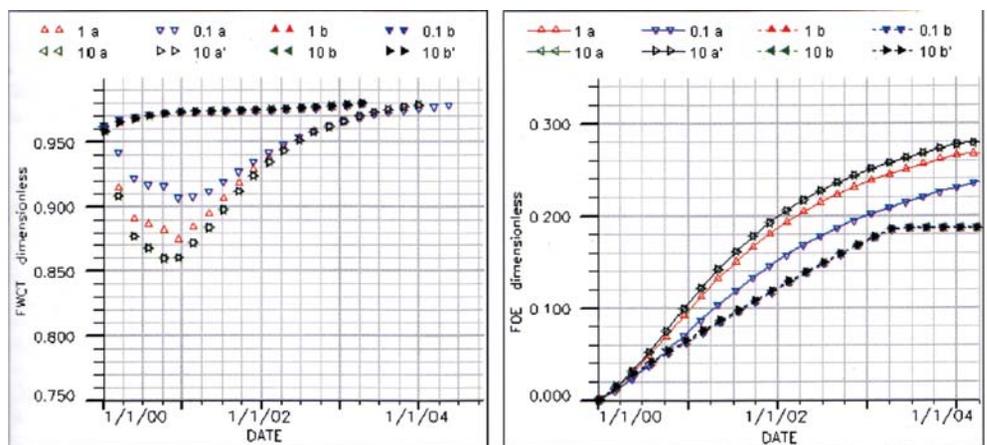


Рис. 3. Эволюция обводненности (FWCT, слева) и текущего извлечения нефти (FOE, справа) при периодическом (индекс а) и стационарном (индекс б) отборе-закачке. Индекс: соотношение сжимаемостей низко- и высокопроницаемого пропластков

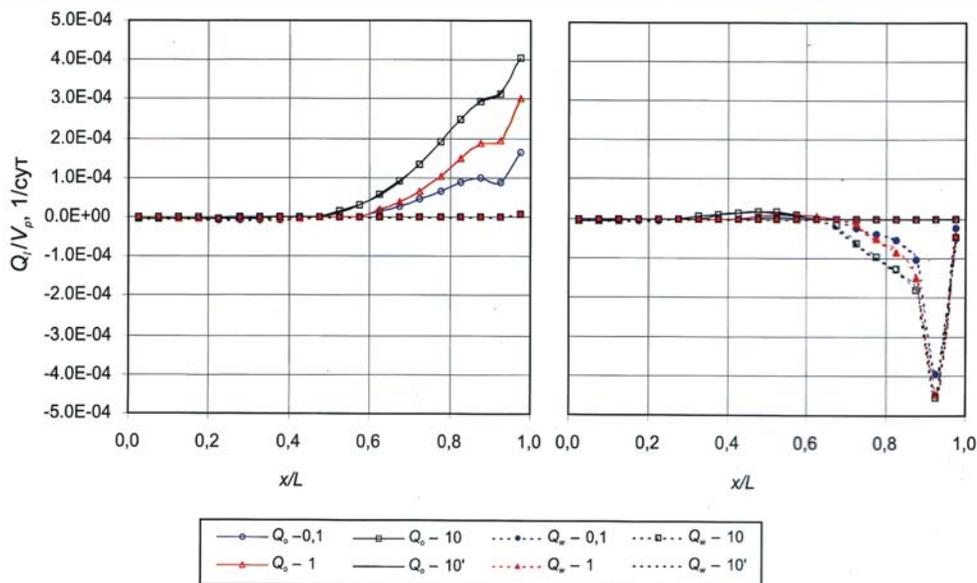


Рис. 4. Плотность перетоков нефти (Q_o) и воды (Q_w) между низко- и высокопроницаемыми пропластками (соотношение проницаемостей 1:10) при остановке (слева) и пуске (справа) нагнетательной скважины. Индекс: соотношение сжимаемостей низко- и высокопроницаемого пропластков

лении сжимаемости могут оказывать существенное влияние на результаты моделирования; величина коэффициента изменения проницаемости, характерного для образцов карбонатных пород (порядка $1,0 \cdot 10^{-4} \dots 1,0 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$) не оказывает существенного влияния на результаты моделирования.

Экспериментальное изучение влияния пластового давления на ФЕС пород-коллекторов порового типа

Изменение напряженно-деформированного состояния пластов в процессе разработки и связанных с этим деформационных процессов в нефтяных залежах приводят к вариациям емкостных и, в большей степени, фильтрационных свойств продуктивных пород, особенно призабойная зона пласта.

Деформацию нефтяных и газовых коллекторов в разных аспектах изучали многие отечественные и зарубежные исследователи: Г.М. Авчан, А.Т. Горбунов, В.М. Добрынин, Л.М. Марморштейн, И. Фетт, Х. Холл и др. Экспериментальные исследования и практика разработки нефтяных и газовых месторождений показали сложность и неоднородность пород продуктивных частей разреза по емкостным, фильтрационным и деформационным свойствам. Обнаружились обратимые и необратимые деформации в разной пропорции при существующих породам-коллекторам. При деформациях в пределах справедливости закона Гука изменения пористости и проницаемости носят обратимый характер, при напряжениях, превышающих предел упругости пород, изменения пористости и проницаемости становятся необратимыми.

Все деформации условно можно разделить на 4 вида: немедленную упругую; немедленную пластическую; со временем — временную упругую; со временем — временную пластическую.

Экспериментальные исследования проводились на установке УИК-1 (Гло-Белнефтесервис, г. Москва),

предназначенной для изучения основных фильтрационно-емкостных параметров пород-коллекторов в термобарических условиях их естественного залегания. Полученная информация может быть использована для решения практических задач, связанных с интерпретацией данных промыслово-геофизических исследований скважин, для подсчета начальных и текущих запасов нефти, а также при выборе технологии интенсификации освоения скважин и повышения нефтеотдачи пластов.

Отличие применяемой технологии определения открытой пористости от общепринятых [7–10] заключалось в возможности измерения

на этой установке емкости порового пространства деформированной породы при любом эффективном давлении, например близком к условиям залегания изучаемых пород. Нагружения образца всесторонним равномерным сжатием можно осуществлять программно или ступенчато до величин горного (σ) и пластового (p_0) давлений на момент вскрытия залежи УВ. Время нагружения составило 6 ч. После получения значения пористости (ϕ_0) в начальных пластовых условиях ($\sigma - p = 30 \text{ МПа}$) при том же напряженно-деформированном состоянии породы определялась проницаемость по жидкости (пластовой воде) — k_0 . Рассчитывался также комплексный структурный параметр $c_0 = \sqrt{k_0/\phi_0}$. Далее ступенчато изменялось эффективное давление, соответствующее снижению начального пластового давления с 20 до 15...10...5 МПа. На этих ступенях с выдержкой 0,5 ч определялись текущие емкостные и фильтрационные параметры ϕ и k , а также c . За такие временные интервалы происходят основные из мгновенных по отношению к времени разработки месторождений деформации.

Были изучены 32 образца порового типа продуктивных отложений Соликамской депрессии (башкирские залежи Сибирского, Уньвинского, Чашкинского, Шершневого, Юрчукского месторождений).

Анализ реакции поровых коллекторов башкирского яруса Сибирского месторождения на изменение их напряженно-деформированного состояния при снижении начального пластового давления в залежи показал индивидуальность изменений изученных емкостных и фильтрационных параметров, а также комплексного структурного параметра ФЕС по их величине и характеру на всем исследованном в экспериментах диапазоне пористости и водопроницаемости при начальных пластовых условиях. При снижении пластового давления с 20 до 10...5 МПа уменьшаются как пористость, так

и проницаемость пород, а увеличивается неоднородность, о чем свидетельствуют усложнение структуры порового пространства, изменение соотношения текущих параметров ФЕС, их абсолютных и относительных изменений. Экспериментальные данные позволили оценить коэффициенты сжимаемости (c_r) порового пространства и изменения проницаемости (α_r) пород в пластовых условиях и обозначить диапазоны их вариаций. При анализе значительных изменений пластовых давлений, отражающих реальные их значения при разработке, особенно в ПЗП добывающих скважин, необходимо линейные связи сжимаемости пор и изменения проницаемости (типа закона Гука) заменить нелинейными. Получено степенное уравнение $c_r = 28,663 \phi^{-0,639}$. Корреляционная связь сжимаемости порового пространства (c_r) с пористостью коллекторов (ϕ_0), определенной в начальных пластовых условиях, слабая ($R = 0,554$). Одной из причин, обусловивших разброс экспериментальных точек, является разнообразие изученных литологических разностей известняков: фораминиферо-водорослевых (ФВ), детритово-фораминиферо-водорослевых (ДФ), комковато-водорослевых (КВ), оолитовых (ОО), органогенно-детритовых (ОД), водорослево-детритовых (ВД), известково-раковистых песчаников (ИРП). Учитывая безусловное влияние литологического состава пород и соответствующей структуры их порового пространства на петрофизические и физико-механические свойства карбонатных пластов-коллекторов, есть основания для углубленного изучения литологических типов известняков и доломитов, а также для получения базовых корреляций ФЕС и деформационных показателей для отдельных литологических разновидностей. О различиях в изменении изучаемых параметров ФЕС в зависимости от литологической принадлежности пород, более определенно можно будет утверждать после дополнительных экспериментальных исследований.

Поскольку изучались параметры пород порового типа, т.е. матричной части трещино-поровых коллекторов, коэффициенты изменения проницаемости последних будут еще значительнее. Полученные экспериментальные данные в этом случае станут базой моделирования разработки залежей с более сложными, чем поровые, коллекторами.

Широкий спектр структурно-литологических пород предопределяет разнообразие в изменении ФЭС при снижении пластовых флюидов в них. Кроме того, у каждой залежи, из которой отбирались изученные образцы, есть свои специфические особенности — разная степень вторичных преобразований: деформаций, трещиноватости, процессов выщелачивания и кальцификации.

В ПЗП можно определить эффективные депрессии для движения УВ по сравнительно высокопроницаемым зонам, например по трещиноватым, используя данные ГДИ и учитывая изменения дебитов скважин. Особый интерес представляет определение эффективных депрессий для оценки возможности дренирования матрицы. Лабораторные эксперименты показывают, что для матриц некоторых коллекторов есть точка перегиба на кривых. Это говорит о границе диапазона

снижения пластового давления (повышение эффективного давления на скелет породы) для некоторых пород, за пределами которого наступает значительное ухудшение, возможно необратимое, проницаемости нефтенасыщенных пропластков. Особенно актуально это для разработки малоемких коллекторов с низкой проницаемостью.

Выводы

Для продуктивных башкирских отложений Соликамской депрессии проведена экспериментальная оценка техногенного воздействия на ФЕС пород при снижении пластового давления в процессе разработки с 20 до 10...5 МПа.

Предложен подход к определению продуктивности эффективных пропластков нефтяной залежи с использованием зависимостей комплексного структурного параметра ($\sqrt{k_0/\phi_0}$) от меняющегося при разработке пластового давления.

Получена корреляционная зависимость сжимаемости порового пространства пород от их пористости при начальных пластовых условиях. Аналогичной зависимости между изменением проницаемости по жидкости и проницаемостью при начальных пластовых условиях не обнаружено.

Относительное изменение фильтрационных свойств карбонатных пород при снижении пластового давления значительно превышает изменение емкостных (до 22 раз).

Проведенные эксперименты указывают на необходимость продолжения начатых работ по петрофизическому обоснованию технических решений направленных на повышение извлечения нефти из карбонатных коллекторов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Авчан Г. М., Матвеев А. А., Стефанкевич З. Б. Петрофизика осадочных пород в глубинных условиях. — М.: Недра, 1978.
2. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем: Пер. с англ. — М.: Недра, 1982. — 407 с.
3. Добрынин В. М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. — М.: Недра, 1970. — 239 с.
4. Марморштейн Л. М. Петрофизические свойства осадочных пород при высоких давлениях и температуре. — М.: Недра, 1985 — 190 с.
5. Распопов А. В., Щипанов А. А. Влияние динамической деформации трещино-порового коллектора на эффект от увеличения депрессии // Нефтяное хозяйство. — 2002. — № 6. — С. 97–99.
6. Терентьев Б. В., Тульбович Б. И. Методические рекомендации по учету пластовых условий петрофизических характеристик продуктивных отложений платформенной части Пермского Прикамья. — Пермь: ПермНИПИ нефть, 1987. — 46 с.
7. Шарбатова И. Н., Сургучев М. Л. Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты. — М.: Недра, 1988. — 121 с.
8. Щелкачев В. Н. Основы и приложения теории неустановившейся фильтрации. — М.: Нефть и газ, 1985. — Ч. 1. — 586 с., Ч. 2. — 493 с.
9. Щипанов А. А. Влияние динамической деформации трещинно-порового коллектора на эффект от увеличения депрессии // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2003. — № 2. — С. 33–37.
10. Roehl P. O., Choquette P. W. (Editors). Carbonate Petroleum Reservoirs. — SpringerVerlag, New York, 1985. — 622 p.

© Коллектив авторов, 2015

Попов Валентин Всеволодович // pvv791011@mail.ru
 Николаева Мария Валентиновна // mnikolaeva1990@gmail.com
 Бердыев Саид Сагинмуродович // sidbersan@gmail.ru
 Туги Эвальдт Раймондович // tugi@yandex.ru
 Вырдылин Иван Иванович // vanyavyrdylin@mail.ru