

**ОСОБЕННОСТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ
ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН**
DISTINCTIVE FEATURES OF HYDRODYNAMIC INVESTIGATION
OF GAS-CONDENSATE WELLS

М. Л. Карнаухов, М. Марегатти, Ш. Ж. Мирбобоев, Д. А. Галиос

M. L. Karnaukhov, M. Maregatti, S. Z. Mirboboev, D. A. Galios

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Ключевые слова: газоконденсат; пласт; проницаемость; кривая восстановления пластового давления (КВД); моделирование

Key words: gas condensate; reservoir; permeability; pressure build-up curve; modeling

Цель этой статьи показать, что есть возможность судить по результатам гидродинамических исследований скважин (ГДИ) о поведении газоконденсата в пласте. Вопросы интерпретации результатов ГДИ газоконденсатных скважин недостаточно освещены в научной литературе.

Вопрос о применении ГДИ для изучения в газоконденсатных скважинах и характере поведения кривой восстановления давления (КВД) впервые рассмотрел А. Грингартен [1]. Он предположил, что характеристики ПЗП (призабойной зоны пласта) после снижения давления ниже давления конденсации ($P_{\text{кон}}$) изменяются. В ряде других работ зона вокруг ствола скважины представлялась в виде трех-четырех областей с различной насыщенностью [2–5]. Дальняя внешняя зона, где давление выше давления конденсации, содержит только газ — зона 4 (рис. 1 А). Область выпавшего конденсата А. Грингартен делит на три части. Зона 1 — область подвижного конденсата со скоростным течением, которая находится в непосредственной близости к скважине и характеризуется уменьшенной насыщенностью конденсатом. В этой зоне увеличивается газовая проницаемость. Зона 2 — область, где насыщенность жидкостью достигает критического значения [6], течение двухфазное с постоянным составом. Зона 3 — область с уменьшенной относительной газовой проницаемостью, жидкость в этой области неподвижна (рис. 1 А).

А. Грингартен и др. [2] показали, что все указанные зоны отображаются в виде соответствующих кривых давлений (рис. 1 Б). Анализ сделан в предположении однофазного течения. Применена известная функция, отражающая реальный газовый потенциал — газовое псевдодавление [7]:

$$m(p) = 2 \int_{P_0}^p \frac{P}{\mu(p)Z(p)} dp \quad (1)$$

где $m(p)$ — псевдодавление; P , P_0 — давление в пласте и в скважине; $Z(p)$ — коэффициент сверхсжимаемости; $\mu(p)$ — вязкость.

А. Грингартен предположил, что переходные процессы, происходящие в скважине при испытании газоконденсатных объектов, должны отражаться на регистрируемых КВД или КСД (кривой снижения давления). Выделенные им зоны различной насыщенности (рис. 1 А) также должны отражаться на этих кривых. На рис. 1 Б показаны КВД и их производные для случаев, когда выделяются три зоны (а) или две зоны (б). Для двухзонной модели предполагается, что существует только одна область выпадения конденсата, где конденсат неподвижен. Иногда зону с выпавшим конденсатом называют «банкой» (bank).

Процессы восстановления (снижения) давления для скважин с газоконденсатной банкой в призабойной зоне отличаются тем, что при переходе из двухфазного в однофазное состояние при изменении давления и переходе через точку конденсации (или давления конденсации) происходит задержка в процессе изменения давления.

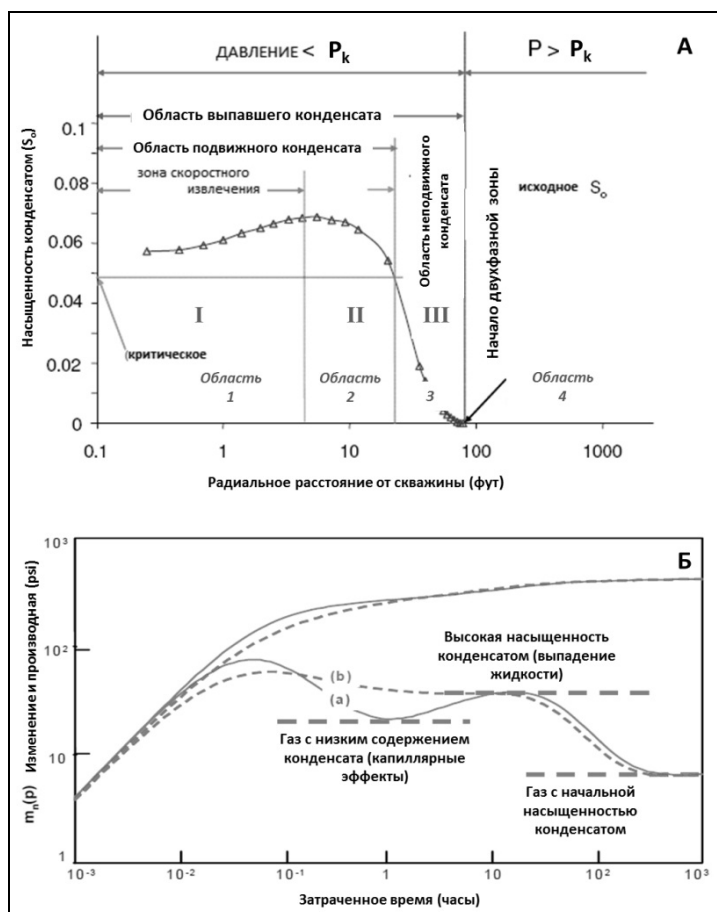


Рис. 1. А — Профиль насыщенности, связанный с особенностью выпавшего конденсата и скоростным течением: 1, 2 — область подвижного конденсата, 3 — область неподвижного конденсата, 4 — область газа. Б — Кривые давления и производной давления: (а) — с тремя областями; (б) — с двумя областями [1]

Аналогичное изменение давления может наблюдаться для скважины с кольцевой неоднородностью в призабойной зоне (глубокое повреждение призабойной зоны или кольматация), а также в пластах с двойной пористостью, но там задержка давления связана с обменными процессами между матрицей и трещинами. И в том, и в другом случае можно рассматривать фильтрационную систему как композиционную, состоящую из двух сред. Газоконденсатные пласты можно рассматривать в виде двух сред:

- околоскважинная зона (зона — блокады, банки) с двухфазной средой;
- удаленная зона с однофазной средой (газ).

Когда давление достигает точки конденсации в такой среде, то при переходном процессе исчезает первая зона, и такой процесс перехода из двухфазного в однофазное состояние сопровождается задержкой роста давления (рис. 2 В). На графиках $P - \ln t$ показано, что с ростом давления фиксируется переходная зона.

Теоретическую кривую восстановления давления для газоконденсатной скважины с газоконденсатной банкой в призабойной зоне можно получить по тому же принципу, что и для скважины с ухудшенной проницаемостью призабойной зоны, а также для пласта с двойной пористостью. Все эти случаи имеют задержку в процессе изменения давления при снятии КВД, которая возникает из-за ретроградного поведения конденсата или обменных процессов жидкости между матрицами и трещинами. В нашем случае обменные процессы являются результатом композиционных изменений флюида в мо-

мент перехода из двухфазного состояния в однофазное. Существуют дополнительные эффекты, связанные с изменением термобарических условий в призабойной зоне скважины, которые уменьшают изменения давления при фазовых переходах.

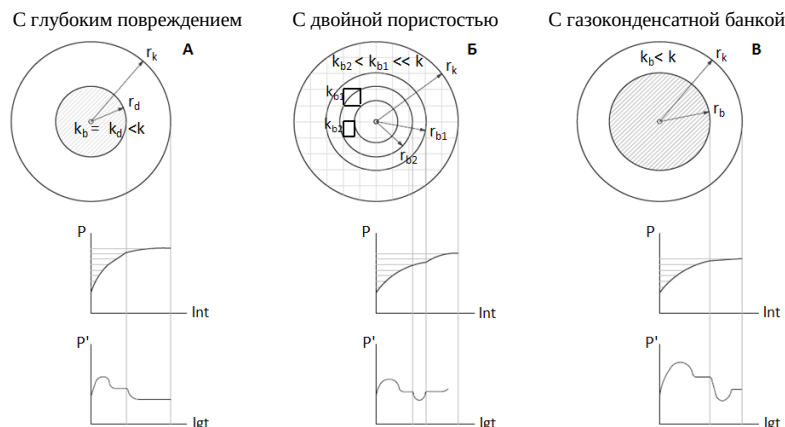


Рис. 2. Поведение давления и производной давления для различных условий в призабойной зоне скважины

Теоретическую КВД можно получить в результате решения дифференциального уравнения для радиального притока:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(kr \frac{\partial p}{\partial r} \right) = m \mu (\beta + \beta_1) \frac{\partial p}{\partial t}, \quad (2)$$

где P — давление, Па; r — радиус, м; t — время, с; m — пористость, д/е; μ — вязкость, Па·сек; β — сжимаемость, Па⁻¹; β_1 — «модифицированная» сжимаемость, Па⁻¹.

«Модифицированная» сжимаемость в уравнении (2) определяет переход из жидкости в газ. Эта функция учитывается, когда давление в скважине приближается к давлению, соответствующему точке росы. Фазовые переходы многофазной жидкости происходят по-разному и зависят от углеводородного состава и давления. В наших расчетах функция β_1 была принята как полусинусоидальная $\beta_1 = \alpha \sin(\nu t)$, где амплитуда α и переходный период ν зависели от свойств пласта и фазового состояния.

Разнообразие этих параметров в пределах, оцененных на рассматриваемых месторождениях (рис. 3 и рис. 4), позволили построить теоретические кривые восстановления давления, показанные на рис. 5.

На рис. 3 представлены результаты КВД и ее производная для четырех скважин. Для каждой из скважин построена теоретическая КВД и ее производная по предлагаемому методу. Точки на графике КВД (см. рис. 3 В) соответствуют фактическим замерам, а кривая 2 является результатом настройки подобранной теоретической кривой, максимально совпадающей с точечным изображением процесса в виде производной давления.

Так как в известных программах интерпретации нет методик расчета параметров пласта по КВД для случаев испытания газоконденсатных пластов, то наиболее подходящей из известных оказалась методика интерпретации, учитывающая радиальное течение и скин-эффект. В соответствии с этой методикой построена кривая 2 (см. рис. 3 В), которая наиболее «полно» совпала с фактической кривой на всем ее протяжении, однако эта методика не учитывает наличие зоны блокады и ретроградное поведение процесса.

Нельзя применить для анализа данной КВД подход, который рассматривает КВД с 2-мя «зигзагами», потому что на данной КВД есть участки с тремя «зигзагами», во-вторых, пока нет описания и программ получения соответствующих теоретических кривых, которые можно было бы применить для сравнения.

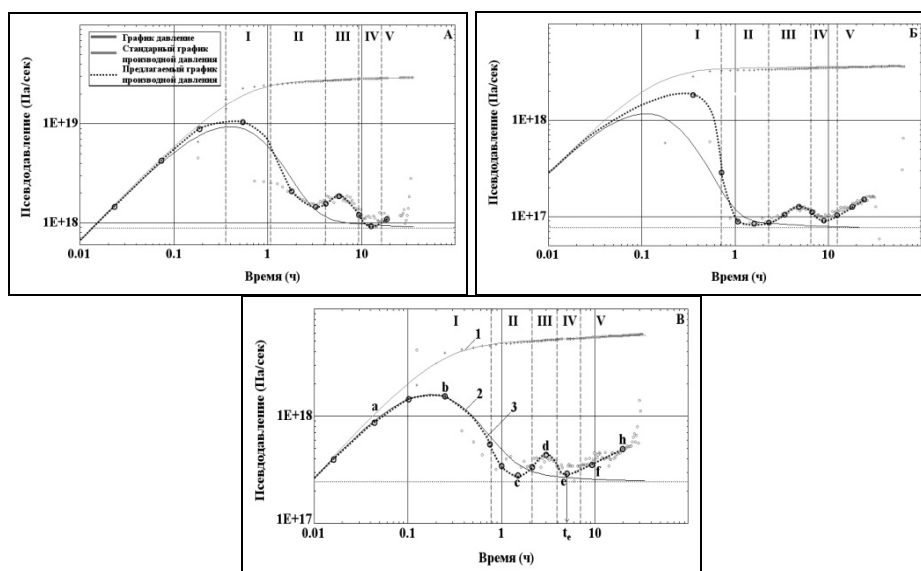


Рис. 3. Кривые восстановления давления по трем испытаниям (одинаковый пласт) в Карибском море; А и Б — вторая скважина, 4 и 5 испытание соответственно; В — скважина, испытание 4

Предложенная методика учитывает состояние ПЗП в период выпадения конденсата и после восстановления давления, в результате она позволяет при интерпретации результатов замера добиться лучшего совпадения фактической и теоретической кривых (см. кривая 3, рис. 3 В). Выполнены расчеты по стандартной методике (см. кривая 2, рис. 3 В) и по предлагаемой (см. кривая 3, рис. 3 В). Результаты предоставлены в таблице.

Сопоставление кривых 2 и 3 (рис. 4 В) с промысловыми данными

Стандартная методика	Предлагаемая методика
$C \text{ (м}^3/\text{ат)} = 0,604$	$C \text{ (м}^3/\text{ат)} = 0,41$
$S_{\text{kin}} = 3,84$	$S_{\text{kin}} = 4$
$K \text{ (мД)} = 41,7$	$K \text{ (мД)} = 48$
$K_{\text{бкон}} \text{ (мД)} — \text{не определяется}$	$K_{\text{бкон}} \text{ (мД)} = 25,2$

Значения скин-эффекта и проницаемости совпали по двум методикам, емкостный показатель C в наших расчетах ближе к истинному, но, главное, определена проницаемость зоны блокады ($K_{\text{бкон}} = 25,2 \text{ мД}$), по зигзагу «с-d-e» определен радиус зоны блокады.

Таким образом, видим, что фиксирование на графике КВД «зигзага» типа «с-d-e» (см. рис. 3) позволяет судить о ретроградном переходе газожидкостной фазы в газовую, и о возможности определения параметров зоны блокады по данным соответствующего времени перехода. Такое поведение КВД характерно для многих газоконденсатных пластов Венесуэлы и России (с которыми удалось познакомиться): те же «зигзаги» на графиках производной давления, но разных форм, причем форма «зигзагов» связана с факторами, характеризующими ретроградные процессы перехода из жидкого состояния в газ [8]. В результате статистического анализа большого числа КВД по скважинам месторождений Венесуэлы (Рио Карибе) и России (Тюменской области) показано, что полусинусоида наилучшим образом аппроксимирует «модифицированную» сжимаемость $\beta_1 = \alpha \sin(\nu t)$. Расчет значения проницаемости газоконденсатной банки показал, что $k_{\text{банк}} = 25,2 \text{ мД}$, среднее от проницаемости в зонах I, II и III, то есть учитывает скин-эффект, емкость ствола скважины и газоконденсатную банку.

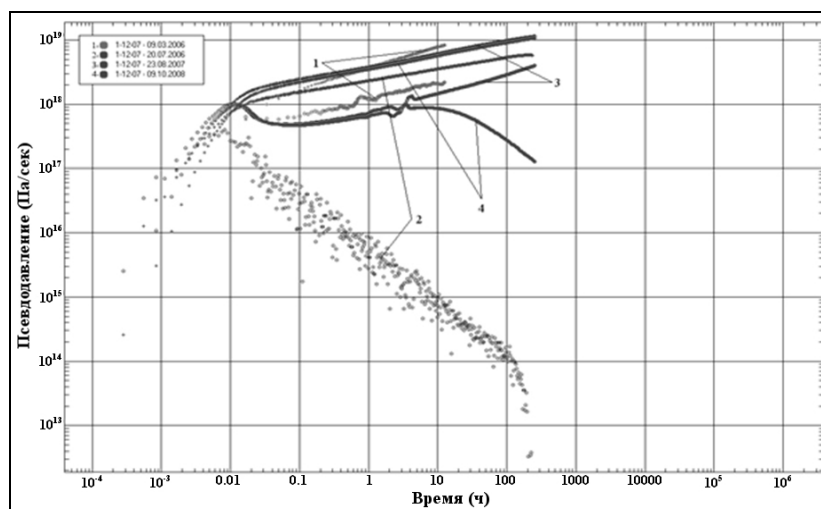


Рис. 4. Кривые восстановления давления по четырем испытаниям из одной скважины Уренгойского месторождения (в ачимовских толщах) [8]

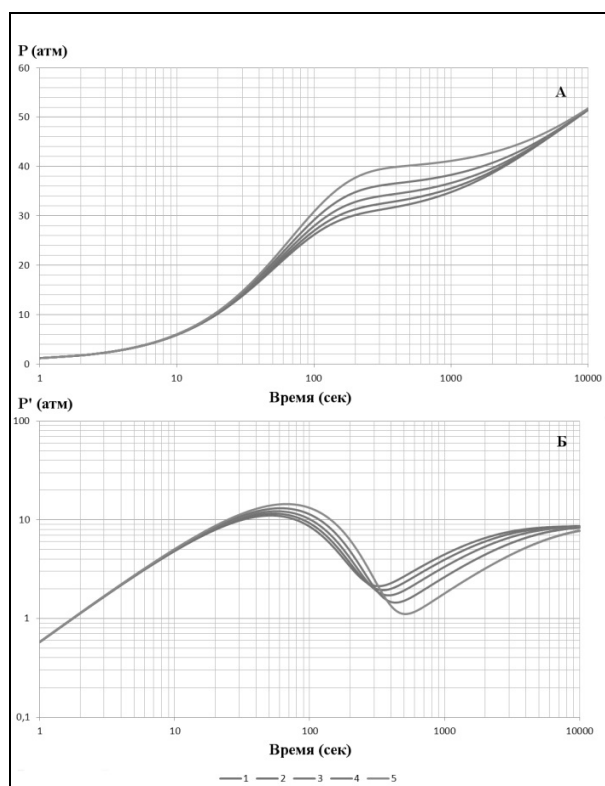


Рис. 5. Смоделированные кривые восстановления пластового давления для газоконденсатной скважины. А и Б — полулогарифмический и билогарифмический масштаб

Разработана методика определения изменения давления при испытании газоконденсатных скважин на приток и восстановление давления, отражающая эффекты выпадения конденсата (КСД) и ретроградного перехода конденсата в газовую фазу (КВД).

Моделирование подобных эффектов позволяет определить газоконденсатную банку и фильтрационные свойства пласта в этой зоне.

Кроме того, зная характеристики выпадения конденсата, можно прогнозировать его потери и проектировать режим эксплуатации газоконденсатных скважин с исключением больших потерь конденсата.

Список литературы

1. Gringarten A. C., Bozorgzadeh M., Daungkaew S., Hashemi A. Well test analysis in lean gas condensate reservoirs: Theory and Practice, SPE100993, paper presented at the 2006 SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition held in Moscow, Russia, 3-6 October, 2006.
2. Fevang O., Whitson C.H. Modelling gas condensate well deliverability, SPE30714, paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Texas, October 22-25, 1995.
3. Gondouin M., Iffly R., Husson J. An attempt to predict the time dependence of well deliverability in gas-condensate fields. Society of Petroleum Engineering Journal June 1967:112-124.
4. Kalaydjian FJ.-M., Bourbiaux B.J., Lambard J.-M. Predicting gas-condensate reservoir performance: How flow parameters are altered when approaching productions wells, SPE36715, paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Colorado, October 6-9, 1996.
5. Ali J. K., McGauley P. J., Wilson C. J. Experimental studies and modeling of gas condensate flow near the wellbore, SPE39053, paper presented at the Fifth Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference and Exhibition, Brazil, 30 August – 3 September, 1997.
6. Muskat M. Physical principle of oil production. In: McGraw-Hill Book Co., Inc., New York, 1949. p. 793.
7. Al-Hussainy R., Ramey H.J.Jr., Crawford P.B. The flow of real gases through porous media. In: J. Pet. Tech., May, 1946. p 624-636.
8. Мирбобоев Ш. Ж., Марегатти М., Кравченко Л. В. Материалы V Международной научно-практической конференции, Чкаловск, Таджикистан, 25 апреля 2014 года. – С. 12-17.

Сведения об авторах

Карнаухов Михаил Львович, д. т. н., профессор кафедры «Моделирование и управление процессами нефтедобычи», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 89222677181, e-mail: karnauhov@front.ru

Марегатти Мигель, аспирант кафедры «Моделирование и управление процессами нефтедобычи», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 89324790765, e-mail: maregattim@gmail.com

Мирбобоев Шухратжон Журабоевич, аспирант кафедры «Моделирование и управление процессами нефтедобычи», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 89324888126, e-mail: mirboboev88@mail.ru

Галиос Дмитрий Александрович, аспирант кафедры «Моделирование и управление процессами нефтедобычи», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 89199321222, e-mail: galiosdima@gmail.ru

Information about the authors

Karnaukhov M. L., Doctor of Engineering, professor of the chair «Modeling and control of oil and gas recovery processes», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 89222677181, e-mail: karnauhov@front.ru

Maregatti M., postgraduate of the chair «Modeling and control of oil and gas recovery processes», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 89324790765, e-mail: maregattim@gmail.com

Mirboboev S. Z., postgraduate of the chair «Modeling and control of oil and gas recovery processes», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 89324888126, e-mail: mirboboev88@mail.ru

Galios D. A., postgraduate of the chair «Modeling and control of oil and gas recovery processes», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 89199321222, e-mail: galiosdima@gmail.ru