

УДК 622.276

ОЦЕНКА ПАРАМЕТРОВ ГРП ПО ДАННЫМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ

Сиков Н.Н.

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия (625000, Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: yurasev_ae@mail.ru

Ачимовские отложения являются трансграничным объектом разработки. По подавляющему большинству скважин отмечается относительное сохранение параметров трещины на протяжении всего периода эксплуатации и наблюдений. Величина полного скин-фактора для скважин ачимовских пластов без ГРП или в период до ГРП имеет значения от -4,2 до -2,5, что косвенно может говорить о техногенном трещинообразовании при бурении. Определение радиуса зоны дренирования является результатом комплексной интерпретации. За основу зоны дренирования принимается окружность определенного радиуса. В среднем радиус дренирования скважин пласта Ач3-4 – 631 м, скважин пласта Ач5 – 750 м. По результатам проведенного анализа эффективности мероприятий по интенсификации притока отмечается, что практически во всех скважинах достигнуты либо превышены ожидаемые параметры трещины.

Ключевые слова: газ, конденсат, месторождение, гидравлический разрыв пласта, эффективность мероприятия

EVALUATION OF THE PARAMETERS OF HYDRAULIC FRACTURING OF THE RESERVOIR ACCORDING TO HYDRODYNAMIC STUDIES ON THE ACHIMOV DEPOSITS

Sikov N.N.

Federal Budget Educational Institution of Higher Education “Industrial University of Tyumen”, Tyumen, Russia (625000 Russia, Tyumen, street Volodarskogo, 38), e-mail: yurasev_ae@mail.ru

Achimov deposits are a transboundary object of development. According to the vast majority of wells, the relative preservation of crack parameters during the whole period of operation and observations is noted. The value of the total skin factor for the wells of the Achimov strata without fracturing or in the period before the fracturing is from -4.2 to -2.5, which indirectly can speak of anthropogenic cracking during drilling. Determination of the radius of the drainage zone is the result of a complex interpretation. As a basis for the drainage zone, a circle of a certain radius is assumed. The average well drainage radius is Ач3-4 - 631 m, wells Аh5 - 750 m. Based on the results of the analysis of the effectiveness of measures to intensify the inflow, it is noted that in almost all wells, the expected fracture parameters were achieved or exceeded.

Keywords: gas, condensate, deposit, hydraulic fracturing, operation efficiency

В административном отношении месторождение находится на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа.

Ачимовские отложения являются трансграничным объектом разработки, т.е. продуктивные залежи распространены на территории нескольких недропользователей.

Анализ результатов количественной обработки представляется возможным выполнить по 185 информативным замерам КВД в 53 скважинах. Процент информативных КВД составил - 80%. К неинформативным отнесены КВД с малой длительностью регистрации и низким качеством исходных данных, что исключает возможность выполнения количественной обработки.

Краткая сводка по средним газодинамическим параметрам, оцененным методами ГДИС, приведена в таблице 1.

Таблица 1 - Осреднение основных газодинамических параметров по пластам [1]

	Ач ₃₋₄	Ач _{5²⁻³}	БУ _{16¹⁻⁴}
kh, мД*м	11,56 / 25*	12,0 / 19	117,0 / 4
k, мД	0,398 / 25	0,256 / 19	9,78 / 4
Xf, м	146 / 78	151 / 76	-
Fc, мД*м	1345 / 77	1370 / 75	-
Sф геометрический	-6,73 / 78	-6,79 / 76	-
Sф механический	0,08 / 82	0 / 78	14,1 / 17
Рдренирования, м	631 / 17	750 / 14	-

11,56 / 25* - количество определений, скв.

Подавляющее большинство КВД на пласты группы Ач ВУ и НУ ЛУ, характеризуют модель вертикальной скважины с трещиной конечной проводимости (рисунки 1-3), как результат повсеместно выполняемых мероприятий по ГРП [5].

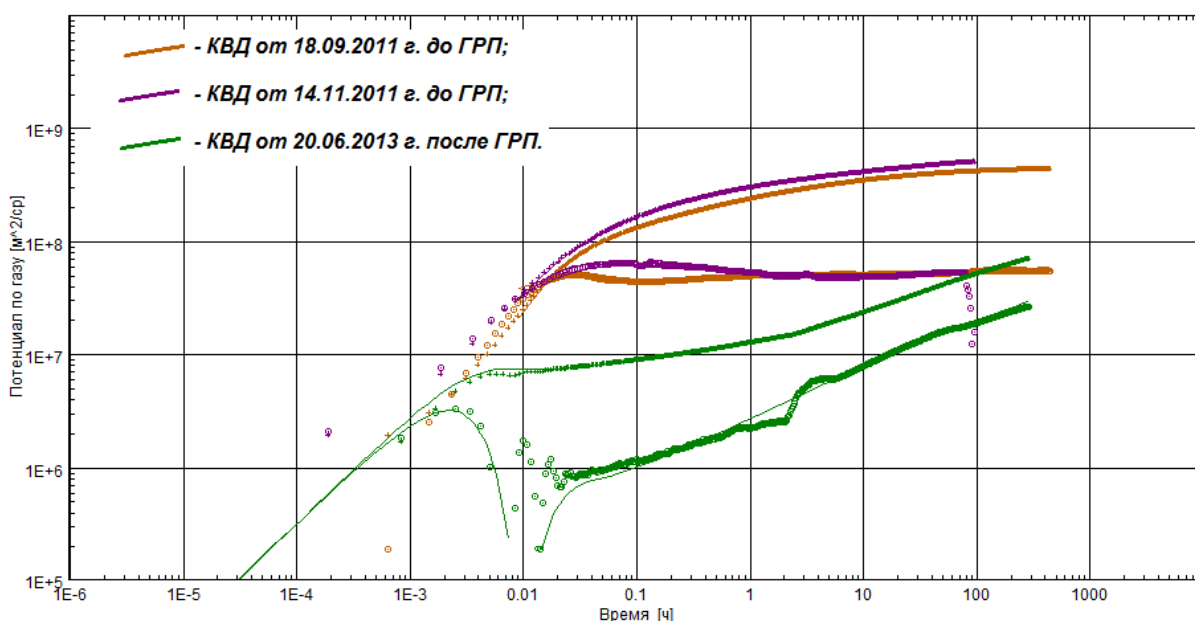


Рисунок 1 - Диагностические графики КВД в скважине 2-17-01

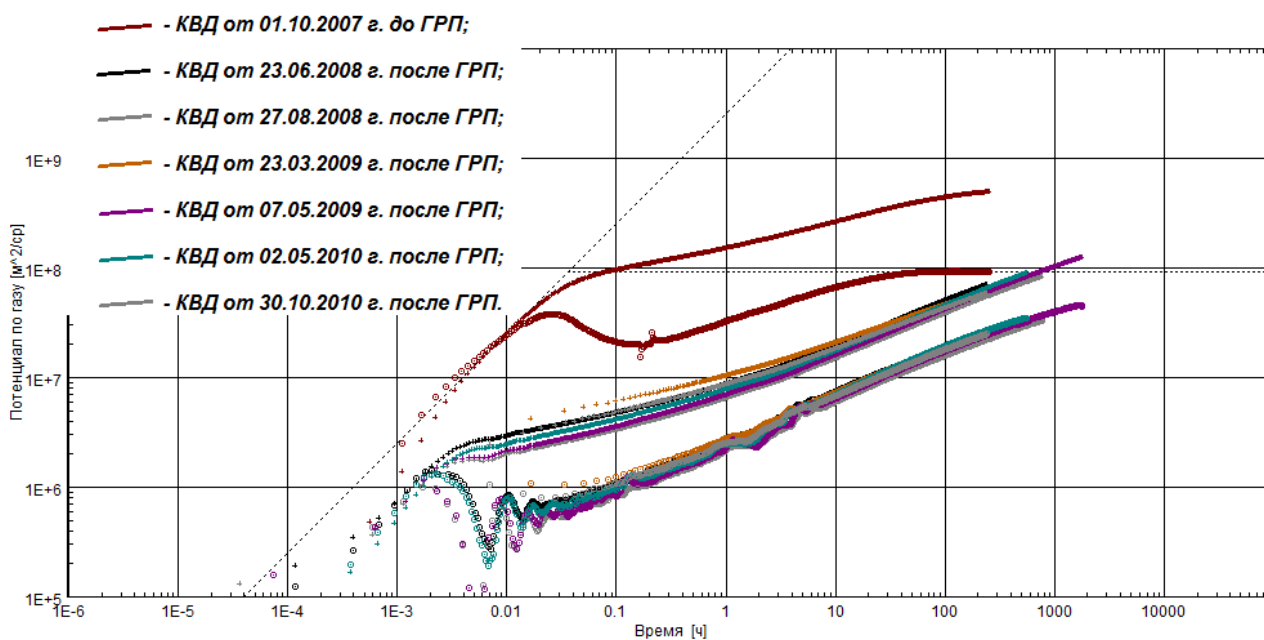


Рисунок 2 - Диагностические графики КВД в скважине 2-05-03

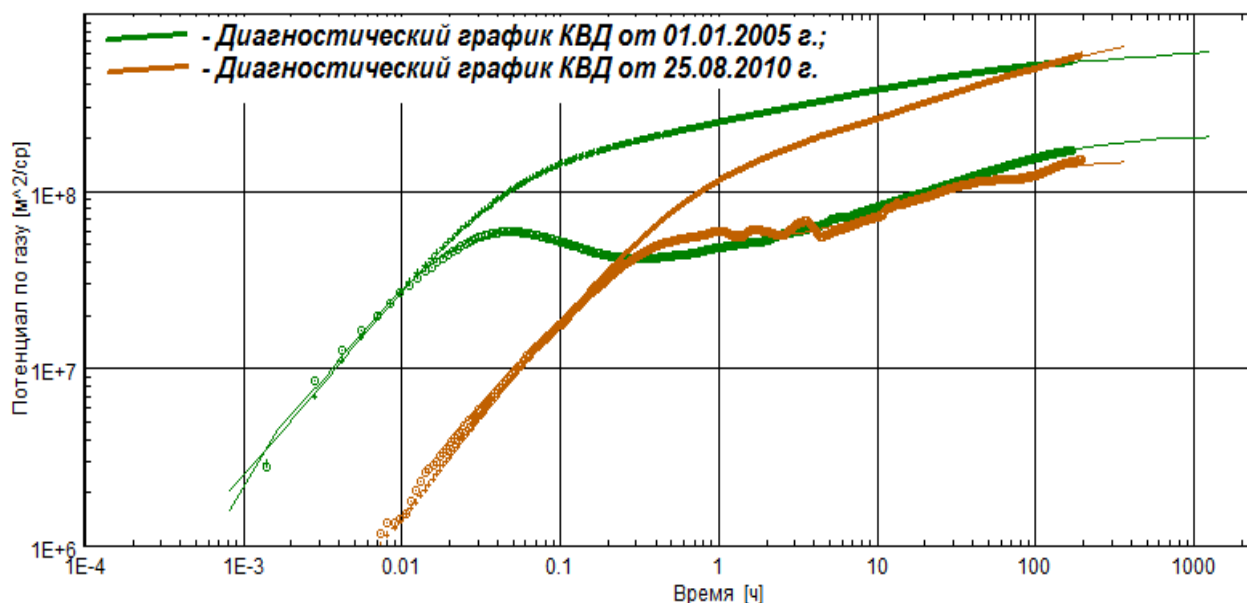


Рисунок 3 - Диагностические графики КВД в скважине 2-25-02

Диагностические графики КВД до ГРП, так же отражают вертикальную скважину с возможным наличием небольших трещин. Особенно явное влияние трещины конечной проводимости, в то время как, мероприятий по ГРП еще не было, отмечается по скважинам 1-12-07, 2-05-03, 2-12-04, 2-25-02. Скважина 2-25-02 вообще не представлена мероприятиями по ГРП.

Диагностические графики КВД в скважинах на пласт БУ₁₆¹⁻⁴ отражают вертикальную скважину в бесконечном однородном пласте с высоко положительным значением скин-фактора (рисунки 4–5), в том числе за счет частичного вскрытия пласта в двух из четырех скважин. Частичное вскрытие пласта, может быть вызвано рядом причин:

- часть вскрытого интервала – неколлектор возле ствола скважины, но на определенном удалении от скважины весь интервал является единым коллектором
- частичным обрушением перфорационных каналов
- очень сильным загрязнением ПЗП (большая часть интервала заблокирована раствором).

Явного влияния геологических границ на диагностических графиках КВД скважин ВУ и НУ ЛУ не отмечается.

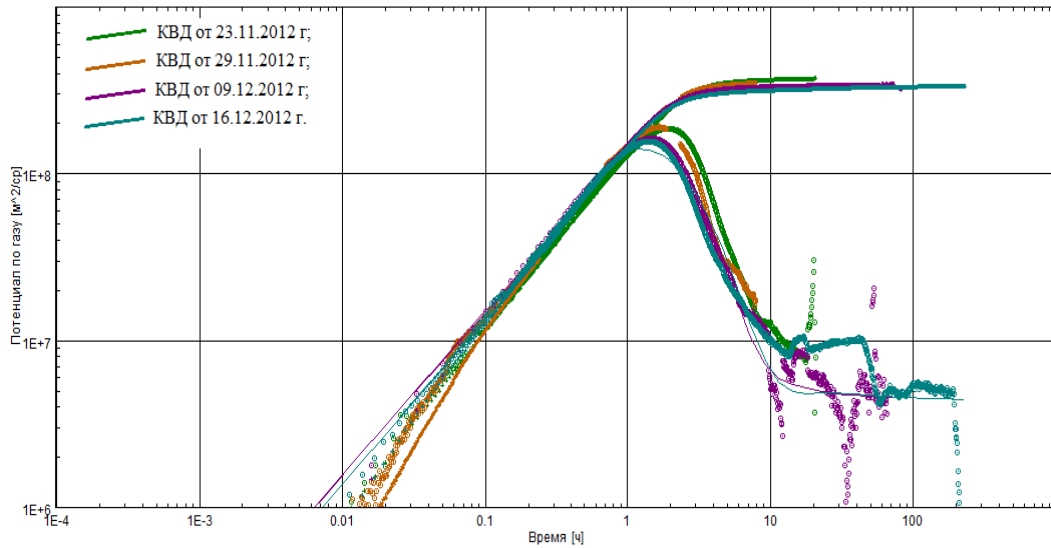


Рисунок 4 - Диагностические графики КВД в скважине 905, пласт БУ₁₆¹⁻⁴

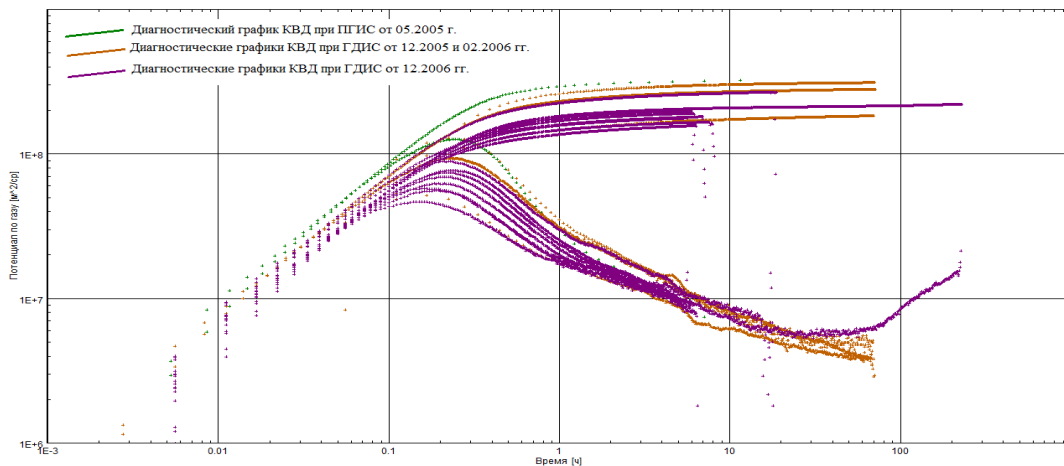


Рисунок 5 - Диагностические графики КВД в скважине 93, пласт БУ₁₆¹⁻⁴

Ввиду низкой проницаемости пластов ачимовских отложений ВУ ЛУ и НУ ЛУ и факта наличия в истории каждой скважины мероприятий по ГРП, РФП в подавляющем большинстве исследований не достигается. Радиальный фильтрационный поток, это основа интерпретации ГДИС и опорная величина для оценки kh . Текущая длительность КВД, регистрируемых на скважинах ВУ и НУ ЛУ порядка 10-20 сут. В условиях низкой

проницаемости пластов Ач и эффекта от мероприятий по ГРП необходимая длительность замера КВД порядка 40 000 ч.

С целью выполнения количественной обработки по каждой скважине уровень РФП «выставлялся» единожды (в случае сохранения $h_{эфф}$), который затем распространялся на все КВД, т.е. обработка каждой КВД выполнялась с фиксированием уже известной по тем или иным соображениям Кпр.

Проницаемость методами ГДИС пластов Ач₃₋₄ и Ач₅²⁻³ имеет один порядок и составляет в среднем 0,398 мД и 0,256 мД соответственно. Проницаемость пласта БУ₁₆¹⁻⁴ на порядок выше и по результатам осреднения данных 4 скважин составляет 9,78 мД.

Диагностируемые методами ГДИС параметры трещины для пластов Ач₃₋₄ и Ач₅²⁻³ идентичны и в среднем составляют: 146-151 м – полудлина трещины Xf и 1345-1370 мД*м – проводимость трещины Fc. Параметры трещин по результатам мероприятий ГРП от 2013 г. составили:

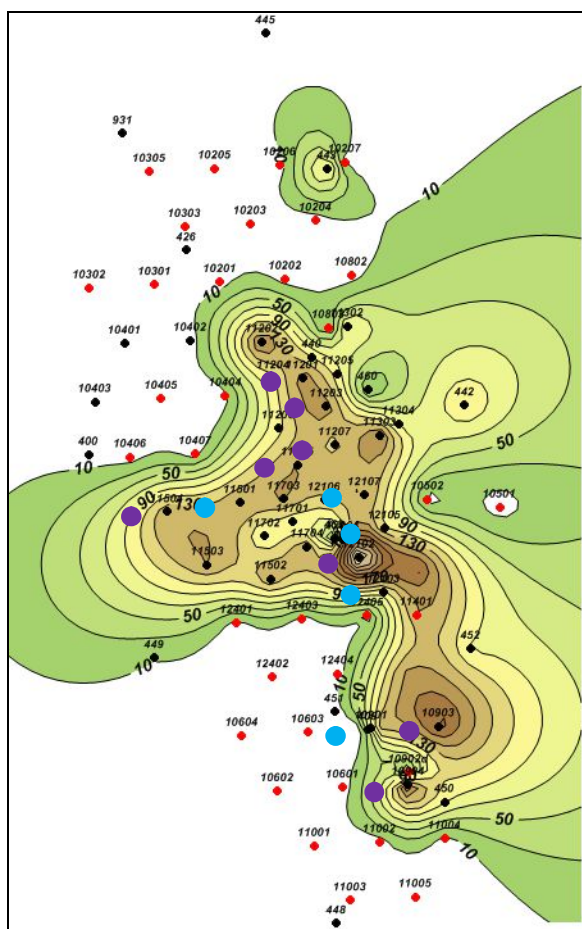
- Xf 80-109 и Fc 447-3140 мД*м - в скважинах куста 1-09;
- Xf 167-288 м и Fc 714-3140 мД*м в скважинах 2-06-02, 2-06-0, 2-17-06 на Ач₅²⁻³

По подавляющему большинству скважин (порядка 59 %) отмечается относительное сохранение параметров трещины на протяжении всего периода эксплуатации и наблюдений. Некоторая вариация в значениях может быть объяснена, как погрешность численного решения обратной задачи при большом количестве неизвестных. Решение наиболее чувствительно к определяемой полудлине трещины и существенно менее чувствительно к проводимости трещины.

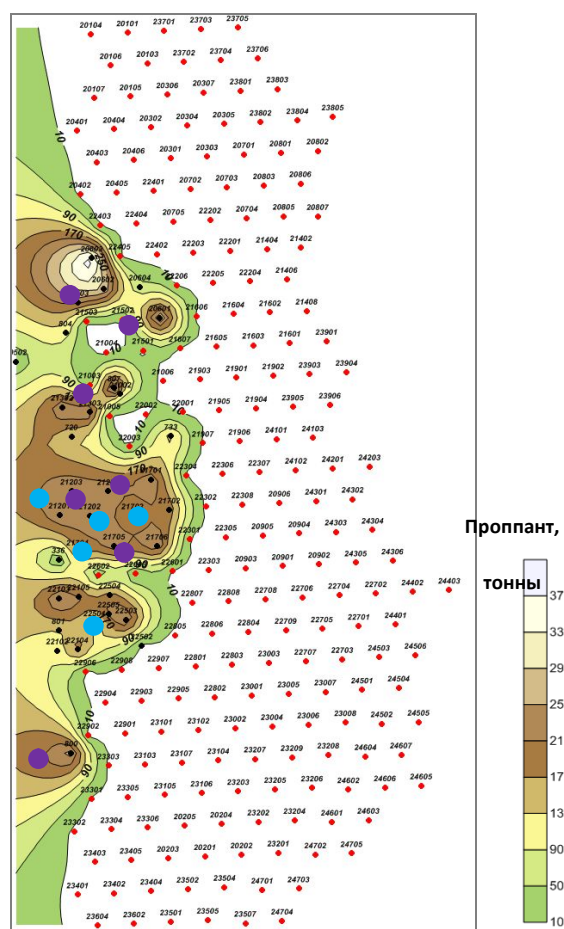
Тенденция к постепенному наращиванию параметров трещины отмечается в скважинах 1-21-04, 2-21-04, 1-12-03, 1-15-03. Тенденция к постепенному снижению параметров трещины отмечается в скважинах 2-17-03, 1-12-06, 1-17-03, 2-25-05 и 804. Но, в дальнейшем, следует более внимательно рассмотреть данные выводы, так как изменения в оценках Xf и Fc, возможны по причине разных источников по отборам непосредственно перед КВД (шахматка, отчет ГКИ, файл отработки).

По скважинам 807, 1-12-07, 1-13-03, 1-21-06 отмечается резкое снижение величин определяемых полудлины и проводимости трещины ГРП (рисунок 6). При этом в скважинах 804 и 800, по-видимому, ранее, в период отсутствия ГДИС, тоже произошло резкое снижение параметров трещины, так как на текущий момент определяемая полудлина трещины 18-13 м и 39-500 мД*м проводимость. По скважине 1-12-07 снижение является результатом мероприятий по ПВР кровли пласта Ач₃₋₄. Резкое ухудшение параметров трещины в скважине 1-21-06, вполне вероятно, повлекло КРС.

а) Ново-Уренгойский ЛУ



б) Восточно-Уренгойский ЛУ



- снижение параметров трещины ГРП, по результатам ГДИ
- увеличение параметров трещины ГРП, по результатам ГДИ

Рисунок 6 - Карты тоннажа проппанта в пласте при проведении ГРП за 2012-2013 гг.

Повторные ГДИС, выполненные в 2013 г., существенных изменений в параметрах трещин ГРП не зафиксировали, за исключением скважин 1-17-05 и 2-25-05. В скважине 2-25-05 продолжается тенденция к снижению определяемых параметров трещины. В скважине 1-17-05 имеет место резкое снижение параметров трещины ГРП в сравнении с последними данными от 2008 г.: $X_f 151 \rightarrow 60$ и $F_c 4110 \rightarrow 90$ мД*м [4].

Концепция скин-фактора для газоконденсатных скважин ВУ и НУ ЛУ с ГРП подразумевает как минимум три составляющие:

Механический скин, за счет наличия измененной зоны в районе трещины. Величина данной составляющей по фактическим данным мала и составляет $+0,08$ – пласт Ач₃₋₄, 0 – пласт Ач_{5²⁻³}. На рисунке 7 приведено влияние механического скин-фактора на диагностический график КВД.

Геометрический скин, обусловлен наличием трещины и является функцией полудлины трещины и безразмерной проводимости:

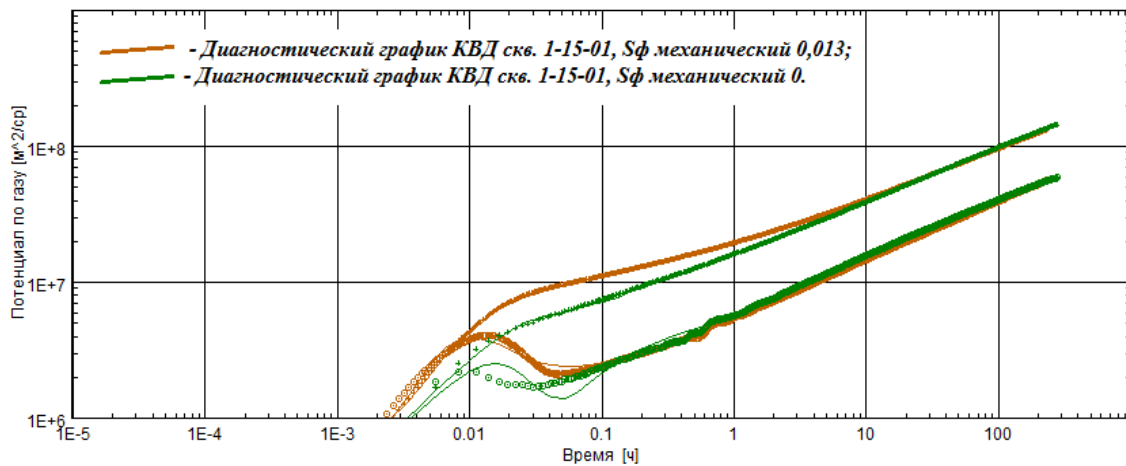


Рисунок 7 - Диагностические графики КВД скв. 1-15-01 при разных механических S_f

Величина геометрического S_f для скважин пласта $A_{ч3-4}$ -6,73 и для пласта $A_{ч5}^{2-3}$ - 6,79. Теоретически, величина геометрической составляющей, обусловленной трещиной ГРП, может быть, и -7, и -8, что имеет место быть по ряду скважин [3].

Скин-фактор, зависящий от дебита за счет возникновения турбулентного потока. Количественно выражается в Dфактор и отражает отклонение от закона Дарси.

Величина полного скин-фактора для скважин пластов группы $A_{ч}$ без ГРП или в период до ГРП имеет значения от -4,2 до -2,5, что косвенно может говорить о техногенном трещинообразовании при бурении.

Величины полного S_f скважин пласта $БУ_{16}^{1-4}$ глубоко положительны +6 - +30. По скважинам 905 и 93 скин-фактор обусловлен как минимум двумя составляющими:

- Механическая, за счет загрязнения ПЗП;
- Геометрическая, за счет частичного вскрытия пласта.

Определение радиуса зоны дренирования является результатом комплексной интерпретации. За основу зоны дренирования принимается окружность определенного радиуса. В среднем радиус дренирования скважин пласта $A_{ч3-4}$ – 631 м, скважин пласта $A_{ч5}^{2-3}$ – 750 м.

Если в процессе проведения газодинамического исследования был осуществлен полный комплекс замеров «отработка на 3-6 режимах ИК+КВД, то представляется возможным построить IPR (рисунок 8) для такого исследования и оценить фильтрационные коэффициента a и b , продуктивность скважины и АОФР [2].

По результатам проведенного анализа эффективности мероприятий по интенсификации притока отмечается, что практически во всех скважинах достигнуты либо превышены ожидаемые параметры трещины.

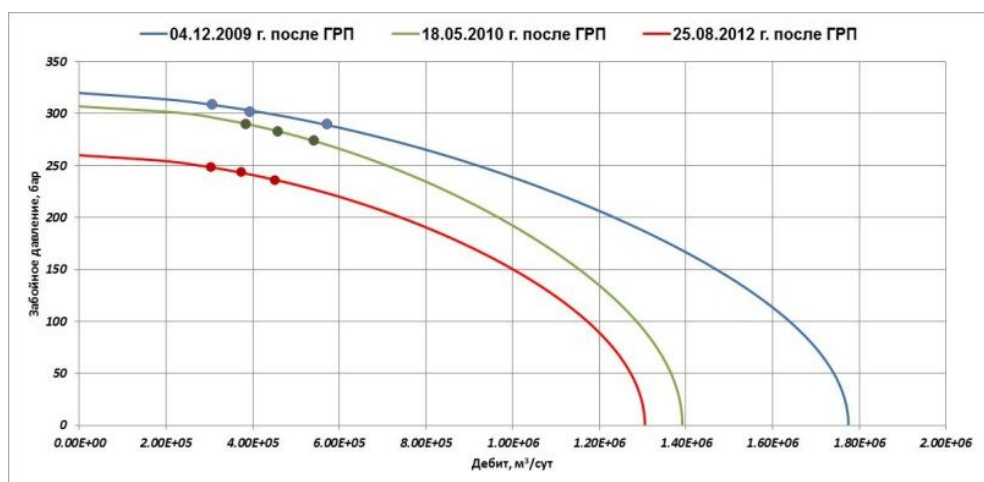


Рисунок 8 - Динамика построения IPR скв. 1-12-01

Неоспоримо и увеличение добывных возможностей ачимовского коллектора. Следует заметить, что в некоторых скважинах наблюдается занижение заявленных параметров трещины относительно фактических. В основном эти скважины вскрывают пласт либо субгоризонтально, либо вертикально, но без цементирования хвостовика, что приводит к тому, что формирование трещины не направленно и результаты нагнетательных тестов имеют достаточно низкую достоверность.

Литература.

1. Елишева А.О., Лумпова А.Н., Симаков Е.А., Полетаев К.А., Бриллиант Л.С. Оценка производительности горизонтальных скважин с одной трещиной или системой ГРП // Нефть Газ. Новации. — 2015. — № 2. — С. 50-53.
2. Добкин С.В., Девентер В., Намазова Г., Юшков И.Ю., Нестеренко А.Н. Моделирование продуктивности газоконденсатных скважин // Наука и техника в газовой промышленности. — 2016. — № 4. — С. 17-31.
3. Каширина К.О., Забоева М.И. Приближенные решения о притоке реального газа к вертикальной трещине ГРП и горизонтальному стволу по нелинейному закону фильтрации // Новые технологии для ТЭК Западной Сибири. Сборник научных трудов Международной научно-практической конференции, посвященной 40-летию кафедры. — 2008. — С. 311-312.
4. Романенков А.В., Синцов И.А., Полякова Н.С. Метод обоснования коэффициентов фильтрационного сопротивления газовых и газоконденсатных скважин с учетом достоверности полученных данных // Успехи современного естествознания. — 2016. — № 6. — С. 185-189.
5. Цыганков В.А., Малкин Д.Н., Савастеев В.Г. Отечественные реагенты для гидравлического разрыва пласта // Наука и техника в газовой промышленности. — 2014. — № 1. — С. 21-27.