



УДК 622.276

**ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ИНДИКАТОРНЫХ ДИАГРАММ
НА БАЗЕ МОДИФИКАЦИИ ФОРМУЛЫ ВОГЕЛЯ**

**PREDICTION INDICATOR DIAGRAMS
ON THE BASIS OF THE MODIFICATION OF THE FORMULA OF VOGEL**

Казетов Сагидулла Ибатуллоевич
аспирант кафедры
разработки нефтяных и газовых месторождений,
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

Исмагилов Салават Фаритович
кандидат технических наук,
докторант кафедры «Машины
и оборудование нефтегазовых промыслов»,
Уфимский государственный
нефтяной технический университет
felix8047@mail.ru

Kazetov Sagidulla Ibatulloevich
Post-Graduate Student of the chair
Development of oil and gas fields,
Gubkin Russian State University
of Oil and Gas
(National Research University)

Ismagilov Salavat Faritovich
Candidate of technical sciences,
Doctoral student of the chair
«Machines and Equipment
for Oil and Gas Fields Department»,
Ufa State Petroleum
Technological University
felix8047@mail.ru

Аннотация. Вопрос технико-экономического обоснования оптимального забойного давления для добывающих скважин нефтяных месторождений на сегодняшний день достаточно актуален. Это обусловлено тем, что помимо положительной стороны, связанной с ростом суточной добычи нефти при снижении забойного давления, имеется и отрицательная – чрезмерное снижение забойного давления, вызывающее разгазирование нефти в призабойной зоне пласта, сказывается на производительности добывающей скважины. В работе проанализированы методы прогнозирования кривых притока, получившие широкое применение для оценки дебита скважины при забойных давлениях ниже давления насыщения. Предложен метод прогнозирования притока пластовой жидкости, базирующийся на модификации и обобщении формулы Вогеля, учитывающий нелинейный характер кривой притока при забойных давлениях ниже давления насыщения.

Ключевые слова: забойное давление, скважинный штанговый насос, кривая притока, дебит, формула Вогеля, нелинейная регрессия.

Annotation. The question of feasibility study of optimal bottom-hole pressure for producing wells of oil fields today is quite relevant. This is due to the fact that in addition to the positive side associated with the growth of daily oil production with a decrease in bottom – hole pressure, there is a negative – an excessive decrease in bottom-hole pressure, which causes the ungasging of oil in the bottom-hole zone, affects the productivity of the producing well. The paper analyzes methods for predicting inflow curves, which are widely used to estimate the well flow rate at bottom-hole pressures below the saturation pressure. A method for predicting the inflow of reservoir fluid, based on the modification and generalization of the Vogel formula, taking into account the nonlinear nature of the inflow curve at bottom-hole pressures below the saturation pressure.

Keywords: bottom-hole pressure, downhole rod pump, inflow curve, flow rate, Vogel formula, nonlinear regression.

При определении оптимального забойного давления в условиях локального разгазирования, в первую очередь, обычно руководствуются критерием максимального прироста дебита нефти, который вычисляется с помощью кривой притока (индикаторной диаграммы).

Можно выделить два основных класса моделей прогнозирования индикаторной диаграммы скважины: статистические и теоретические. Первые базируются на обобщении результатов промысловых исследований скважин с помощью статистических методов, вторые – на теории фильтрации двухфазных смесей в призабойной зоне пласта [1–8].

В настоящее время, когда пластовое давление выше давления насыщения, а забойное давление ниже давления насыщения, для оценки дебита скважины широко используются следующие зависимости:

- композитная формула Вогеля:

$$Q = \begin{cases} K_0(P_{пл} - P_{заб}), P_{заб} \geq P_{нас} \\ K_0(P_{пл} - P_{нас}) + \left(K_0 \frac{P_{нас}}{1,8}\right) \cdot \left(1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{заб}}{P_{нас}}\right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{заб}}{P_{нас}}\right)^2\right), P_{заб} < P_{нас} \end{cases} \quad (1)$$



- Формула Вогеля с поправкой на обводненность:

$$Q = \begin{cases} K_0(P_{пл} - P_{заб}), P_{заб} \geq P_{нас} \\ K_0(P_{пл} - P_{нас}) + fK_0(P_{нас} - P_{заб}) + (1-f) \cdot \left(K_0 \frac{P_{нас}}{1,8} \right) \cdot \left(1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{заб}}{P_{нас}} \right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{заб}}{P_{нас}} \right)^2 \right), P_{заб} < P_{нас} \end{cases}, \quad (2)$$

где $P_{нас}$ – давление насыщения; $P_{пл}$ и $P_{заб}$ – соответственно пластовое и забойное давления; K_0 – коэффициент продуктивности скважины при $P_{заб} = P_{нас}$; f – обводненность.

Но как показывают результаты многочисленных исследований, зависимость Вогеля для месторождений сильно отличается от фактических данных.

Стэндинг предложил ввести к зависимости Вогеля поправку в величину забойного давления для учета совокупного скин-фактора:

$$Q = K_0(P_{пл} - P_{нас}) + \left(K_0 \frac{P_{нас}}{\alpha} \right) \cdot \left(1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P'_{заб}}{P_{нас}} \right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P'_{заб}}{P_{нас}} \right)^2 \right), \quad (3)$$

$$P'_{заб} = P_{нас} - FE(P_{нас} - P_{заб})$$

где $P'_{заб}$ – давление поврежденной или стимулированной скважины; FE – фактор эффективности притока.

М. Феткович предложил соотношение для стационарного притока к скважине газированной жидкости при режиме растворенного газа. Для случая, когда пластовое давление превышает давление насыщения, а на забое скважины поддерживается давление, меньшее давления насыщения, зависимость приводится к следующему виду:

$$Q = K_0(P_{пл} - P_{нас}) + J \cdot (P_{нас}^2 - P_{заб}^2)^n, \quad (4)$$

где J – коэффициент продуктивности двухфазной фильтрации; n – показатель степени. Неизвестные коэффициенты K_0 , J и показатель степени n в уравнении притока определяются из индикаторной диаграммы.

Согласно методике Лысенко, для оценки коэффициента продуктивности скважины при давлениях ниже давления насыщения нефти применяется зависимость:

$$K = K_0 \exp(-\alpha(P_{нас} - P_{заб})), \quad (5)$$

где α – коэффициент, характеризующий степень изменения коэффициента продуктивности на единицу снижения давления ниже давления насыщения.

Согласно методике Мищенко, нелинейный характер индикаторных диаграмм может быть в общем описан уравнением вида:

$$Q = k \cdot (P_{пл} - P_{заб})^n, \quad (6)$$

где k – коэффициент пропорциональности, имеющий размерность коэффициента продуктивности, n – показатель степени, характеризующий тип и режим фильтрации.

На рисунке 1 представлены графики кривых притока жидкости.

Для расчета дополнительной добычи при снижении давления ниже давления насыщения предложен метод расчета теоретического дебита нефти скважины с обводнённой продукцией при забойном давлении ниже давления насыщения, учитывающая реальный характер кривых разгазирования и фазовой проницаемости газированной нефти [8]:

$$Q_H = \frac{2\pi}{\mu_H \ln \frac{R_g}{r_c}} \frac{P_{нас}}{P_{заб}} \int k_H \exp(-d \cdot \Gamma(P)) \cdot \frac{h \frac{k_e}{\mu_e} (1-f)}{\frac{k_e}{\mu_e} (1-f) + \frac{k_H}{\mu_H} \exp(-d \cdot \Gamma(P))} dP, \quad (7)$$

где k_H , k_e – фазовая проницаемость нефти и воды соответственно, μ_H , μ_e – динамическая вязкость, R_g – радиус зоны разгазирования, r_c – радиус скважины, f – обводненность продукции, d – константа, определяющая относительную проницаемость газированной нефти как функцию газонасыщенности, $\Gamma(P)$ – функциональная зависимость газонасыщенности потока от давления, h – эффективная толщина пласта.

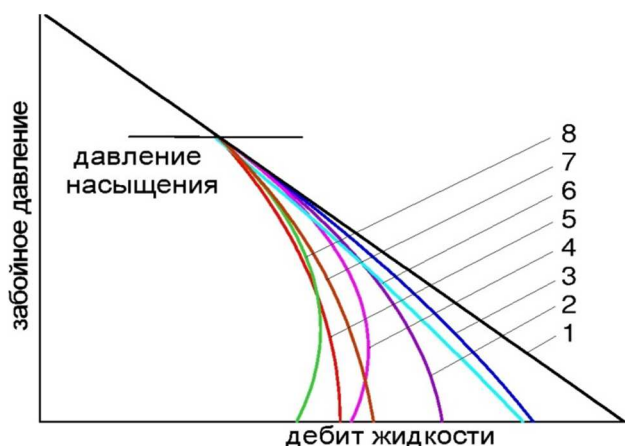


Рисунок 1 – Кривые потока:

1 – линейная; 2 – Вогеля; 3 – Вогеля с поправкой на обводнённость добываемой продукции; 4 – Вогеля-Стэндинга; 5 – Фетковича; 6 – Джонса, Блаунта, Глейза; 7 – Лысенко; 8 – Мищенко

В настоящее время при расчете индикаторных кривых (зависимостей дебита нефти от забойного давления) для скважин, работающих при забойном давлении ниже давления насыщения, широко используются результаты исследования Вогеля. Путем многочисленных расчетов им было показано, что уравнение действительно универсально: оно применимо для пластов с самыми различными фильтрационными характеристиками и PVT-свойствами флюидов. Но как показывают результаты многочисленных исследований, в силу своей универсальности, благодаря обобщению данных множества месторождений, зависимость Вогеля для месторождений отличается от фактических данных.

Для повышения точности расчетов предлагается методика решения задачи, основанная на адаптации формулы Вогеля к условиям рассматриваемого (Узеньского) месторождения путем применения обобщенного вида зависимости дебита от забойного давления:

$$Q = K_0(P_{пл} - P_{нас}) + fK_0(P_{нас} - P_{заб}) + (1-f) \cdot \left(K_0 \frac{P_{нас}}{\alpha} \right) \cdot \left(a_0 + a_1 \frac{P_{заб}}{P_{нас}} + a_2 \left(\frac{P_{заб}}{P_{нас}} \right)^2 + \dots + a_n \left(\frac{P_{заб}}{P_{нас}} \right)^n \right). \quad (8)$$

Определение коэффициентов α совокупности коэффициентов a формулы производится путем статистической обработки промысловых данных по скважинам залежи и индивидуально для каждого месторождения.

По результатам статистической обработки результатов промыслового эксперимента путем полиномизации и адаптации формулы Вогеля к условиям месторождения Узень получена модифицированная формула Вогеля для расчета притока жидкости в добывающих скважинах, учитывающая нелинейный характер кривой притока. Зависимость дебита жидкости от забойного давления для модифицированной зависимости Вогеля с поправкой на обводненность:

$$Q_{ж} = K_0(P_{пл} - P_{нас}) + fK_0(P_{нас} - P_{заб}) + 0,8(1-f) \cdot \left(K_0 \frac{P_{нас}}{3.6} \right) \cdot \left(1 - \left(\frac{P_{заб}}{P_{нас}} \right)^6 \right). \quad (9)$$

Результаты верификации разработанных методов прогнозного расчета кривой притока для одной из скважин Узеньского месторождения представлены на рисунке 2.

Из графиков следует, что предлагаемая методика дает результат, близкий к промысловым исследованиям, что свидетельствует об адекватности решения. Индикаторная диаграмма характеризуется наличием вертикального линейного участка, снижение забойного давления ниже которого не приводит к росту дебита скважины. Анализ характера модифицированной кривой притока Вогеля путем расчета ее первой производной позволяет рассчитать величину минимального рекомендуемого забойного давления.

Выводы

Показано, что результаты, полученные по модифицированной формуле Вогеля, наилучшим образом описывают характер зависимости дебита нефти скважины от забойного давления ниже давления насыщения.

Для получения достоверных результатов прогнозирования зависимость Вогеля должна быть адаптирована для каждого месторождения, проведением промысловых замеров дебита скважины при разных забойных давлениях ниже давления насыщения нефти газом.

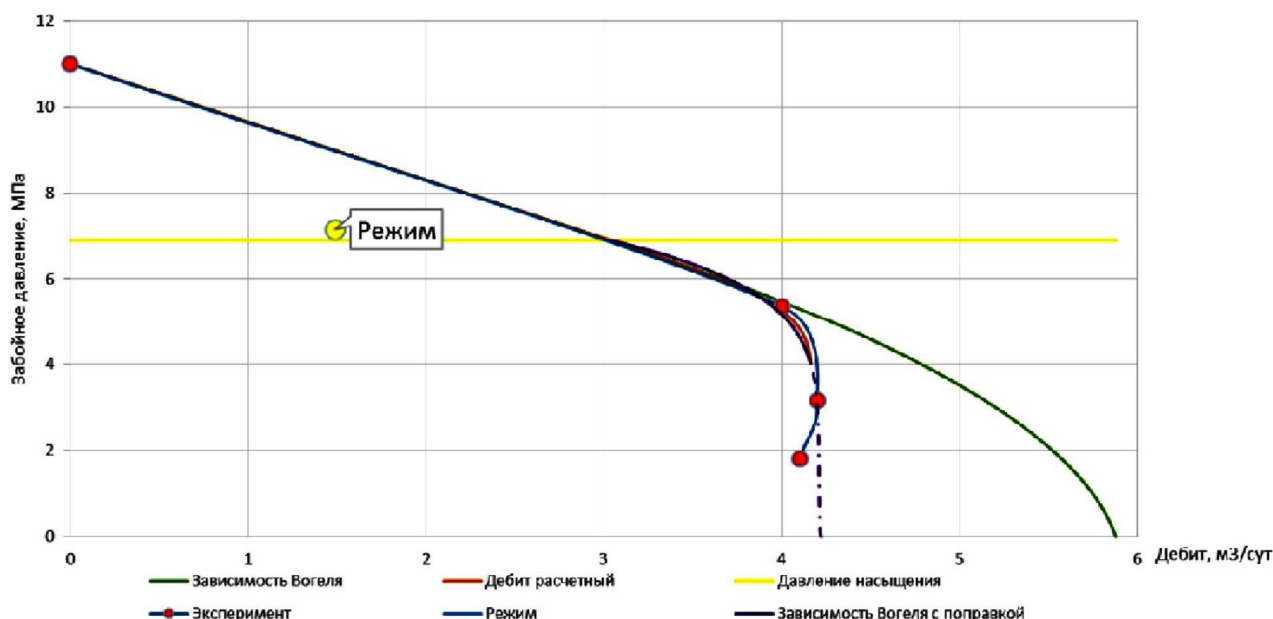


Рисунок 2 – Результаты расчетов кривой притока для скважины № 4764 Узеньского месторождения

Литература:

1. Лысенко В.Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений. – М. : Недра, 1987.
2. Мищенко И.Т., Сагадиев Р.Ф. Установление режима эксплуатации добывающей скважины при забойном давлении ниже давления насыщения // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 4. – С. 104–106.
3. Теоретические и промысловые исследования работы скважины при забойном давлении ниже давления насыщения / К.Р. Уразаков [и др.] // Интервал. Передовые нефтегазовые технологии. – 2007. – № 9 (104). – С. 56–62.
4. Хасанов М.М., Мукминов И.Р., Бачин С.И. К расчёту притока жидкости к скважинам, работающим в условиях локального разгазирования // Нефтепромысловое дело. – 2000. – № 8–9. – С. 38–42.
5. Vogel J.V. Inflow Performance Relationships for Solution Gas Drive Wells. – JPT, Jan., 1968.
6. Standing M.B. e.a. Inflow Performance Relationships for Damaged Wells Producing by Solution Gas Drive // Journal of Petroleum Technology. – 1970. – V. 22. – № 11. – P. 1399–1400.
7. Fetkovich M.J. e.a. The Isochronal Testing of Oil Wells. Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME. – 1973.
8. Методика расчета коэффициента продуктивности скважин неоднородных по проницаемости коллекторов / Н.Г. Назарова [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 4 (209). – С. 51–55.

References:

1. Lysenko V.D. Design of development of oil deposits. – M. : Nedra, 1987.
2. Mishchenko I.T., Sagadiev R.F. Establishment of the operating mode of the producing well at bottom-hole pressure below the saturation pressure // Oil industry. – 2003. – № 4. – P. 104–106.
3. Theoretical and field studies of wells with bottomhole pressure below the saturation pressure / K.R. Urazakov [et al.] // Int. Advanced oil and gas technologies. – 2007. – № 9 (104). – P. 56–62.
4. Khasanov M.M., Mukminov I.R., Bachin S.I. To the calculation of the inflow to the wells, working in terms of local razgazirovaniya // Oilfield business. – 2000. – № 8–9. – P. 38–42.
5. Vogel J.V. Inflow Performance Relationships for Solution Gas Drive Wells. – JPT, Jan., 1968.
6. Standing M.B. e.a. Inflow Performance Relationships for Damaged Wells Producing by Solution Gas Drive // Journal of Petroleum Technology. – 1970. – V. 22. – № 11. – P. 1399–1400.
7. Fetkovich M.J. e.a. The Isochronal Testing of Oil Wells. Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME. – 1973.
8. The method of calculation of coefficient of performance of wells in heterogeneous permeability reservoirs / N.G. Nazarova [et al.] // Oil. Gas. Innovations. – 2018. – № 4 (209). – P. 51–55.