

**АНАЛИЗ РЕШЕНИЙ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЕБИТА
ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ**
ANALYSIS OF SOLUTIONS TO DETERMINE THE DELIVERY
RATE OF A HORIZONTAL WELL

Э. Ф. Гильфанов, А. К. Ягафаров

E. F. Gilfanov, A. K. Yagafarov

*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

*Ключевые слова: горизонтальная скважина; расчетный дебит;
гидродинамические исследования скважин; коэффициент продуктивности*
Key words: horizontal well; delivery rate; well test (WTA); Productivity Index (PI)

В настоящее время бурение горизонтальных скважин (ГС) является одним из основных способов повышения дебита в давно освоенных нефтегазовых регионах добычи.

Новые технологии, основанные на применении горизонтальных скважин, коренным образом изменили теорию и практику мировой добычи углеводородов [1, 2, 3]. Дебиты скважин, имеющие горизонтальные окончания, значительно возросли. В результате есть возможность эксплуатировать месторождения раздельными сетками скважин, снизить депрессии, увеличить продолжительность безводного периода эксплуатации скважин. На некоторых месторождениях запасы, которые считались неизвлекаемыми, в настоящее время могут добываться в промышленных масштабах («сланцевый бум» в США — разработка формации Баккен и других месторождений, а также залежи высоковязкой нефти с колоссальными запасами (в районе реки Ориноко в Венесуэле)).

Аналізу состояния эксплуатации горизонтальных скважин посвящено достаточно много работ [2].

Стремительный рост числа скважин с горизонтальным участком опережает развитие теории и практики гидродинамических исследований ГС. Несмотря на значительное время освоения, технологии бурения горизонтальных скважин и исследований, в области гидродинамических исследований многие вопросы фильтрации жидкости в ГС, фундаментальные вопросы движения пластового флюида продолжают оставаться открытыми.

Многие исследования проводятся уже после закрытия скважины, без записи предыстории ее эксплуатации. Несмотря на внедрение термоманометрических систем (ТМС) измерения и записи давления на глубине, приближенной к кровле пласта, в значительном множестве исследований регистрация давления на интервале времени до остановки скважины отсутствует.

В основном запись давления начинается после спуска прибора на глубину, максимально приближенную к интервалу перфорации.

Большое влияние на качество интерпретации имеет точное определение дебита исследуемой скважины до ее остановки. До настоящего времени в литературе не приводятся точные аналитические решения задачи притока жидкости к горизонтальным и многозабойным скважинам в пласте конечной толщины. Имеются лишь приближенные формулы для расчета дебита ГС и МГС. В 50-е и 60-е годы XX века начала разрабатываться специальная техника и технология бурения наклонных, горизонтальных, разветвленных горизонтальных и многозабойных скважин. Первые теоретические решения в СССР и России дают ответы на вопросы математического расчета притока к горизонтальным скважинам (П. Я. Полубаринова-Кочина, В. П. Меркулов, В. П. Табаков, Ю. П. Борисов, В. П. Пилотовский и др.).

За рубежом многие исследователи изучали проблемы притока к горизонтальным скважинам (С. Д. Джоши, Ф. Кучук, Ф. М. Гигер, М. Экономидес и др.).

На примере гидродинамического исследования горизонтальной скв. 57Г на месторождении 1 (пласт БП₁₀) проведен подробный анализ применимости расчетных формул дебита. На рисунке 1 приведена схема участка месторождения скв. 57Г.

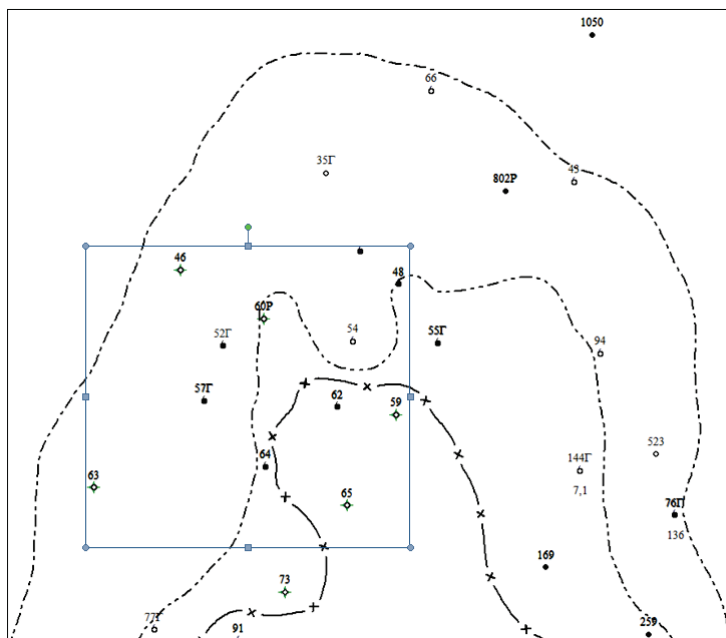


Рис. 1. Исследуемый участок месторождения

В таблице приведены геолого-физическая характеристика пласта БП₁₀ и технологические параметры скв. 57 Г.

Краткая геолого-физическая характеристика объекта БП₁₀, скважина 57Г и технологические параметры

| Параметры | Пласт БП ₁₀ |
|--|------------------------|
| Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м | 3,54 |
| Коэффициент пористости, доли ед. | 0,185 |
| Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед. | 0,599 |
| Коэффициент песчанности, доли ед. | 0,72 |
| Расчлененность, ед. | 31 |
| Начальная пластовая температура, °С | 76,8 |
| Начальное пластовое давление, ат | 252 |
| Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³ | 0,831 |
| Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³ | 0,690 |
| Объемный коэффициент нефти, доли ед. | 1,291 |
| Давление насыщения нефти газом, ат | 190 |
| Газовый фактор, м ³ /т | 143 |
| Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с | 0,5 |
| Интервал перфорации, м | 3 106–3 392 |
| Длина перфорированного горизонтального участка скважины, м | 286 |

На рисунке 2 приведена корреляционная схема по профилю скв. 48, 55Г, 57Г, 62.

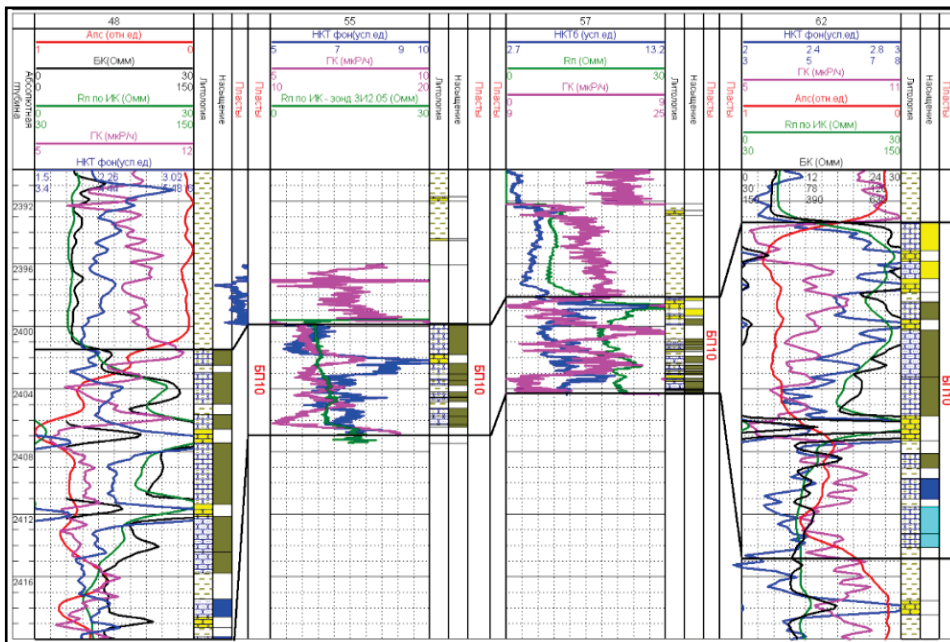


Рис. 2. Корреляционная схема по профилю скв. 48, 55Г, 57Г, 62

После бурения и спуска эксплуатационной колонны скв. 57Г освоена кратковременной подачей газа высокого давления от ближайшей скважины («отдувка») в затрубное пространство. Оработка скважины проведена в течение суток и далее остановлена на КВД. За средний дебит скважины принята величина 140 м³/сут. Попробуем рассчитать дебит скважины.

Проанализируем известные математические решения дебита горизонтальных скважин при установившемся притоке.

Расчет по формуле (1) Джоши [4, 5] больше фактического на 21 м³/сут.

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu \ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} + \frac{h}{L} \ln \left(\frac{h}{2\pi r_c} \right) \right)} = 161 \text{ м}^3/\text{сут}, \quad (1)$$

где a — половина большой оси эллипса эллиптической площади дренирования, м; h — эффективная толщина пласта, 3,54 м; k — проницаемость пласта, 50мД; ΔP — $\Delta P = P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}$, депрессия давления, 31,35 атм; μ — вязкость, 0,5 мПа.с; r_c — радиус скважины, 0,108 м; L — длина горизонтального участка, 286 м.

Согласно приведенным данным, a рассчитывается по следующей формуле:

$$a = \frac{L}{2} \sqrt{\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2R_k}{L} \right)^4}} = 279 \text{ м},$$

где R_k — радиус контура питания, 250 м.

Расчет по формуле Ю. П. Борисова (2). За форму дренирования принимается круг, и дебит составит 133,3 м³/сут.

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu_n \cdot B} \cdot \frac{\Delta P}{\ln \frac{4R_k}{L} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2r_c}} = 133,3 \text{ м}^3/\text{сут} \quad (2)$$

По формуле Ибрагимова форма зоны дренирования представляет собой слой усеченного шара (3):

$$Q = \frac{2\pi kL}{\mu_n \cdot B} \cdot \frac{\Delta P}{\ln \frac{L}{r_c} + 0,1 \frac{R_k - h}{h} \ln \frac{R_k}{h}} = 359,1 \text{ м}^3/\text{сут}. \quad (3)$$

Формула Гигера (4). Форма зоны дренирования представляет усеченный сверху и снизу эллипсоид. Расчетный дебит составил 152,7 м³/сут

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu_n \cdot B} \times \frac{\Delta P}{\ln \frac{1 + \left(1 - \frac{L}{2R_k}\right)^{0,5}}{\frac{L}{2R_k}} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2\pi c}} = 152, \text{ м}^3/\text{сут}. \quad (4)$$

Расчетный дебит по формуле Экономидеса [4]. Форма зоны дренирования — эллипсоид.

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot K_r \cdot H \cdot \Delta P}{B \cdot \mu \cdot \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - 0,25 \cdot L^2}}{0,5 \cdot L} \right) + \frac{I_{ani} \cdot H}{L} \cdot \ln \left[\frac{I_{ani} \cdot H}{(I_{ani} + 1) \cdot 1 \cdot R_c} \right] + \frac{I_{ani} \cdot H}{L} \cdot S \right]} = 38 \text{ м}^3/\text{сут},$$

где

$$a = \frac{L}{2} \cdot \left[0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2 \cdot R_k}{L} \right)^4} \right]^{0,5}.$$

Коэффициент продуктивности

$$K_{\text{прод}} = \frac{2 \cdot \pi \cdot K_r \cdot H}{B \cdot \mu \cdot \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - 0,25 \cdot L^2}}{0,5 \cdot L} \right) + \frac{I_{ani} \cdot H}{L} \cdot \ln \left[\frac{I_{ani} \cdot H}{(I_{ani} + 1) \cdot 1 \cdot R_c} \right] + \frac{I_{ani} \cdot H}{L} \cdot S \right]} = 3,89 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{атм}).$$

В данном случае расчетный дебит 137,7 м³/сут оказался наиболее приближенным к фактическому.

При расчетах по формуле Джоши предполагаем, что горизонтальный участок представляет собой однородный коллектор по всей длине. Но по данным ГИС скв. 57Г суммарная длина нефтенасыщенных пропластков равна 209 м, и тогда расчетная величина становится равной 157 м³/сут (ближе к промысловым данным). Если брать эффективную толщину перфорированной части, общей длины нефтенасыщенного коллектора, равной 196,4 м, тогда дебит равен 140,2 м³/сут. Что соответствует промысловым показателям.

Как известно [4], при выборе расчетной формулы из предложенных необходимо исходить из конкретных промысловых условий, учитывая существующую сеть вертикальных скважин и интерференцию скважин.

Таким образом, формула Экономидеса наиболее предпочтительна при расчете дебита в данных геолого-промысловых условиях и способах добычи. Существующие аналитические решения расхода скважины предполагают однородность коллектора по всей длине. Как показывают приведенные расчеты, необходимо учитывать неоднородность коллектора по горизонтальному участку скважины при расчетах дебита скважины.

Список литературы

1. Совершенствование бурения горизонтальных и разветвленно-горизонтальных скважин / Н. К. Байбаков [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 4. – С. 8–9.
2. Берлин Т. Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. – М: Недра, 2001. – 198 с.
3. Алиев З. С., Бондаренко В. В. Исследование горизонтальных скважин // Нефть и газ. – М., 2004. – 150 с.
4. Особенности разработки нефтегазовых месторождений (Часть I) / А. П. Телков [и др.] – Тюмень: Изд-во ООО НИПИКБС-Т, 1999-2000. – 328 с.
5. Joshi S. D., Joshi Ph. D. Horizontal well technology. Technologies international, Inc. – Tulsa, OK, USA, 1990.

Сведения об авторах

Гильфанов Эдуард Фуатович, заведующий лабораторией методического сопровождения технологии гидродинамических исследований и интерпретации, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИ-нефть» в г. Тюмени, тел. 89123947564, e-mail: geogil60@mail.ru

Ягафаров Алик Каюмович, д. г.-м. н., профессор, академик РАЕН, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Gilfanov E. F., Head of the Laboratory of Methodological Support of Well Test and Interpretation Technology, Branch of OOO «LUKOIL-Engineering» «KogalymNIPIneft» in Tyumen, phone: 89123947564, e-mail: geogil60@mail.ru

Yagafarov A. K., Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Academician of the Russian Academy of Natural Sciences, Industrial University of Tyumen

УДК 622.276.3

ИССЛЕДОВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН WELL TESTING HORIZONTAL GAS-CONDENSATE WELLS

М. Л. Карнаухов, О. Н. Павельева

M. L. Karnaukhov, O. N. Pavelyeva

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: газоконденсатный пласт; гидродинамические исследования (ГДИ); кривые снижения и восстановления давления (КСД и КВД)

Key words: gas-condensate reservoir; well testing (WT); drawdown curves and pressure build-up curves (DDC, BBC)

Гидродинамические исследования горизонтальных газоконденсатных скважин существенно отличаются от стандартных исследований нефтяных и газовых скважин. Интерпретация результатов ГДИ необходима для выявления важнейших данных для проектирования разработки и применения методов оптимизации дебитов, учитывая особенности ближних и удаленных зон дренирования скважин. В данной работе с помощью ГИС выявлены геолого-технические критерии эффективного внедрения горизонтальных скважин для разработки газоконденсатных скважин в Западной Сибири.

Особенности гидродинамических исследований покажем на примере испытания горизонтальной скв. 1, пробуренной на одном из газоконденсатных месторождений Уренгоя.

В таблице приведены данные о режимах исследования в остановленной скважине (КВД), где отработка скважины на каждом режиме велась в течение 2,5–41 часов при дебитах газа от 0 до 375,9 тыс. м³/сут и диаметрах штуцера 10,1–15,9 мм.