

УДК 622.276

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДИНАМИКИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СКВАЖИН КАК ОСНОВА ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ КАРТЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ

Королев М.С., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т.
Тюменский государственный нефтегазовый университет
e-mail: iq-tyumen@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрена возможность применения интерпретации динамики режимов работы скважин для построения карты распределения нефтенасыщенности. Особенностью данного метода является объединение метода гидродинамического исследования скважин на установившихся режимах отбора и результатов лабораторных исследований керна. Сопоставление методов исследований дает возможность получить наиболее достоверную информацию текущего состояния распределения нефтенасыщенности и выявить зоны с наиболее сконцентрированными остаточными запасами.

Ключевые слова: нефтенасыщенность, режимы работы скважин, относительные фазовые проницаемости (ОФП), индикаторные диаграммы.

Актуальной и важнейшей проблемой разработки месторождений на поздних стадиях является нахождения распределения (поля) нефтенасыщенности, и определение локализации остаточных запасов с целью доработки. Данный вопрос является основополагающим в планировании мероприятий направленных на качественное определение зон концентрации флюидов не вовлеченных в процесс разработки. Основной наблюдаемой информацией, по которой осуществляется мониторинг изменений процессов извлечения УВ, является показатель работы и исследования скважин, соответственно комплексное сопоставление входящих данных с большой степенью вероятностью сможет дать целостную картину распределений остаточной нефтенасыщенности.

Основная идея данной статьи заключается в объединении метода гидродинамического исследования скважин на установившихся режимах отбора и результатов лабораторных исследований керна.

Для любого момента времени в пределах истории разработки продуктивного пласта, в качестве исходной информации требуется:

1. текущий дебит нефти и воды по добывающим скважинам – q_i^h, q_i^g (i – индекс/номер скважины);
2. текущая депрессия, создаваемая в добывающих скважинах – Δp_i ;

3. координаты точек вскрытия продуктивного пласта всеми скважинами (в том числе и нагнетательными) – (x_i, y_i) ;

4. Результаты лабораторных исследований кривой относительной фазовой проницаемости (ОФП) по нефти – $\bar{k}_n = \varphi_n(\sigma_e)(\sigma_e - \text{водонасыщенность})$ керна, отобранного из продуктивного горизонта.

Обработка вышеописанных данных происходит следующим образом.

В случае не нарушения линейного закона фильтрации Дарси индикаторная диаграмма может быть построена по одной точке, так как прямая проходит через начало координат. На рисунке 1 показана типовая обработка индикаторных линий для одной добывающей скважины.

Известно, что коэффициент продуктивности определяется по диаграмме из отношения

$$K = \frac{1}{\operatorname{tg}(\alpha)} = \frac{q}{\Delta p}. \quad (1)$$

Следует отметить, что приток воды и нефти, а также их смеси происходит согласно текущим насыщенностям флюидов и кривым ОФП. Отсюда можно полагать, что возможно построение индикаторных линий (ИК) для жидкости и нефти отдельно (рисунок 1).

Для i -ой скважины, коэффициенты продуктивности по жидкости и нефти согласно (1) будут рассчитываться из формул

$$K_i^{\text{жк}} = \frac{1}{\operatorname{tg}(\alpha)} = \frac{q_i^{\text{жк}}}{\Delta p}, K_i^{\text{н}} = \frac{1}{\operatorname{tg}(\beta)} = \frac{q_i^{\text{н}}}{\Delta p}. \quad (2)$$

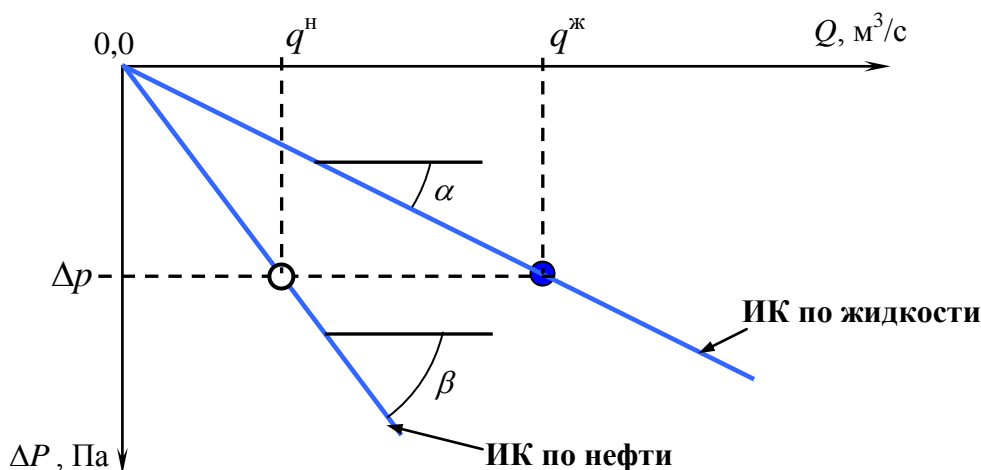


Рисунок 1. Пример построения и обработки индикаторной линии по одному замеренному режиму

Известно, что коэффициент продуктивности определяется по диаграмме из отношения

$$K = \frac{1}{\operatorname{tg}(\alpha)} = \frac{q}{\Delta p}. \quad (3)$$

Следует отметить, что приток воды и нефти, а также их смеси происходит согласно текущим насыщенностям флюидов и кривым ОФП. Отсюда можно полагать, что возможно построение индикаторных линий (ИК) для жидкости и нефти раздельно. Для i -ой скважины, коэффициенты продуктивности по жидкости и нефти согласно (3) будут рассчитываться из формул

$$K_i^{\text{жк}} = \frac{1}{\operatorname{tg}(\alpha)} = \frac{q_i^{\text{жк}}}{\Delta p}, K_i^{\text{н}} = \frac{1}{\operatorname{tg}(\beta)} = \frac{q_i^{\text{н}}}{\Delta p}. \quad (4)$$

Для теоретического определения коэффициентов продуктивности на примере вертикальных скважин воспользуемся известной формулой Дюпюи[1]

$$K = \frac{2\pi k h}{\mu \left[\ln\left(\frac{R}{r}\right) + S \right]}, \quad (5)$$

где k – абсолютная проницаемость, м²;
 h – эффективная (проницаемая) толщина пласта, м;
 R – радиус контура питания, м;
 r – радиус скважины;
 μ – динамическая вязкость среды, Па·с;
 S – коэффициент несовершенства скважины или скин-фактор.

Из формулы (5) следует, что для раздельного расчета продуктивности по жидкости и нефти i -ой скважины необходимо вместо абсолютной проницаемости – k подставить фазовую проницаемость по нефти и некую осредненную проницаемость по жидкости.

Таким образом, получим для продуктивности по нефти

$$K_i^{\text{н}} = \frac{2\pi k_i^{\text{н}} h_i}{\mu^{\text{н}} \left[\ln\left(\frac{R_i}{r_i}\right) + S_i \right]}; \quad (6)$$

и для продуктивности по жидкости

$$K_i^{\text{жк}} = \frac{2\pi k_i^{\text{жк}} h_i}{\mu_i^{\text{жк}} \left[\ln\left(\frac{R_i}{r_i}\right) + S_i \right]}. \quad (7)$$

Значения величины скин-фактора – S возможно получить из результатов исследования скважин на неустановившихся режимах отбора (например снятие кривых изменения давления). Если данная величина неизвестна, то можно ее отбросить, тем самым несколько снизив точность результата. [2]

Динамическую вязкость среды в формуле (7) можно вычислить приближенно по формуле

$$\mu_i^{\text{жс}} \approx \mu^{\text{н}} \frac{q^{\text{н}}}{q^{\text{н}} + q^{\text{в}}} + \mu^{\text{в}} \frac{q^{\text{в}}}{q^{\text{н}} + q^{\text{в}}}. \quad (8)$$

Значения вязкости нефти и воды следует брать для пластовых условий, если кривые ОФП тоже были получены в условиях, приближенных к пластовым.

Подставив в левые части (6) и (7) найденные фактические значения продуктивностей из (4) получим

$$\frac{1}{\text{tg}(\beta)} = \frac{q_i^{\text{н}}}{\Delta p} = \frac{2\pi k_i^{\text{н}} h_i}{\mu^{\text{н}} \left[\ln\left(\frac{R_i}{r_i}\right) + S_i \right]}; \quad (9)$$

$$\frac{1}{\text{tg}(\alpha)} = \frac{q_i^{\text{жс}}}{\Delta p} = \frac{2\pi k_i^{\text{жс}} h_i}{\mu_i^{\text{жс}} \left[\ln\left(\frac{R_i}{r_i}\right) + S_i \right]}. \quad (10)$$

Выражая из (9) и (10) фазовую проницаемость по нефти и среднюю по жидкости получим их значения для каждой скважины

$$k_i^{\text{н}} = \frac{\mu^{\text{н}} \left[\ln\left(\frac{R_i}{r_i}\right) + S_i \right] q_i^{\text{н}}}{\Delta p 2\pi h_i}; \quad (11)$$

$$k_i^{\text{жс}} = \frac{\mu_i^{\text{жс}} \left[\ln\left(\frac{R_i}{r_i}\right) + S_i \right] q_i^{\text{жс}}}{\Delta p 2\pi h_i}. \quad (12)$$

Отсюда легко получить значение ОФП по нефти

$$\overline{k_i^{\text{н}}} \approx \frac{k_i^{\text{н}}}{k_i^{\text{жс}}}. \quad (13)$$

Зная, кривые ОФП мы можем найти величину водоныщенности – σ_g , соответствующую найденной из (13) величины ОФП по нефти – $\overline{k_i^{\text{н}}}$ (рисунок 2).

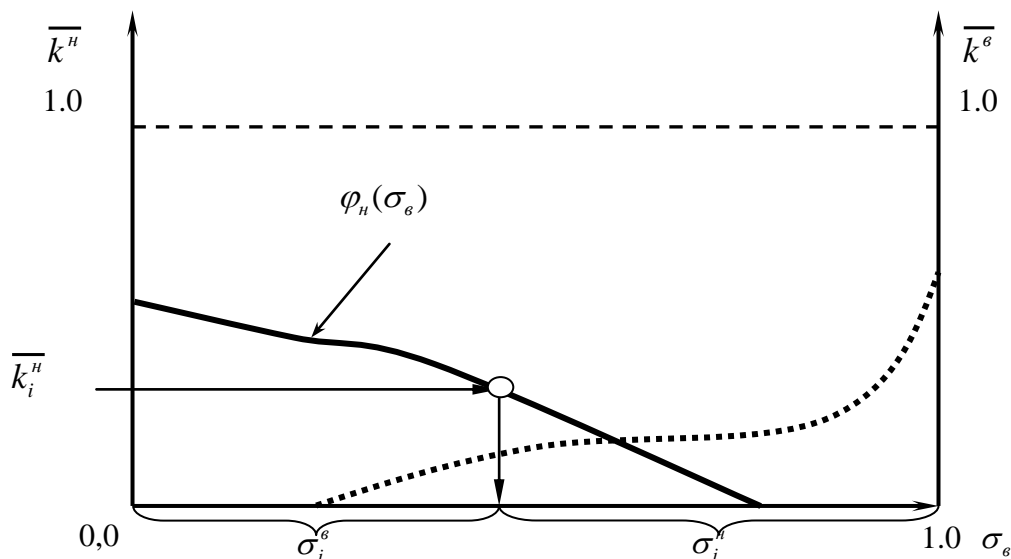


Рисунок 2. Нахождение текущей водо- и нефтенасыщенности по кривым ОФП и ОФП по нефти

Нефтенасыщенность нагнетательных скважин, (принадлежащих системе заводнения), можно принять равной величине предельной остаточной нефтенасыщенности или равной нулю. [3]

Нахождение водонасыщенности по известной ОФП нефти происходит решением уравнения

$$\bar{k}_i^n = \phi_n(\sigma_g). \quad (14)$$

После этого нефтенасыщенность $\sigma_n \approx 1 - \sigma_g$ при условии малого газового фактора.

Выводы

Применение представленного вида расчета, основанного на полученных значениях по заданным скважинам связанных с координатами точек вскрытия пласта, открывает возможность построить карту текущей нефтенасыщенности. Предварительный выбор наиболее подходящего метода интерполяции сводит погрешность к минимальным показателям. Полученная информация будет отображать целостную картину состояния месторождения, а так же служить качественным основанием определения локаций проведения мероприятий, направленных на извлечение остаточных извлекаемых запасов.

Литература

1. Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта: учебник. М.: Недра, 1971. 312 с.
2. Мищенко И. Т. Скважинная добыча нефти. М.: Нефть и газ, 2003. 350 с.
3. Стрекалов А.В. Математические модели гидравлических систем для управления системами поддержания пластового давления. Тюмень: ОАО «Тюменский дом печати», 2007. 661 с.

INTERPRETATION OF THE DYNAMICS OPERATING PRACTICES OF WELL OPERATION FOR BUILDING CARD RESIDUAL OIL CONTENT

M. Korolev, A. Strekalov, A. Khusainov
Tyumen state oil and gas university s.Tyumen
e-mail: iq-tyumen@mail.ru

Abstract. In the article the possibility of interpreting the dynamics of modes wells to map the distribution of oil saturation. Feature of this method is to combine the method of well test on established modes of selection and the results of laboratory core analysis. Comparison of methods of research gives the most accurate information of the current state of distribution of oil saturation and to identify areas with the most concentrated remaining reserves.

Keywords: residual oil content, operating practices of well operation, relative permeability models, indicator diagrams

References

1. Gimatudinov Sh.K. Physics of oil and gas reservoir. Textbook. Ed. 2, rev. and add. M.: "Nedra", 1971. 312 c.
2. Mishchenko Todorov Oil Production. M.: Oil and Gas, 2003. 350 c.
3. Strekalov A.V. Mathematical models of hydraulic systems for control of reservoir pressure maintenance. Tyumen: OJSC "Tyumen Printing House", 2007. 661 c.

Сведения об авторах

Королев М. С., канд. техн. наук, кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ТГНГУ, г. Тюмень

M.S.Korolev, phd. tech. sci., of the department «Development and Exploitation of oil and gas fields» Tyumen State Oil and Gas University, Tyumen

Стрекалов А.В., д-р. техн. наук «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ТГНГУ, г. Тюмень

A.V. Strekalov, dr. tech. sci., of the department «Development and Exploitation of oil and gas fields» Tyumen State Oil and Gas University, Tyumen

Хусаинов А. Т., аспирант кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ТГНГУ, г. Тюмень

A.T. Khusainov, postgraduate of the department «Development and Exploitation of oil and gas fields» Tyumen State Oil and Gas University, Tyumen

e-mail: iq-tyumen@mail.ru