

УДК 622.279.5:550.064.45

К ОПРЕДЕЛЕНИЮ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ ПО ДАННЫМ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

А.М.Салманов, Н.С.Керимов, **Г.А.Гамидов**
(НИПИ "Нефтегаз")

Как показывает практика разработки нефтегазовых месторождений, в процессе эксплуатации давление на забое скважины падает ниже давления насыщения и выделяется растворенный в нефти газ. В процессе разработки текущий контакт $P_{пл} = P_{нас}$ расширяется и в зоне $P_{пл} > P_{нас}$ фильтруется однородная жидкость, а в зоне $P_{нас} > P_c$ - газированная жидкость. В процессе разработки в призабойной зоне количество выделившегося газа увеличивается, что создает дополнительные сопротивления притоку нефти и в результате фазовая проницаемость по нефти уменьшается, т.е. ведет к падению дебита скважины. В статье изучается изменение нефтенасыщенности и фазовых проницаемостей газированной жидкости в случаях, когда на первоначальном контуре пластовое давление выше давления насыщения, а на забое скважины ниже давления насыщения. Полученные формулы дают возможность по данным исследования скважин и пластов, аппроксимировав кривые фазовых проницаемостей нефти и газа линейными зависимостями, найти текущую нефтенасыщенность. На основе предложенной методики были построены кривые фазовых проницаемостей Свиты "Перерыва" (СП) месторождения "Гюнешли", а также динамика фазовых проницаемостей в период разработки залежи. Сделаны практические выводы и рекомендации.

Ключевые слова: месторождение, фазовая проницаемость, пласт, режим, призабойная зона, разработка, давление насыщения, угловой коэффициент, исследование, нефтеотдача, газовый фактор, изобара

Адрес связи: nizami.kerimov@socar.az

DOI: 10.5510/OGP20120100099

Практика разработки нефтегазовых скважин показывает, что в процессе эксплуатации в призабойной зоне скважин давление падает ниже давления насыщения (т.е. $P_{пл} < P_{нас}$) и начинается интенсивное выделение растворенного в нефти газа, в следствии чего образуется поток двухфазной смеси, в то время как на контуре питания пластовое давление значительно выше, чем давление насыщения, т.е. $P_k > P_{нас}$.

В зависимости от условий разработки нефтяной залежи, возникают различные режимы ее работы. Во многих случаях при разработке нефтегазовых месторождений вследствие изменения термодинамических условий, в нефтяных пластах возникают сложные фильтрационные течения, массообмен между фазами фильтрующихся жидкостей и газов. Естественно, это связано с изменением текущего распределения нефтенасыщенности и эффективных фазовых проницаемостей газонефтяных и водяных фаз разрабатываемых пластов.

По мере эксплуатации скважин в призабойной зоне количество выделившегося газа увеличивается, что создает дополнительные сопротивления притоку нефти и в результате фазовая проницаемость для нефти уменьшается. Анализ результатов показателей разработки месторождения "Гюнешли" в скважинах № 254, 256 СП (рис.1) и № 113, 193 X горизонта (рис.2) выявил, что с увеличением газового фактора дебит скважины значительно снизился, что связано с уменьшением фазовой проницаемости притекающей к скважине нефти, а также с изменением текущей нефтенасыщенности и увеличением газовой фазы [1, 2].

При этом возникает необходимость осуществления контроля и регулирования процесса вытеснения жидкости к забою скважины. Бурение для этой цели специальных контрольных скважин, отбор керна для определения насыщенности отдельных фаз практически исключается из-за больших расходов и средств. Кроме того, указанный способ имеет еще один недостаток - он не дает возможность оценить текущую насыщенность в точке проходки скважины. Указанные недостатки также присущи и к геофизическим методам определения нефтенасыщенности по данным контрольных скважин. Наиболее приемлемым в этом отношении является гидродинамический метод оценки насыщенности пород и их фазовых проницаемостей.

Контроль за нефтенасыщенностью порового пространства определяется законами течения многофазной (двухфазной) жидкости, перепада давления, изменения температуры, а также концентрацией компонентов флюидов и физических параметров среды.

Расчетные формулы дебитов и давлений, при фильтрации жидкостей к скважинам, расположенных прямолинейными и круговыми рядами были даны в работах [1-4]. В этих работах рассматривалось решение прямых задач. При течении однофазной жидкости существует односвязанная или многосвязанная область, ограниченная изобарами, на которых давления равны P_k и $P_{нас}$. Внутри этих областей также существуют некоторые многосвязанные области, ограниченные изобарами давлений $P_{нас}$ и P_c , по которым движется газированная жидкость.

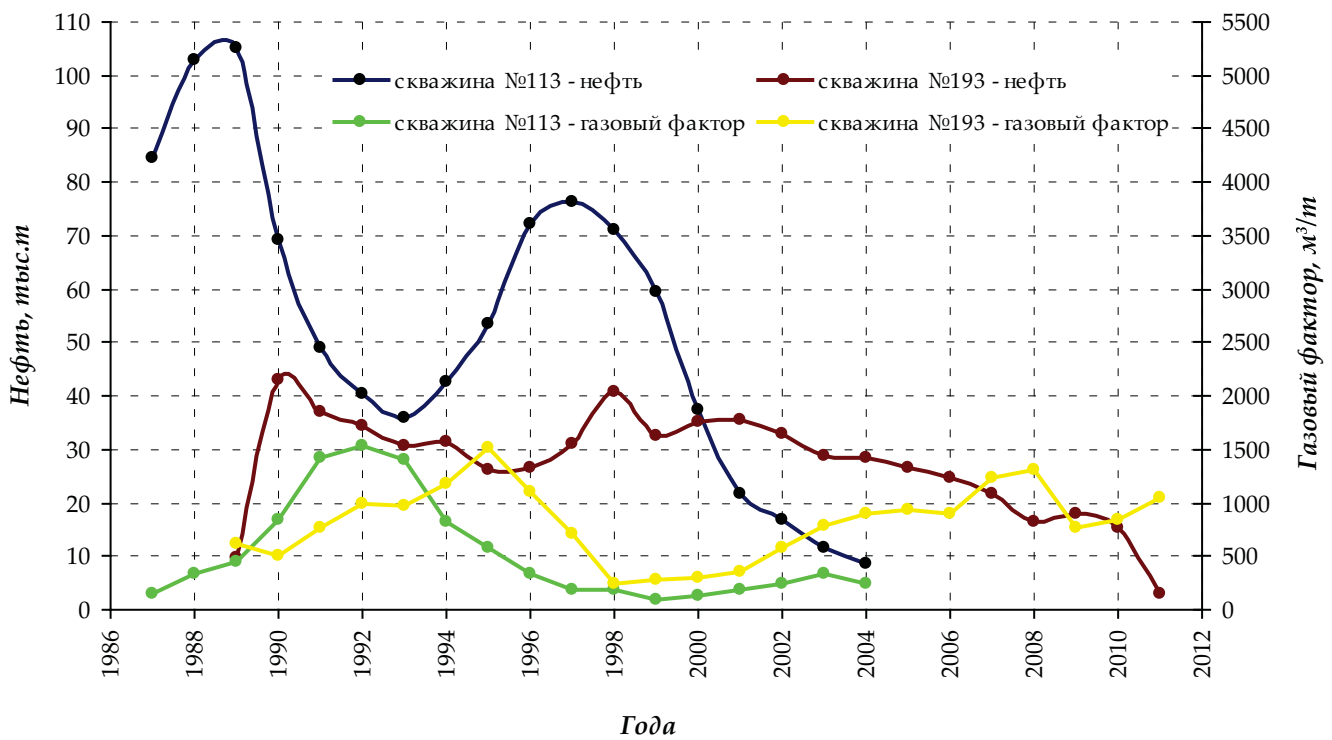


Рис.1 Динамика годового дебита нефти и газового фактора скважин СП месторождения "Гюнешли"

Полосообразная залежь

Рассмотрим нефтяную залежь однородную по проницаемости и мощности, эксплуатируемую при постоянных и одинаковых во всех рядах забойных давлениях $P_c < P_{нас}$. На контуре питания соблюдается условие $P_k > P_{нас}$ [1]. В этом случае исходя из условий неразрывности потока, для дебита скважин получим формулу [1, 2]:

$$Q = \frac{\delta kh}{\mu_n \beta [L_\phi \omega_n]} [P_k - P_{нас} + \beta \mu_n (H_{нас} - H_c)] \quad (1)$$

где ω_n - внутреннее сопротивление рядов скважин. В случае одной скважины $\omega_n = 0$, H - функция Христиановича, используемая из соотношения [3],

$$\frac{\Delta H}{\Delta P} = F_n(p), \quad H_{нас} - H_c = \frac{a}{2} (P_{нас}^2 - P_c^2) + b (P_{нас} - P_c) \quad (2)$$

учитывая его в (1) получим:

$$Q = \frac{\delta kh}{\mu_n \beta L} (P_k - P_{нас}) + \frac{\delta kh a}{L_\phi} \frac{a}{2} (P_{нас}^2 - P_c^2) + \frac{\delta kh b}{L_\phi} (P_{нас} - P_c) \quad (3)$$

где
$$a = \frac{F_n(\rho_k)}{\beta(P_{нас})\mu_n(P_{нас})} - \frac{F_n(\rho_c)}{\beta(P_c)\mu_n(P_c)} \cdot \frac{P_{нас}}{P_{нас} - P_c}$$

$$b = \frac{F_n(\rho_k)}{\beta(P_{нас})\mu_n(P_{нас})} - \frac{F_n(\rho_n)}{\beta(P_{нас})\mu_n(P_{нас})} - \frac{F_n(\rho_c)}{\beta(P_{нас})\mu(P_c)} \cdot P_{нас}$$

- ρ_k, ρ_c – насыщенность на контуре и забое скважины;
- β - объемный коэффициент;
- $F_n(\rho)$ – фазовая проницаемость нефти, Дарси;
- μ_n – вязкость, сП;
- κ – проницаемость, Дарси;
- h – мощность пласта, м;
- δ - ширина залежи, м;
- L_ϕ – расстояние от скважины до контура нефтеносности, м.

После некоторых преобразований (3), получим:

$$Y = \frac{Q - \frac{\delta kh}{\mu_n \beta L_\phi} (P_k - P_c)}{(P_{нас} - P_c)} = \frac{\delta kh}{L_\phi} (b-1) + \frac{\delta kha}{2L_\phi} P_{нас} + \frac{\delta kha}{2L_\phi} P_c \quad (4)$$

Введя следующие обозначения:

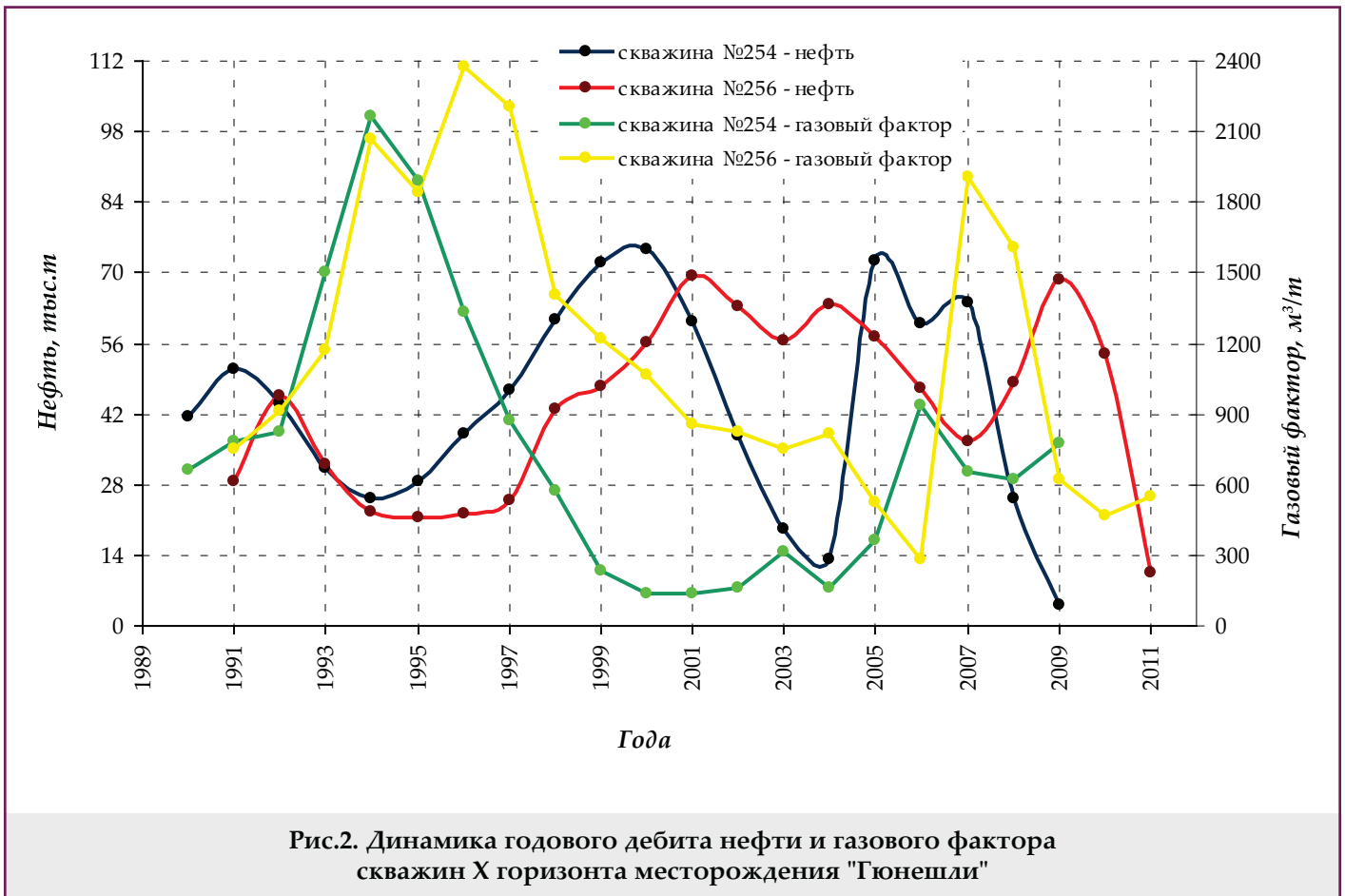
где
$$Y = \frac{Q - \frac{\delta kh}{\mu_n \beta L_\phi} (P_k - P_c)}{(P_{нас} - P_c)}; \quad (5)$$

$$B = \frac{\delta kh}{L_\phi} \left(b-1 + \frac{a}{2} P_{нас} \right); \quad (6)$$

$$A = + \frac{\delta kha}{2L_\phi}$$

Выражение (4) приводится к следующему линейному уравнению: $Y = B + AP_c$ (7)

Построив данные исследования скважин в координатах Y от $f(P_c)$ получим прямую линию. Определив угловой коэффициент прямой линии A



и отрезок отсекаемой от оси ординат B имеем два уравнения для нахождения фазовых проницаемостей на забое и на текущем контуре давления, которая равна давлению насыщения:

$$tg\alpha = -\frac{\delta kh}{2L_\phi} \frac{F_n(\rho_n) \beta(P_c) \mu(P_c) - F_n(\rho_c) \beta(P_k) \mu(P_k)}{P_{нас} - P_c} \quad (8)$$

Учитывая эти выражения и после некоторых преобразований получим следующую систему уравнений:

$$\begin{cases} \frac{BL_\phi(P_{нас} - P_c)}{\delta kh} = m_1 F_n(\rho_c) - m_2 F_n(\rho_{нас}) \\ \frac{BL_\phi(P_{нас} - P_c)}{\delta kh} = n_1 F_n(\rho_c) - n_2 F_n(\rho_k) \end{cases} \quad (9)$$

где - $n_1 = \frac{F_n(\rho_c)}{\beta(P_c) \mu(P_c)}$ или $n_2 = \frac{F_n(\rho_k)}{\beta(P_k) \mu(P_k)}$

$$\begin{cases} m_1 = \frac{\rho_k}{\mu(P_c) \beta(P_c)} \text{ или } m_2 = -\frac{\rho_c}{\mu(P_{нас}) \beta(P_{нас})} \\ m_1 F_n(\rho_c) - m_2 F_n(\rho_{нас}) = C_1 \\ n_1 F_n(\rho_c) - n_2 F_n(\rho_{нас}) = C_2 \end{cases} \quad (10)$$

Решая систему уравнений (10) находим фазовые проницаемости на забое скважины и на линии пластового давления насыщения:

$$F_n(\rho_c) = \frac{\begin{vmatrix} c_1 - m_2 \\ c_2 - n_2 \end{vmatrix}}{\begin{vmatrix} m_1 - m_2 \\ n_1 - n_2 \end{vmatrix}} = \frac{c_2 m_2 - c_1 n_2}{m_2 n_1 - m_1 n_2} \quad (11)$$

$$F_n(\rho_{нас}) = \frac{\begin{vmatrix} m_1 + c_1 \\ n_2 + c_2 \end{vmatrix}}{\begin{vmatrix} m_1 - m_2 \\ n_1 - n_2 \end{vmatrix}} = \frac{m_1 c_2 - n_2 c_1}{m_2 n_1 - m_1 n_2} \quad (12)$$

Зная газовый фактор, а также $S(P)$, $\mu_n(P)$, $\beta(P)$ находим $\psi(P)$ для различных P .

$$\psi(\rho) = \frac{\mu_r P_{ам} [\Gamma - S(\rho)]}{\mu_n(\rho) \beta(\rho) \cdot P} \quad (13)$$

где $\psi(\rho)$ - отношение фазовых проницаемостей газа и нефти при данной насыщенности.

Зная $\psi(\rho)$ при давлении находим $F_r(\rho) = \psi(\rho) F_n(\rho)$ соответственно для забойного и контурного давления.

Круговая залежь

Количество притока жидкости в зоне $P_k > P_{нас}$ определяется по формуле [2]:

$$Q_1 = \frac{2\pi kh(P_k - P_{нас})}{\left(\ln \frac{R_\phi}{R_{нас}} + C \right)} \quad (14)$$

А в зоне пластового давления ниже давления насыщения в виде [3]:

$$Q_2 = \frac{2\pi kh(H - H_c)}{\left(\ln \frac{R_{нас}}{R} + C \right)} \quad (15)$$

Общий приток газированной жидкости к сква-

жине выражается в виде:

$$Q = \frac{2\pi kh (P_k - P_{нас}) + \mu\beta (H - H_c)}{\mu\beta \left(\ln \frac{R_\phi}{R_c} + C \right)} \quad (16)$$

С учетом выражений А.В.Зиновьевой [3] имеем:

$$\frac{Q}{M} \frac{(P_k - P_{нас})}{(P_k - P_{нас})} = \left(\mu\beta \bar{b} - 1 + \frac{a\mu\beta}{2} P_{нас} \right) + \frac{a\mu\beta}{2} P_c \quad (17)$$

Принимая обозначение

$$i = tg\alpha = \frac{a\mu\beta}{2}; \quad \bar{c} = \left(\mu\beta \bar{b} - 1 + \frac{a\mu\beta}{2} P_{нас} \right)$$

и $\bar{M} = \frac{2\pi kh}{\mu\beta \left(\ln \frac{R_\phi}{R_c} + C \right)}$ получим линейное уравнение в виде:

$$Y = \hat{c} + iP_c \quad (18)$$

где $\bar{a} = \frac{2i}{\mu\beta}$, $\bar{b} = \frac{\bar{c} + 1 - iP_{нас}}{\mu\beta}$

После некоторых преобразований для отделения $F_n(\rho_{нас})$ и $F_n(\rho_c)$ получим следующую систему уравнений:

$$\begin{aligned} F_n(\rho_{нас}) - F_n(\rho_c) &= \omega_1 \\ F_n(\rho_c)P_{нас} - F_n(\rho_{нас})P_c &= \omega_2 \end{aligned} \quad (19)$$

$$\begin{aligned} \omega_1 &= 2i(P_{нас} - P_c); \\ \omega_2 &= (\hat{c} + 1 - iP_{нас})(P_{нас} - P_c); \end{aligned}$$

Из системы (19) определяем $F_n(\rho_{нас})$ и $F_n(\rho_c)$ в виде:

$$\left. \begin{aligned} F_n(\rho_c) &= \bar{c} + 1 + iP_{нас} \\ F_n(\rho_{нас}) &= \bar{c} + 1 + i(P_{нас} - 2P_c) \end{aligned} \right\} \quad (20)$$

Для определения фазовых проницаемостей имеем:

$$\left. \begin{aligned} F_n(\rho_{нас}) &= \psi(\rho_{нас}) [\bar{c} + 1 + i(P_{нас} - 2P_c)] \\ F_n(\rho_c) &= \psi(\rho_c) [\bar{c} + 1 + iP_{нас}] \end{aligned} \right\} \quad (21)$$

В период разработки происходит падение пластового давления ниже давления насыщения, в этом случае участки кривых фазовых проницаемостей в достаточной степени адекватно аппроксимируются отрезками прямых:

$$\begin{aligned} F_n(\rho) &= m_n \rho - n_n \\ F_\Gamma(\rho) &= n_\Gamma - m_q \rho, \quad (\rho_i < \rho < \rho_{i+1}) \end{aligned} \quad (22)$$

При заданном значении выражения из системы (22) находим нефтенасыщенность ρ_n в виде [5]:

$$\rho = \frac{n_n \psi(\rho) + n_\Gamma}{m_n \psi(\rho) + m_\Gamma} \quad (23)$$

Найденное значение для ρ подставляя в (22) находим зависимости фазовых проницаемостей от нефтенасыщенности. Из уравнения притока для

нефтяной фазы определяем:

$$F_n(\rho_c) = \frac{\mu_n \beta_n}{\eta_0} \cdot \frac{dq_{n0}}{dP_c} \quad (24)$$

Принимая $F_n(\rho_c)$ согласно (24) получим линейное уравнение в следующем виде:

$$\frac{B_\Gamma}{B_n} F_n(\rho_c) \cdot R(\rho_c) = A - BF_n(\rho_c) \quad (25)$$

где $R(\rho_c)$ – газовый фактор на забое скважины.

Построив индикаторную зависимость в прямолинейной координатной системе находим неизвестные параметры в виде:

$$A = \mu_0 n_\Gamma - B n_n, \quad B = \mu_0 m_\Gamma / m_n \quad (26)$$

Используя качественные характеристики многочисленных экспериментальных диаграмм фазовых проницаемостей находим прямолинейные зависимости между n_{nv} , m_{nv} , n_q , m_q .

Предложенная методика позволяет определить технологические показатели разработки на прогнозный период и имеет важное практическое значение для определения фазовых проницаемостей при оценке конечных коэффициентов нефтеотдачи при смешанном режиме.

Фазовая проницаемость нефти, в настоящее время, в центральной зоне значительно ниже, чем в юго-западной, фазовые проницаемости газа в центральной зоне увеличиваются по сравнению с юго-западной зоной. Указанная особенность разработки залежи тесно связана с режимом их эксплуатации. Залежь с двумя продольными нарушениями разделена на три зоны, которые разрабатываются разными режимами и темпами отбора.

Центральная зона охватывает блоки VII-X и разрабатывается в основном на режиме растворенного газа. В X блоке на процесс разработки значительное влияние оказывает газовая шапка. В этой зоне в период разработки (1980 - 2010 гг.) значительно уменьшилось пластовое давление и нефтенасыщенность. В юго-западной зоне (блоки XI-XV), в настоящее время, на поддержание пластового давления, кроме активного продвижения законтурной воды, существенное влияние оказывает закачка воды. С начала заводнения (СП, 1986 года) до 01/01/2010 г. в залежь закачано 16590.8 тыс.м³ воды. Режим разработки этой зоны является смешанным. Анализ текущего состояния СП показывает, что пластовое давление и нефтенасыщенность юго-западной зоны относительно центральной зоны падает низкими темпами. В результате чего фазовые проницаемости нефти и газа в призабойных зонах скважин значительно отличаются. С целью увеличения добычи нефти в скважинах работающих с большими газовыми факторами необходимо применить способ регулирования процесса разработки с увеличением фазовой проницаемости для нефти.

Литература

1. М.Д.Розенберг, А.А.Боксерман. Об определении добавочных фильтрационных сопротивлений при давлении на контуре выше давления насыщения и забойных давлениях ниже давления насыщения //Труды ВНИИнефть. - 1958. -№ 12

(M.D.Rozenberg, A.A.Bokserman. Ob opredelenii dobavochnyh filtratsionnyh soprotivleniy pri davlenii na konture vishe davleniya nasishcheniya i zaboynih davleniyah nizhe davleniya nasishcheniya //Trudy VNIIneft. - 1958. -№12)

2. Г.А.Гамидов. Теоретические и практические основы разработки морских нефтегазовых месторождений Азербайджана при пластовом давлении ниже давления насыщения //Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук. Баку: 2009.

(G.A.Hamidov. Teoreticheskiye i prakticheskiye osnovy razrabotki morskikh neftegazovyh mestorojdeniy Azerbaydjana pri plastovom davlenii nize davleniya nasisheniya //Dissertatsiya na soiskaniye uchenoy stepeni doktora tekhnicheskikh nauk. Baku: 2009)

3. А.А.Зиновьева. Приближенный метод расчета притока газированной нефти к скважинам с учетом реальных свойств пластовых нефтей //Труды ВНИИнефть. -1954. -№ 6. -С.254-269.

(A.A.Zinovyeva. Priblijenniy metod rashcheta pritoka gazirovannoy nefti k skvajinam s uchetoм realnih svoystv plastovyh neftey //Trudy VNIInyft. -1954. -№ 6. -S.254-269.)

4. А.М.Кулиев, В.Н.Аллахвердиев, Н.В.Касумов. Разработка методов комплексной интерпретации данных гидротермодинамических исследований нефтяных и газоконденсатных месторождений. Б.: Элм. 2009.

(A.M.Kuliyev, V.N.Allahverdiyev, N.V.Kasumov. Razrabotka metodov kompleksnoy interpretatsii dannyh gidrotermodinamicheskikh issledovaniy neftyanyh i gazokondensatnyh mestorozhdeniy. B.: Elm. 2009)

5. И.А.Насруллаев. Исследование прямых и обратных задач фильтрации с целью контроля разработки нефтегазовых месторождений при упругом режиме //Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук. Баку: 1999.

(I.A.Nasrullayev. Issledovaniye pryamyh i obratnyh zadach filtratsii s tseyu kontrolya razrabotki neftegazovyh mestorojdeniy pri uprugom rejime //Dissertatsiya na soiskaniye uchenoy stepeni doktora tekhnicheskikh nauk. Baku: 1999)

Definition of permeability to oil and gas phases in a bottom-hole zone according to bore-hole surveying

A.M.Salmanov, N.S.Kerimov, G.A.Gamidov
("OilGasScientificResearchProject" Institute)

Abstract

As demonstrated in development of oil and gas fields, in the process of exploitation pressure at bottom hole conditions may fall below bubble point pressure and gas dissolved in oil is liberated. Eventually the pressure $P_{res} = P_{bp}$ is reached so in the zone where $P_{res} > P_{bp}$ there is a single phase liquid and in zone $P_{bp} > P_{bh}$ - gas cut fluid could be produced. The bottom hole performance history shows an increase in free gas production, reducing oil mobility and oil production rates. The article details the variation of oil saturation and permeability to phases of gas cut fluid in cases, in cases where the initial fluid is undersaturated but the flowing bottom hole pressure is below bubble point. The formulas give the ability to approximate oil and gas phase-permeability curves linear dependences and to find a current oil saturation according to bore-hole surveying and formations. On the basis of the proposed method, phase-permeability curves of "Interruption" Suite from the "Guneshly" field and also dynamics of permeability to phases in reservoir development have been constructed. Practical deductions and recommendations are drawn.

Quyü tədqiqatlarının göstəricilərinə görə quyudibi zonada neftin və qazın faza keçiriciliyinin təyini

Ə.M.Salmanov, N.S.Kərimov, H.A.Həmidov
("Neftqazelmittədqiqatlayihə" İnstitutu)

Xülasə

Neftqaz yataqlarının işlənməsinin təcrübəsi göstərir ki, onlar istismar olunduqca quyudibi təzyiqli doyma təzyiqindən aşağı düşür və neftdə həll olunmuş qaz ayrılır. İşlənmə zamanı keçdikcə, cari kontakt $P_l = P_{doq}$ genişlənir və $P_l > P_{doq}$ zonasında bircinsli maye, $P_{doq} > P_{qd}$ zonasında isə qazlı maye süzülür. İşlənmə dövründə quyudibi zonada ayrılan qazın miqdarı artır, bu da neft axınının əlavə müqavimətini yaradır və nəticədə neftə görə faza keçiriciliyi azaldığından, quyü debiti də aşağı düşür. Məqalədə ilkin konturda həm lay təzyiqli doyma təzyiqdən yüksək, həm də quyudibi təzyiqli doyma təzyiqdən aşağı olduğu hallarda qazlı mayenin neftlədoymasının və faza keçiriciliyinin dəyişməsi öyrənilmişdir. Alınmış düsturlar neft və qazın faza keçiriciliklərinin ayrılmasını xətti asılılıqlarla approksimasiya edərək, quyuların və layların tədqiqatlarının göstəricilərinə görə cari neftlədoymanı tapmağa imkan yaradır. Təklif olunan metodika əsasında "Günəşli" yatağının FLD-nin faza keçiriciliklərinin ayrılırları və yatağın işlənmə dövründəki dinamikası qurulmuşdur.