

УЧЕТ НЕРАВНОВЕСНОСТИ ДВИЖЕНИЯ СМЕСИ В ТРЕЩИННО-ПОРОВЫХ КОЛЛЕКТОРАХ ПРИ КОНТРОЛЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЛАСТА

В.А. Соколов, А.Г. Банникова (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

1. Особенности контроля газоконденсатной характеристики месторождений с трещинно-поровым типом коллектора для планирования добычи конденсата

Анализ исследований газоконденсатной характеристики (ГКХ) скважин для месторождений с большим этажом газоносности и высоким содержанием конденсата в пластовом газе выявил ряд особенностей по сравнению с результатами исследований ГКХ традиционных залежей. Процессы, происходящие в пласте в данном случае, оказались сложнее. Появилась необходимость их объяснения и расширения имеющихся до этого представлений и комплекса аналитических методов описания результатов исследований и получения адекватной информации, необходимой для проектирования рациональной разработки и осуществления ее эффективного контроля.

Фазовое поведение пластовой газоконденсатной смеси в процессе разработки залежи на режиме истощения идентично поведению образца этой смеси в полрой бомбе «давление–объем–температура» (так называемой бомбе *PVT*) постоянного объема. В частности, в России в качестве установок с такими бомбами можно назвать установки российского производства УГК-3, УФР-2 и импортного – RUSKA. Потери конденсата при разработке газоконденсатных месторождений, особенно с большим этажом газоносности и высоким содержанием конденсата в газе, могут значительно отличаться от определенных в лабораторных условиях на бомбах *PVT*. Причинами этого различия могут служить непредставительность отобранной средней пробы пластовой смеси, использованной в экспериментах, неравномерное дренирование продуктивного горизонта, наличие связанной нефти в пласте, нарушение термодинамического равновесия, то есть высокая степень неравновесности процесса отбора газа при высоких темпах разработки залежи и т.д. [1].

Особенности контроля газоконденсатной характеристики месторождений с высоким содержанием конденсата в газе, большим этажом газоносности и трещинно-поровым типом коллектора обусловлены двумя основными причинами:

- большими различиями в давлениях и температурах по разрезу массивной залежи;
- большими различиями давлений в трещинной и поровой системах коллектора.

В настоящей работе рассматривается только влияние трещинно-порового коллектора на газоконденсатную характеристику месторождения.

2. Основные экспериментальные зависимости, используемые при планировании добычи конденсата на Вуктыльском месторождении

Краткую характеристику Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения (ВНГКМ) можно найти в литературе [2, 3].

На рис. 1 представлена экспериментальная зависимость давления от накопленной доли отбора сухого газа, а на рис. 2 – кривая содержания C_{5+} в добываемом газе ВНГКМ от давления.

Если на прогнозируемый период задан отбор газа, то средневзвешенное по объему залежи давление (МПа) определяется по формуле [4]

$$P = 36,9 - 78,23x + 89,98x^2 - 48,92x^3, \quad (1)$$

где $x = \frac{Q_{доб}}{Q_0}$; $Q_{доб}$ – накопленный отбор сухого газа; Q_0 – запасы сухого газа.

Обе кривые определялись экспериментально на бомбе *PVT* установки УГК-3. Кривая содержания C_{5+} в добываемом газе получена пересчетом экспериментальной кривой потерь конденсата.

Экспериментальная кривая дает достаточно представительную зависимость конденсатосодержания от давления для Вуктыльской залежи в целом [2]. Сопоставление экспериментальной и фактической (полученной для ВНГКМ по данным разработки) зависимостей представлено на рис. 2.

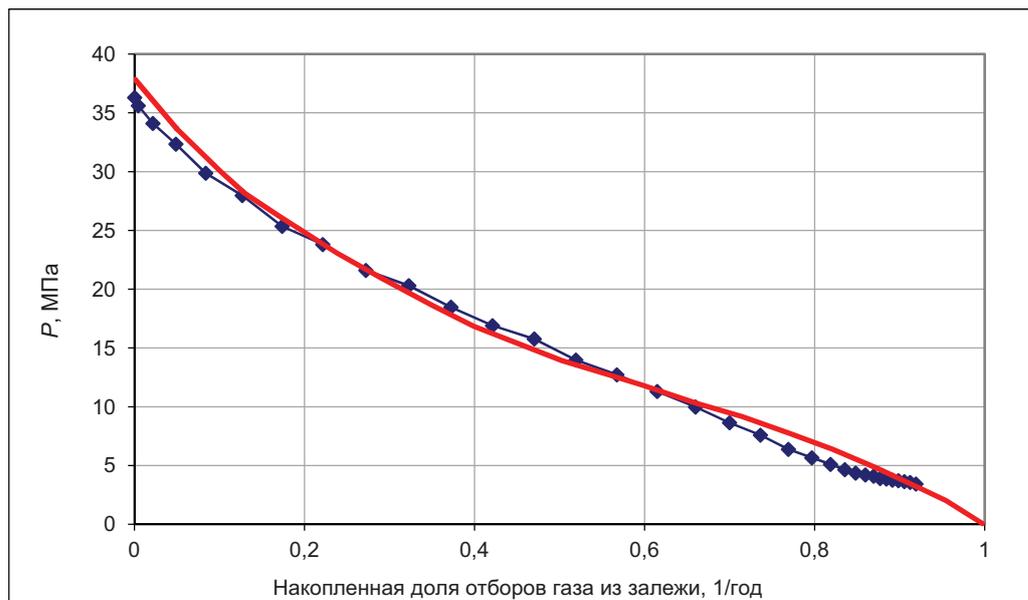


Рис. 1. Экспериментальная (сплошная линия) зависимость $P(Q_{доc}/Q_{зап})$ и фактические данные разработки ВНКМ (линия, построенная по точкам)

3. Результаты контроля текущей газоконденсатной характеристики Вуктыльского месторождения

Газоконденсатная характеристика ВНКМ изучается с 1966 года. До 1977 года добыча конденсата на месторождении планировалась с помощью экспериментальной зависимости конденсатосодержания добываемого газа от давления, полученной на бомбе PVT установки УГК-3. В начальный период разработки месторождения результаты, получаемые при исследовании опорных скважин на газоконденсатность, совпадали с данными экспериментальной зависимости конденсатосодержания от пластового давления. Однако при дальнейшем снижении пластового давления начало отмечаться значительное расхождение между экспериментальными и фактическими величинами в сторону занижения [3].

Анализ всего массива имеющейся на 1984 год информации позволил авторам [3] сделать следующие выводы.

1. В начальный период разработки при величине пластового давления в интервале до 22–24 МПа усредненное содержание конденсата в добываемом газе достаточно точно соответствовало экспериментальным данным, полученным на полой бомбе PVT установки УГК-3. В ходе дальнейшего снижения пластового давления по большинству исследованных скважин отмечалось значительное занижение фактических величин относительно экспериментальных при одних и тех же пластовых давлениях.

2. При небольших депрессиях на пласт (менее 5 % от величины пластового давления) содержание конденсата в добываемом газе практически не отличается от определенного по экспериментальной кривой. Если забойные депрессии превышали 5 % величины пластового давления, то фактическое содержание конденсата в газе было меньше, чем по экспериментальной кривой.

На рис. 2 показано сопоставление экспериментальной кривой конденсатосодержания (верхняя кривая 1) и фактической усредненной кривой содержания конденсата, построенной по результатам исследования на газоконденсатность опорных скважин (нижняя кривая 2).

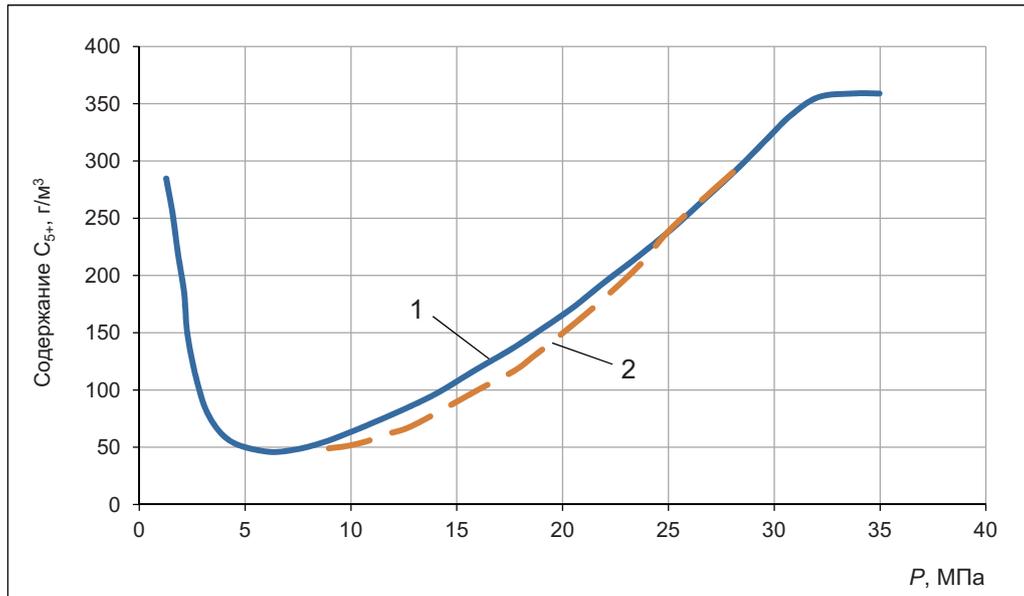


Рис. 2. Экспериментальная кривая содержания конденсата от давления, полученная на полной бомбе *PVT* установки УГК-3 (кривая 1) и фактическая усредненная кривая, полученная по результатам исследования опорных скважин на газоконденсатность (кривая 2)

4. Учет гидродинамических условий фильтрации при моделировании конденсатосодержания газа, добываемого из коллекторов трещинно-порового типа

Известно, что потери конденсата при разработке газоконденсатных месторождений могут значительно отличаться от определенных в лабораторных условиях на бомбах *PVT*. Причины этого различия отмечены выше [1].

Определение добычи конденсата на перспективу связано с прогнозированием конденсатосодержания пластового газа. Успешность долгосрочного прогнозирования этого важного показателя, зависящего от многих факторов, определяется выбором эффективной модели. В этой связи рассмотрим некоторые соображения.

Особенностью эксплуатации залежей массивного типа является то, что подавляющая часть притока газа приходится на небольшую часть продуктивных интервалов вследствие, как правило, неоднородности продуктивного массива. При этом наиболее интенсивно дренируется система высокопроницаемых пропластков и трещин, газонасыщенный поровый объем которых во много раз меньше газонасыщенного порового объема всего массива. Давление в этой системе при работе скважины в среднем ниже давления в окружающих низкопроницаемых блоках продуктивного массива. Истощение залежи при описанных выше условиях осуществляется по следующей схеме: приток газа к скважинам происходит по системе трещин и высокопроницаемым пропласткам. Под действием разности давлений в блоках и трещинах газ из блоков перетекает в трещины. Допускается, что жидкая фаза в пластовых условиях неподвижна.

Этот процесс описывается следующей системой уравнений

$$\begin{cases} \frac{dP_1}{dt} = -\alpha_1(P_1 - P_2), \\ \frac{dP_2}{dt} = -aQ + \alpha_2(P_1 - P_2), \end{cases} \quad (2)$$

где P_1, P_2 — соответственно средневзвешенное давление в низкопроницаемых блоках и в трещинах; α_1, α_2 — положительные коэффициенты перетока газа; $Q(t)$ — относительный годовой отбор газа из залежи (доли от запасов); a — положительный коэффициент.

В начальный момент времени

$$P_1(0) = P_2(0) = P_H, \quad \frac{dP_i}{dt} = 0, \quad (3)$$

где $i = 1; 2$.

Смысл предлагаемой модели в следующем. Первое уравнение системы показывает, что давление в низкопроницаемых пористых блоках пласта падает во времени (производная dP_1/dt всегда отрицательна при $P_1 > P_2$) тем быстрее, чем больше разница между давлениями в блоках и трещинах, то есть $P_1 - P_2$. Зависимость в модели между скоростью падения давления и разностью $(P_1 - P_2)$ взята простейшая, то есть пропорциональная.

Второе уравнение модели (2) показывает, что давление в трещинах падает тем быстрее, чем выше темп отбора газа (за это отвечает отрицательное слагаемое правой части $-aQ$) и тем медленнее, чем больше разница давлений в блоках и трещинах (положительное слагаемое $\alpha_2(P_1 - P_2)$).

Вычтем из первого уравнения системы (2) второе, тогда получим одно уравнение относительно перепада $\Delta P = P_1 - P_2$:

$$\frac{d\Delta P}{dt} = aQ - (\alpha_1 + \alpha_2)\Delta P. \quad (4)$$

Решая это неоднородное линейное обыкновенное дифференциальное уравнение с учетом (3), получим, что разница давлений между блоками и трещинами имеет вид

$$\Delta P(t) = P_1(t) - P_2(t) = ae^{-(\alpha_1 + \alpha_2)t} \int_0^t Q(t)e^{-(\alpha_1 + \alpha_2)t} dt. \quad (5)$$

В процессе исследования скважины на газоконденсатность определяется конденсатосодержание пластового газа, которое соответствует давлению в трещинах. В то же время его относят к пластовому давлению в области данной скважины. Учитывая, что объем блоков намного больше объема трещин, можно принять пластовое давление равным давлению в блоках: $P_1 = P$. Тогда, моделируя и затем прогнозируя $\Delta P(t)$, можно учесть этот фактор при контроле газоконденсатной характеристики залежи. Покажем на примере Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения, как это можно делать на основе полученного решения (5) предложенной модели (2).

Продуктивный массив залежи Вуктыльского газоконденсатного месторождения представлен тремя группами коллекторов, резко отличающимися по проницаемости, и характеризуется развитой трещиноватостью [5]. Процесс истощения залежи такого типа сопровождается запаздыванием снижения давления в низкопроницаемых зонах и блоках и может быть описан предлагаемой моделью вида (2). Впервые данная модель была предложена в работе [6].

На рис. 2, где показаны кривые конденсатосодержания добываемого Вуктыльского газа, видно существенное различие кривых, построенных по данным экспериментальных исследований на бомбе УГК-3 и результатам промысловых исследований. Согласно принятой схеме, в качестве ΔP будем принимать разницу абсцисс верхней и нижней кривых.

Неверная интерпретация результатов исследований ГКХ заключается в следующем: полученное конденсатосодержание на исследуемой скважине (которое соответствует условиям в трещинной системе ее зоны дренирования) необоснованно относится к более высокому давлению в поровой матрице, то есть к пластовому.

Исправим эту неверную ситуацию.

Для определения параметров и прогнозирования разницы давлений в блоках и трещинах формула (5) может быть представлена в рекуррентной форме:

$$\Delta P(t + \Delta t) = P(t)e^{-(\alpha_1 + \alpha_2)\Delta t} + aQ(t + \Delta t)\Delta t. \quad (6)$$

Из формулы (6) ясно, что в координатах $\frac{\Delta P(t + \Delta t)}{\Delta P(t)}$ от $\frac{Q(t + \Delta t)}{\Delta P(t)}$ должна получаться прямая линия. При этом отрезок, отсекаемый на оси ординат, даст величину $e^{-(\alpha_1 + \alpha_2)}$, а угловой коэффициент прямой – величину коэффициента a . На рис. 3 представлена такая зависимость за период с 7-го по

13-й год разработки. Из данной зависимости получены следующие значения: $e^{-(\alpha_1+\alpha_2)} = 0,82829$; $a = 12,5084$ МПа. Теперь, зная перепад $\Delta P(t)$ и имея возможность его прогнозировать по формуле (6), можно вычислить давление в трещинах, конденсатосодержание в трещинах по бомбовой кривой и отнести его к среднему давлению в трещинах. При этом на этапе прогноза пластовое давление (то есть давление в порах матрицы пласта) определялось на основе формулы (1) по заданной величине темпа отбора газа.

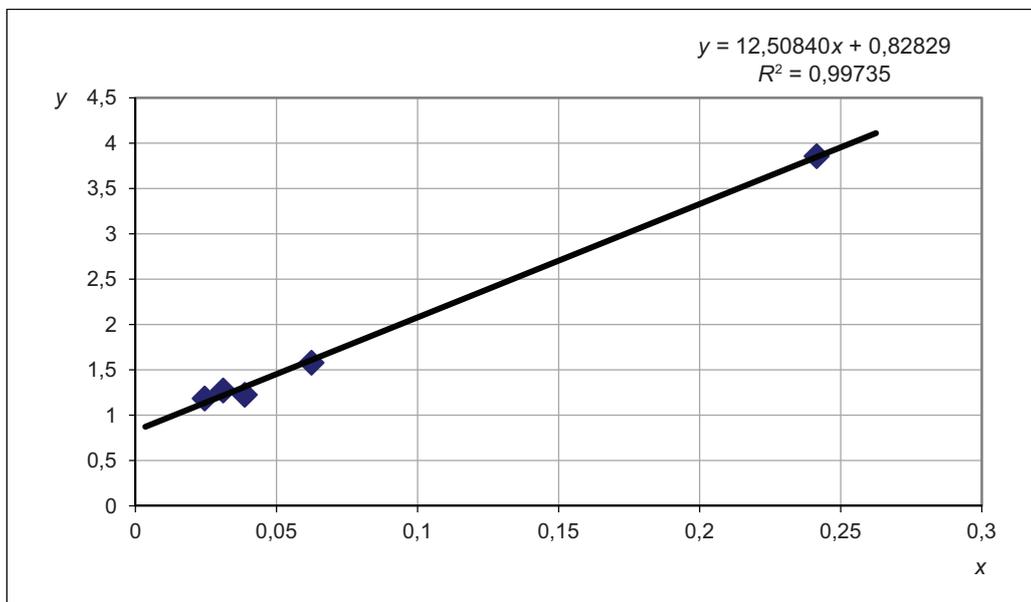


Рис. 3. Зависимость $\frac{\Delta P(t + \Delta t)}{\Delta P(t)}$ от $\frac{Q(t + \Delta t)}{\Delta P(t)}$ для периода с 7-го по 13-й годы разработки

Результаты такого прогноза конденсатосодержания приведены в таблице и на рис. 4, 5.

Результаты прогнозирования конденсатосодержания добываемого газа ВНКМ с учетом неоднородности продуктивного массива

Календарные годы разработки	Порядковые годы разработки	Пластовое давление на отметке 3025 м, P, МПа	Темп отбора газа, Q ₁ , 1/год	Разница давлений в блоках и трещинах ΔP = P - P ₂ , МПа		Расчетное давление в трещинах, P ₂ , МПа	Конденсатосодержание добываемого газа, г/м ³		Интервал
				по данным разработки	расчетная по модели (4)		в блоках по экспериментальной кривой q(P)	в трещинах расчетное q(P ₂)	
1974	7	25,35	0,0469	0	0,00	25,35	244,03	244,03	обучения модели
1975	8	23,8	0,0478	0,21	0,60	23,20	219,65	210,62	
1976	9	21,6	0,0507	0,81	1,13	20,47	187,45	172,01	
1977	10	20,3	0,0505	1,28	1,57	18,73	169,74	149,68	
1978	11	18,47	0,0496	1,57	1,92	16,55	146,47	124,15	
1979	12	16,9	0,0488	2	2,20	14,70	128,05	104,64	
1980	13	15,77	0,0491	2,37	2,44	13,33	115,67	91,50	
1981	14	13,98	0,0490		2,63	11,35	97,58	74,36	прогноза по модели
1982	15	12,72	0,0482		2,78	9,94	85,96	63,56	
1983	16	11,3	0,0474		2,90	8,40	73,97	53,12	
1984	17	9,98	0,0451		2,96	7,02	63,87	44,86	
1985	18	8,64	0,0401		2,96	5,68	54,65	37,98	
1986	19	7,59	0,0363		2,90	4,69	48,15	33,50	

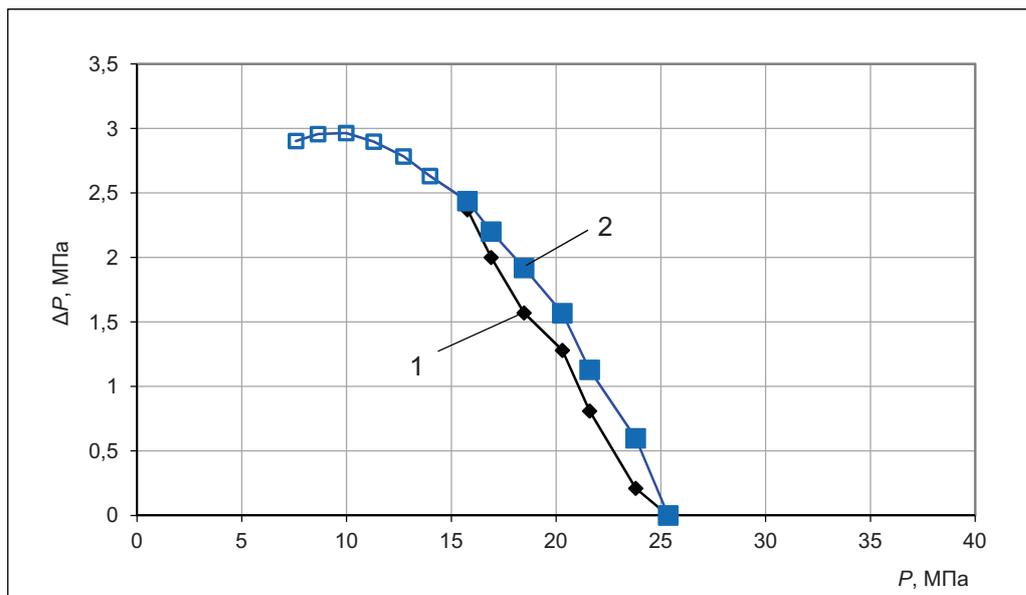


Рис. 4. Результаты моделирования и прогнозирования величины $\Delta P(t)$ в зависимости от пластового давления (1 – по данным разработки, 2 – по модели). Здесь и на рис. 5 маркеры без заливки обозначают прогнозные данные

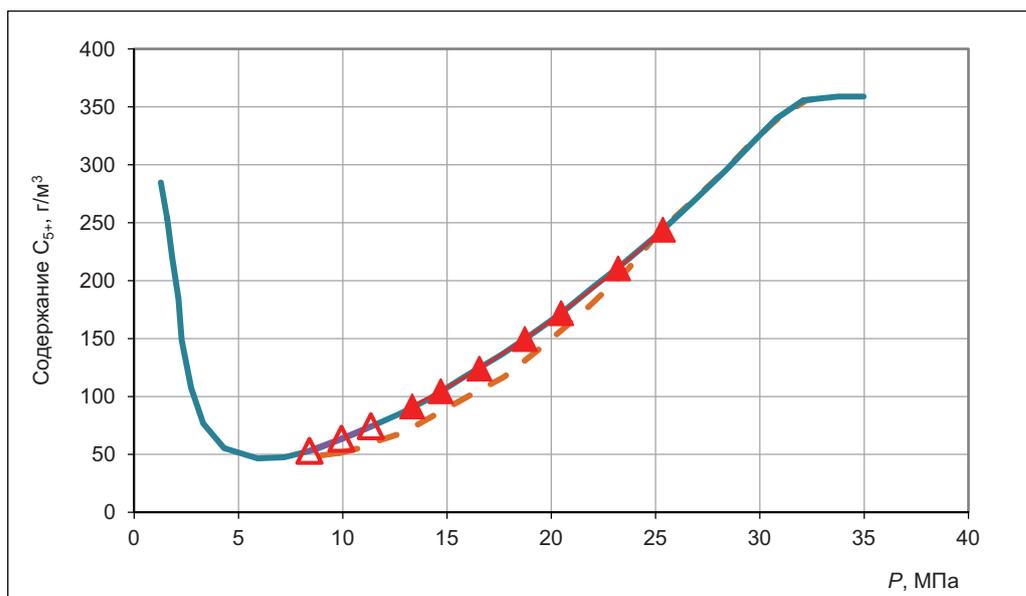


Рис. 5. Результаты моделирования и прогнозирования давления и конденсатосодержания в трещинах (пунктирная кривая, неверно построенная по данным разработки, приведена для сравнения)

Результаты проведенного анализа позволяют заключить, что прогноз на основе модели неоднородной залежи хорошо согласуется с фактическим конденсатосодержанием добываемого газа и экспериментальной (бомбовой) зависимостью.

5. Необходимость учета неравновесности при контроле газоконденсатной характеристики залежи с трещинно-поровым коллектором

Итак, по нашему мнению, в период максимальных отборов (то есть в период, когда большинство скважин работают с высокими депрессиями) в неоднородном трещинно-поровом пласте из-за перетоков газа с высоким содержанием конденсата из плотной матрицы в систему трещин может

формироваться и некоторое время существовать пространственно-временная диссипативная неравновесная структура течения газоконденсатной смеси. В настоящей статье показано, как с помощью предложенной модели можно учитывать эту неравновесность для повышения адекватности при осуществлении контроля ГКХ рассмотренного типа залежей.

Нами были проведены обработки забойных кривых восстановления давления (КВД) по многим скважинам ВНКМ. Оказалось (см. статью В.А. Соколова, Ю.Г. Буракова «Об одной закономерности...», публикуемую в настоящем сборнике), что качественно снятые КВД зачастую хорошо описываются суммой трех экспонент. При этом по последнему участку кривой прогнозом самой медленной из экспонент определяется пластовое давление (близко к давлению в поровой матрице зоны дренирования скважины), а по начальному участку (состоящему из двух самых быстрых экспонент) определяется среднее давление в системе трещин этой же зоны дренирования. Причем разница между давлением в поровой матрице (пластовым) и средним давлением в трещинах зоны дренирования скважины может достигать достаточно большой величины – до 2 МПа и более. Это значение имеет тот же порядок, что и расхождение по горизонтали кривых конденсатосодержания на рис. 2.

В настоящее время результаты исследований на ГКХ конкретных скважин, проверенные в предыдущие годы ретроспективно, соотнести со средним давлением в трещинах невозможно, так как при этих исследованиях КВД, как правило, не снимались. Современные глубинные приборы позволяют качественно производить запись как начальных участков, так и всей кривой в целом.

Список литературы

1. *Гуревич Г.Р.* Оценка конденсатоотдачи пласта / Г.Р. Гуревич, С.Л. Критская // ВНИИЭГазпром. – 1980. – Вып. 8. – 41 с. – (Серия «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений»).
2. *Рассохин Г.В.* Контроль за разработкой газовых и газоконденсатных месторождений / Г.В. Рассохин, И.А. Леонтьев, В.И. Петренко и др. – М.: Недра, 1979. – 272 с.
3. *Рассохин Г.В.* Разработка газоконденсатных месторождений с большим этажом газоносности / Г.В. Рассохин, Г.Р. Рейтенбах, Н.Н. Трегуб и др. – М.: Недра, 1984. – 208 с.
4. *Рейтенбах Г.Р.* О конденсатоотдаче на месторождениях с большим этажом газоносности типа Вуктыльского / Г.Р. Рейтенбах, Н.Н. Трегуб, А.В. Смирнова // Геология, разведка, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений Тимано-Печорской провинции: сб. науч. тр. КФ ВНИИГАЗа. – Ухта, 1980. – С. 75–82.
5. *Рулев Н.А.* Геологическое строение Вуктыльского месторождения / Н.А. Рулев, В.А. Лещенко, Н.Н. Трегуб // Разработка и эксплуатация крупных газовых месторождений: сб. науч. тр. КФ ВНИИГАЗа. – Ухта, 1979. – С. 9–32.
6. *Рейтенбах В.Г.* Прогнозирование конденсатосодержания добываемого газа для неоднородной залежи на примере Вуктыльского газоконденсатного месторождения / В.Г. Рейтенбах, В.А. Соколов // Изв. вузов «Нефть и газ». – 1987. – № 8. – С. 33–36.