

Особенности эксплуатации газоконденсатных скважин с пологим окончанием в условиях АВПД и низких ФЕС

(на примере ачимовских отложений Уренгойского НГКМ)

В.П. Тюрин

заведующий отделом разработки ачимовских залежей¹
tyurinvp@tngg.ru

Д.Г. Фатеев

заведующий лабораторией¹
fateev@tngg.ru

А.А. Ефимов

младший научный сотрудник¹
efimovaa@tngg.ru

Н.А. Завьялов

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

¹ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия

²АО «Ачимгаз», Новый Уренгой, Россия

Ачимовские отложения Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) в настоящее время — наиболее сложный осваиваемый объект севера Западной Сибири. Ввиду дефицита фактической информации в первых проектных документах, проведено значительное количество расчетов, как с использованием аналитического моделирования, так и с применением гидродинамической модели для обоснования способа вскрытия продуктивных горизонтов. Рекомендации по опытно-промышленным работам включали испытание технологии бурения и эксплуатации скважин с субгоризонтальным

Как известно, реализация обоснованной стратегии освоения ачимовских отложений Уренгойского региона позволит ежегодно добывать из этого месторождения более 10% всей российской добычи газа и стать ключевым объектом социально-экономического развития ЯНАО [1]. Однако сложные геологические условия требуют применения нестандартных решений для создания и регулирования эффективных систем разработки газоконденсатных залежей ачимовских отложений [2, 3].

В пределах эксплуатационного участка 1А лицензионного участка Уренгойского НГКМ оператором по разработке ачимовских отложений является АО «Ачимгаз», которое осуществляет добычу газа и конденсата согласно решениям ЕТСР [4] и дополнениям к единой технологической схеме (ДЕТСР) [5],

подготовленным ООО «ТюменНИИгипрогаз». На сегодняшний день по двум скважинам с субгоризонтальным окончанием ствола (открытый фильтр) 1А031 и 1А181, работающим с 2008–2009 гг., накоплено достаточная информация, которая позволяет сделать определенные выводы об особенностях их эксплуатации.

В таб. 1 коротко представлены основные результаты бурения и эксплуатации скважин 1А031 и 1А181 в разрезе пластов Ач₃₋₄ и Ач₅.

Далее детально рассмотрим результаты длительной эксплуатации каждой скважины с выявлением характерных особенностей фильтрации в ачимовских отложениях с учетом результатов гидродинамических и газоконденсатных исследований.

Скважина 1А031 субгоризонтально (максимальный зенитный угол составляет 72°)

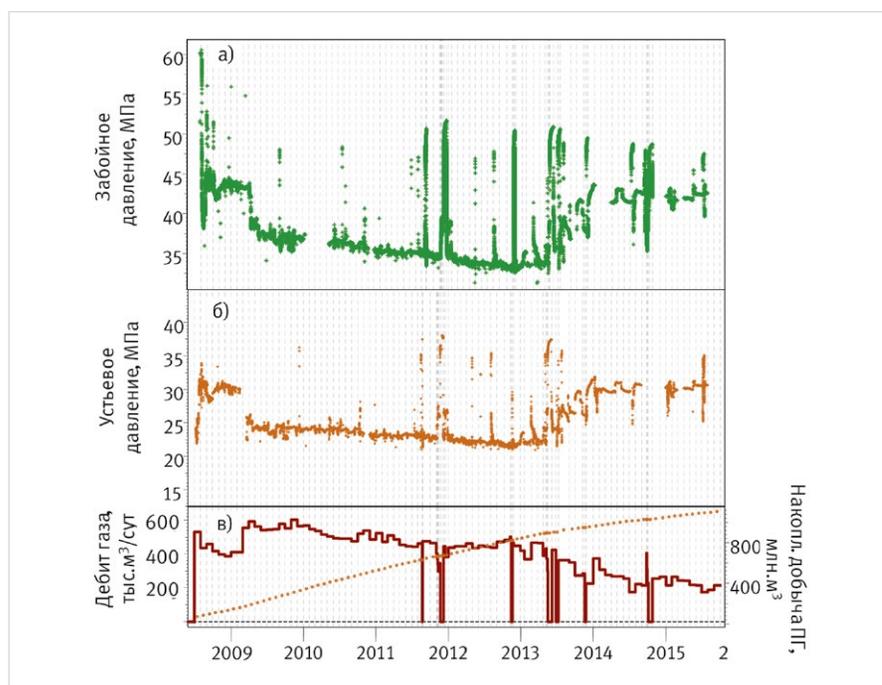


Рис. 1 — График истории работы скважины 1А031 по годам: а) запись забойного давления; б) запись устьевого давления; в) дебит пластового газа (сплошные линии) и накопленная добыча пластового газа (точки)

Номер скважины	Пласт	Нэфф, м	Интервал вторичного вскрытия			Диаметр хвостовика, мм	Среднее соотношение работы Ач ₃₋₄ /Ач ₅ , %	Дата запуска	Накопленная добыча газа сепарации (ГС), млрд м ³	Накопленная добыча нестабильного конденсата (НК), млн т.
			верх, м	низ, м	длина, м					
1А031	Ач ₃₋₄	66	4043	4235	192	178	90/10	05.07.2008	0.987	0.435
	Ач ₅	26	4259	4319	60					
1А181	Ач ₃₋₄	35	3991	4112	122	114	92/8	10.07.2008	1.226	0.514
	Ач ₅	47	4159	4330	171					

Таб. 1 — Краткая характеристика скважин 1А031 и 1А181 на середину 2015 г.

окончанием без гидроразрыва пласта (ГРП). В настоящей работе представлены результаты оценки технологической эффективности выработки запасов на основе анализа технологических показателей эксплуатации за продолжительный период и результатах систематических геолого-промысловых исследований для скважин данного типа заканчивания.

Материалы и методы

Исследования настоящей работы основаны на геолого-промысловых данных о разработке ачимовских газоконденсатных залежей Уренгойского месторождения. На основе результатов гидродинамических и газоконденсатных исследований разработаны аналитические модели фильтрации газоконденсатной смеси к забоям субгоризонтальных скважин. В результате выполнения вычислительных экспериментов на аналитических моделях притока к скважинам различных конструкций в ПО Карра Sarfir, были определены области выпадения конденсата, определяющие продуктивные характеристики.

Ключевые слова

ачимовские залежи, аналитическое моделирование, гидродинамические исследования, горизонтальные скважины, субгоризонтальные скважины, кривая восстановления давления, газоконденсатные исследования, интерпретация результатов исследований

вскрывает пласты А_{ч3,4} и А_{ч5}, работающая длина ствола согласно геофизических исследований скважин (ГИС) составляет 179,2 м. Необходимо отметить, что доля вклада каждого пласта определена регулярно выполняемыми на скважинах участка 1А исследованиями по определению профиля притока (ГИС-контроль), и существенных изменений профиля притока газа в скважине с течением времени не наблюдается [6]. Вклад пласта А_{ч5} сохраняется на уровне 10% от суммарного дебита газоконденсатной смеси. По результатам выполненного комплекса ГИС межпластовых перетоков на скважине не отмечается.

Скважина 1А031, как и все скважины АО «Ачимгаз», оснащена забойными и устьевыми датчиками давления и температуры, запущена в эксплуатацию в июле 2008 г. На рис. 1 представлен график истории работы скважины с момента запуска по 01.07.2015. За период эксплуатации выполнены первичные и восемь текущих газоконденсатных исследований, в шести случаях после которых выполнена регистрация длительных КВД (более 350 ч).

По результатам эксплуатации субгоризонтальной скважины 1А031 можно сделать следующие основные выводы:

- скважина вскрыла начальные пластовые условия при давлении на уровне 60,1 МПа;
- средний дебит пластового газа составил около 440 тыс. м³/сут;
- эксплуатация осуществлялась при депрессии на пласт в диапазоне значений 19–23 МПа, или 35–40% от величины пластового давления;
- величина конденсатогазового фактора (КГФ) (отношение добычи нестабильного конденсата (НК) к добыче газа сепарации (ГС) в режиме истощения пластовой энергии снизилась с 510 г/м³ до значения порядка 450 г/м³, что отразилось на

потерях давления по стволу скважины, величина которых на момент запуска скважины составляла 13,2 МПа, а к середине 2013 г. — 11,6 МПа;

- продуктивность скважины, определяемая отношением дебита газоконденсатной смеси к разнице квадратов пластового и забойного давления на режиме фильтрации, колеблется в диапазоне значений 0,28–0,35 (тыс. м³/сут)/МПа².

К вопросу о продуктивности ачимовских скважин необходимо отметить, что в условиях низких фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и аномально-высоких пластовых давлений (АВПД) процесс стабилизации забойного давления достаточно длительный, и в ряде скважин остановка на КВД длительностью до 600 ч не обеспечивает стабилизации забойного давления с выходом режима течения газа на радиальный приток, поскольку изменение забойного давления во времени не приобретает постоянный характер. В результате чего оперировать классическими терминами, такими как коэффициенты фильтрационных сопротивлений А и В, абсолютно свободный дебит не представляется возможным.

Накопленные материалы за шесть лет работы скважины 1А031 позволяют проследить динамику изменения фильтрационных параметров призабойной зоны пласта (ПЗП) с использованием средств аналитического моделирования [7]. Условно эксплуатацию скважины можно разделить на два больших периода: до и после середины 2013 г. Первый период работы скважины (до середины 2013 г.) характеризуется периодом постоянной добычи и планомерным снижением устьевого и забойного давлений. Второй период характеризуется снижением отборов и работой с более высокими устьевыми и забойными давлениями.

Поочередно рассмотрим оба периода эксплуатации скважины. Временной период 1 (с момента запуска скважины до середины 2013 г.):

На рис. 2 представлено сопоставление диагностических графиков производной Бурде, полученных по данным регистрации КВД перед запуском скважины в эксплуатацию и спустя 3 года стабильной её работы в систему сбора.

По характеру изменения производных на представленных графиках (в каждом случае это нижние зеленые, коричневые и фиолетовые точки) можно отметить два характерных участка:

- участок 1: описывает зону пласта непосредственно вблизи скважины. С течением времени, а именно на графике КВД от 2011 и 2013 гг., диагностируется так называемый «горб» на графике производной, который характеризует увеличение фильтрационных сопротивлений в ПЗП. Данное изменение увязывается с отмеченным ранее «облегчением» столба жидкости в скважине и снижением величины КГФ, поскольку разработка залежей ведется на истощение пластовой энергии и выпавший конденсат непосредственно осаждается в ПЗП и, таким образом, снижает продуктивность скважины. Оцениваемая на данный момент величина радиуса распространения от скважины, так называемого «конденсатного вала» [8], составляет порядка 60–70 м;

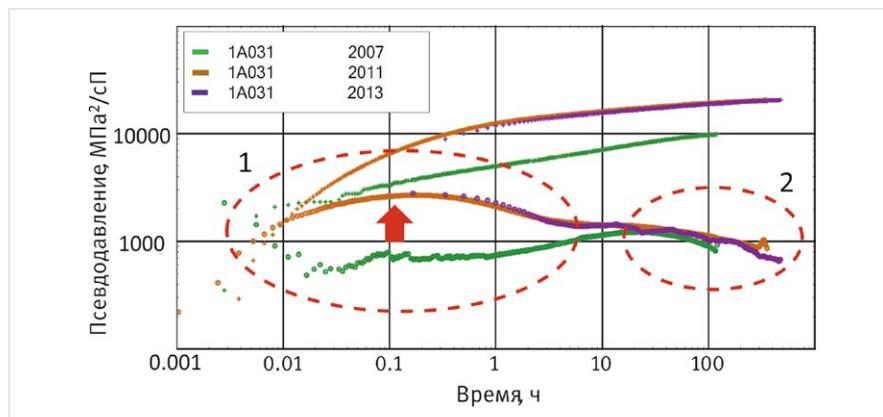


Рис. 2 — Диагностические графики, скважина 1А031, КВД от 2007, 2011 и 2013 гг.

Скважина 1А031	Период исследований				
	04.10.2007	17.12.2011	20.05.2013	14.10.2014	03.11.2015
Результаты интерпретации КВД					
Проводимость kh, 10 ⁻³ мкм ² •м	108	108	108	108	108
Эф. проницаемость k, 10 ⁻³ мкм ²	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19
Работающая длина ствола, м	179,2	179,2	179,2	179,2	179,2
Скин-фактор	5,05	7,57	7,41	6,19	5,98
Давление на конец КВД, МПа	59,6	51,7	50,9	48,71	47,85
Текущее пластовое давление, МПа	60,1	55,3	54,7	50,01	48,65
Продуктивность, (тыс. м ³ /сут)/МПа ²	0,354	0,214	0,205	0,264	0,273

Таб. 2 — Динамика изменения фильтрационных параметров скважины 1А031

- участок 2: описывает удаленную зону пласта. И как видно по записи забойного давления, проницаемость удаленной зоны пласта на расстоянии более 70 м от скважины изменений не претерпевает, поскольку динамика изменения давления по времени сохраняется от исследования 2008 г. до исследований 2011 и 2013 гг.

Переходя непосредственно к результатам интерпретации (таб. 2), отмечается, что при изменении величины скин-фактора чуть более чем в 1,5 раза, величина продуктивности скважины снизилась на 40%.

Что касается другого временного периода (после середины 2013 г.) прослеживается обратная картина. Снижение отборов пластового газа с 500–600 тыс. м³/сут до 250–300 тыс. м³/сут привело к снижению депрессии на пласт с 19 до 8,0 МПа (или с 36 до 16 % от текущего пластового давления). На данном режиме эксплуатации скважина работала до конца 2015 г. и за данный период выполнено два исследования по определению газоконденсатной характеристики и регистрация двух продолжительных КВД в октябре 2014 и в ноябре 2015 гг.

На первоначальном этапе выполнено сопоставление диагностических графиков производной КВД в 2012, 2014 и в 2015 гг. (рис. 3).

Аналогично предыдущему анализу КВД за период 2007–2013 гг., по характеру изменения производных на представленных графиках диагностируется уменьшение «горба», что свидетельствует об улучшении фильтрационных характеристик ПЗП. При этом, как и прежде, удаленная часть пласта остается без существенных изменений, а величина радиуса распространения от скважины, так называемого «конденсатного вала» [8], сократилась с 60–70 до 40–50 м, что, безусловно, отразилось на характере изменения содержания конденсата в продукции скважины, подробнее об этом будет рассмотрено ниже.

Как видно из результатов интерпретации (таб. 2), относительно 2013 г. величина скин-фактора снизилась на 16% (2014 г.) и 19% (2015 г.), при этом продуктивность скважины увеличилась на 29 и 33%, соответственно.

В подтверждение выводов об увязке изменения скин-фактора и продуктивности

скважины выполнен анализ результатов газоконденсатных исследований скважин за рассмотренный период.

На рис. 4 приведено изменение величины содержания конденсата (КГФ) в добываемом газе, определенной в ходе ГКИ на эксплуатационном режиме работы скважины 1А031. Стоит отметить, что величина конденсатосодержания представлена в виде конденсатого фактора, как отношение массы стабильного конденсата к объему газа сепарации. Как видно из рисунка, в изменении КГФ можно выделить аналогичные периоды 1 и 2. Первый из которых характеризуется более интенсивным снижением содержания конденсата в добываемом газе по причине значительного увеличения депрессии на пласт (до 40% от текущего пластового давления). Отметим, что экспериментально на РВТ-установке было выявлено, что давление начала конденсации для пробы пластового газа, отобранной на скважине 1А031, ниже 53 МПа. Поэтому, характер изменения и снижение КГФ в первый период времени работы скважины до пластового давления 55 МПа (рис. 4) однозначно указывает на то, что происходят дополнительные потери конденсата и интенсивное его выпадение в ПЗП.

В период работы скважины с мая 2013 г. (период 2) отмечается более «щадящий» режим: депрессия на пласт снижается до значения в 15% от текущего пластового давления, при этом темп снижения КГФ во втором периоде ниже, чем в первом, и отмечается скачкообразный рост КГФ при переходе между отмеченными промежутками, который может свидетельствовать о выносе ранее выпавшего конденсата на поверхность.

Другой пример аналогичной динамики изменения фильтрационных характеристик ПЗП в субгоризонтальной скважине без ГРП – история эксплуатации скважины 1А181.

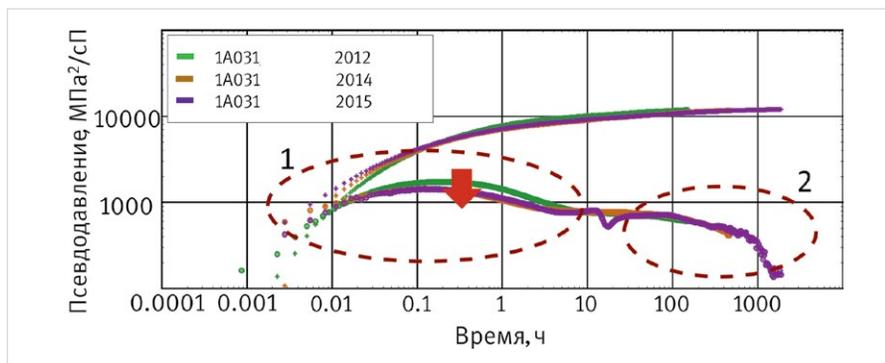


Рис. 3 — Диагностические графики, скважина 1А031, КВД от 2012, 2014 и 2015 гг.

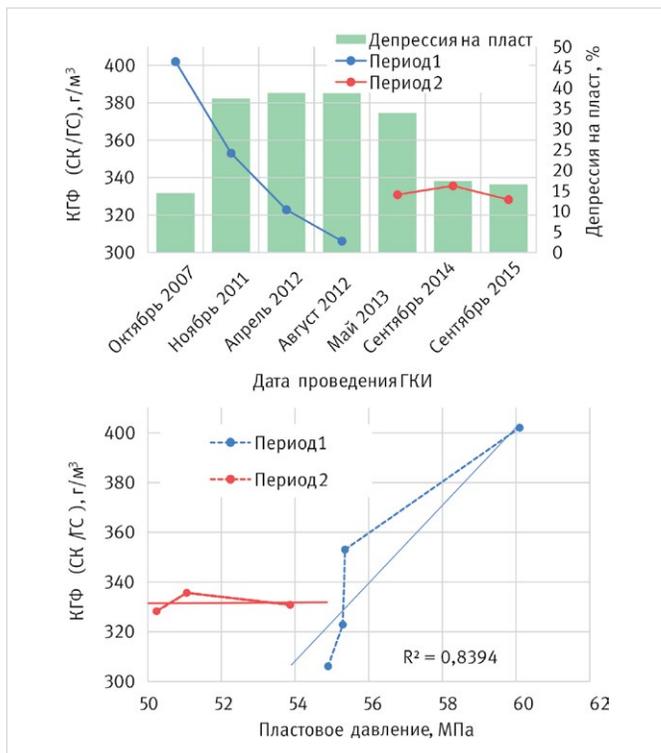


Рис. 4 — Изменение содержания конденсата в добываемом газе по результатам ГКИ скважины 1А031

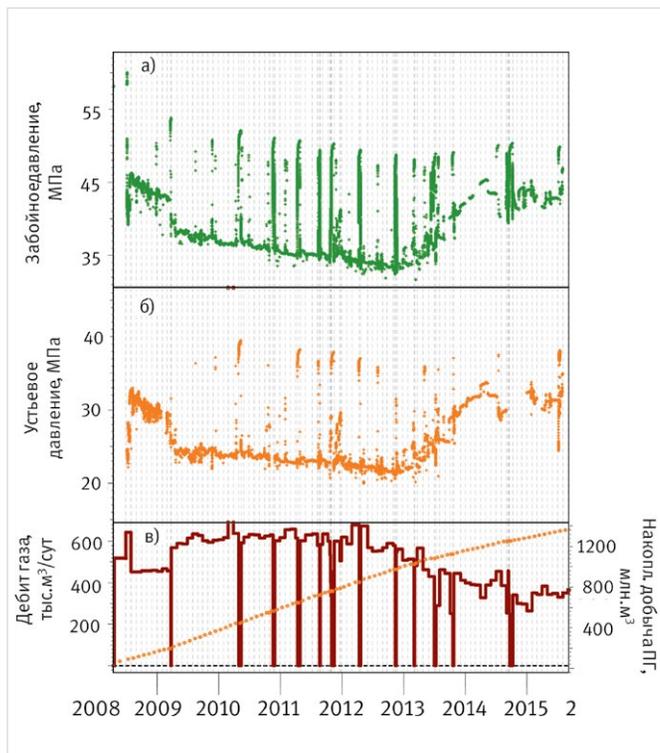


Рис. 5 — График истории работы скважины 1А181 по гг.: а) запись забойного давления; б) запись устьевого давления; в) дебит пластового газа (сплошные линии) и накопленная добыча пластового газа (точки)

Субгоризонтальная скважина 1А181 (максимальный zenithный угол составляет 73°) запущена в эксплуатацию в апреле 2008 г. На рис. 5 представлен график истории работы скважины. В течение эксплуатации скважины выполнено 8 газоконденсатных исследований и проведена регистрация 10 длительных КВД (более 350 ч).

По результатам эксплуатации скважины 1А181 можно сделать следующие основные выводы:

- скважина вскрыла начальные пластовые условия, при давлении на уровне 58,6 МПа;
- дебит пластового газа изменялся в диапазоне от 670 до 250 тыс. м³/сут;
- эксплуатация осуществлялась при депрессии на пласт в среднем в диапазоне значений 15,7–18,1 МПа, или 26–35% от величины пластового давления;
- величина КГФ за период эксплуатации снизилась с 450 г/м³ до значения порядка 410 г/м³, что отразилось на потерях давления по стволу скважины, величина которых на момент запуска скважины составляла 13,8 МПа, а к середине 2013 г. — 11,8 МПа;
- продуктивность скважины изменялась в диапазоне значений 0,33–0,54 (тыс.м³/сут)/МПа².

На скважине 1А181 неоднократно проводился комплекс ГИС по определению профиля притока газа, по которым отмечается, что работающая длина ствола составляет 243 м (101 м в пласте А_{3,4}, 142 м в пласте А₄), а доля вклада пласта А₄ в суммарный дебит скважины по газу на уровне 8–10%.

Как и в скважине 1А031, выделяется два характерных временных периода эксплуатации скважины 1А181: первый период работы скважины (до середины 2013 г.) характеризуется постоянной добычей и планомерным снижением устьевого и забойного давлений. Второй период характеризуется снижением

отборов и работой скважины с более высокими устьевыми и забойными давлениями.

На рис. 6 представлены диагностические графики производной Бурде, полученные на основе зарегистрированных КВД первого временного периода. С момента запуска скважины 1А181 в эксплуатацию при постоянстве фильтрационных параметров удаленной зоны пласта (фрагмент 2 на рис. 6) наблюдается планомерное снижение и ухудшение параметров ПЗП (фрагмент 1 на рис. 6). Радиус «конденсатного вала» [8] по КВД от 2008 г. в сравнении с КВД от 2012 г. оценивается величиной порядка 110 м, что увязывается с динамикой роста скин-фактора по скважине (таб. 3).

Что касается второго временного периода (после середины 2013 г.), как и в скважине 1А031, прослеживается обратная картина. Снижение отборов пластового газа с 500–600 тыс. м³/сут до 250–300 тыс. м³/сут привело к снижению депрессии на пласт с 18,2 до 7,2 МПа (или с 35 до 14% от текущего пластового давления). На данном режиме эксплуатации скважина работала до конца 2015 г., и за данный период выполнено два исследования по определению газоконденсатной

характеристики и регистрация двух продолжительных КВД в сентябре 2014 и в октябре 2015 гг.

Результаты анализа КВД за период 2013–2015 гг. полностью повторяют картину, что описана выше по скважине 1А031. На диагностических графиках производной Бурде (рис. 7) прослеживается снижение фильтрационных сопротивлений ПЗП (участок 2 на рис. 7). При этом величина радиуса распространения от скважины, так называемого «конденсатного вала» [8] при этом, сократилась с 110 до 30 м, что увязывается с изменением динамики потенциального содержания С_с, по результатам ГКИ скважины, о чем отражено далее.

Результаты интерпретации данных КВД, представленные в таб. 3, также свидетельствуют о постоянстве фильтрационных сопротивлений удаленной зоны пласта (участок 2 на рис. 6) и их снижении в ПЗП, поскольку диагностируется снижение скин-фактора на 89%, при этом продуктивность повысилась на 41%.

С точки зрения оценки изменения величины конденсатосодержания за выделенные

Скважина 1А181

Параметры	Период исследований				
	04.04.2008	05.11.2011	14.11.2012	10.09.2014	05.10.2015
Проводимость kh, 10 ⁻³ мкм ² •м	120	120	120	120	120
Эфф. проницаемость k, 10 ⁻³ мкм ²	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46
Работающая длина ствола, м	243	243	243	243	243
Скин-фактор	0,02	4,08	5,71	2,47	0,63
Давление на конец КВД, МПа	58,06	50,21	48,67	50,29	50,8
Продуктивность, (тыс.м ³ /сут)/МПа ²	0,560	0,395	0,262	0,290	0,446
Текущее пластовое давление, МПа	58,57	53,26	52,99	52,75	51,11

Таб. 3 — Динамика изменения фильтрационных параметров скважины 1А181

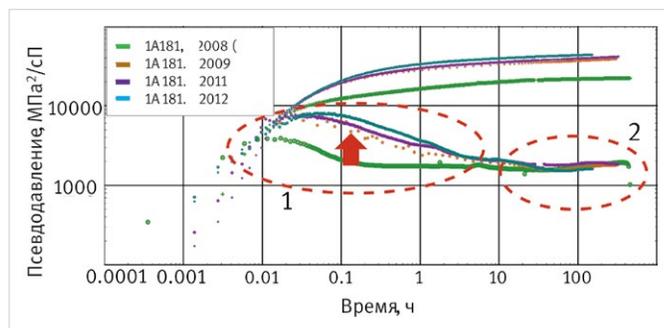


Рис. 6 — Диагностические графики, скважина 1А181, КВД от 2008, 2009, 2011 и 2012 гг.

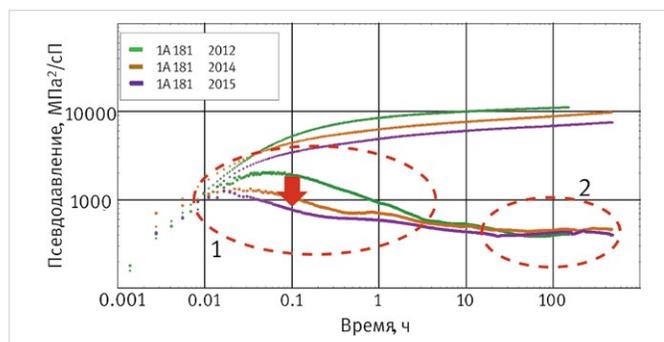


Рис. 7 — Диагностические графики, скважина 1А181, КВД от 2012, 2014 и 2015 гг.

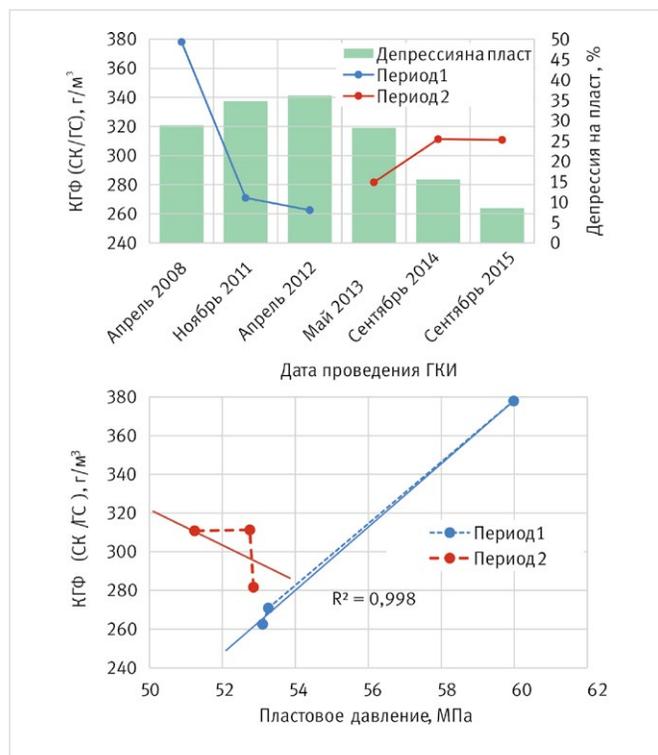


Рис. 8 — Изменение содержания конденсата в добываемом газе по результатам ГКИ скважины 1А181

временные промежутки работы скважины 1А181, то тут следует отметить, что наблюдается аналогичная ситуация, как было описано выше для скважины 1А031. На рис. 8 представлены результаты газоконденсатных исследований скважины 1А181, выполненных за период ее эксплуатации. В целом, как и на скважине 1А031, при работе скважины 1А181 с момента ее запуска в эксплуатацию до мая 2013 г. (период 1) наблюдается интенсивное снижение содержания конденсата в добываемом газе (рис. 8), которое, вероятней всего, свидетельствует о выпадении и потерях конденсата в ПЗП. В период эксплуатации, начиная с мая 2013 г. по настоящее время, содержание конденсата, как видно из рис. 8, увеличилось относительно периода 1.

Таким образом, снижение продуктивности рассмотренных скважин, вскрывающих ачимовские отложения Уренгойского НГКМ без ГРП, с течением эксплуатации на режиме постоянных отборов с депрессией на пласт в данном случае более 20% от пластового давления увязывается с ростом скин-фактора, который в свою очередь: обусловлен именно формированием «конденсатного вала» в ПЗП. В то время как изменение режима эксплуатации с понижением депрессии на пласт на уровень 15% от пластового давления уже за год эксплуатации позволило обеспечить снижение фильтрационных сопротивлений в ПЗП путем обратного растворения выпавшего конденсата и выноса его на забой скважины и далее на поверхность.

Вместе с тем на сегодняшний день при строительстве скважин на ачимовские отложения Уренгойского НГКМ широко применяется технология ГРП. По накопленной статистике на сегодняшний день в среднем в пласт закачивается порядка 250 т проппанта, что позволяет формировать в пласте трещину со средней полудлиной около 150 м и проводимостью на уровне 2000 мД*м [5].

На основе имеющихся фактических материалов, по результатам интерпретации КВД по скважинам участка 1А [5] в одинаковых геологических условиях ($kh=91$ мД*м, $k=1,3$ мД, $R_{пл}=58$ МПа) выполнено моделирование одного года эксплуатации трех «средних» скважин с вертикальным вскрытием без ГРП, вертикальным вскрытием с ГРП и субгоризонтальным окончанием ствола (300 м) без ГРП на режиме депрессии постоянной депрессии на пласт, равной менее 15% от пластового давления (рис. 9). По результатам прогнозного расчета за один календарный

год эксплуатации добыча пластового газа вертикальной скважиной без ГРП составила 71 млн м³, субгоризонтальной скважиной без ГРП – 139 млн м³ (плюс 68 млн м³), а вертикальной скважиной с ГРП – 213 млн м³ (плюс 142 млн м³).

Итоги

Преимущество скважины с вертикальным вскрытием с применением ГРП над субгоризонтальным вскрытием без ГРП обусловлено созданием на достаточно большом удалении от забоя скважины высоко проводящего канала связи с пластом, что, безусловно, увеличивает площадь дренирования и позволяет преодолеть зону снижения фильтрационных сопротивлений, диагностируемую по скважинам с субгоризонтальным вскрытием, а высокая проницаемость самой трещины, которая кратно превышает проницаемость пласта, позволяет выносить газоконденсатную смесь даже при небольшом перепаде давления между забоем и крыльями трещины.

В результате диагностируемая величина скин-фактора по скважинам с ГРП варьируется в диапазоне отрицательных значений и сохраняется на протяжении как минимум восьми лет эксплуатации, что в сравнении с субгоризонтальным вскрытием выглядит предпочтительнее, т.к. уже по итогам первого года эксплуатации наблюдается рост фильтрационных сопротивлений в ПЗП и скин-фактора до положительного значения.

Выводы

По результатам опытно-промышленной эксплуатации ачимовских отложений Уренгойского НГКМ с применением субгоризонтального вскрытия без ГРП можно констатировать его слабую эффективность в сравнении с вертикальным вскрытием и применением технологии ГРП.

При этом на сегодняшний день результаты анализа технологических показателей эксплуатации и интерпретации геолого-промысловых исследований свидетельствуют о наибольшей технологической эффективности разработки ачимовских отложений Уренгойского НГКМ при использовании именно комбинации двух способов вскрытия – субгоризонтальное вскрытие с применением многостадийного ГРП, что позволяет при помощи одного проводящего канала (скважины) соединить вместе несколько трещин ГРП.

Список литературы

1. Маркелов В.А., Черепанов В.В., Филиппов А.Г., Ахмедсафин А.Г. и др. Обоснование стратегии освоения ачимовских отложений Уренгойского месторождения // Газовая промышленность. 2016. №1. С. 40–45.
2. Тюрин В.П., Скворцов С.В., Самойлов А.С., Нестеренко А.Н. Исследование методов моделирования работы газоконденсатной скважины с МГРП в условиях ачимовских залежей // Экспозиция Нефть Газ. 2015. №5(44). С. 49–52.
3. Тюрин В.П., Нестеренко А.Н., Жарииков М.Г., Завьялов Н.А. Оптимизация методики газодинамических исследований скважин в условиях низкопроницаемых коллекторов и АВПД без потери информативности результатов // Экспозиция Нефть Газ. 2015. №4(43). С. 50–55.
4. Единая технологическая схема разработки залежей углеводородного сырья ачимовских отложений Уренгойского месторождения: отчет о НИР. Под рук. Нестеренко А.Н. Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 2011.
5. Дополнение к Единой технологической схеме разработки залежей углеводородного сырья ачимовских отложений Уренгойского месторождения (по лицензионному участку ООО «Газпром добыча Уренгой»): Отчет о НИР. Под рук. Нестеренко А.Н. Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 2015.
6. Авторский надзор за промышленной эксплуатацией, уточнение геолого-гидродинамической модели и проектных решений по разработке первого участка Ачимовских отложений Уренгойского месторождения в 2014 году: Отчет об оказании услуг. Под рук. Нестеренко А.Н. Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 2015.
7. 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.
8. Whitson C.H. Modeling gas condensate well deliverability. Ø. Fevang, SPE, November 1996.

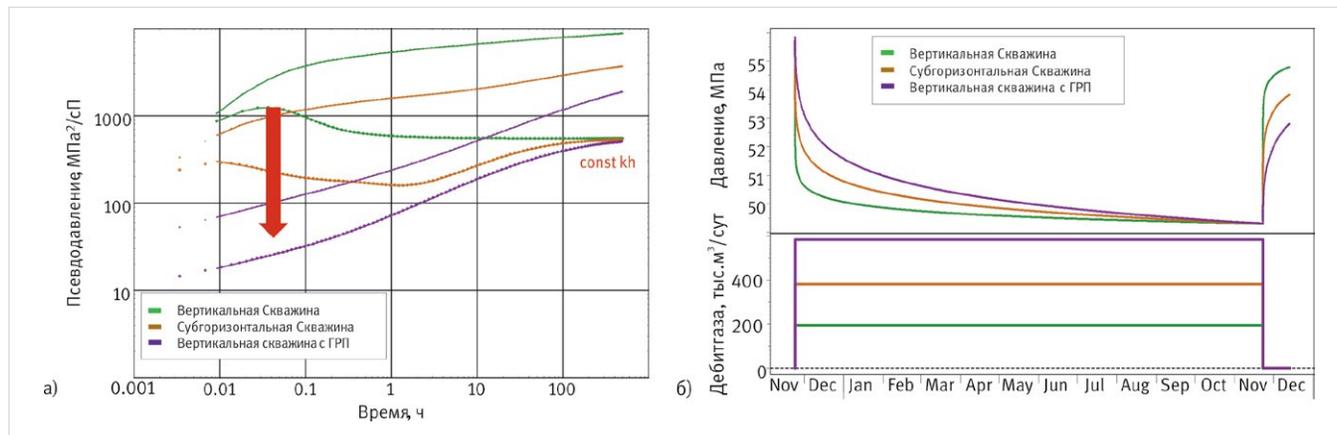


Рис. 9 — Моделирование продуктивности скважин с субгоризонтальным и вертикальным вскрытием с ГРП и без: а) диагностические графики; б) график истории работы

Operational peculiarities of gas-condensate wells with flat ending in overpressure conditions and low reservoir properties (by the example of the Achimov deposits of the Urengoy oil and gas condensate field)

Authors:

Victor P. Tyurin — chief of Department Development of the Achimov deposits¹; tyurinvp@tngg.ru

Dmitry G. Fateev — head of laboratory²; fateev@tngg.ru

Alexander A. Efimov — research engineer¹; efimovaa@tngg.ru

Nikolay A. Zavyalov — deputy general director-chief geologist²; n.zavyalov@achimgaz.ru

¹TyumenNIIgiprogaz LLC, Tyumen, Russian Federation

²AO Achimgaz, Noviy Urengoi, Russian Federation

Abstract

Today Achimov deposits of the Urengoy oil and gas-condensate field are the most complicated reservoirs for development in the north of West Siberia. Due the deficit of the actual data in the first engineering documents there were made a lot of calculations both with use of the analytical modeling and with use of the reservoir simulation modeling for justifying a way of pay zones penetration. The recommendations on pilot operations included, but not limited to testing of drilling technology and operation of a well with sub-horizontal ending without fracturing. The results of assessment of the process efficiency of reserves recovery on the basis of the analysis of the process operational indicators over the long-term period and the results of systematic geological and field surveys for wells of this type of completion are presented in the paper.

Materials and methods

The surveys in the paper are based on the geological and field data on the development of the Achimov gas-condensate deposits of the Urengoy field. Based on the results of hydro-dynamic and gas-condensate surveys there are developed the analytical models

of gas-condensate mixture filtration to the bottomholes of sub-horizontal wells. As a result of simulation experiments with the analytical models of wells inflow of various constructs in Software Kappa Sapfir there were defined the areas of condensate dropout defining the productive characteristics.

Results

The advantage of a well with vertical penetration with fracturing versus a sub-horizontal penetration without fracturing is caused by creation at a relatively large distance from the well bottomhole a high conductivity channel with formation, which is definitely increases the drainage area and helps move across the zone of filtration resistances, detected in the wells with subhorizontal penetration and high permeability of a fracture itself which is many folds more than the formation permeability, helps carrying over gas-condensate mixture even at a low differential pressure between bottomhole and fracture wings. So the detected skin-factor in wells with fracture is between -5.5 to -6.8 and remains the same eight years as a minimum, it is more preferable compared to sub-horizontal penetration as by the end of the first year of operation there observed an increase of

filtration resistances in BHZ and skin-factor to the positive value.

Conclusions

Thus as a result of the pilot operation of the Achimov deposits of the Urengoy oil and gas-condensate field with use of sub-horizontal penetration without fracturing it is obvious that it has a weak efficiency compared to vertical penetration and use of fracturing. Today the results of the analysis of the process indicators of operation and interpretation of geological and field surveys give evidence of the best process efficiency of the Achimov deposits of the Urengoy oil and gas-condensate field development in case of the use of a combination of two penetration ways – subhorizontal penetration with multi-stage fracturing which allow connecting several fractures together with one conductivity channel (well).

Keywords

Achimov deposits, analytical modeling, hydrodynamic surveys, horizontal wells, sub-horizontal wells, pressure build-up curve, gas-condensate surveys, survey results interpretation

References

- Markelov V.A., Cherepanov V.V., Filippov A.G., Akhmedsafin A.G. and oth. *Obosnovanie strategii osvoeniya achimovskikh otlozheniy Urengoyanskogo mestorozhdeniya* [Justification of strategy of development of Achimov deposits of the Urengoy field]. GAS Industry of Russia, 2016, issue 1, pp. 40–45.
- Tyurin V.P., Skvortsov S.V., Samoylov A.S., Nesterenko A.N. *Issledovanie metodov modelirovaniya raboty gazokondensatnoy skvazhiny s MGRP v usloviyakh achimovskikh zalezhey* [Survey of the simulation methods of the gas-condensate wells with multi-stage fracturing to the Achimov deposits]. Exposition Oil Gas, 2015, issue 5(44), pp. 49–52.
- Tyurin V.P., Nesterenko A.N., Zharikov M.G., Zavyalov N.A. *Optimizatsiya metodiki gazodinamicheskikh issledovaniy skvazhin v usloviyakh nizkopronitsaemykh kollektorov i AVPD bez poteri informativnosti rezul'tatov* [Optimization of the gas-dynamic well tests for the low-permeable and over-pressured reservoirs without loss of the informative value]. Exposition Oil Gas, 2015, issue 4(43), pp. 50–55.
- Edinaya tekhnologicheskaya skhema razrabotki zalezhey uglevodorodnogo syr'ya achimovskikh otlozheniy Urengoyanskogo mestorozhdeniya: otchet o NIR [Unified technological plan for development Achimov deposits of Urengoy field: Report of research work]. Under supervision of Nesterenko A.N., Tyumen: TyumenNIIgiprogaz, 2011.
- Dopolnenie k Edinoy tekhnologicheskoy skheme razrabotki zalezhey uglevodorodnogo syr'ya achimovskikh otlozheniy Urengoyanskogo mestorozhdeniya (po litsenziionomu uchastku OOO «Gazprom dobycha Urengoy»): Otchet o NIR [Addition to Unified technological plan for development Achimov deposits of Urengoy field: Report of research work]. Under supervision of Nesterenko A.N., Tyumen: TyumenNIIgiprogaz, 2015.
- Avtorskiy nadzor za promyshlennoy ekspluatatsiey, utochnenie geologo-gidrodinamicheskoy modeli i proektnykh resheniy po razrabotke pervogo uchastka achimovskikh otlozheniy Urengoyanskogo mestorozhdeniya v 2014 godu: Otchet ob okazanii uslug [Supervision of industrial exploitation, refinement of geological and hydrodynamic models and design solutions for the development of the first section of the Urengoy field Achimov deposits in 2014: the Service Report]. Under supervision of Nesterenko A.N., Tyumen: TyumenNIIgiprogaz, 2015.
- 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.
- Whitson C.H. Modeling gas condensate well deliverability. Ø. Fevang, SPE, November 1996.