

Оптимизация методики газодинамических исследований скважин в условиях низкопроницаемых коллекторов и АВПД без потери информативности результатов

В.П. Тюрин

заведующий отделом разработки ачимовских залежей¹
tyurinvp@tngg.ru

А.Н. Нестеренко

к.т.н., заместитель генерального директора по научным и проектным работам в области разработки и эксплуатации газоконденсатных и нефтяных месторождений²
Nesterenko@tngg.ru

Н.А. Завьялов

заместитель генерального директора-главный геолог²
n.zavyalov@achimgaz.ru

М.Г. Жариков

к.т.н., заместитель генерального директора-главный геолог³
m.g.zharikov@gd-urengoy.gazprom.ru

¹ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия

²АО «Ачимгаз», Новый Уренгой, Россия

³ООО «Газпром добыча Уренгой», Новый Уренгой, Россия

В настоящей работе представлены сформированные рекомендации по программе первичных газодинамических исследований скважин, позволяющие извлечь максимум информации при минимальном затраченном времени и ресурсах на проведение исследований.

Также предложен алгоритм использования полученной информации по результатам интерпретации исследований, который позволяет проводить адаптацию полномасштабной модели месторождения по распределению давления в пласте, а также прогнозировать необходимость и методику проведения дальнейших исследований на скважине.

Материалы и методы

Промысловые результаты гидродинамических и газодинамических исследований скважин.

Ключевые слова

ачимовские залежи, аналитическое моделирование, гидродинамические исследования, газоконденсатные исследования, интерпретация результатов исследований

Разработка ачимовских газоконденсатных залежей Уренгойского месторождения, в связи со сложными горно-геологическими условиями и уникальными запасами у всех недропользователей сопровождается непрерывной оптимизацией технико-технологических решений как в процессе разработки, так и на стадии проектирования. Кроме того, большое внимание уделяется получению достоверных данных о различных параметрах по результатам проведения и интерпретации газодинамических (ГДИ) и газоконденсатных исследований (ГКИ). При использовании высокотехнологичного оборудования для проведения исследований и интерпретации с применением современных симуляторов и методик, сложность исследований заключается в продолжительности их проведения, обусловленной низкими фильтрационно-емкостными свойствами пластов и соответственно низкими скоростями фильтрации и распределения давления. В связи с этим выполнены работы по оптимизации

временных затрат на проведение исследований в условиях низких ФЕС и АВПД ачимовских залежей без потери информативности результатов для обеспечения детальной настройки постоянно-действующей геолого-гидродинамической модели и качественного прогнозирования показателей и различных геолого-технологических мероприятий (ГТМ) с высокой достоверностью.

Комплекс газодинамических исследований с параллельным проведением газоконденсатных исследований обеспечивают получение наиболее достоверной информации о динамических процессах, происходящих в призабойной и удаленной зонах пласта, что гарантирует обоснованность принятия технико-технологических решений по оптимизации системы разработки ачимовских залежей. Следует отметить, что гидродинамические исследования скважин проводились на различных этапах изучения ачимовских отложений Уренгойского месторождения: в период разведочных работ; на

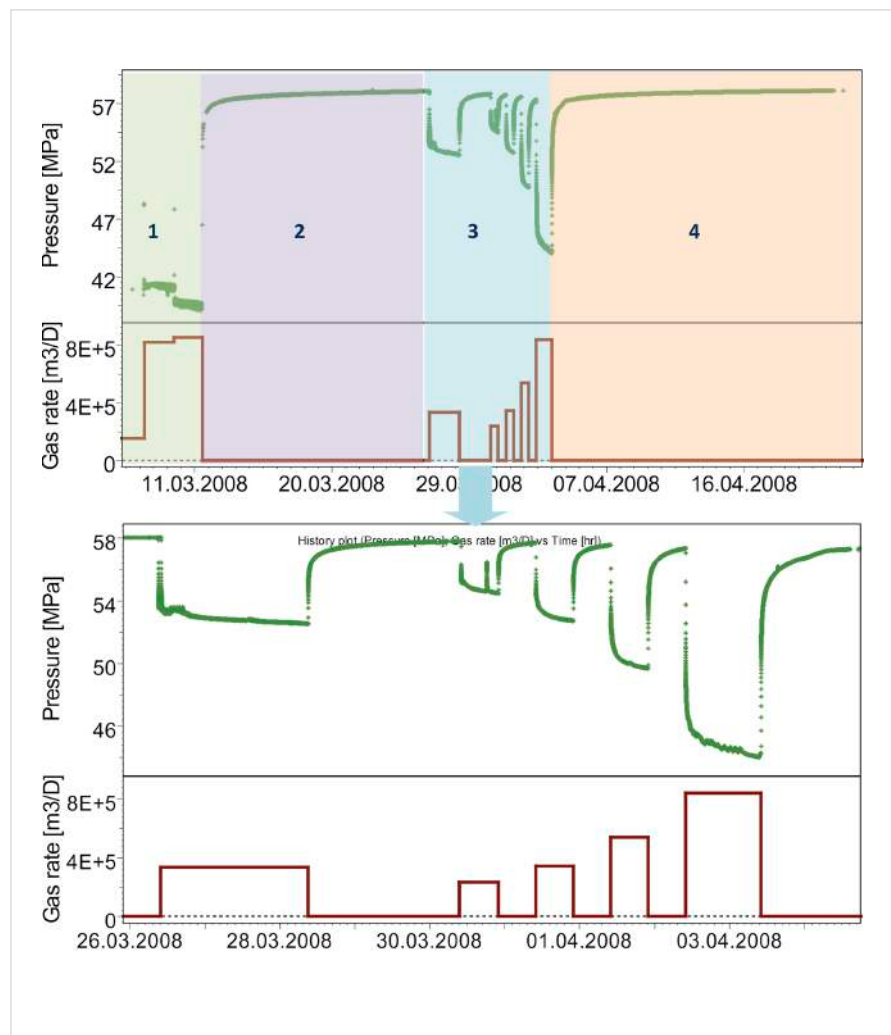


Рис. 1 — Схема проведения первичных исследований на скважине 1A181

стадии опытно-промышленной разработки отдельных участков; в период промышленной разработки. На текущий момент по Уренгойскому лицензионному участку испытано 252 объекта в 9 пластах. Основная часть исследований приходится на пласты Ач_{3,4} и Ач₅ (более 80%) характеризующихся максимальной изученностью.

Информация, полученная по результатам исследований скважин, выполненных до 2010 г., а также их интерпретация легла в основу создания действующего проектного документа [1]. За период эксплуатации скважин, вскрывающих ачимовские отложения Уренгойского НГКМ, сформирована значительная база результатов газодинамических и газоконденсатных исследований. В общей сложности выполнено порядка 1800 исследований, интерпретация результатов которых выполнялась при помощи современных средств аналитического моделирования. По результатам выполненного анализа отмечена необходимость оптимизации существующей программы исследований с целью сокращения времени проведения работ на скважине без потери информативности результатов.

На текущий момент существует две распространенные методики проведения газодинамических исследований на режимах фильтрации с переменным дебитом (метод противодействия) и изохронное исследование [2]. Первоначальный комплекс исследований скважин (особенно в ранний период 2006–2009 гг.) выполнялся по изохронному способу. На рис. 1 представлен пример выполненных на скважине 181 первичных исследований с указанием следующих характерных периодов:

1. освоение/отработка скважины после бурения и вызова притока;
2. КВД с целью восстановления забойного давления до первоначального;
3. ГДИ и ГКИ на режимах фильтрации продолжительностью порядка 12 ч изохронным способом с отбором проб газа и конденсата и промежуточными КВД продолжительностью равной работе скважины на предыдущем режиме;
4. финальная КВД.

Необходимо отметить, что применение изохронного способа исследования скважин чаще всего необходимо для определения коэффициентов высокоскоростных сопротивлений уравнения притока газа [3]. Учитывая низкую проницаемость ачимовских коллекторов и высокие начальные давления, при проведении первичных исследований отмечаются невысокие скорости газа на забое (в среднем 2–3 м/с) и, следовательно, нет необходимости на первоначальной стадии в условиях начальных термобарических условиях тестировать скважины подобным образом. Возможно в дальнейшем, при снижении пластового давления при разработке залежей на истощение данный эффект будет проявляться в более интенсивной форме, поскольку возрастут скорости потока газа.

Кроме того, указанной продолжительности режимов (12 ч) недостаточно для стабилизации параметров работы скважины при смене режимов. В условиях нестационарной фильтрации, где отмечается неравенство $\Delta P / \Delta t \neq \text{const}$ (где ΔP — перепад давления, а Δt — промежуток времени, за который изменяется

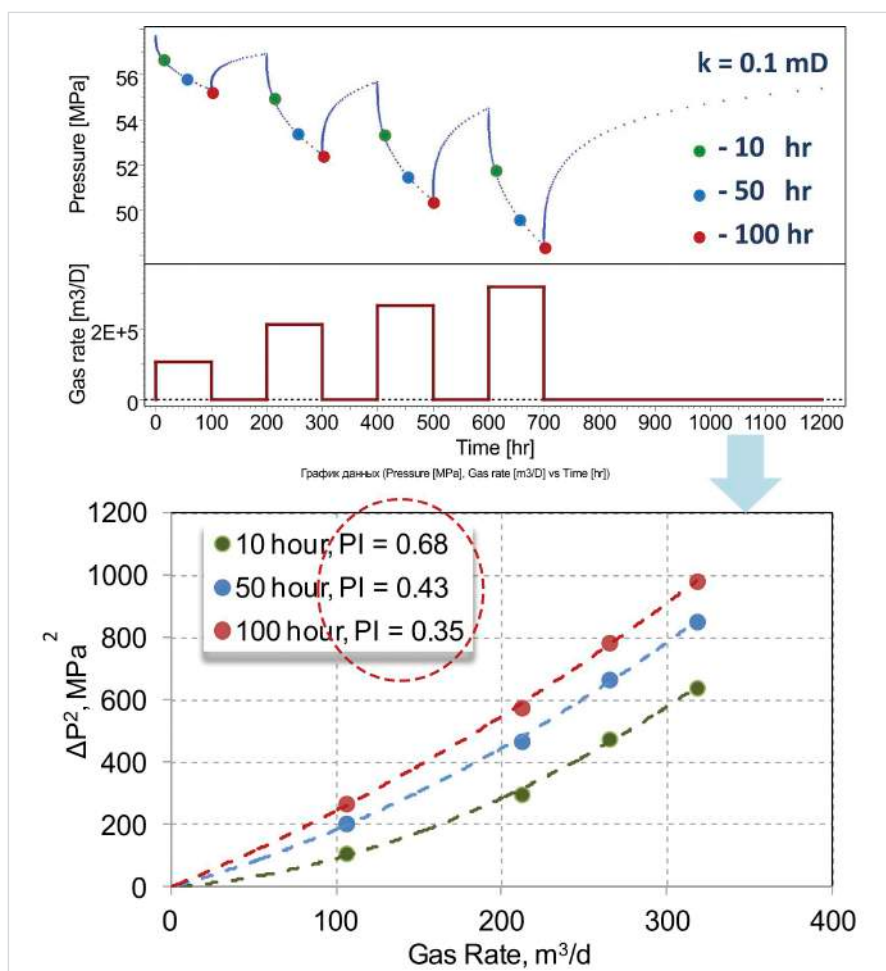


Рис. 2 — Сопоставление индикаторных диаграмм при различной длительности записи забойного давления

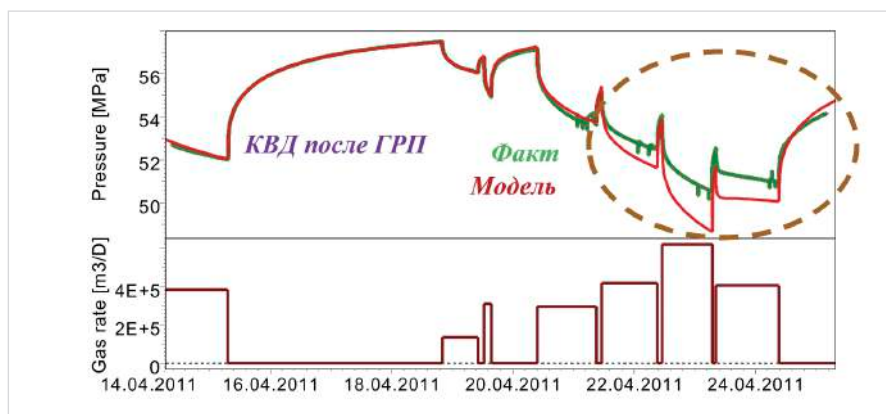


Рис. 3 — Результаты моделирования исследования скважины 2A111, выполненных непосредственно после ГРП

№	Действие	Дебит, тыс. м³/сут	Время работы, ч (сут)
1	Освоение	-	Не менее 72
2	КВД	-	96
3	Режим 1	>100	72
4	Режим 2	>200	72
5	Режим 3	>300	72
6	Режим 4	Максим.	72
7	КВД	-	360
			Итого = 648 (27)

Таб. 1 — Схема проведения совместного комплекса первичных ГДИ и ГКИ согласно [1]

давление), происходит некорректное определение продуктивности скважины, по большому счету, ограниченное временем её эксплуатации на режиме. На рис. 2 представлен характерный пример, на котором показано, что в условиях разной продолжительности режимов работы скважины диагностируется различная продуктивность скважины.

Также можно сделать вывод о том, что результаты первичных исследований, выполненных непосредственно после бурения скважин или после ГРП, не достоверно

характеризуют параметры призабойной и удаленной зон пласта. Как показано на рис. 3, ввиду достаточно низких ФЕС ачимовских коллекторов процесс очищения ПЗП от результатов бурения и выполненных на скважине ГТМ, происходит от режима к режиму с течением эксплуатации скважины [4, 5].

В результате чего, было принято решение отказаться от выполнения исследований скважин изохронным способом в пользу метода противодействия, который лег в основу программы исследований действующего

проектного документа (ПД) (таб. 1).

Учитывая вышеизложенные особенности фильтрационных процессов ачимовских отложений, имеется возможность оптимизации данной программы исследований. А именно:

- проведение первичного комплекса ГДИ и ГКИ целесообразно после освоения и 2–3 месяцев отработки скважины в шлейф с целью стабилизации термобарических параметров и очищения ПЗП;
- с целью сокращения времени выполнения исследования без потери информативности результатов, после стабилизации рабочих параметров рекомендуется провести совместный комплекс ГДИ и ГКИ скважины на трех вместо четырех режимах фильтрации: текущий установившийся режим, режим минимальной депрессии на пласт (не более 10% от пластового давления, при забойном давлении выше давления начала конденсации) и режим максимально допустимой депрессии, определенной действующим проектным документом;
- непосредственно перед проведением ГДИ и ГКИ необходимо выполнить ГИС-К по определению профиля притока, поскольку решениями действующего проектного документа предусмотрена одновременная эксплуатация двух пластов $A_{ч3-4}$ и $A_{ч5}$.

Необходимость выполнения исследований на режиме максимальной допустимой депрессии обусловлена сложностью фазового поведения пластовой смеси и межфазных переходов. Эксплуатация скважин при высоких депрессиях ведет к более стремительному снижению давления в зоне дренирования скважиной пласта и, тем самым, к более существенным потерям конденсата в пласте [2, 6]. В данной связи последовательность изменения депрессии на пласт в процессе выполнения исследований на режимах фильтрации может оказывать непосредственное влияние на содержание конденсата в газе. На рис. 4 представлена выявленная зависимость между депрессией на пласт, представленной в виде изменения диаметра проходного сечения штуцера на скважинах, и выходом конденсата [7]. В данной связи, режим максимальной депрессии на пласт позволит определить оптимальный технологический режим работы скважины с целью обеспечения максимального выхода конденсата.

Рекомендуемая схема выполнения исследования приведена на рис. 5. В конце каждого режима рекомендуется производить отбор проб газа и конденсата для лабораторных исследований. После чего скважина останавливается для регистрации КВД. Обоснование длительности КВД приведено далее.

В сравнении с принятой программой действующего ПД (таб. 2), удалось сократить продолжительность исследований на пять–шесть суток без потери информативности результатов, а также сократить время простоя скважины и исследовательского оборудования (таб. 2). Как уже было отмечено ранее, что для получения достоверной информации о продуктивности скважины необходимо 2–3 месяца стабильной её работы. Для экономии времени простоя исследовательского оборудования данный режим может выступить в качестве первого режима фильтрации при выполнении ГДИ и ГКИ.

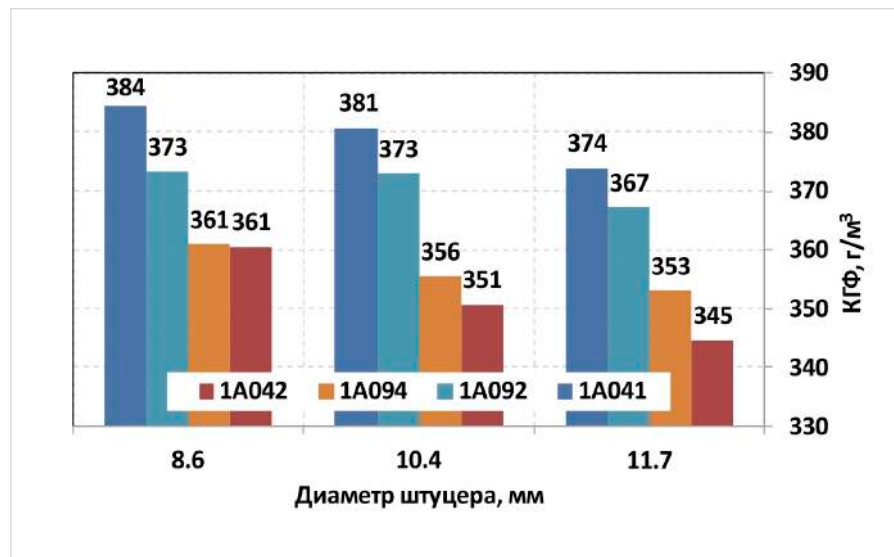


Рис. 4 — Сопоставление КГФ в зависимости от режима работы скважины

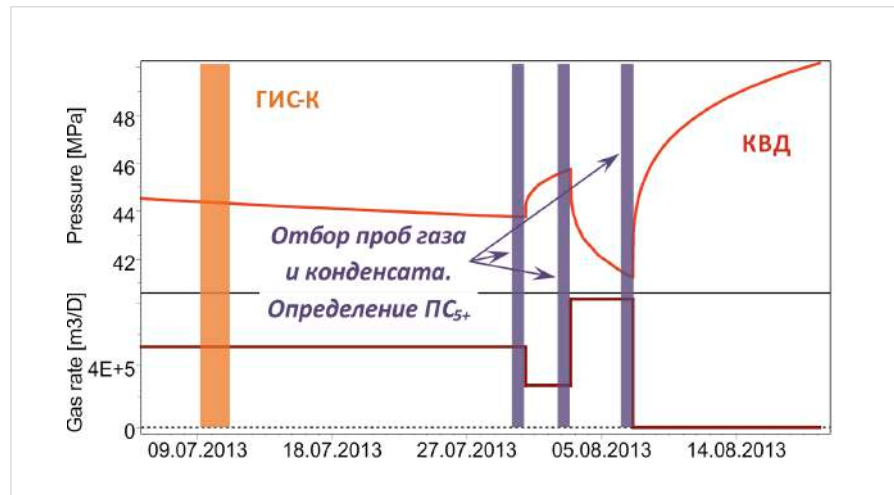


Рис. 5 — Рекомендуемая схема проведения первичных исследований скважин, вскрывающих ачимовские отложения Уренгойского НГКМ

№	Действие	Дебит, тыс. м³/сут	Время работы, ч (сут)
1	Освоение	Q_0	1500-2000
2	Режим 1	Q_0	10
3	Режим 2	$0,5 \cdot Q_0$	72
4	Режим 3	$1,5 \cdot Q_0$ (Максим.)	100
5	КВД	-	≈ 350
			Итого ≈ 532 (22)
Примечание:			
Q_0 — текущий эксплуатационный режим (либо проектный дебит скважины по газу)			

Таб. 2 — Рекомендуемая схема проведения совместного комплекса первичных ГДИ и ГКИ

Высокую информационную значимость имеет запись КВД на забое, поскольку в условиях нестационарности потока газа в пласте данный вид исследования является ключевым при определении продуктивности скважин и динамики её изменения. Учитывая тот факт, что на точность определения фильтрационных параметров (проницаемость, полудлина и проводимость трещины ГРП, скин-эффект и др.) в значительной степени влияет значение дебита газа и конденсата, при которых скважина эксплуатировалась перед снятием КВД, то длительную регистрацию КВД целесообразно осуществлять непосредственно после проведения ГКИ.

Ввиду отставания от проектных уровней добычи газа, недропользователем неоднократно поднимался вопрос о целесообразности сокращения времени при регистрации КВД. В процессе эксплуатации скважин, вскрывающих пласты с низкими ФЕС, формируется достаточно глубокая депрессионная воронка, в результате чего необходима длительная остановка скважины для получения корректной информации о величине текущего пластового давления и проницаемости пласта. Вместе с тем, остановка скважины для записи КВД обуславливает существенные потери в объемах добычи и риск отставания от проектных уровней. Поэтому соблюдение баланса между оптимальным временем остановки скважины для записи КВД и минимальными потерями в добыче является актуальным и практически значимым вопросом.

На основе имеющейся КВД длительностью 600 ч (скважина 131) произведено аналитическое сокращение времени остановки скважины (рис. 6). В результате, при сохранении удовлетворительного качества настройки диагностируются различные параметры ПЗП и удаленной зоны пласта (рис. 7). Однако уже на 350–400 ч наблюдаются достаточно близкие к фактическим значениям параметры (погрешности в определении фильтрационных параметров не превышают планку погрешности в 5%). В данной связи, в отсутствие радиального режима течения газа в течение 350 ч нет необходимости продолжать остановку скважины, поскольку полученной информации будет достаточно для моделирования процесса исследования.

Как отмечалось ранее, первичные исследования являются основополагающими для дальнейшего анализа и получения достоверной информации по скважинам. А именно, ключевым моментом является запись КВД. На основе распределения давления в координатах расстояния для каждой скважины получена зависимость времени остановки скважины от радиуса её влияния (рис. 8). Как известно, в современных гидродинамических симуляторах при расчете прогнозных показателей разработки, имеются характерные ключевые слова определяющие давление в зависимости от расстояния до условного забоя скважины. Таким образом, для упрощения процесса адаптации модели нет необходимости моделирования всего процесса исследования скважины с остановкой на КВД, а достаточно зафиксировать, снятые с фактической КВД точки, и производить настройку распределения давления в координатах расстояния.

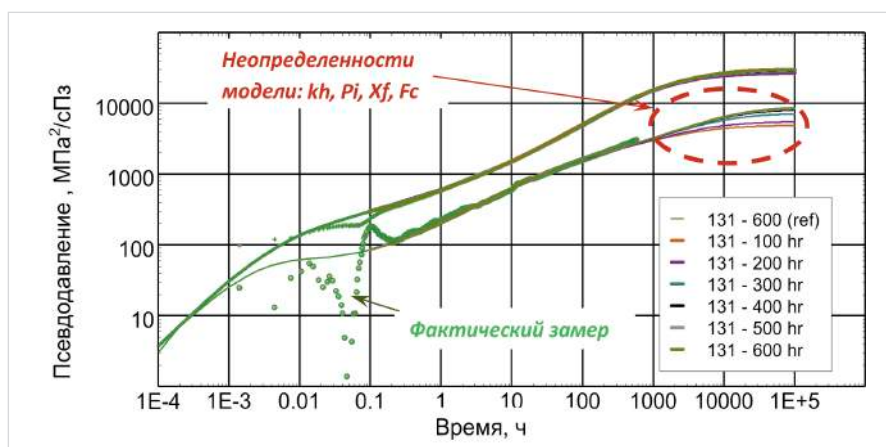


Рис. 6 — Диагностический график производной Бурде

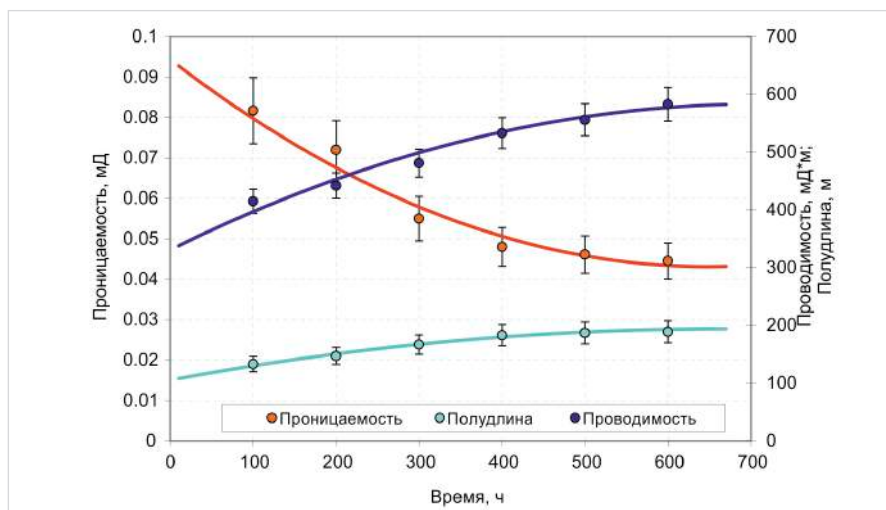


Рис. 7 — Результаты моделирования при различной длительности КВД

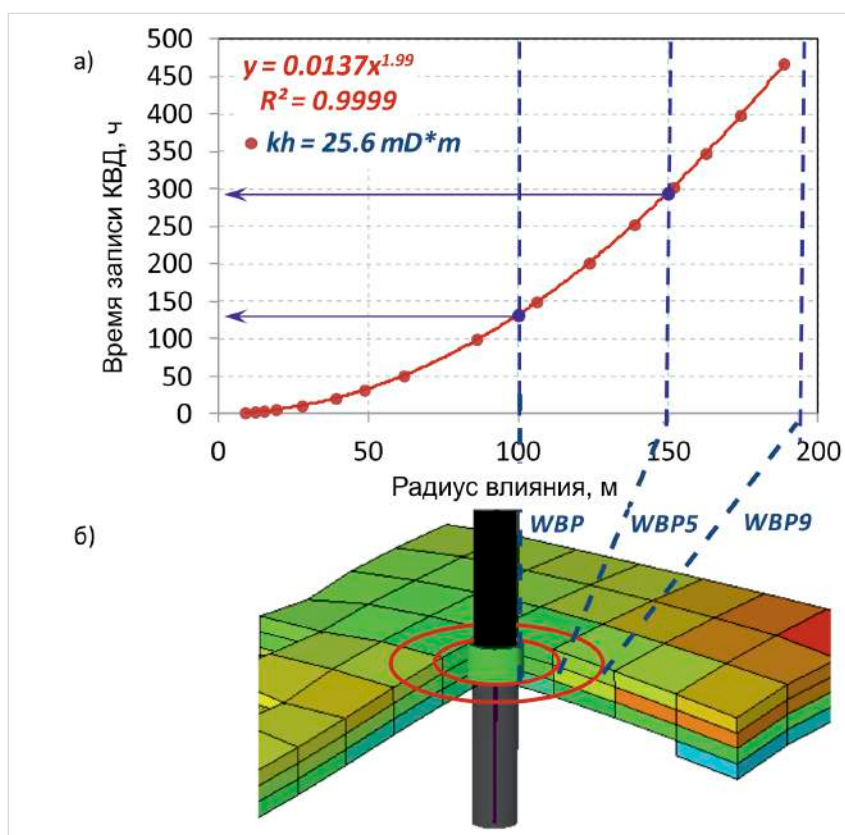


Рис. 8 — Применение полученных данных по результатам интерпретации КВД а) Зависимость времени КВД от расстояния от скважины; б) Фрагмент ФМ в районе скважины

В итоге интерпретация первичной КВД определяет продолжительность записи кривой при последующих исследованиях, в контексте оптимальной настройки притока в полномасштабной фильтрационной модели. Необходимо отметить, что ввиду изменчивости ачимовских отложений по площади залежей, данный подход применим индивидуально для каждой скважины.

Итоги

Приведены результаты работы по оптимизации временных затрат на проведение гидродинамических исследований в условиях низких ФЕС и АВПД ачимовских залежей Уренгойского месторождения без потери информативности результатов для обеспечения детальной настройки постоянно-действующей геолого-гидродинамической модели.

Выводы

По результатам выполненной работы сформулированы рекомендации по методике проведения первичных исследований скважин, вскрывающих начальные термобарические условия ачимовских отложений Уренгойского НГКМ.

Список используемой литературы

1. Единая технологическая схема разработки залежей углеводородного сырья ачимовских отложений Уренгойского месторождения.
2. Р Газпром 086-2010 Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. 1 ч.
3. Houze O., Viturat D., Fjaere O.S. 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". Sophia Antipolis, France: KAPPA, 2011, 414 p.

4. Авторское сопровождение реализации проектных решений и мониторинг разработки участка 1А ачимовских отложений Уренгойского месторождения в 2013 году.
5. Авторский надзор за реализацией проектных решений по освоению участка 2А Единой технологической схемы разработки залежей углеводородного сырья ачимовских отложений Уренгойского месторождения.
6. Зотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. М.: Недра, 1980. 301 с.
7. Фатеев Д.Г., Нестеренко А.Н. Унификация подходов при изучении газоконденсатных систем. Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE. Москва, 2014.

ENGLISH

GAS INDUSTRY

Optimization of the gas-dynamic well tests for the low-permeable and over-pressured reservoirs without loss of the informative value

UDC 622.691

Authors:

Victor P. Tyurin — head of "Achimov deposits development" section¹; tyurinvp@tngg.ru
Alexander N. Nesterenko — Ph.D., deputy general director on science and development of oil and gas-condensate fields development and operation¹; Nesterenko@tngg.ru
Nikolay A. Zavialov — chief geologist²; n.zavyalov@achimgaz.ru
Maxim G Zharikov — Ph.D., chief geologist³; m.g.zharikov@gd-urengoy.gazprom.ru

¹"TyumenNIIgiprogaz" LLC, Tyumen, Russian Federation

²"Achimgaz" CJSC, Novy Urengoy, Russian Federation

³"Gazprom dobycha Urengoy" LLC, Novy Urengoi, Russian Federation

Abstract

The recommendations on the primary gas-dynamic wells surveys providing maximum data at the minimal time period and resources for the surveys execution are given in the paper.

The algorithm of the interpretation data use for the history matching of the full-scale field model from the point of pressure distribution and for other wells surveys forecasting is proposed.

Materials and methods

History matching of the analytical model

of unstable gas filtration in the conditions of abnormally high formation pressure is performed based on the results of field hydro-dynamic and gas-dynamic well surveys.

Results

The results of optimization of temporary costs for hydro-dynamic surveys in the conditions of low reservoir properties and abnormally high formation pressure of the Achimov deposits of the Urengoy field without loss of the informative value for detailed matching of the permanent

reservoir-simulation model are provided.

Conclusions

After conducted works were given recommendation on the methodology on primary well surveys providing primary temperature and pressure conditions of the Achimov deposits of the Urengoy oil and gas condensate field.

Keywords

Achimov deposits, analytical modeling, hydro-dynamic surveys, gas-condensate survey, surveys results interpretation

References

1. Field development plan for hydrocarbons of the Achimov deposits of the Urengoy field.
2. R Gazprom 086-2010 Instruction on comprehensive surveys of gas and gas-condensate wells. Part 1.
3. Houze O., Viturat D., Fjaere O.S. 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". Sophia Antipolis, France: KAPPA, 2011. 414 p.
4. Author's supervision of design solutions and monitoring of 1A of the Achimov deposits of the Urengoy field in 2013.
5. Author's on-site supervision over the design solutions on development of the site 2A of the Field Development Plan for hydrocarbons of the Achimov deposits of the Urengoy field.
6. Zotov G.A., Aliiev Z.S. *Instruktsiya po kompleksnomu issledovaniyu gazovykh i gazokondensatnykh plavov i skvazhin* [Instruction on comprehensive surveys of gas and gas condensate formations and wells]. Moscow: Nedra, 1980, 301 p.
7. Fateev D.G., Nesterenko A.N. *Unifikatsiya podkhodov pri izuchenii gazokondensatnykh sistem* [Unification of approaches for gas condensate systems study]. Russian technical oil and gas SPE conference and exhibition, Moscow, 2014.