

**А.Р. Адиев**  
*НПФ Геофизика*  
**Д.Н. Крючатов**  
*Когалымнефтегеофизика*  
**А.Ш. Рамазанов**  
*БашГУ*

## **Определение гидродинамических параметров пласта при геофизическом сопровождении свабирования**

**Реферат.** В работе описывается новая технология МГДИ для гидродинамических исследований, которая легко вписывается в существующую практику освоения скважин свабированием. Суть технологии в перекрытии внутреннего сечения НКТ спускаемым на кабеле модулем МГДИ. При этом сокращается время задерживания скважины на исследования и обеспечивается достоверное определение пластового давления, проницаемости и скин-фактора.

**Введение.** Определение гидродинамических параметров пластов основано на регистрации кривых изменения давления во времени после возмущения стационарного состояния в пласте и скважине. Обычно при освоении малодебитных скважин свабированием реализуется технология КВУ, изменение давления в скважине обуславливается продолжающимся из пласта притоком жидкости.

Гидродинамические исследования (ГДИ) при освоении скважин стали уже обычным явлением, они, как и потокометрические исследования, легко вписываются в технологию освоения и позволяют получить количественные параметры пластов. Естественно, эти исследования по сравнению со специальными ГДИ имеют ряд особенностей, которые необходимо учитывать при интерпретации данных, некоторые стандартные алгоритмы ГДИ в этих условиях напрямую не могут быть использованы. Так, исследования показывают, что по данным технологии КВУ неустойчиво одновременное определение гидропроводности пласта и скин-фактора даже при известном пластовом давлении [2,3]. Основной мешающий фактор – сильное влияние на изменение давления процессов в стволе скважины (параметр ВСС), влияние продолжающегося притока флюида из пласта.

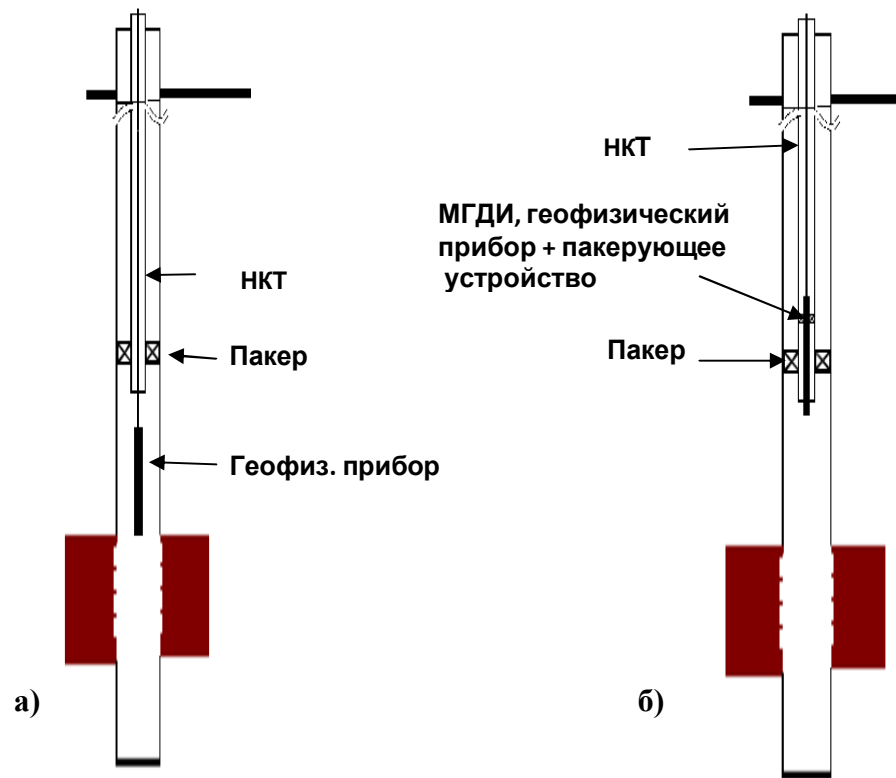
На практике геофизического сопровождения свабирования (в ОАО «Башнефтегеофизика», ОАО «Когалымнефтегеофизика», ОАО «Коминнефтегеофизика», ООО Алэнд) опробован новый способ гидродинамических

исследований, по которому удается определить такой же комплекс гидродинамических параметров пласта, как при испытании с помощью ИПТ. Это – технология, связанная с применением специального модуля гидродинамических исследований (МГДИ)[ 3 ]. Ключевым моментом технологии МГДИ является перекрытие внутреннего сечения НКТ, что обеспечивает уменьшение во много раз влияния ствола скважины (параметра ВСС) и возможность регистрации качественной КВД в подпакерном пространстве. После спуска НКТ и пакеровки межтрубья, свабированием снижают уровень и вызывают приток из пласта. Далее, для прекращения притока, в НКТ спускают устройство МГДИ на кабеле и перекрывают пакером внутреннее сечение НКТ. Сочетание режимов притока и КВД обеспечивает достоверное определение всего комплекса гидродинамических параметров пласта.

### **1. Технология МГДИ.**

Модуль МГДИ используется при освоении малодебитных скважин. Для этого:

- спускают колонну НКТ с пакером и, возможно, с автономным прибором в контейнере в межтрубье ниже пакера
- перекрывают пакером межтрубное пространство
- снижают уровень жидкости в НКТ свабированием
- проводят измерения комплексным прибором в интервале пласта и в точке
- спускают МГДИ и перекрывают внутреннее сечение НКТ
- манометром МГДИ регистрируют КВД
- извлекают МГДИ
- если есть необходимость, снижают снова уровень, переходят к следующему циклу.



**Рис. 1** Схема освоения малодебитной скважины свабом до спуска МГДИ (а) и после установки в НКТ МГДИ (б).

Ниже применение технологии МГДИ продемонстрировано на примерах исследования нескольких скважин.

**Скважина 1.** На рис. 2 приведены данные об изменении давления, зарегистрированные автономным прибором, установленным в контейнере под пакером, и дистанционной аппаратурой на кабеле.

Интервал перфорации 2945-2948 м.

Воронка НКТ на глубине 2825 м.

Пакер в межтрубье на глубине 2800 м.

Контейнер с автономными приборами под пакером на глубине 2818 м.

**Исходные данные** об изменении давления:

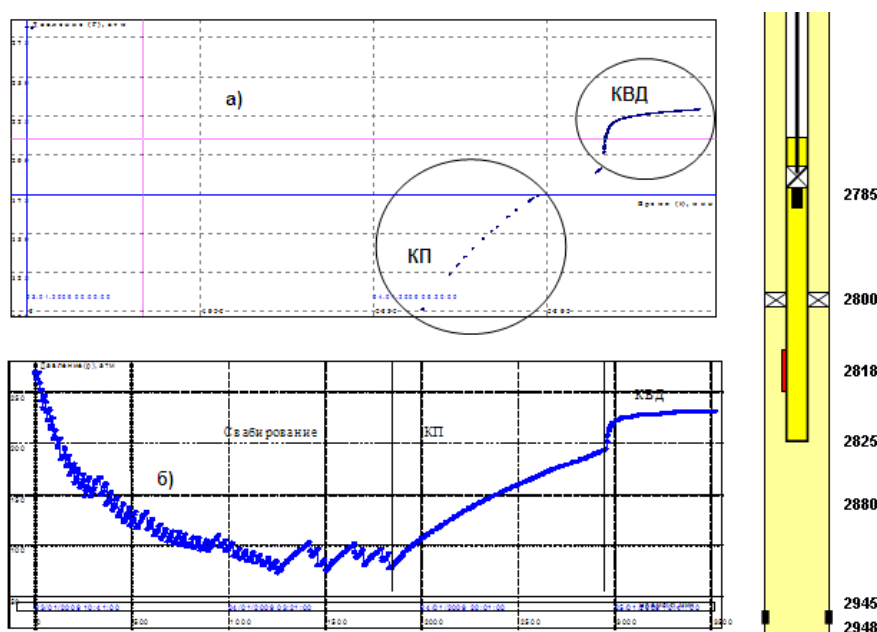
1. Имеется полная запись изменения давления в скважине, зарегистрированная автономным манометром с шагом 5 минут за весь период испытания (см. б) на рис.2).

2. До начала свабирования и после прекращения свабирования проведены измерения обычной дистанционной геофизической аппаратурой в интервале детальных исследований и по стволу скважины. В перерывах между этими

измерениями прибор устанавливался на одной и той же глубине 2880 метров и регистрировалось изменение давления в точке. Затем эти фрагменты были объединены в один файл кривой притока КП (см а) на рис. 2). К этим же данным добавлена кривая изменения давления, зарегистрированная дистанционным прибором, манометром в МГДИ на глубине 2785 м.

Таким образом, данные об изменении давления могут быть получены из трех источников:

- от комплексного геофизического прибора
- от датчика в МГДИ
- от автономного манометра.



**Рис.2** Давление, зарегистрированное дистанционной геофизической аппаратурой (а) и автономным прибором в межтрубье под пакером (б).

### Интерпретация изменения давления:

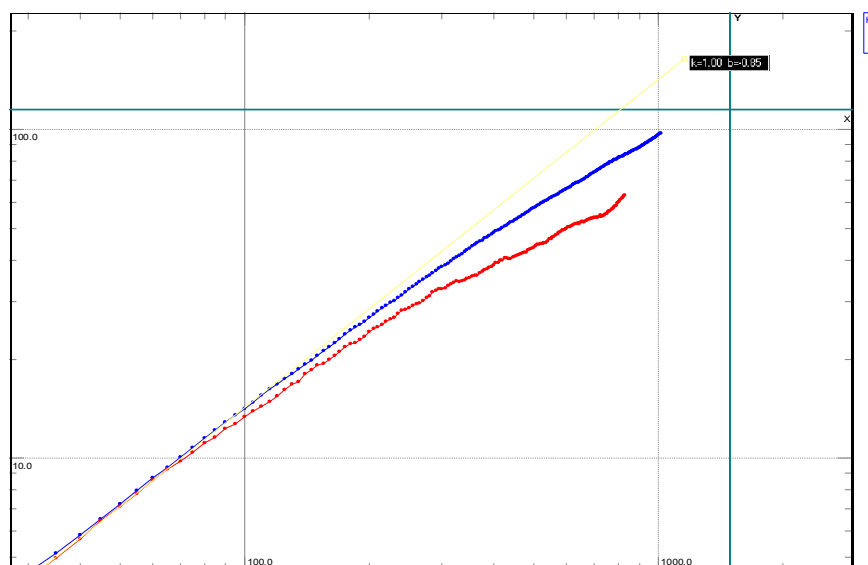
1. В период свабирования есть информация об изменении давления только по автономному манометру. Давление падает в результате снижения уровня жидкости в НКТ.

2. После прекращения свабирования продолжается приток из пласта. Давление в скважине растет в результате повышения уровня жидкости в НКТ. Межтрубье перекрыто пакером. НКТ открыто на устье примерно в течение 10 часов, потом внутреннее сечение НКТ перекрывается спущенным в НКТ устройством МГДИ. Темп изменения давления с этого момента резко

увеличивается. Связано это с уменьшением параметра  $C_s$ , характеризующего влияние ствола скважины (ВСС) на давление. Это обеспечивает регистрацию качественной КВД, которую удастся обработать алгоритмом Хорнера без учета притока.

Таким образом, после свабирования в скважине последовательно зарегистрирована кривая притока (КП) и кривая восстановления давления (КВД).

На рис.3 показан диагностический график для КП. Он демонстрирует, что не может быть обработана алгоритмами КВД без учета притока из пласта.



**Рис. 3.** Изменение давления и логарифмическая производная давления для КП.

Из КП, приняв плотность поступающей жидкости в стволе скважины равной  $0.86 \text{ г/см}^3$ , рассчитаны значения дебита. На рис.4 вычисленные дебиты сопоставлены со значениями давления в скважине. Дебит уменьшается от 7 с небольшим кубометров в сутки до 3-х при увеличении забойного давления за счет притока примерно на 80 атмосфер. Немонотонное снижение давления видимо связано со спуско-подъемными операциями и спуском МГДИ (на конечном участке КП).

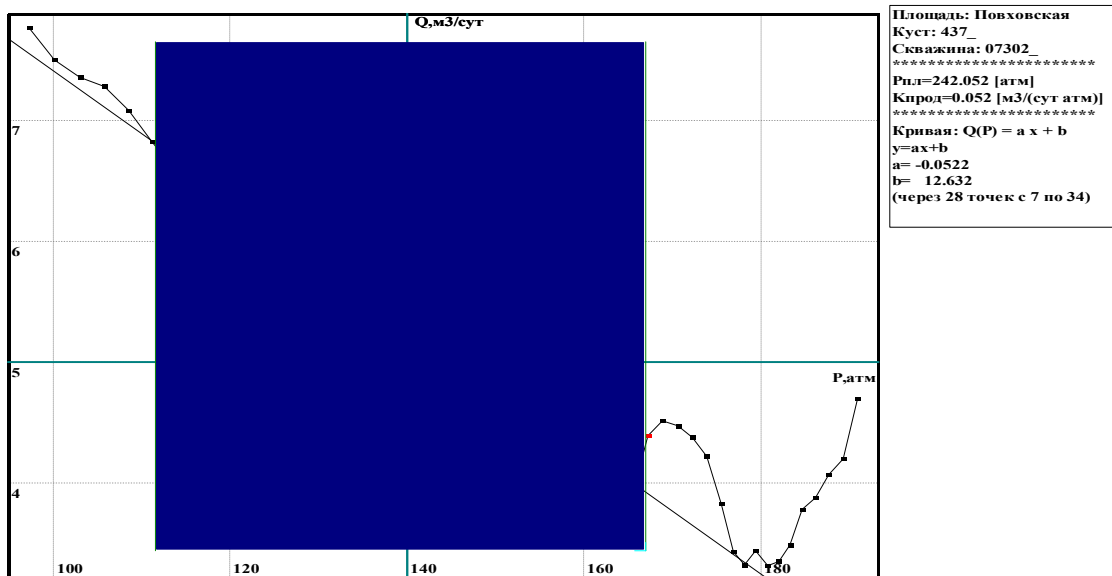
В приближении модели жесткого пласта, описывая связь между дебитом  $Q$  и медленно изменяющимся давлением  $p$  формулой

$$Q = K(P_{пл} - p),$$

по выделенному прямолинейному участку на рис.4 определены параметры:

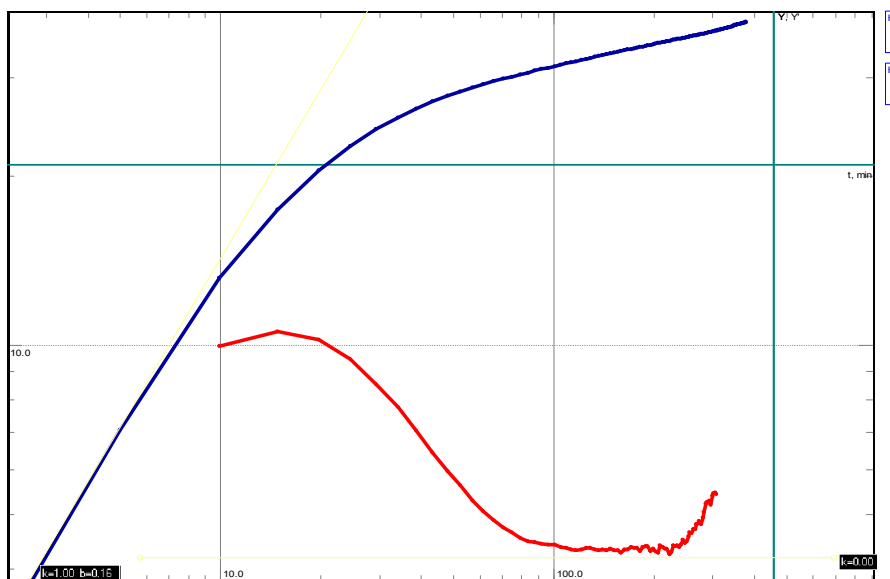
Пластовое давление (на глубине измерения давления, 2818м)  $P_{пл} = 242 \text{ атм}$ ;

Коэффициент продуктивности пласта  $K = 0.05 \text{ м}^3/(\text{сут атм})$ .



**Рис. 4.** Псевдоиндикаторная кривая, зависимость текущего дебита после свабирования от давления в скважине.

На рисунке 5 показан диагностический график КВД. Как видно, КВД имеет участок радиального режима фильтрации.



**Рис. 5.** Диагностический график для участка КВД. Кривая изменения давления и логарифмическая производная давления для КВД в билогарифмических координатах.

КВД обработана алгоритмом Хорнера. Дебит в период отбора был непостоянен, взяты значение дебита непосредственно перед остановкой на КВД 5 м<sup>3</sup>/сутки и эффективное время отбора с этим дебитом 19 часов. На рис.6 КВД в координатах

Хорнера, выделен участок для линейной аппроксимации Получены следующие значения параметров:

<i>Пластовое давление (на глубину измерения, 2818м)</i>	<b>236</b>	<i>атм</i>
<i>Гидропроводность пласта</i>	<b>1.1</b>	<i>Дсм/сПз</i>
<i>Скин-фактор</i>	<b>-1.7</b>	

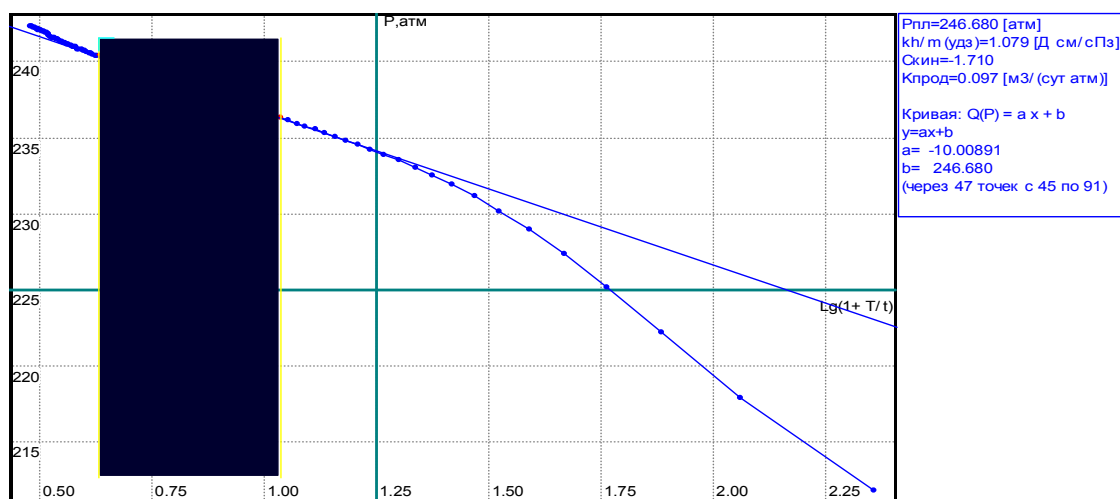


Рис. 6. Хорнеровский график при обработке КВД скв 1.

**Скважина 2.** На рис. 7 показано изменение давления, зарегистрированное автономным прибором, установленным в контейнере под пакером в скв. 2. Здесь, подобно испытанию с помощью ИПТ, реализуется сочетание нескольких режимов притока и КВД.

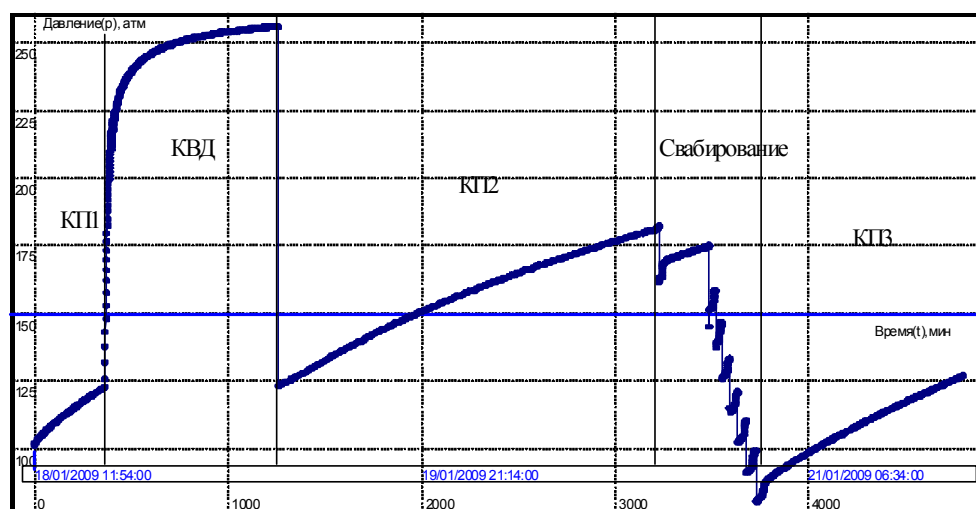


Рис. 7. Изменение давления в скв.2.

Согласно диагностике, КВД имеет участок радиального режима в пласте, после обработки по алгоритму Хорнера получены следующие значения параметров пласта:

Пластовое давление 262 атм

Гидропроводность  $\sigma = 0.13$  Дсм/сПз

Скин  $s = -1$ .

На рис. 8 приведены значения гидропроводности и скина, которые найдены методом нелинейной регрессии по кривой притока КП2 при известном фиксированном пластовом давлении. Как видно, единственного решения по КП нет, наблюдается явная связь между этими параметрами. Если принять для этой связи формулу для коэффициента продуктивности пласта

$$K = 2\pi \frac{\sigma}{\ln(R_k / r_c) + s},$$

то между скин-фактором и гидропроводностью должна наблюдаться линейная связь

$$s = \frac{2\pi}{K} \sigma - \ln \frac{R_k}{r_c}.$$

Сравнивая уравнение аппроксимирующей прямой на рис.8 с этой зависимостью, получаем, что различные пары значений скина и гидропроводности дают практически одно и то же значение продуктивности пласта  $K = 0.013 \text{ м}^3/\text{сут атм}$ .

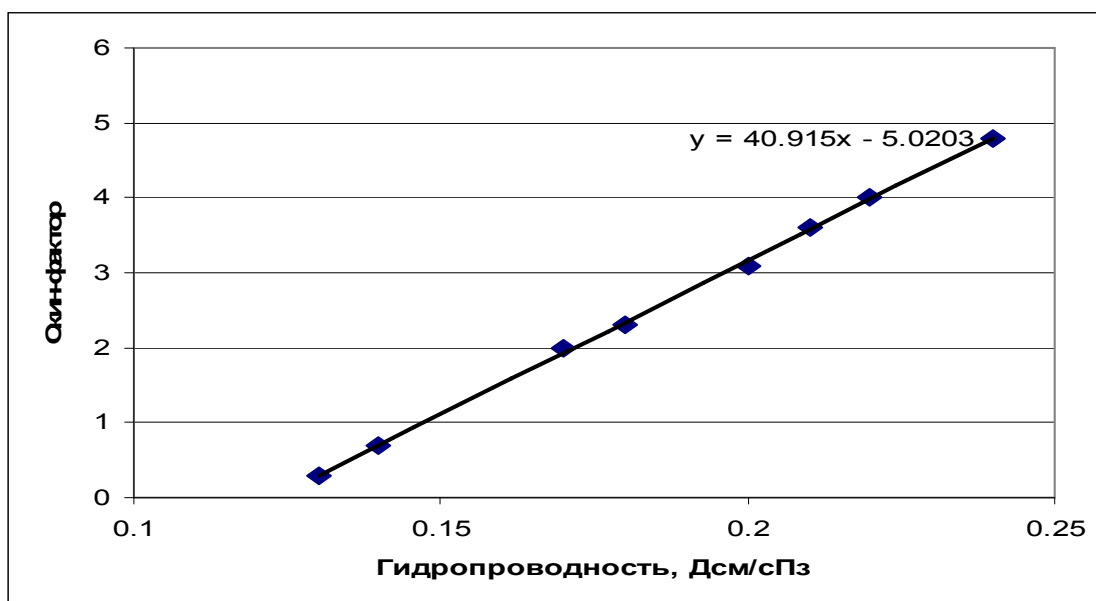
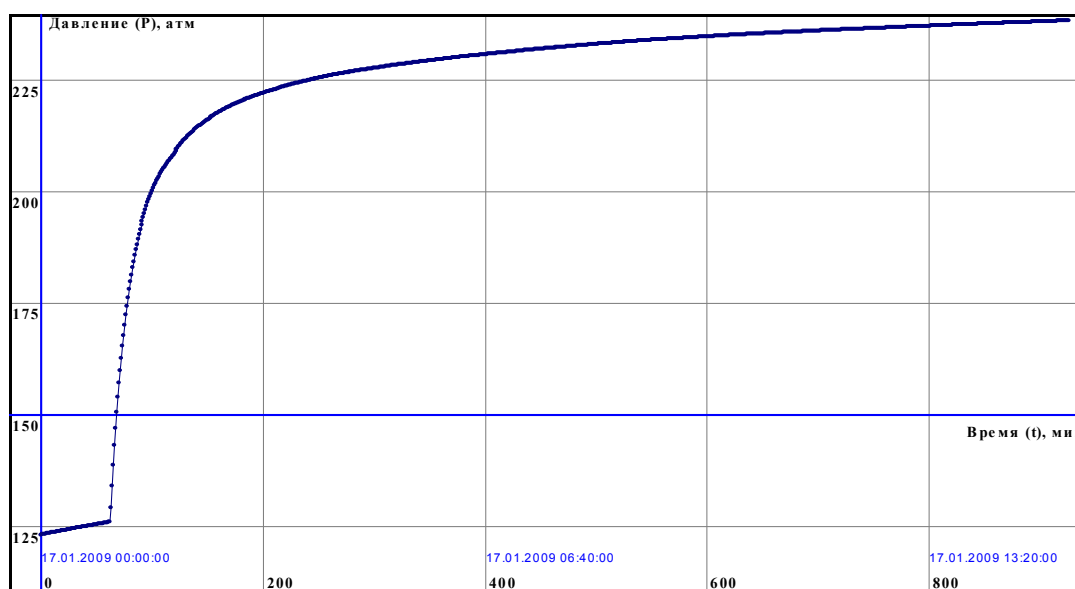


Рис. 8. Найденные по КП2 значения гидропроводности и скина для скв.2.



**Скважина 3.** На рис. 9 показано изменение давления, зарегистрированное дистанционно манометром в комплексе с МГДИ на кабеле. Зарегистрированный участок КП позволяет определить дебит перед закрытием на КВД. По самой КВД определяем гидропроводность пласта и пластовое давление и, затем, по давлению и дебиту в период притока, рассчитываем скин-фактор.



**Рис. 9.** Давление, зарегистрированное в скважине 3 манометром модуля МГДИ-54.

### Выводы.

1. Технология МГДИ обеспечивает качественные данные ГДИ при освоении малодебитных скважин. Обработка этих данных позволяет получить такой же набор гидродинамических параметров, как и для технологии ИПТ (пластовое давление, гидропроводность пласта и скин-фактор).
2. Из-за перекрытия межтрубья вся притекающая из пласта жидкость поступает в НКТ и поэтому положения НВР и ГЖР в этом способе освоения отражают более достоверное соотношение дебитов нефти и воды чем при обычных способах освоения свабиrowанием и компрессированием.

### Список литературы.

1. Рамазанов А.Ш. Исследование алгоритмов обработки кривых притока малодебитных скважин // НТВ «Каротажник», 2000, вып.74, с.69-80
2. Рамазанов А.Ш., Валиуллин Р.А., Осадчий В.М. Особенности гидродинамических исследований при освоении скважин// НТВ «Каротажник», 2002, вып. 94, с.13-19.
3. Зарипов Р.Р., Хакимов В.С., Адиев А.Р. Способ освоения скважин и испытания пластов в процессе свабиrowания. - Патент РФ № 2341653 от 09.03.2007.