

ПОВЫШЕНИЕ ДОСТОВЕРНОСТИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН, ВСКРЫВАЮЩИХ АЧИМОВСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

УДК 622.279

В.П. Тюрин, ООО «Газпром геологоразведка» (Тюмень, РФ), v.tyurin@ggr.gazprom.ru

С.И. Грачев, д.т.н., проф., ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» (Тюмень, РФ), grachevsi@mail.ru

А.С. Самойлов, к.т.н., ООО «Газпром геологоразведка», a.samoylov@ggr.gazprom.ru

Б.Б. Ханов, ООО «Газпром геологоразведка»

С.В. Бригадиренко, ООО «Газпром добыча Уренгой» (Новый Уренгой, РФ), s.v.brigadirenko@gd-urengoy.gazprom.ru

Н.А. Завьялов, АО «Ачимгаз» (Новый Уренгой, РФ), n.zavyalov@achimgaz.ru

Определение фильтрационных параметров призабойной и удаленных зон пластов с использованием результатов гидродинамических исследований скважин в условиях аномально высоких пластовых давлений и низких фильтрационно-емкостных свойств представляет сложную задачу. Качественная интерпретация результатов гидродинамических исследований скважин в таких условиях классическими методами (построение индикаторных диаграмм) затруднительна ввиду нестационарной фильтрации.

В данной работе использованы результаты анализа гидродинамических исследований и первичных газоконденсатных исследований по 124 эксплуатационным скважинам, пробуренным на ачимовские отложения Уренгойского лицензионного участка одноименного нефтегазоконденсатного месторождения с 2007 по 2017 г. За указанный период в общей сложности выполнено более 250 исследований скважин по определению продуктивной и газоконденсатной характеристики скважин и пластов, а также снято более 100 кривых восстановления давления на забое скважин посредством телеметрии.

С учетом наличия необходимого комплекса исходных данных разработан системный подход к проведению интерпретации результатов гидродинамических исследований. Рассматриваемый подход включает в себя несколько последовательных действий, в основе которых заложены методы нелинейной регрессии, типовых кривых и анализ диагностического графика производной Бурде. Данные материалы характеризуются высокой информативностью, их качество отвечает требованиям нормативных документов и действующего проектного документа на разработку. Сформированный подход к интерпретации позволил существенно сократить погрешности в определении фильтрационных параметров призабойной и удаленной частей каждого из вскрытых пластов по скважинам, исследования которых выполнены по единой программе. При использовании описанного в работе подхода существенным образом повышается обоснованность выводов о качестве вскрытия ачимовских пластов и эффективности мероприятий по их гидроразрыву.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: АЧИМОВСКИЕ ЗАЛЕЖИ, МОНИТОРИНГ РАЗРАБОТКИ, АНАЛИТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ, ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА, ИНТЕРПРЕТАЦИЯ.

На Уренгойском лицензионном участке силами АО «Ачимгаз» и ООО «Газпром добыча Уренгой» реализована схема мониторинга разработки, представляющая систему постоянного контроля забойных и устьевых параметров, своевременное проведение га-

зодинамических исследований (ГДИ) с регистрацией кривой восстановления давления (КВД) [1], газоконденсатных (ГКИ) и промыслово-геофизических (ГИС-К) исследований, непрерывную регистрацию забойных и устьевых параметров на скважине,

а также параметров в шлейфе, на промысле и коммерческий учет продукции [2].

Традиционно при интерпретации результатов ГДИ газовых и газоконденсатных скважин используют классическую методику с построением индикатор-

V.P. Tyurin, Gazprom geologorazvedka LLC (Tyumen, Russian Federation), v.tyurin@ggr.gazprom.ru

S.I. Grachev, Doctor of Sciences (Engineering), Federal State Budget Educational Institution of Higher Education "Industrial University of Tyumen" (Tyumen, Russian Federation), grachevsi@mail.ru

A.S. Samoylov, Candidate of Sciences (Engineering), Gazprom geologorazvedka LLC, a.samoylov@ggr.gazprom.ru

B.B. Khanov, Gazprom geologorazvedka LLC

S.V. Brigadirenko, Gazprom dobycha Urengoy LLC (Novy Urengoy, Russian Federation),

s.v.brigadirenko@gd-urengoy.gazprom.ru

N.A. Zavyalov, Achimgaz JSC (Novy Urengoy, Russian Federation), n.zavyalov@achimgaz.ru

Improvement of accuracy of the interpretation of the hydro-dynamic well surveys penetrating Achimov deposits of the Urengoyское field

Determination of the filtration parameters of the bottomhole and remote formation zones of reservoirs using the results of well testing under conditions of abnormally high reservoir pressures and low reservoir properties is a difficult task. The qualitative interpretation of the results of flowing test by classical methods (plotting of indicator diagrams) is difficult due to non-stationary filtration.

The authors used the results of analysis of well testing and primary gas-condensate studies of 124 production wells drilled in the Achimov deposits of the Urengoy license area of the Urengoyское oil and gas condensate field from 2007 to 2017. During this period, more than 250 well tests were performed to determine the productive and gas-condensate characteristics of wells and formations. Also, more than 100 bottom-hole pressure recovery curves were recorded by telemetry.

Taking into account the availability of the required set of initial data, the systematic approach to interpretation of the results of well testing was developed. The approach includes several sequential actions based on the methods of nonlinear regression, typical curves, and analysis of the diagnostic graph of the Bourdet derivative.

The results are high informative, their quality meets the requirements of regulatory documents and the current mining project. The designed interpretation approach has significantly reduced the errors in determining the filtration parameters of the bottom hole and the remote part of each of the exposed reservoirs in the wells tested according to the unified program. The use of the approach described in the article significantly increases validity of conclusion conclusions about the quality of the drilling characteristics of Achimov formations and the effectiveness of measures of their hydraulic fracturing.

KEYWORDS: ACHIMOV DEPOSITS, DEVELOPMENT MONITORING, ANALYTICAL MODELING, HYDRO-DYNAMIC WELL TESTING, HYDRAULIC FRACTURING, INTERPRETATION.

ной диаграммы и определением коэффициентов фильтрационных сопротивлений A и B уравнения притока. При этом величина пластового давления и, соответственно, проницаемость пласта определяются методом Хорнера, т. е. построением касательной к конечному участку КВД [3].

Данный подход при интерпретации ГДИ скважин, вскрывающих коллекторы ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), не обеспечивает необходимой точности по следующим причинам:

- за продолжительное время работы скважины на режиме фильтрации не происходит установления псевдостационарной фильтрации [4], что приводит к некорректному определению коэффициентов фильтрационных сопротивлений A и B уравнения притока (влияние длительности

режима на вид индикаторной диаграммы представлено на рис. 1);

- на большинстве ачимовских скважин выполнен гидроразрыв пласта (ГРП), и достоверно определить по фактической записи КВД участок радиального течения газа затруднительно, а иногда даже невозможно, что исключает даже невозможность, что исключает правильность подхода по определению пластового давления и проницаемости пласта построением касательной на графике Хорнера в отсутствие фактического выхода режима течения газа на радиальный [5];

- отсутствие возможности определения фильтрационных характеристик каждого из входящих в эксплуатационный объект пластов, необходимой для последующей настройки гидродинамической модели.

В результате при решении поставленных перед ГДИ задач особое внимание необходимо уде-

лять неустановившимся режимам фильтрации. При этом максимальной информативностью обладают данные о давлении на забое, характеризующиеся минимальным «шумом» в отсутствие нестабильности притока скважины [6].

Таким образом, взамен построения индикаторных диаграмм для проведения интерпретации ГДИ скважин ачимовских отложений Уренгойского НГКМ предлагается комбинация существующих методов интерпретации.

АНАЛИЗ ПРОИЗВОДНОЙ БУРДЕ

На первоначальном этапе выполняется построение и анализ вида диагностического графика и поиска на элементах производной Бурде характерных типовых участков, свойственных подавляющему большинству скважин и пластов, таких как накопление жидкости и газа в стволе скважин (линия с единичным уклоном на

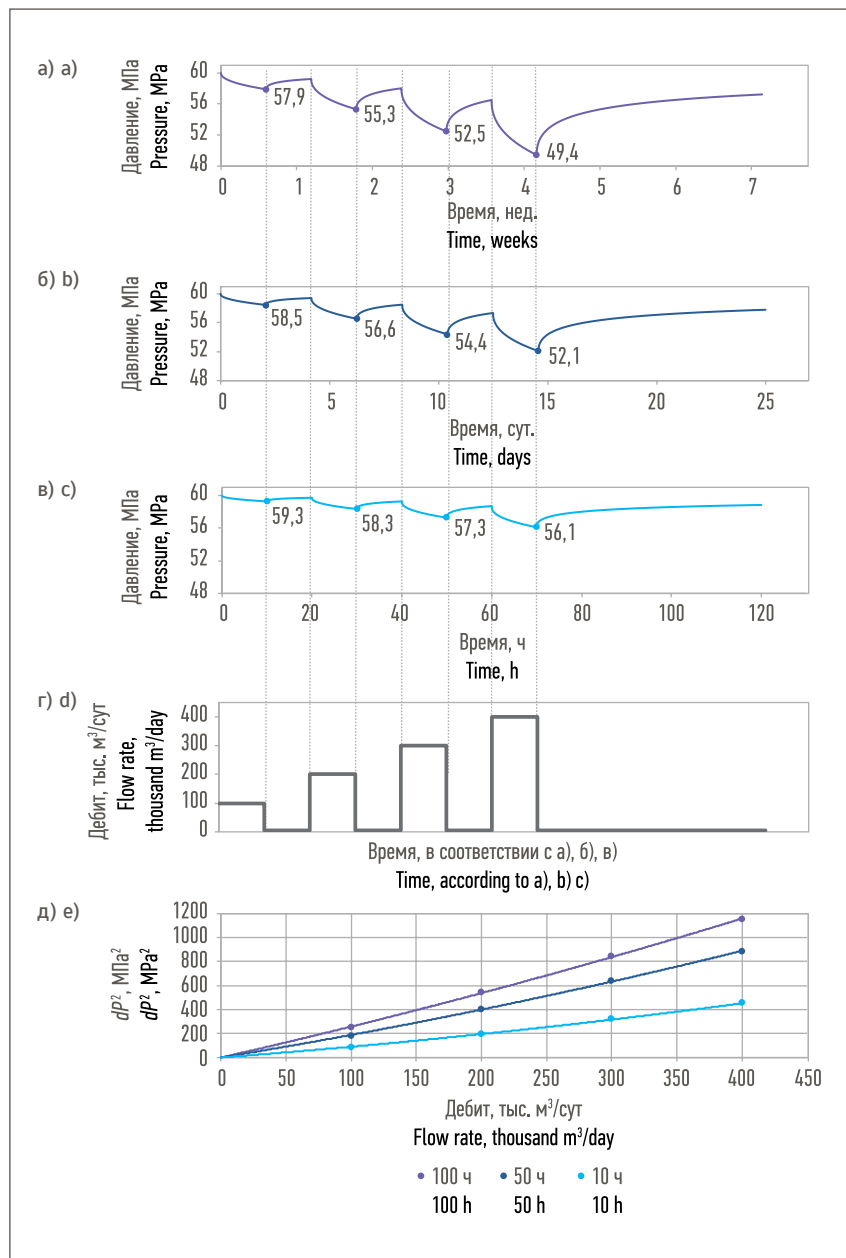


Рис. 1. Пример результатов ГДИ скважины: а) при длительности режима 100 ч; б) при длительности режима 50 ч; в) при длительности режима 10 ч; г) результаты интерпретации за счет построения индикаторной диаграммы; д) зависимость dP^2 от дебита

Fig. 1. An example of the results of well flow test: a) mode duration of 100 h; b) mode duration of 50 h; c) mode duration of 10 h; d) interpretation results due to the construction of the indicator diagram; e) dependence of the dP^2 from flow rate

производной), радиальный и ранний радиальный приток (линия с нулевым уклоном производной), линейный режим течения (линия с уклоном 1/4 и (или) 1/2 на производной) и т. д.

Подобный анализ исключительно по виду графика производной Бурде позволяет выявить на первоначальном этапе определенные

особенности, характерные для данной скважины, в частности:

- необходимо ли производить процедуру сглаживания данных низкого качества записи давления ввиду низкой дискретности прибора;
- установился ли за время остановки скважины радиальный режим течения;

- прослеживается ли на начальном участке кривой влияние накопления в стволе скважины;

- диагностируются ли для скважин с ГРП характерные режимы течения;

- прослеживаются ли для скважин с горизонтальным окончанием типовые режимы течения.

Ответы на данные вопросы позволят на следующем этапе интерпретации выбрать правильные модели типовых кривых, присущие определенной скважине, пробуренной в конкретных геологических условиях.

Второй этап анализа и интерпретации ГДИ (КВД) газоконденсатных скважин ачимовских отложений Уренгойского НГКМ заключается в применении метода нелинейной регрессии [7]. Данный метод интерпретации реализован во многих современных программных обеспечениях, которые служат инструментом для анализа и интерпретации ГДИ. Более того, отдельные модули позволяют получить необходимые результаты для двух и более пластов с различными фильтрационно-емкостными свойствами [8, 9].

АНАЛИТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ СКВАЖИНЫ

Результатом интерпретации КВД в текущем представлении является аналитическая модель скважины, описывающая динамику забойного давления во времени в зависимости от дебита газоконденсатной смеси в виде одной непрерывной функции, переменными в которой выступают следующие основные диагностируемые фильтрационные параметры, определяющие продуктивность скважины: k – средняя проницаемость пластов в зоне дренирования; kh – проводимость пластов, $1 \text{ мД}\cdot\text{м} = 1,02 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2\cdot\text{м}$; S – скин-эффект в пределах каждого пласта; X_f – полудлина трещины ГРП (для скважин с ГРП); F_c – проводимость трещины ГРП (для скважин с ГРП); k_z/k_x – анизотропия пласта (для

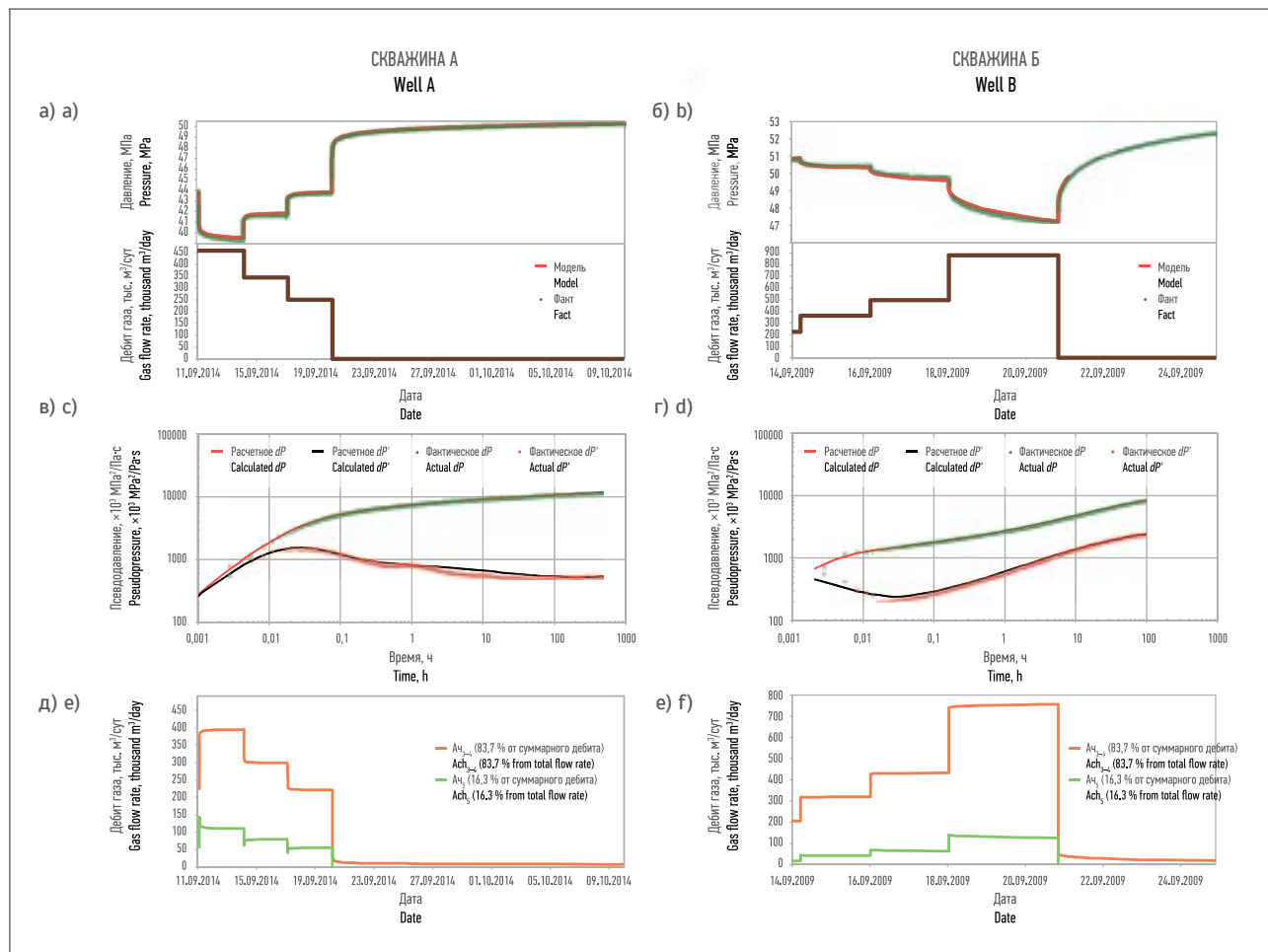


Рис. 2. Пример интерпретации ГДИ для скважины А (субгоризонтальное вскрытие двух пластов без ГРП) и скважины Б (вертикальное вскрытие двух пластов с ГРП): а), б) графики истории работы скважин; в), г) диагностические графики (log/log plot); д) е) распределение дебитов по пластам
Fig. 2. An example of the interpretation of the well flow tests for well A (sub-horizontal drilling opening of two reservoirs without hydraulic fracturing) and well B (vertical drilling of two reservoirs with hydraulic fracturing): a), b) diagrams of well operation history; c), d) diagnostic diagrams (log/log plot); d) e) distribution of flow rates by reservoirs.

субгоризонтальных скважин); h_w – работающий интервал полого направленного участка ствола скважины (для субгоризонтальных скважин).

Исходными данными для достоверного определения вышеуказанных параметров служат: непрерывная запись забойного давления датчиком, синхронизированная с дебитом жирного газа; зависимости свойств жирного газа (плотность, сверхсжимаемость, вязкость, объемный коэффициент) от давления; фактическое значение радиуса скважины по долоту; тип и толщина каждого вскрытого пласта; распределение дебита по пластам; тип вскрытия пласта; результаты

ГРП и иных геолого-технических мероприятий; начальное значение забойного давления до запуска скважины в эксплуатацию.

Результаты интерпретации ГДИ двух скважин с различным заканчиванием представлены на рис. 2 и в табл. 1. Доля погрешности аналитической модели, определяемая как разница между расчетным и фактическим забойным давлением за историю работы скважин, не превышает 1 %.

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

Низкая погрешность в интерпретации достигается при учете следующих важных параметров.

Учет времени работы скважин перед КВД. Интерпретация КВД

выполняется в первую очередь на основе анализа диагностического графика – производной Бурде [10], поэтому для получения правильного вида кривой необходимо учитывать всю историю работы скважины с момента запуска, а не ограничиваться исключительно периодом проведения ГКИ перед снятием КВД.

Влияние истории работы скважины на вид производной Бурде рассмотрено на рис. 3, где представлено два диагностических графика, построенных с учетом истории работы по двум скважинам: с субгоризонтальным окончанием без ГРП (см. рис. 3а); с вертикальным вскрытием и ГРП (см. рис. 3б). Сверху наложены

Таблица 1. Диагностируемые параметры скважин
Table 1. Diagnosed well parameters

Параметр Parameter	Пласт Reservoir	Значение Value	
		Скважина А Well A	Скважина Б Well B
$k, \times 10^{-15} \text{ М}^2$ $k, \times 10^{-15} \text{ м}^2$	$A_{ч_{3-4}}$ $A_{ch_{3-4}}$	3,4	2,3
	$A_{ч_5}$ A_{ch_5}	0,25	0,25
$kh, \times 10^{-15} \text{ М}^2 \cdot \text{м}$ $kh, \times 10^{-15} \text{ м}^2 \cdot \text{м}$	$A_{ч_{3-4}}$ $A_{ch_{3-4}}$	118	69,5
	$A_{ч_5}$ A_{ch_5}	12	7,5
S	$A_{ч_{3-4}}$ $A_{ch_{3-4}}$	2,0	-6,0
	$A_{ч_5}$ A_{ch_5}	0,47	-4,86
$h_w, \text{ м}$ $h_w, \text{ м}$	$A_{ч_{3-4}}$ $A_{ch_{3-4}}$	101	125
	$A_{ч_5}$ A_{ch_5}	142	33
k_z/k_x	$A_{ч_{3-4}}$ $A_{ch_{3-4}}$	0,01	435
	$A_{ч_5}$ A_{ch_5}	0,01	1640

аналогичные графики, построенные с искусственным обнулением истории работы данных скважин до начала проведения работ по ГКИ. Верхние точки на графике (псевдодавление) полностью совпадают, а для нижних точек (значения производной Бурде) наблюдается расхождение на конечном участке КВД, поскольку в расчете значений производной Бурде участвует время работы скважины до КВД.

Таким образом, перед анализом диагностического графика, полученного по результатам записи КВД, в первую очередь необходимо учитывать историю работы скважин перед снятием КВД с целью исключения ошибок некорректного определения пластового давления и проницаемости пласта.

Учет начального (пускового) давления. Возвращаясь к диагностике радиального режима течения, по графику производной отмечается, что по подавляющему большинству анализируемых КВД скважин, вскрывающих ачимовские отложения Уренгойского НГКМ, за период регистрации давления [5] не наблюдается достижение нулевого уклона производной. Это связано с низкой проницаемостью пласта и применением на данных скважинах технологии ГРП с закачкой в пласт 300 т и более пропанта на одну стадию, которые не позволяют в явном виде диагностировать радиальный режим течения за время регистрации КВД.

Разберем более подробно на примере скважины с вертикальным вскрытием и ГРП (см. рис. 36). Из представленного диагностического графика можно предположить несколько вариантов положения так называемой полки kh (радиальный режим притока).

Далее по каждому выбранному сценарию произведена интерпретация КВД с использованием модели вертикальной скважины с моделью трещины конечной проводимости в однородном пласте. По каждому из выбранных

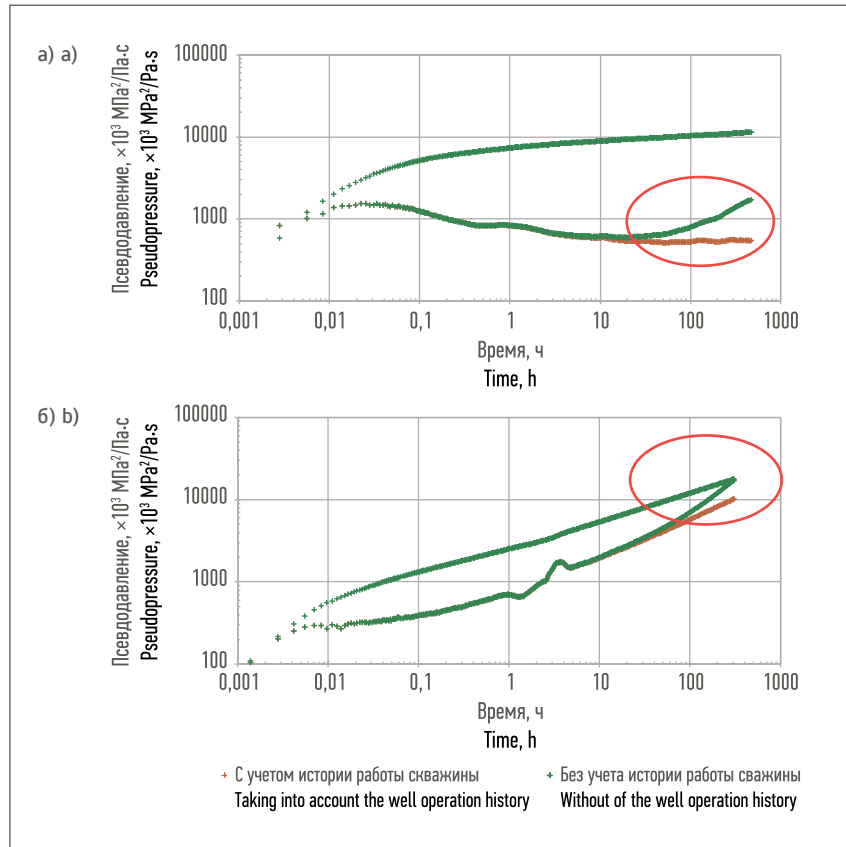


Рис. 3. Диагностические графики скважин с учетом и без учета истории их работы
Fig. 3. Diagnostic diagrams of wells with and without history of their work

случаев можно с определенной долей погрешности обеспечить приемлемую сходимость расчетного забойного давления во время КВД с фактическими значениями на конечном участке записи давления (рис. 4). В таком случае диагностируемые параметры по результатам настройки модели будут совершенно различными (табл. 2), как и начальное давление, при котором скважина запущена в эксплуатацию.

При верном решении в данном случае обеспечивается максимально близкое расчетное значение забойного давления к фактическому, приуроченному к запуску скважины в работу, и за весь период.

Отсутствие данных о начальном давлении ведет к погрешности интерпретации фильтрационных параметров, которая может достигать >50 %.

Учет интерференции скважин. В настоящее время активно ведется эксплуатационное разбуривание ачимовских отложений Уренгойского НГКМ и неизбежны случаи формирования общих воронок депрессии с соседними скважинами. Выход режима течения на радиальный приток может быть ложно принят за интерференцию соседних добывающих скважин, что выражается в замедлении темпа восстановления давления на конечном участке КВД.

Учет интерференции при этом выполняется за счет использования модели границ с отсутствием притока [8] вокруг тестируемой скважины, что позволяет воспроизвести реальные условия дренирования ограниченной зоны пласта и получить динамику снижения пластового давления в пределах ограниченной зоны. Положение границ выбирается, исходя из фактического расположения забоев скважин, с обязательным учетом накопленных отборов по ним.

Учет распределения добычи по пластам. Разберем важность учета доли вклада каждого из пластов

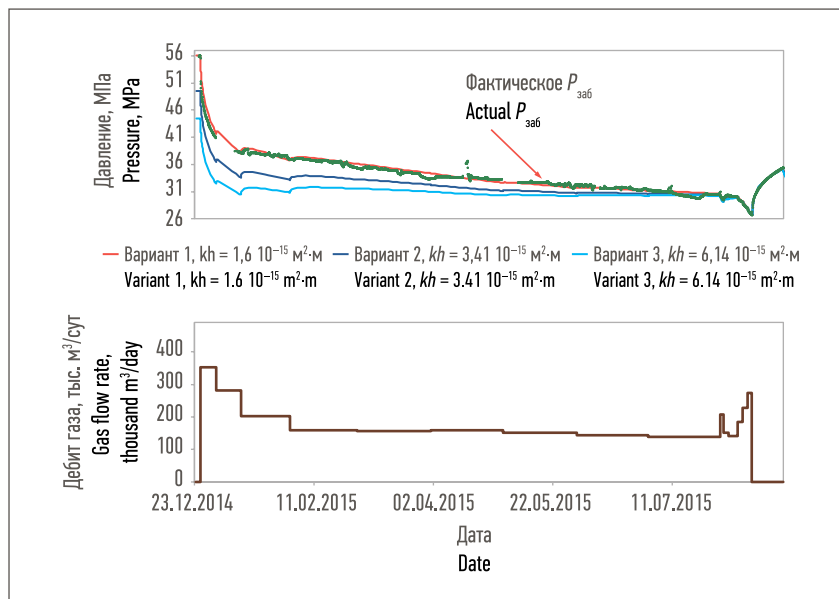


Рис. 4. График истории работы скважины по рассмотренным вариантам выбора положения «полки kh »

Fig. 4. Diagram of the well operation history by the considered options for selection of the position of the “ kh plateau”

Таблица 2. Результаты интерпретации по выбранным вариантам
Table 2. Interpretation results for selected variants

Параметр Parameter	Вариант Variant		
	1	2	3
$k, \times 10^{-15} \text{ м}^2$ $k, \times 10^{-15} \text{ m}^2$	0,0471	0,10000	0.1800
$kh, \times 10^{-15} \text{ м}^2 \cdot \text{м}$ $kh, \times 10^{-15} \text{ m}^2 \cdot \text{m}$	1,60	3,41	6,14
S	-6,67	-6,22	-5,93
$X_r, \text{ м}$ $X_r, \text{ m}$	196	126	100
$F_c, \times 10^{-15} \text{ м}^2 \cdot \text{м}$ $F_c, \times 10^{-15} \text{ m}^2 \cdot \text{m}$	2610	1500	286
Начальное давление $P_{заб'}$, МПа Initial pressure $P_{заб'}$, МПа	56,08	49,70	43,80
Отклонение от фактического начального давления $P_{заб'}$, % Deviation from actual initial pressure $P_{заб'}$, %	0,1	-11,3	-21,9

на примере интерпретации КВД одной из скважин, на которой выполнен отдельный ГРП (скважина Б, см. табл. 1). По результатам ГРП в пласте $Aч_{5^{2-3}}$ размещено 60 т пропанта, а в пласте $Aч_{3-4}$ – 100 т. По данным ГИС-К, вклад пласта $Aч_{3-4}$ составляет 90 % при общей толщине 32 м, а пласта $Aч_{5^{2-3}}$ – 10 % при общей толщине 56 м.

Интерпретация КВД данной скважины возможна как с исполь-

зованием модели вертикальной скважины с двумя ГРП в двух пластах, так и упрощенной однопластовой модели с одним ГРП. В обоих случаях обеспечивается высокая сходимость расчетных и фактических данных по забойному давлению за весь период работы скважины. Но с использованием упрощенной однопластовой модели невозможно будет определить причины низкой доли

вклада пласта $A_{ч_5}$ в суммарный дебит скважины при большей толщине. При этом использование многопластовой модели позволяет определить, что параметры трещины ГРП в пласте $A_{ч_{3-4}}$ выше, чем в $A_{ч_5}$ за счет большей массы пропанта, а проницаемость пласта $A_{ч_5}$ в девять раз ниже, чем $A_{ч_{3-4}}$ (см. табл. 1), что и определило меньшую долю вклада пласта $A_{ч_5}$.

Кроме разной массы закачиваемого пропанта по объектам, существуют скважины, в которых в одном пласте проведен ГРП, а другой пласт перфорирован. Тогда использование стандартной однопластовой модели некорректно для оценки эффективности ГРП и фильтрационных свойств пласта.

Анализ чувствительности полученных параметров. Зачастую при интерпретации КВД с использованием средств моделирования

непосредственно программным продуктом автоматически осуществляется подборка фильтрационных параметров для максимальной сходимости расчетного и фактического забойного давления методом нелинейной регрессии. В таком случае важно обращать внимание на то, чтобы при варьировании параметров полученное решение оставалось устойчивым и каждый из диагностируемых в итоге параметров был чувствителен к изменениям в пределах $\pm 20\%$.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Применение представленных подходов при интерпретации ГДИ позволяет сделать следующие выводы и рекомендации:

– сформированный подход к интерпретации ГДИ позволил существенно сократить погрешнос-

ти в определении фильтрационных параметров призабойной зоны пласта и удаленной части каждого из вскрытых пластов;

– проектные решения об оснащении скважин забойными датчиками позволили с высокой долей уверенности оценивать вклад в продуктивность геологических условий и технологии заканчивания скважин (данный вопрос особенно актуален для скважин с субгоризонтальным окончанием и многостадийным ГРП);

– опыт интерпретации КВД скважин, дренирующих низкопроницаемые ачимовские отложения Уренгойского НГКМ, выявил необходимость совершенствования существующего программного обеспечения для сложной архитектуры забоя скважин и многопластовых объектов разработки. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Тюрин В.П., Нестеренко А.Н., Завьялов Н.А., Жариков М.Г. Оптимизация методики газодинамических исследований скважин в условиях низкопроницаемых коллекторов и АВПД без потери информативности результатов // Экспозиция Нефть Газ. 2015. № 4. С. 50–54.
2. Юшков И.Ю., Вершинина М.В., Нестеренко А.Н. и др. Совершенствование технологии адаптации фильтрационных моделей газоконденсатных залежей // Газовая промышленность. 2013. № S696. С. 55–60.
3. Р Газпром 086–2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. 1 ч. М.: Газпром экспо, 2011. 234 с.
4. Kogoo T.C., Gringarten A.C. Comparative Well-Test Behaviours in Low-Permeability Lean, Medium-Rich, and Rich Gas-Condensate Reservoirs // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 2010. 17 p. SPE-134452-MS.
5. Юшков И.Ю., Фатеев Д.Г., Тюрин В.П. Анализ достоверности интерпретации газодинамических исследований скважин и пластов в условиях низких фильтрационно-емкостных свойств и аномально высоких пластовых давлений // Сборник тезисов докладов XVII Научно-практической конференции молодых ученых и специалистов ТюменНИИгипрогаза «Проблемы развития газовой промышленности Сибири». Тюмень, 2012. С. 157–159.
6. Корякин А.Ю., Жариков М.Г., Осипович О.В. и др. Использование забойных датчиков при мониторинге разработки ачимовских газоконденсатных залежей // Наука и техника в газовой промышленности. 2016. № 4. С. 10–16.
7. Курочкин В.И., Санников В.А. Теоретические основы и анализ гидродинамических исследований скважин. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2015. 372 с.
8. Houzé O., Viturat D., Fjaere O.S., et al. Dynamic Data Analysis. The Theory and Practice of Pressure Transient, Production Analysis, Well Performance Analysis, Production Logging and the Use of Permanent Downhole Gauge Data. SophiaAntipolis: KAPPA, 2011. 414 p.
9. Долгих Ю.А., Тюрин В.П., Нестеренко А.Н. Разработка аналитической модели притока к скважине, дренирующей несколько пластов с различными фильтрационно-емкостными свойствами // Нефтепромысловое дело. 2015. № 8. С. 5–10.
10. Bourdet D., Ayoub J.A., Pirard Y.M. Use of the Pressure Derivative in Well Test Interpretation // SPE Formation Evaluation. 1989. P. 293–302.

REFERENCES

1. Tyurin V.P., Nesterenko A.N., Zaviyalov N.A., Zharikov M.G. Optimization of the Gas-Dynamic Well Tests for the Low-Permeable and Over-Pressured Reservoirs without Loss of the Informative Value. Ekspozitsiya Neft Gaz = Exposition Oil & Gas, 2015, No. 4, P. 50–54. (In Russian)
2. Yushkov I.Yu., Verшинina M.V., Nesterenko A.N., et al. Improvement of the Technology of Adapting the Filtration Models of Gas Condensate Deposits. Gazovaya promyshlennost' = Gas Industry, 2013, No. S696, P. 55–60. (In Russian)
3. Recommendations R Gazprom 086–2010. Instruction on Integrated Surveys of Gas and Gas-Condensate Wells. Part 1. Moscow, Gazprom expo LLC, 2011, 234 p. (In Russian)
4. Kogoo T.C., Gringarten A.C. Comparative Well-Test Behaviours in Low-Permeability Lean, Medium-Rich, and Rich Gas-Condensate Reservoirs. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2010, 17 p., SPE-134452-MS.
5. Yushkov I.Yu., Fateev D.G., Tyurin V.P. Analysis of Interpretation Accuracy of the Interpretation of Gas-Dynamic Surveys of Wells and Formations under the Conditions of Low Reservoir Properties and Abnormally High Reservoir Pressures. A Collection of Abstracts of XVII Conference of Young Scientists and Specialists "The Issues of the Gas Industry Development of Siberia". Tyumen, 2012, P. 157–159. (In Russian)
6. Koryakin A.Yu., Zharikov M.G., Osipovich O.V., et al. Use of Downhole Gauges while Monitoring of the Achimov Gas-Condensate Deposits Development. Nauka in tekhnika v gazovoy promyshlennosti = Science and Technology in the Gas Industry, 2016, No. 4, P. 10–16. (In Russian)
7. Kurochkin V.I., Sannikov V.A. Theoretical Foundations and Analysis of Hydrodynamic Well Surveys. Izhevsk, Institute of Computer Science, 2015, 372 p. (In Russian)
8. Houzé O., Viturat D., Fjaere O.S., et al. Dynamic Data Analysis. The Theory and Practice of Pressure Transient, Production Analysis, Well Performance Analysis, Production Logging and the Use of Permanent Downhole Gauge Data. SophiaAntipolis, KAPPA, 2011, 414 p.
9. Dolgikh Yu.A., Tyurin V.P., Nesterenko A.N. Development of the Inflow Analytical Model of a Well Draining Several Formations with Various Reservoir Properties. Neftepromyslovoe delo = Oilfield Engineering, 2015, No. 8, P. 5–10. (In Russian)
10. Bourdet D., Ayoub J.A., Pirard Y.M. Use of the Pressure Derivative in Well Test Interpretation. SPE Formation Evaluation, 1989, P. 293–302.