

К вопросу о пластоиспытании

А.Н. Ирбахтин ООО Производственная фирма «Аленд» 2007 г

При испытании пластов серийным испытательным оборудованием вышедших из бурения скважин зачастую возникает ситуация при которой не ясен характер насыщения испытываемого объекта. Этому способствует ограниченный объем насосно- компрессорных труб и невозможность откачки поступившей в трубы жидкости с целью дальнейшего создания депрессии. Особенно это характерно для неглубоких скважин, с низким градиентом пластового давления, объем подпакерной зоны которых соизмерим с объемом НКТ. Учитывая эти обстоятельства, нефтяные и геологоразведочные компании после вторичного вскрытия пластов зачастую исключают из технологии освоения и исследования скважин испытатель пластов. Скважины осваиваются снижением уровня, как правило, свабированием и исследование скважин происходит путем записи кривой притока манометром, спущенном в скважину на скребковой проволоке.

При этом свабировать приходится весь объем скважины: пространства НКТ и затрубья. Интерпретация исследования скважины по подъему уровня не является достаточно информативной, т.к. не всегда удается выйти на такой важнейший параметр как пластовое давление из-за неоднородного состава жидкости в скважине и трудностей расчета средней плотности флюида и скважинной жидкости.

Специалисты ООО Производственной фирмы «Аленд» начали использовать комбинированный вариант исследования скважин с применением пластоиспытателя и сваба с целью очистки ПЗП и получения флюида, с параметрами, соответствующими истинным значениям.

Преимущество такой операции заключается в возможности многократного создания депрессии на пласт снижением уровня жидкости свабированием, с регистрацией КВУ после каждого снижения. Кроме того, применяя забойный клапан, появляется возможность фиксации нескольких КВД глубинными манотермометрами.

Кроме того, применяя забойный многоцикловый клапан для закрытия на КВД с помощью геофизической аппаратуры, можно оперативно оценивать рост кривой восстановления давления и рассчитывать степень очистки ПЗ пласта.

Приведем пример технологической операции по свабированию скважины № 3 при спущенной компоновке НКТ и ИП-оборудования (КИИ2М-95) с пакером-якорем (опора на стенку скважины, выше интервалов перфорации).

1. Компоновка бурового инструмента при проведении операции свабирование+испытание

Таблица 1

Компоновка бурового инструмента

Наименование узлов и деталей	Диаметр, мм	Длина, м
Заглушка с резьбой М-388	89	0,30
<i>3тр СБТ Ø89 Н-388 – М-388</i>	89	26,6
Переводник Н-388 – М-НКТ гладкая	89	0,7
Фильтр Н-НКТ гладкая – М-НКТ гладкая	73	1,5
Пакер ЯГ	122	0,78
Переводник Н-НКТ гладкая – М-376	95	0,10
Пакер ПЩ Ø резинового элемента 115 мм	95/115	1,53
Патрубок Н-376 – М-376	73	0,61
ИПГ Н-376 – М-376	95	1,82
ЗПК Н-376 – М-376	95	2,05
Патрубок Н-376 – М-376	73	0,61
Труба для манометра Н-376 – М-376	95	2,63
Переводник Н-376– М-НКТ гладкая	73	0,61
НКТ Ø 73 мм до устья	73	до устья

2. Технологическая успешность испытания

Во время второго открытого периода осуществлено двукратное снижение уровня жидкости в трубах свабированием.

- продолжительность первой КВУ на первом открытом периоде – 10 мин;
- продолжительность первого закрытого периода – 186 мин;
- продолжительность второй КВУ на втором открытом периоде – 422 мин;
- продолжительность третьей КВУ на втором открытом периоде – 272 мин;
- продолжительность четвертой КВУ на втором открытом периоде – 30 мин;
- продолжительность второго закрытого периода – 239 мин.

Ухода уровня раствора в межтрубном пространстве за все время испытания не происходило, что является свидетельством надежной пакеровки и отсутствие перетоков бурового раствора через резьбы бурильного инструмента.

3. Гидродинамическая характеристика объекта

Продуктивная характеристика скважины определена в широком диапазоне посредством создания многократных знакопеременных депрессий на пласт. Из четырех КВУ выбрана вторая (как более продолжительная), для обработки дифференциальным методом с целью определения текущего дебита и коэффициента продуктивности скважины

в определенном диапазоне депрессий. При обработке КВУ учтена нестационарность фильтрации жидкости к стенке скважины в начальный момент регистрации КВУ, при резком создании депрессии на пласт снижением уровня жидкости сваби́рованием или открытием забойного клапана. Также учтены скачки давлений на КВУ, обусловленные погружением геофизического кабеля, диаметром 11 мм, в период регистрации роста давления глубинными манометрами (работа с геофизической аппаратурой АГАТ К9). По данным обработки КВУ построена индикаторная диаграмма.

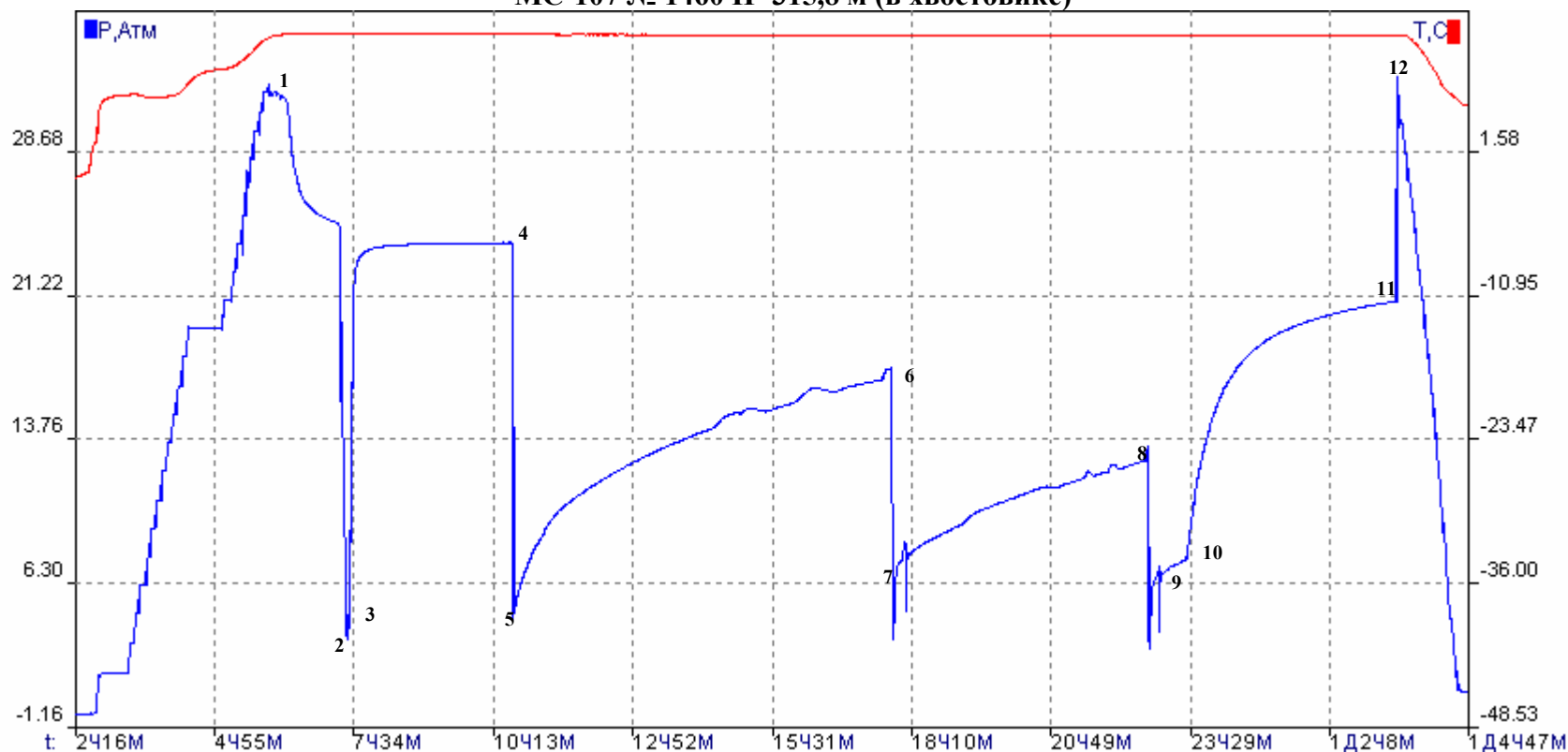
Статическая характеристика скважины определена дважды: по кривой восстановления забойного давления (КВД) после непродолжительного открытого периода (10 мин), и по КВД, после четырехкратного дренирования пласта, с различными значениями приложенных депрессий. Характер первой КВД (рис. 1) указывает на то, что на момент проведения пластоиспытания в зоне проникновения бурового раствора существовала репрессивная воронка, которая за короткий период вызова притока в трубы не могла быть расформирована. Об этом же свидетельствует значение закупоренности пласта, характеризующее пласт как закальматированный. Таким образом, полученное значение пластового давления по первой КВД имеет завышенное значение. Вторая КВД обработана модифицированным методом Хорнера, учитывающим влияние объема подпакерной зоны на характер восстановления давления. **Пластовое давление на глубине 315,8 м имеет значение 22,66 кгс/см².**

В результате применения совмещенной технологии испытание+сваби́рование с пласта удалось поднять 0,86 м³ жидкости. Причем, характер насыщения определен только после второго снижения уровня сваби́рованием – получена пленка нефти.

Литература

1. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. РД 153-39.0-109-01.
2. Шагиев Р. Г. Исследование скважин по КВД. – М.: Наука. 1998. – 304 с.
3. Руководство по газогидродинамическим исследованиям разведочных скважин. УТГУ. Ухта. 1975.
4. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование нефтяных и газовых скважин. М. Недра. 1984. с. 235-242.
5. Ипатов А. И., Кременецкий М. И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. – М., 2005.-780 с.

**Рисунок 1. Скважина 3. Динамика забойного давления и температуры в процессе пластоиспытания в колонне.
МС-107 № 1460 Н=315,8 м (в хвостовике)**



1-2 – открытие клапана
2-3 – первая КВУ (первый открытый период)
3-4 – первый закрытый период
4-5 – открытие клапана
5-6 – вторая КВУ (второй открытый период)
6-7 – снижение уровня жидкости свабированием
7-8 – третья КВУ (второй открытый период)
8-9 – снижение уровня жидкости свабированием
9-10 – четвертая КВУ (второй открытый период)
10-11 – второй закрытый период
11-12 – срыв с пакера

Рисунок 2. Скв.3. Диагностика КВД. Билогарифмический график

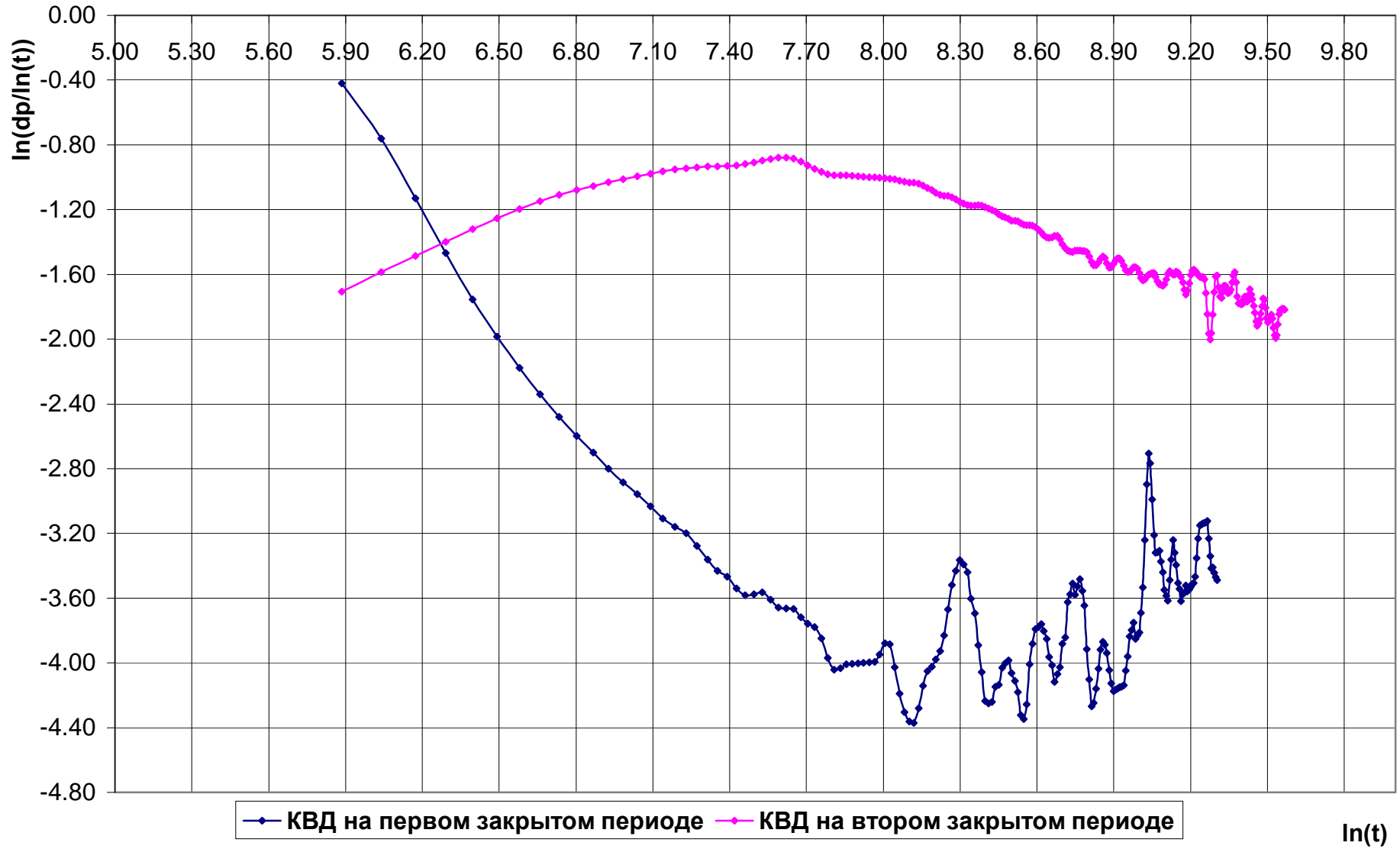
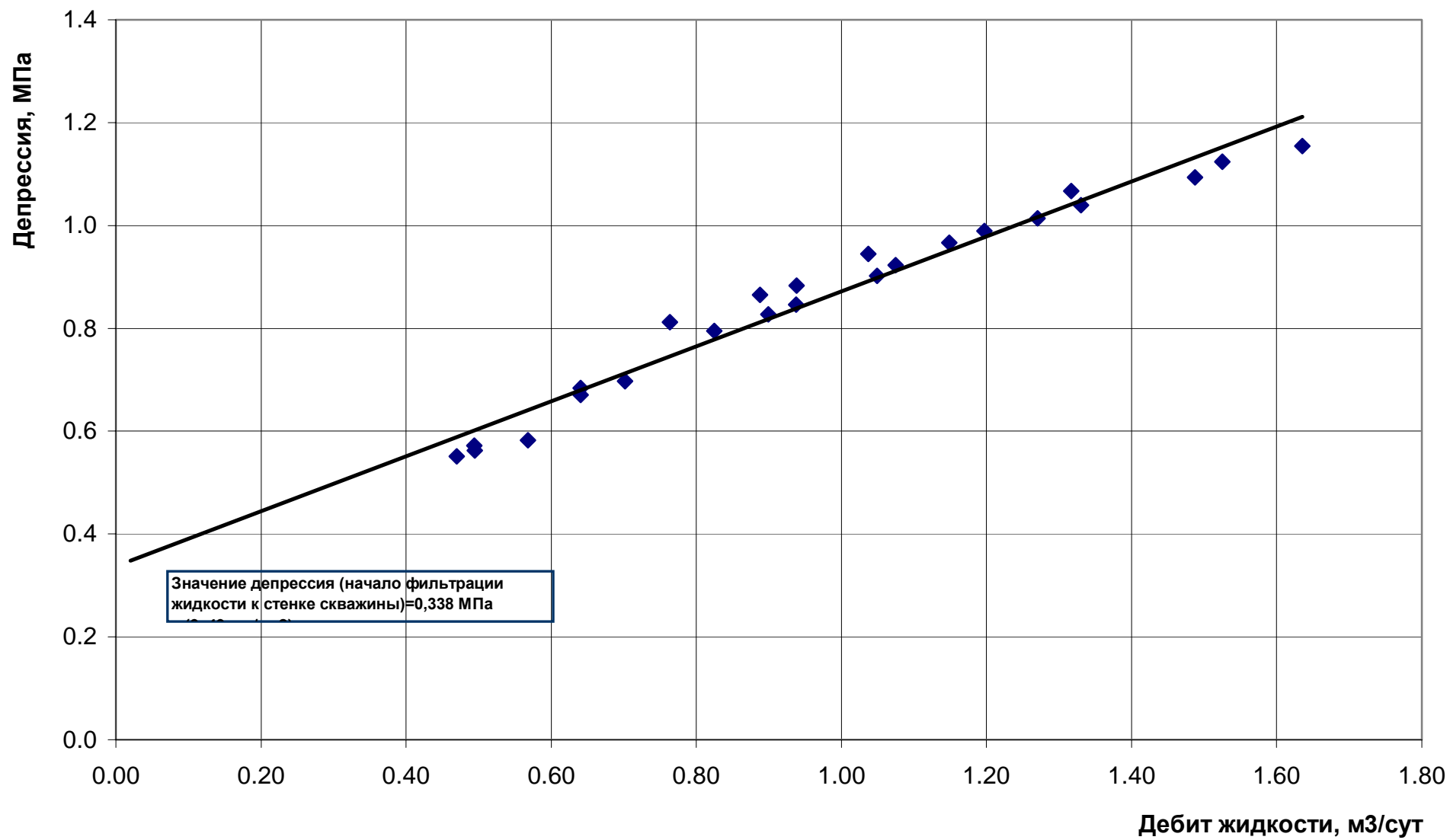


Рисунок 3. Скв. 3. ИД в координатах dP-Q



Скв. 3. Результаты пластоиспытания I объекта в колонне;
интервалы перфорации: 311,5 – 314,0; 326,0 - 328,0 (м)

Параметры	Размерность	Значение
Объем поступившей в трубы жидкости (фактически, техническая вода, удельным весом $\approx 1,01$ г/см ³ с пленкой нефти)		
- общий объем жидкости, полученный при проведении ИПТ	м ³	0,86
- репрессия перед испытанием	кгс/см ² (МПа)	9,21 (0,904)
Параметры для глубины 315.8 м		
1. ПРОДУКТИВНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СКВАЖИНЫ		
Первая кривая притока (на первом открытом периоде)		
- характеристика КВУ	Неустановившаяся фильтрация жидкости к стенке скважины, обусловленная мгновенным созданием «полной» депрессии на пласт и кратковременностью стоянки на притоке, коэф. продуктивности имеет завышенное значение	
- продолжительность КВУ	минуты	10
- начальная расчетная депрессия	кгс/см ² (МПа)	21,15 (2,077)
- средняя депрессия	кгс/см ² (МПа)	19,56 (1,921)
- дебит жидкости	м ³ /сут	15,84
- коэф. продуктивности	(м ³ /сут)/(кгс/см ²) ((м ³ /сут)/МПа)	0,81 (8,2)
Вторая кривая притока (на втором открытом периоде)		
- характеристика КВУ	Псевдоустановившаяся фильтрация жидкости к стенке скважины, обработка КВУ дифференциальным методом (учет нестационарности фильтрации жидкости к стенке скважины на начальном участке КВУ при создании депрессии свабированием жидкости)	
- продолжительность КВУ	минуты	422
- начальная расчетная депрессия	кгс/см ² (МПа)	17,93 (1,761)
Первый участок кривой притока		
-средняя депрессия	кгс/см ² (МПа)	10,39 (1,020)
- дебит жидкости	м ³ /сут	1,28
- коэф. продуктивности	(м ³ /сут)/(кгс/см ²) ((м ³ /сут)/МПа)	0,12 (1,2)
Второй участок кривой притока		
- средняя депрессия	кгс/см ² (МПа)	7,32 (0,719)
- дебит жидкости	м ³ /сут	0,71
- коэф. продуктивности	(м ³ /сут)/(кгс/см ²) ((м ³ /сут)/МПа)	0,10 (1,0)
Третья кривая притока (на втором открытом периоде)		
- характеристика КВУ	Псевдоустановившаяся фильтрация жидкости к стенке скважины	
- продолжительность КВУ	минуты	272
- начальная расчетная депрессия	кгс/см ² (МПа)	14,89 (1,462)
- средняя депрессия	кгс/см ² (МПа)	12,35 (1,213)
- дебит жидкости	м ³ /сут	0,95
- коэф. продуктивности	(м ³ /сут)/(кгс/см ²) ((м ³ /сут)/МПа)	0,08 (0,8)
Четвертая кривая притока (на втором открытом периоде)		
- характеристика КВУ	Псевдоустановившаяся фильтрация жидкости к стенке	

		скважины
- продолжительность КВУ	минуты	30
- начальная расчетная депрессия	кгс/см ² (МПа)	15,78 (1,550)
- средняя депрессия	кгс/см ² (МПа)	15,34 (1,506)
- дебит жидкости	м ³ /сут	1,54
- коэф. продуктивности	$(\text{м}^3/\text{сут})/(\text{кгс}/\text{см}^2)$ $((\text{м}^3/\text{сут})/\text{МПа})$	0,10 (1,0)
2. СТАТИЧЕСКАЯ ХАРАКЕРИСТИКА СКВАЖИНЫ		
Первая кривая восстановления забойного давления		
- характеристика КВД	КВД характеризует закальматированный пласт, пластовое давление имеет завышенное значение в связи с нерасформированной репрессивной воронкой за кратковременный первый открытый период испытания	
- время стоянки на КВД	минуты	186
- конечное забойное давление на КВД	кгс/см ² (МПа)	24,10 (2,367)
- пластовое давление (модифицированный метод Хорнера)	кгс/см ² (МПа)	24,16 (2,373)
- коэф. закупоренности	безразмерный	1,23
Вторая кривая восстановления забойного давления		
- характеристика КВД	КВД подлежит обработке в плане определения пластового давления и параметров удаленной зоны пласта	
- время стоянки на КВД	минуты	239
- конечное забойное давление на КВД	кгс/см ² (МПа)	21,08 (2,070)
- пластовое давление (модифицированный метод Хорнера)	кгс/см ² (МПа)	22,66 (2,225)
- градиент пластового давления	$(\text{кгс}/\text{см}^2)/(10 \text{ м})$	0,72
- коэф. гидропроводности удаленной зоны пласта	$10^{-11} \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{с})$ (Дсм/сПз)	0,09 (0,09)
- коэф. закупоренности	безразмерный	0,56
- температура ПЗП	⁰ С	11,94