

Статические параметры скважины определены трижды: перед пуском скважины через сменные штуцеры, после работы скважины через шт. \varnothing 6 мм при прямом ходе ИД, а также, после работы скважины через шт. \varnothing 6 мм при обратном ходе ИД. Исходные данные к построению обработки КВД приведены в прил. 1. Искажающим фактором, повлиявшим на форму кривых стабилизации давления (КСД) при переходе от одного штуцера к другому, а также, на форму КВД, явились заколонные перетоки, наблюдавшиеся на устье скважины (в кондукторе) в процессе проведения ГазДИ. По этой же причине, неадекватно депрессионному изменению, менялось давление на буфере: росло при увеличении диаметра штуцера (видимо, в связи с дополнительным поступлением воды с заколонного пространства) и, наоборот, падало при отработках скв. на малых штуцерах.

Проведена обработка двух КВД в программном комплексе Сапфир. Выявлены две наиболее вероятные модели пласта: **1. модель бесконечного пласта с двойной пористостью**
2. композитная модель бесконечного пласта.

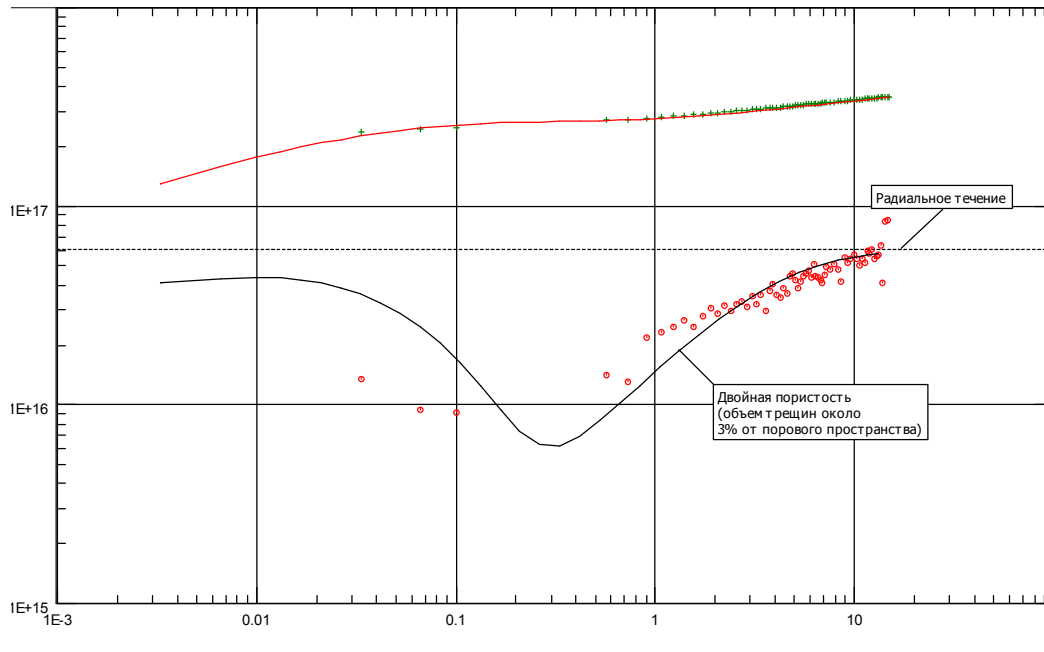
1. Модель с двойной пористостью исходит из того, что коллектор неоднороден, состоит из блоков материнской породы (матрицы) с высоким коэффициентом упругоэластичности пласта и низкой проницаемостью. Флюид из матричных блоков не поступает непосредственно в ствол скважины, поэтому если даже основная масса углеводородов хранится в матричных блоках, то для добычи углеводородам необходимо войти в систему трещин.

Характерный «провал» производной, обусловленный работой трещин с последующим подключением матрицы имеет место на обеих КВД. Однако, факторы влияния ствола скважины (столба воды, скопившегося на забое, согласно замеренным градиентам давления, заколонные перетоки, зафиксированные на устье скважины) явились серьезной помехой для выявления и уверенности в правильности выбора данной модели, которая характеризуется поведением производной в билогарифмических координатах на начальном ее участке.

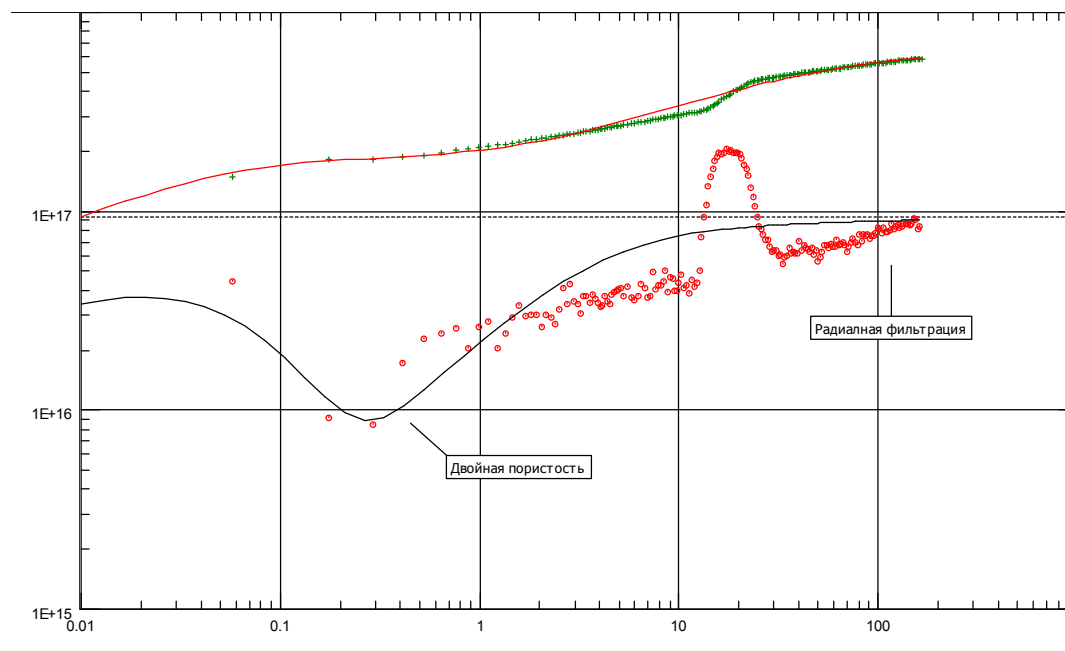
Практическое отсутствие информации по анализу керна, отобранного с интервала исследования, также, не позволяет утверждать о правильности выбранной модели.

Ниже приведена обработка 1 и 2-ой КВД методом наилучшего совмещения реальных давлений на КВД с теоретическими, согласно выбранной модели пласта.

1 КВД. Метод наилучшего совмещения. Модель бесконечного пласта с двойной пористостью.



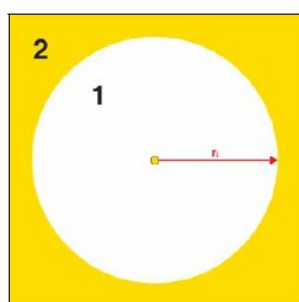
2 КВД. Метод наилучшего совмещения. Модель бесконечного пласта с двойной пористостью.



Результаты обработки 1 и 2-ой КВД. Модель бесконечного пласта с двойной пористостью.

Параметры	Размерность	после работы скв. через шт. Ø 6 мм (прямой ход ИД)	после работы скв. через шт. Ø 6 мм (обрытый ход ИД)
Метод наилучшего совмещения			
ω (объем трещин от порового пространства)	%	3	3
λ (параметр межпоровых перетоков)	безразмерный	$2,02 \cdot 10^{-5}$ (характеризует низкопроницаемую матрицу)	$3,09 \cdot 10^{-5}$ (характеризует низкопроницаемую матрицу)
Коэф. гидропроводности (осредненное значение матричная +трещинная среда)	Д·м/сПа ($\text{м}^3/(\text{Па}\cdot\text{с}) \cdot 10^{-11}$)	6,4 (655)	4,4 (445)
Коэф. проницаемости (осредненное значение матричная +трещинная среда)	мД (10^{-12} м^2)	26,1 (0,027)	17,8 (0,018)
Скин-эффект	безразмерный	-3,4	-4,8
Пластовое давление	кгс/см ² (МПа)	66,7 (6,55)	68,0 (6,68)

2. Выбор композитной (составной или комплексной) модели пласта обусловлено предполагаемым изменением насыщенности коллектора из-за водоносного горизонта. Выбрана радиальная геометрия этой модели (см. рисунок ниже):



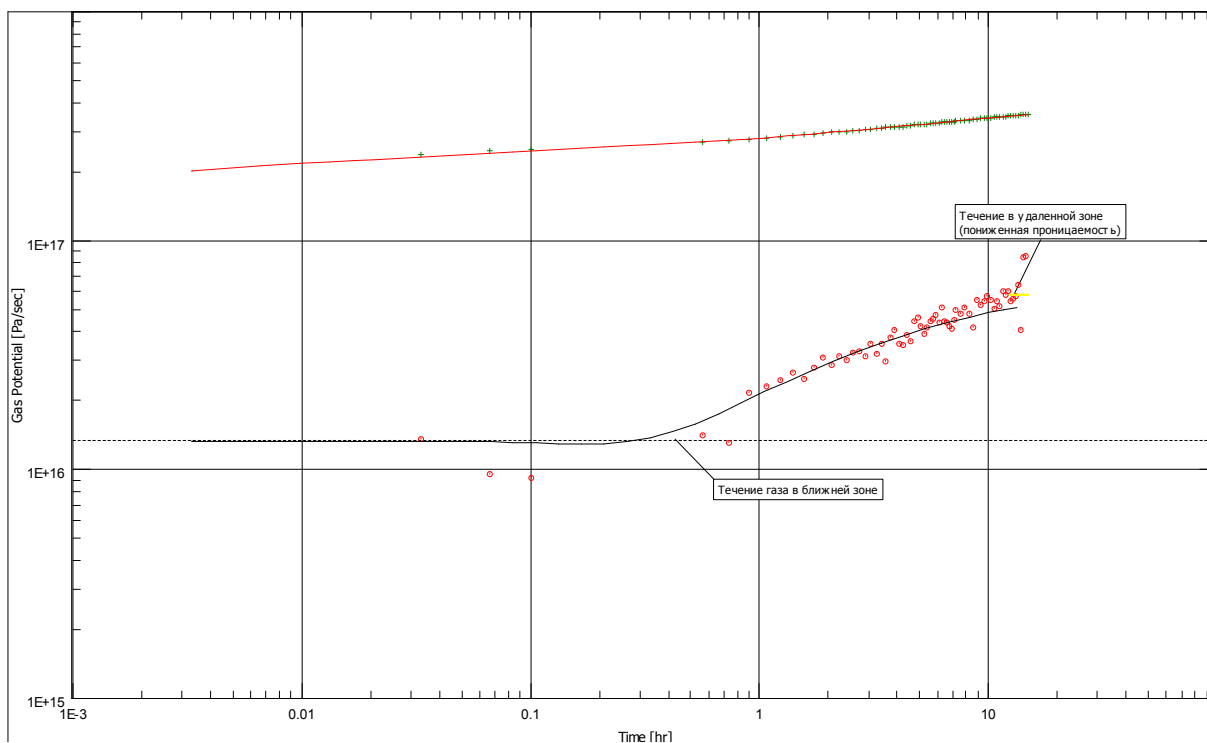
, где 1 и 2 – два «отсека» разной насыщенности; r_i – радиус внутреннего отсека.

При выборе данной модели, интерпретатор исходил из предположения, что при закрытии скважины, на забое или в призабойной зоне осажается вода, которая частично закупоривает скважину. На диагностическом графике это выглядит как постепенное ухудшение проницаемости, так как приток газа в скважину затрудняется. Когда скважина работает на высоких дебитах, вода выносится полностью и общий скин уменьшается. Этим, в частности, объясняется различная форма КСД и КВД. Возможно, присутствуют перетоки из водоносного пласта. Или, как другой вариант, на режимах меняется эффективная вязкость при одновременном движении воды и газа (зависит от относительных фазовых проницаемостей и соотношения фаз).

Ниже приведена обработка 1 и 2-ой КВД методом наилучшего совмещения реальных давлений на КВД с теоретическими, согласно выбранной модели пласта.

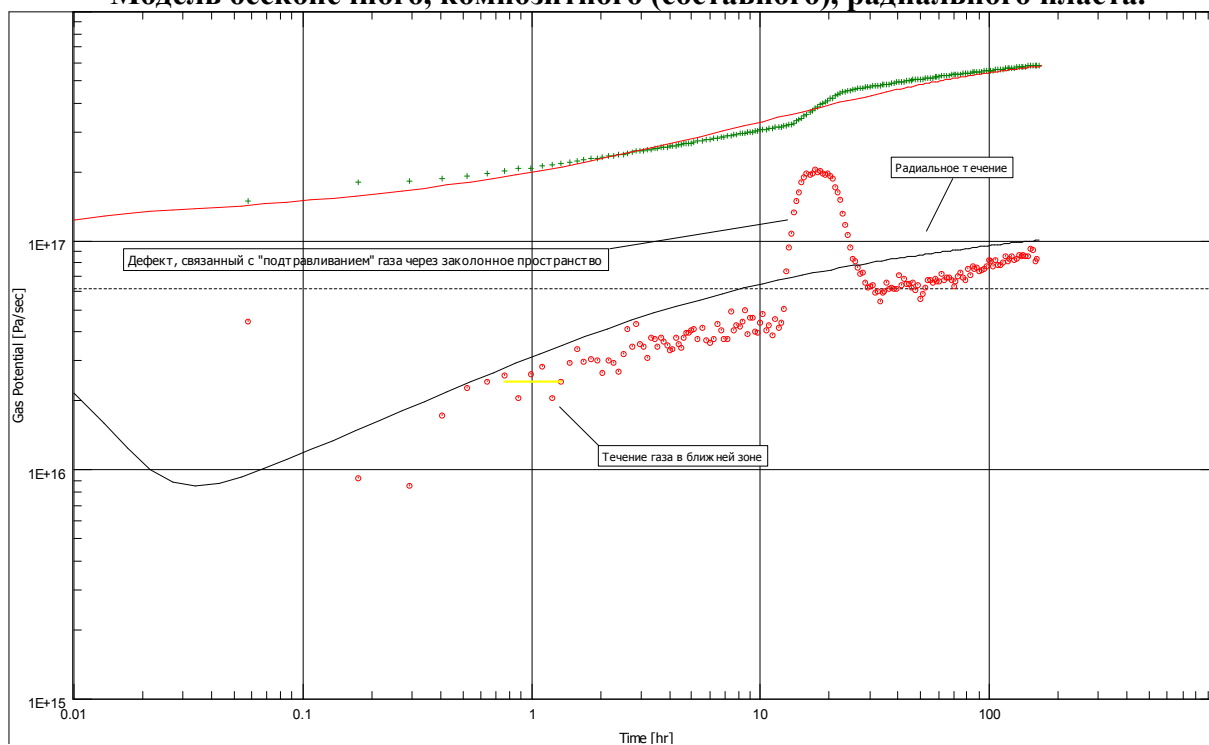
1 КВД. Метод наилучшего совмещения.

Модель бесконечного, композитного (составного), радиального пласта.



2 КВД. Метод наилучшего совмещения.

Модель бесконечного, композитного (составного), радиального пласта.



**Результаты обработки 1 и 2-ой КВД.
Модель радиального, бесконечного, композитного (составного) пласта.**

Параметры	Размерность	после работы скв. через шт. Ø 6 мм (прямой ход ИД)	после работы скв. через шт. Ø 6 мм (обрытый ход ИД)
Метод наилучшего совмещения			
Коэф. гидропроводности 1 зоны (близлежащей к скважине)	$D \cdot m / cПз$ $(m^3 / (Па \cdot c) \cdot 10^{-11})$	28,8 (2933)	13,1 (1335)
Коэф. проницаемости 1 зоны (близлежащей к скважине)	мД ($10^{-12} m^2$)	117,0 (0,119)	53,3 (0,054)
Коэф. гидропроводности 2 зоны	$D \cdot m / cПз$ $(m^3 / (Па \cdot c) \cdot 10^{-11})$	6,0 (608)	6,6 (674)
Коэф. проницаемости 2 зоны	мД ($10^{-12} m^2$)	24,3 (0,025)	26,9 (0,027)
Радиус первой зоны	м	29,6	2,3
Скин-эффект	безразмерный	+4,3	-2,2
Пластовое давление	кгс/см ² (МПа)	66,7 (6,55)	68,2 (6,70)

На рассчитанное значение скин-эффекта влияние оказывают изменения относительных фазовых проницаемостей, а также соотношения фаз, поэтому в сводной таблице данного отчета не приводится.

Вторая КВД имеет искаженный начальный участок, связанный с негерметичностью заколонного пространства. Поэтому, для дальнейших расчетов, рекомендуется использовать параметры пласта, определенные по первой КВД.

Продуктивная характеристика объекта определена отработкой прямого и обратного хода ИД через шт. Ø 3,6,8,12,18,12,8,6 (мм). Причем, при прямом ходе ИД, после 8,4-часовой отработки через шт. Ø 6 мм, в связи с замерзанием перепускной клапана на выходе из сепаратора, осуществлена внеплановая запись КВД. При работе скважины через шт. Ø 18 мм, проводилась регулировка давления в сепараторе (уменьшение дифференциации входа-выхода газа), что создало дополнительное штуцирование в выкидной линии. Режим не принят к обработке.

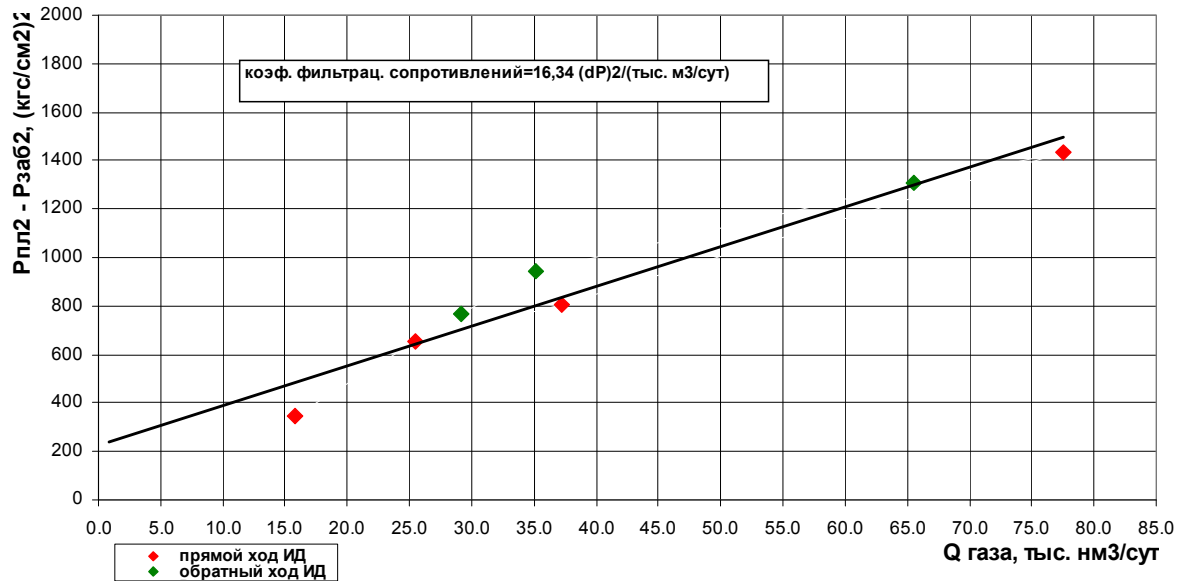
Параметры пласта в радиусе дренирования (околоствольная зона скважины) определены по рассчитанному коэф. фильтрационных сопротивлений.

Расчет параметров ПЗП по коэф. фильтрационных сопротивлений

Параметры	Размерность	Значение
Метод наилучшего совмещения		
Коэф. гидропроводности	$D \cdot m / cПз$ $(m^3 / (Па \cdot c) \cdot 10^{-11})$	20,1 (2048)
Коэф. проницаемости	мД ($10^{-12} m^2$)	81,7 (0,08)

Данные параметры характеризуют течение газа в близлежащей зоне скважины, имеют схожие значение с параметрами зоны 1, рассчитанными методом наилучшего совмещения согласно композитной модели пласта, что косвенно доказывает правильность выбранной модели пласта.

Индикаторная диаграмма



Сравнивая результаты текущих исследований с исследованиями, проведенными 24.06-06.07.2008 г., делаем следующие выводы:

1. По соотношению концентраций в газе этана к пропану – (5,0), полученный в скважине газ не является нефтяным и характеризует газовую залежь.
2. Значение коэф. фильтрационных сопротивлений определено согласно одночленному уравнению фильтрации, имеет хорошую сходимость (17,189 при ГазДИ 06-07.08 и 16,34 ((кгс/см²)²/(тыс м³/сут)) при текущих исследованиях).
3. В результате уточнения эффективной толщины пласта (3,2 метра), а также, усовершенствования методик обработки КВД, значения параметров удаленной зоны пласта рекомендуется использовать по результатам текущих исследований.
4. Значение пластового давления практически не изменилось (67,9 при ГазДИ 06-07.08 и 68,2 (кгс/см²), при текущих исследований на Н=650 м). Небольшая разница связана с погрешностью в экстраполяции согласно выбранной методике.
5. С целью контроля текущего состояния скважины, а также, для режима работы пласта, данные исследования необходимо проводить регулярно, в процессе эксплуатации скважины.

Результаты газодинамических исследований

ОПРЕДЕЛЯЕМЫЙ ПАРАМЕТР	РАЗМЕРНОСТЬ	ЗНАЧЕНИЕ
При работе скв. через шт. Ø 3 мм		
Продолжительность работы на режиме	часы	24
Буферное давление	кгс/см ² (МПа)	43,7 (4,29)
Затрубное давление	кгс/см ² (МПа)	61,6 (6,05)
Забойное давление (650 м)	кгс/см ² (МПа)	65,6 (6,44)
Дебит газа	тыс. м ³ /сут	15,8
Дебит воды	м ³ /сут	0,5
Депрессия	кгс/см ² (МПа)	2,6 (0,26)
Температура на забое	⁰ С	28,4
При работе скв. через шт. Ø 6 мм		
Продолжительность работы на режиме	часы	8,4
Буферное давление	кгс/см ² (МПа)	49,7 (4,88)
Затрубное давление	кгс/см ² (МПа)	60,3 (5,92)
Забойное давление (650 м)	кгс/см ² (МПа)	63,2 (6,21)
Дебит газа	тыс. м ³ /сут	25,5
Дебит воды	м ³ /сут	1,2
Депрессия	кгс/см ² (МПа)	5,0 (0,49)
Температура на забое	⁰ С	28,0
При работе скв. через шт. Ø 8 мм		
Продолжительность работы на режиме	часы	12
Буферное давление	кгс/см ² (МПа)	51,2 (5,03)
Затрубное давление	кгс/см ² (МПа)	58,5 (5,74)
Забойное давление (650 м)	кгс/см ² (МПа)	62,0 (6,09)
Дебит газа	тыс. м ³ /сут	37,2
Дебит воды	м ³ /сут	1,7
Депрессия	кгс/см ² (МПа)	6,2 (0,61)
Температура на забое	⁰ С	27,9
При работе скв. через шт. Ø 12 мм		
Продолжительность работы на режиме	часы	12
Буферное давление	кгс/см ² (МПа)	48,7 (4,78)
Затрубное давление	кгс/см ² (МПа)	53,5 (5,25)
Забойное давление (650 м)	кгс/см ² (МПа)	56,7 (5,57)
Дебит газа	тыс. м ³ /сут	77,5
Дебит воды	м ³ /сут	4,3
Депрессия	кгс/см ² (МПа)	11,5 (1,13)
Температура на забое	⁰ С	27,1
При работе скв. через шт. Ø 12 мм (обратный ход)		
Продолжительность работы на режиме	часы	12
Буферное давление	кгс/см ² (МПа)	50,7 (4,98)
Затрубное давление	кгс/см ² (МПа)	64,3 (6,31)
Забойное давление (650 м)	кгс/см ² (МПа)	57,8 (5,68)
Дебит газа	тыс. м ³ /сут	65,5
Дебит воды	м ³ /сут	4,6
Депрессия	кгс/см ² (МПа)	10,4 (1,02)
Температура на забое	⁰ С	27,5
При работе скв. через шт. Ø 8 мм (обратный ход)		
Продолжительность работы на режиме	часы	12
Буферное давление	кгс/см ² (МПа)	50,7 (4,98)
Затрубное давление	кгс/см ² (МПа)	57,0 (5,60)
Забойное давление (650 м)	кгс/см ² (МПа)	60,9 (6,34)
Дебит газа	тыс. м ³ /сут	35,1
Дебит воды	м ³ /сут	2,2

ОПРЕДЕЛЯЕМЫЙ ПАРАМЕТР	РАЗМЕРНОСТЬ	ЗНАЧЕНИЕ
Депрессия	кгс/см ² (МПа)	7,3 (0,72)
Температура на забое	⁰ С	27,8
При работе скв. через шт. Ø 6 мм (обратный ход)		
Продолжительность работы на режиме	часы	12
Буферное давление	кгс/см ² (МПа)	48,9 (4,80)
Затрубное давление	кгс/см ² (МПа)	58,5 (5,74)
Забойное давление (650 м)	кгс/см ² (МПа)	62,3 (6,34)
Дебит газа	тыс. м ³ /сут	29,2
Дебит воды	м ³ /сут	1,4
Депрессия	кгс/см ² (МПа)	5,9 (0,58)
Температура на забое	⁰ С	28,0
Статические параметры		
Буферное давление (максимальное значение)	кгс/см ² (МПа)	63,3 (6,22)
Затрубное давление (максимальное значение)	кгс/см ² (МПа)	нет данных
Конечное забойное давление на второй КВД	кгс/см ² (МПа)	67,4 (6,62)
Пластовое давление (650 м)	кгс/см ² (МПа)	68,2 (6,70)
Пластовое давление на СИП 665,4 м	кгс/см ² (МПа)	69,8 (57,95)
Градиент пластового давления	(кгс/см ²)/10 м	1,049
Температура	⁰ С	21,1
Параметры по ИД (в радиусе дренирования ≈ радиусу зоны 1 по КВД)		
Коэффициент фильтрационных сопротивлений	(кгс/см ²) ² /(тыс м ³ /сут)	16,34
Коэф. гидропроводности	Д·м/сПз (м ³ /(Па·с)·10 ⁻¹¹)	20,1 (2048)
Коэф. проницаемости	мД (10 ⁻¹² м ²)	81,7 (0,08)
Параметры по КВД		
Коэф. гидропроводности 1 зоны (близлежащей к скважине)	Д·м/сПз (м ³ /(Па·с)·10 ⁻¹¹)	28,8 (2933)
Коэф. проницаемости 1 зоны (близлежащей к скважине)	мД (10 ⁻¹² м ²)	117,0 (0,119)
Коэф. гидропроводности 2 зоны	Д·м/сПз (м ³ /(Па·с)·10 ⁻¹¹)	6,0 (608)
Коэф. проницаемости 2 зоны	мД (10 ⁻¹² м ²)	24,3 (0,025)
Радиус первой зоны	м	29,6
Коэф. закупоренности пласта	безразмерный	0,3