

**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.

Исходные данные по результатам исследования скважины

Номер режима исследования	Диаметр штуцера, $d_{шт}$, мм	Дебит смеси, Q_3 , тыс. м ³ /сут	Время, T, час	Давление, P_3 , ат	Температура, t, °С	Коэффициент сверхсжимаемости, Z_3
1	15,9	375,91	7	161,93	74,6	0,875
2	14,1	329,74	7	168,04	75,0	0,875
3	12,2	298,01	15	187,83	77,3	0,882
4	10,1	249,81	6,5	207,10	78,8	0,890
5	10,1	237,8	2,5	199,35	77,75	0,888
6	КВД	0	41	300,70	81,64	—

Исследование скважины проводилось с обработкой на нескольких режимах отбора жидкости из пласта и записью КВД. Произведены замеры дебитов и депрессий на пяти режимах (точки замеров показаны на графике, рис. 1).

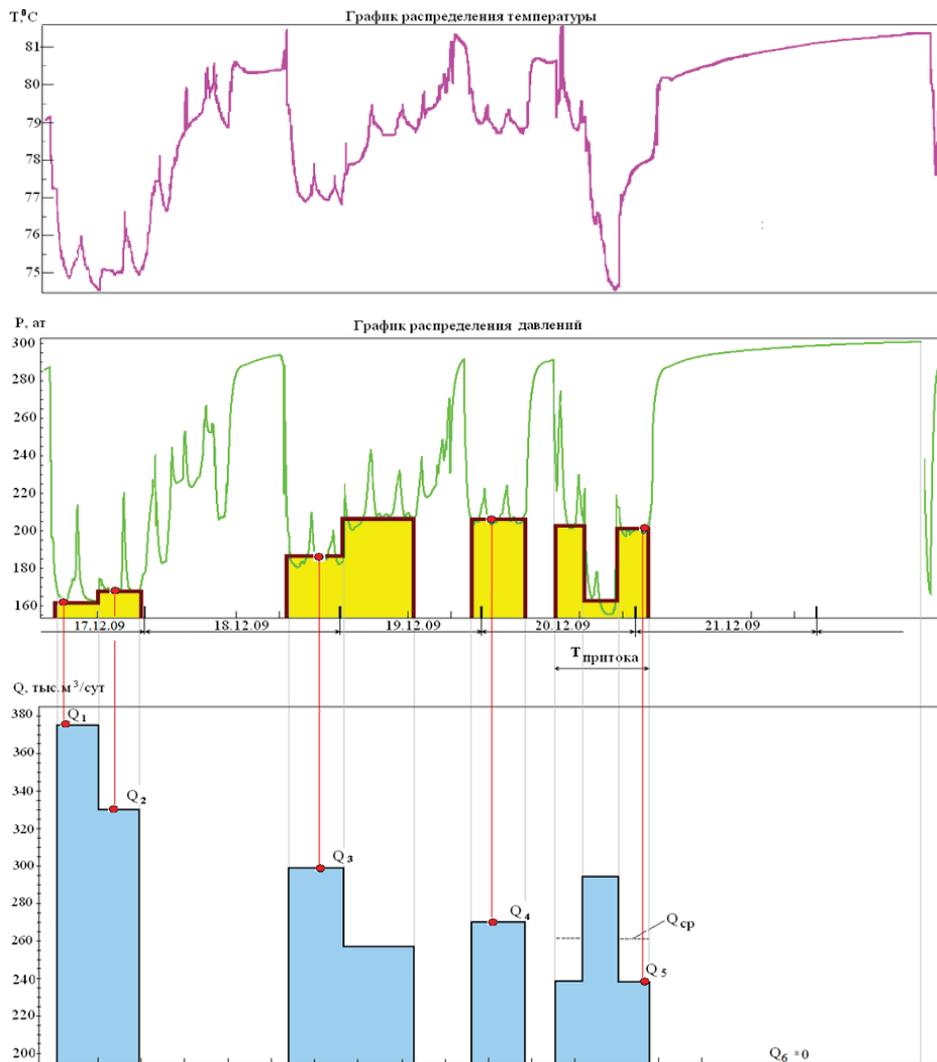


Рис. 1. Графики давления, температуры и дебита при различных режимах исследования на штуцерах диаметром: $Q_1 - d = 15,9$ мм; $Q_2 - d = 14,1$ мм; $Q_3 - d = 12,2$ мм; $Q_4 - d = 10,1$ мм; $Q_5 - d = 10,1$ мм; $Q_6 -$ КВД

Показаны диаграммы давления $P_{заб}$, $P_{зат}$ и $P_{уст}$ и температуры t , °С (см. рис. 1), записанные в процессе исследования скважины, а также приведен график дебитов Q_i при каждом режиме исследования.

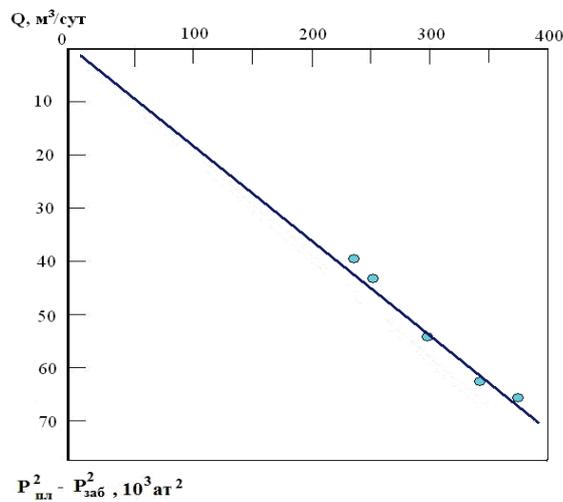


Рис. 2. Обработка результатов замеров при исследовании на режимах с построением индикаторной кривой (ИК): $(P_{пл}^2 - P_{заб}^2), Q$

На рисунке 2 представлены результаты обработки данных замеров при исследовании на режимах. На графике построена индикаторная кривая (ИК)

$$\Delta(P^2) = (P_{пл}^2 - P_{заб}^2), \quad (1)$$

где $P_{пл}$, $P_{заб}$ — пластовое и забойное давления; Q — дебит.

По графикам ИК получена кривая, характеризующая несущественное нарушение закона фильтрации — близка к линейной функции, поэтому допустимо определить параметры продуктивности, проницаемости и гидропроводности (см. рис. 2).

Рассчитаем продуктивность пласта по формуле (2)

$$\eta = \frac{Q}{\Delta P}, \quad (2)$$

$$\eta = \frac{200 \frac{\text{тыс.м}^3}{\text{сут}}}{190 \text{ ат}} = 1,05 \frac{\text{тыс.м}^3 / \text{сут}}{\text{ат}},$$

где $Q = 200$ тыс. м³/сут; $\Delta P = 190$ ат.

Рассчитаем гидропроводность пласта по формуле (3)

$$\frac{kh}{\mu} = 0,366 \cdot \eta \cdot \frac{z_3 \cdot T_{пл} \cdot P_0}{P_{пл} \cdot T_y} \cdot \frac{3}{2} \cdot \left(\frac{1}{2,3} + \frac{\lg \frac{r_k}{r_1}}{\pi} \right), \quad (3)$$

$$\frac{kh}{\mu} = 0,366 \cdot 1,05 \cdot 10^3 \frac{\text{м}^3}{\text{ат}} \cdot \frac{0,888 \cdot 350,75^0 \text{ К} \cdot 1 \text{ ат} \cdot 0,842}{86400 \text{ с} \cdot 293^0 \text{ К} \cdot 306 \text{ ат}} = 13,01 \frac{\text{Д} \cdot \text{см}}{\text{сП}},$$

где r_k , r_c — радиус контура питания и скважины; z_3 — коэффициент сверхсжимаемости для забойных условий; $P_0 = 1$ ат; $T_{пл}$ и T_y — температура на забое и на устье; $z_3 = 0,888$, $T = 77,75$ °С; $P_{пл} = 306$ ат.

Кривая восстановления давления построена на графике в полулогарифмических координатах Хорнера (рис. 3) в соответствии с данными по КВД (см. рис. 2).

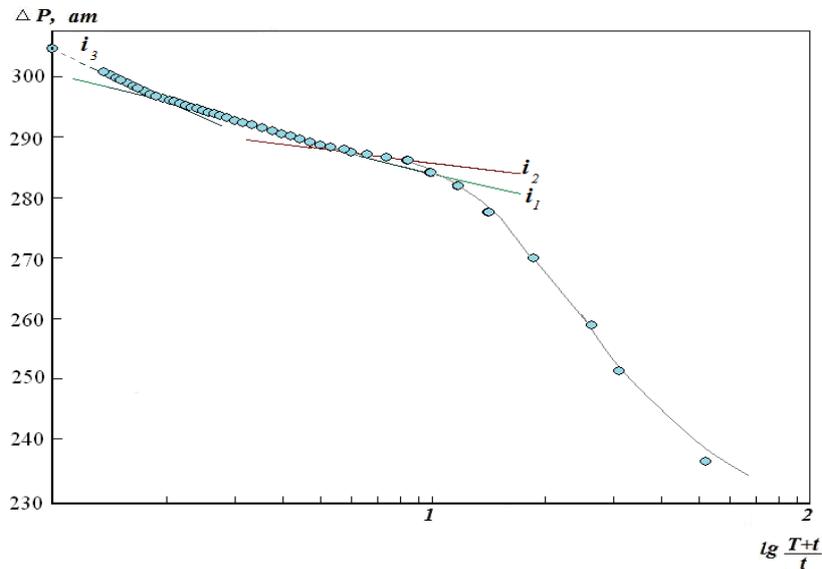


Рис. 3. Кривая восстановления давления — график Хорнера

На КВД можно выделить три сформировавшихся прямолинейных участка: $i_1 = 14$ ат/лц, $i_2 = 6$ ат/лц, $i_3 = 26$ ат/лц.

Наиболее продолжительный прямолинейный участок, имеющий наклон $i_2 = 6$ ат/лц, лучше всего характеризует свойства пласта. Однако, поскольку основной вид течения приходится на зону плоскопараллельного течения, то параметры пласта лучше определять по зависимостям для этого вида потока, то есть по формуле

$$P = P_{пл} - q_{ср} \cdot \frac{\mu \cdot z \cdot (P_{заб}) \cdot P_0 \cdot T_{заб}}{k \cdot h \cdot P_{заб} \cdot T_0} \cdot (\sqrt{T+t} - \sqrt{t}). \quad (4)$$

Исходя из этого уравнения, рассчитана гидропроводность пласта для выделенного прямолинейного участка КВД на графике (см. рис. 3) с наклоном $i = 15$ ат/лц

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{q_{ср} \cdot z \cdot (P_{заб}) \cdot P_0 \cdot T_{заб}}{i \cdot P_{заб} \cdot T_0} = \frac{283,8 \cdot 10^3 \frac{М^3}{ат} \cdot 350,75^0 К \cdot 1ат \cdot 0,888}{15 \frac{ат}{ц} 86400с \cdot 293^0 К \cdot 306ат} = 87,9 \frac{Д \cdot см}{сП},$$

где $z_3 = 0,888$; $T_y = 273 + 20 = 293$ °К.

Таким образом, по ИК гидропроводность равна

$$\frac{kh}{\mu} = 13,01 \frac{Д \cdot см}{сП}, \text{ а по КВД } \frac{kh}{\mu} = 87,9 \frac{Д \cdot см}{сП}, \text{ то есть в 6,75 раз выше.}$$

Условный скин-эффект определяем, исходя из КВД на графике Хорнера (см. рис. 3).

$$S = 1,151 \cdot \left(\frac{P_{пл} - P_6}{6} \right), \quad (5)$$

$$S = 1,151 \cdot \left(\frac{306 - 200}{6} \right) = 17,7.$$

Высокий скин-эффект и наличие излома на КВД свидетельствуют о том, что снижение проницаемости в ПЗП, по-видимому, связано с выпадением конденсата.

На рисунке 4 приведен стандартный диагностический график производной давления. Этот график исполняет роль диагностических кривых, по которым определяются виды потоков. Горизонтальная часть КВД на графике производной давления свидетельствуют о том, что процесс радиального течения достигнут, хотя, как видно из графиков в координатах (см. рис. 4), радиальное течение наступило намного позднее. Отсюда следует, что стандартные диагностические графики неверно идентифицируют процесс работы пласта с горизонтальными стволами скважин.

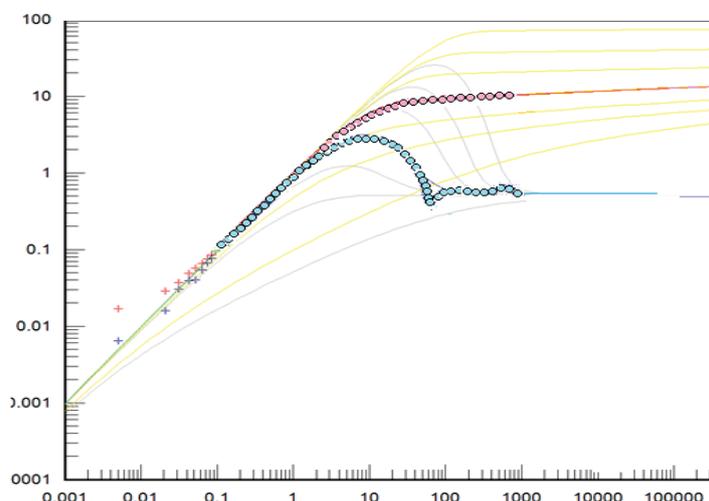


Рис. 4. Диагностический график производной давления

Создание программ построения теоретических (или эталонных) кривых позволяет непосредственно осуществлять подгонку эталонных (рассчитанных на компьютере) кривых к известным фактическим кривым, полученным на скважинах. Данная методика сравнения кривой при промысловых замерах с эталонными кривыми дает более точные результаты определения параметров пласта. Поскольку же мы имеем дело не с загрязнением пласта, а с выпадением конденсата, снижающего сопротивление в ПЗП, очевидно, устранение такого скин-эффекта может быть достигнуто регулированием депрессии на пласт.

Таким образом, наличие трех прямолинейных участков на графике Хорнера свидетельствует о том, что основное течение в период закрытия скважины на КВД происходило в зоне плоскопараллельного течения. Фиксирование последнего участка КВД свидетельствует о проявлении радиального течения в дальней зоне. Практически через весь 150-метровый ствол происходило поступление жидкости в скважину.

Затруднительно определить проницаемость пласта из-за отсутствия данных о толщине пласта — не вскрыта бурением подошва пласта.

Гидропроводность пласта по ИК существенно ниже, чем по КВД, что свидетельствует о низких сопротивлениях потока в ПЗП. Высокий скин-эффект подтверждает существование низкопроницаемой ПЗП. Снижение проницаемости в ПЗП связано выпадением конденсата в ближайшей зоне у горизонтального ствола.

Сведения об авторах

Карнаухов Михаил Львович, д. т. н., профессор кафедры моделирования и управления процессами нефтедобычи, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89222677181, e-mail: prof.ml@mail.ru

Павельева Ольга Николаевна, магистрант кафедры разработки нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89829455402, e-mail: devushkaolga9494@mail.ru

Information about the authors

Karnaikhov M. L., Doctor of Engineering, Professor at the Department of Modelling and Control of Processes of oil production, Industrial University of Tyumen, phone: 89222677181, e-mail: prof.ml@mail.ru

Pavelyeva O. N., Master's Student of the Department of «Development and Exploration of Oil and Gas Fields», Industrial University of Tyumen, phone: 89829455402, e-mail: devushkaolga9494@mail.ru

УДК 622.243

АСПЕКТЫ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН
ASPECTS OF OPTIMIZATION OF DRILLING DIRECTIONAL WELLS

В. Г. Кузнецов, Е. Г. Гречин, Д. А. Никифоров, Е. Н. Савин
V. G. Kuznetsov, E. G. Grechin, D. A. Nikiforov, E. N. Savin

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: бурение; скважина; наклонно направленная скважина; горизонтальная скважина; давление; режим бурения; долото

Key words: drilling; well; directional well; horizontal well; pressure; drilling mode; bit

Оптимизация процесса бурения скважины — это комплекс мероприятий, направленных на получение наилучших технико-экономических показателей при данных условиях бурения. Такими основными показателями являются механическая, рейсовая и коммерческая скорости бурения, проходка на долото, себестоимость одного метра проходки скважины.

Анализ опубликованных научных работ, посвященных оптимизации процесса бурения, позволяет обозначить следующие проблемы:

- основные теории и методы оптимизации были разработаны в 40–80-е гг. прошлого века, когда еще не было способов получения и обработки геологическо-технологической информации с буровой, моделирования технологических процессов с использованием вычислительной техники и специализированного программного обеспечения;
- в научных работах доминирует дифференцированный подход, основанный на оптимизации отдельных элементов технологического процесса бурения: работы шарошечного долота, гидравлических режимов промывочной жидкости, вибраций бурильной колонны и др.;
- структурные изменения, произошедшие в нефтяной промышленности в последние десятилетия, существенно изменили подходы к решению проблем оптимизации.

Оптимизация процесса бурения скважины начинается на стадии проектирования ее строительства. В России, в соответствии с действующими нормативно-регламентирующими документами, проектная документация на строительство скважины разрабатывается на основе задания на проектирование. Выбор решения (конструкция скважины, способ бурения, параметры раствора и др.) начинается на этапе предпроектных работ. На этой стадии проектировщиком и службами заказ-