

## Опыт применения современных методов гидродинамических исследований скважин в открытом стволе

К.Г. Каган<sup>1</sup>, К.Т.Н., А.Ю. Самойленко<sup>1</sup>, К.Т.Н.

<sup>1</sup>Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть»  
в г. Волгограде

**Адреса для связи:** Kirill.Kagan@lukoil.com, Andrey.Samoylenko@lukoil.com)

**Ключевые слова:** гидродинамические исследования (ГДИ) скважин, пластовое давление, проницаемость, подвижность, флюид, дебит, открытый ствол

Современные методы гидродинамических исследований скважин в открытом стволе включают комплекс взаимосвязанных технологий. Эти технологии различаются теоретической основой и техникой исполнения, направлены на обеспечение достоверности оценки запасов нефти и газа, расширение геологической информативности исследований поисково-оценочных и разведочных скважин и позволяют определять оптимальный способ заканчивания скважин, эффективно эксплуатировать скважины и оптимизировать разработку месторождения. Применение современных методов гидродинамических исследований скважин в открытом стволе дает возможность выполнять стандартные замеры давления на различных глубинах; определять пластовое давления в каждой, глубинный и интервальный градиенты давления, положение межфлюидных контактов; оценивать потенциальную продуктивность и дебиты; отбирать представительные пробы пластовых флюидов.

В статье рассмотрены методы и алгоритмы современных гидродинамических исследований скважин в открытом стволе, которые используются ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», ООО «Нефтяная компания «Приазовнефть»», ООО «Каспийская нефтяная компания».

## Application of modern methods of well flow tests in open well borehole

K.G. Kagan<sup>1</sup>, A.Yu. Samoilenko<sup>1</sup>

<sup>1</sup>VolgogradNIPImorneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Volgograd,  
RF, Volgograd

**E-mail:** Kirill.Kagan@lukoil.com, Andrey.Samoilenko@lukoil.com)

**Keywords:** production logging, reservoir pressure, permeability, mobility, fluid, flow rate, open borehole.

Modern methods of well flow test in open borehole include a complex of interrelated technologies which differ in theoretic basis and implementation. They are aimed at reliable oil and gas reserve estimation, enhancement of geological informative value for prospecting and exploration works, choosing of well lower completion, optimization of wells operation and field development. The application of modern well flow tests in open borehole allows undertaking the following tasks: simple pressure measurements at different depths; determination of reservoir pressure at each point of measurement, depth and interval pressure gradient; gas-oil / gas-water / oil-water contact diagnostics; potential productivity estimation and flow rate forecast; recovery of representative reservoir fluid samples.

The article considers methods and algorithms of modern well flow tests in open borehole used by LUKOIL-Nizhnevolzhskneft LLC, Oil Company Priazovneft LLC, Caspian Oil Company in the course of carrying out and interpretation of well studies in open borehole.

При поисках и разведке нефтяных и газовых месторождений широко используются современные гидродинамические методы исследования (ГДИ) скважин, в том числе гидродинамический каротаж (ГДК) на кабеле или на трубах. ГДК выполняется в открытом стволе скважин с помощью модульного динамического испытателя пластов. Разработкой и внедрением оборудования для опробования пластов на кабеле (ОПК) занимаются зарубежные сервисные компании (Schlumberger, Baker-Hughes, Weatherford и др.). Метод ГДК-ОПК более известен под названием «опробование пластов» и применяется в необсаженных скважинах на всех этапах и стадиях поиска, разведки и эксплуатации нефтегазовых месторождений. Испытания ГДК-ОПК проводятся с помощью аппаратурного ряда скважинных приборов, используемых в зависимости от конкретных геолого-технических условий. Наиболее распространенной аппаратурой ГДК-ОПК является модульный испытатель пластов (MDT) [1-6].

Применение MDT позволяет:

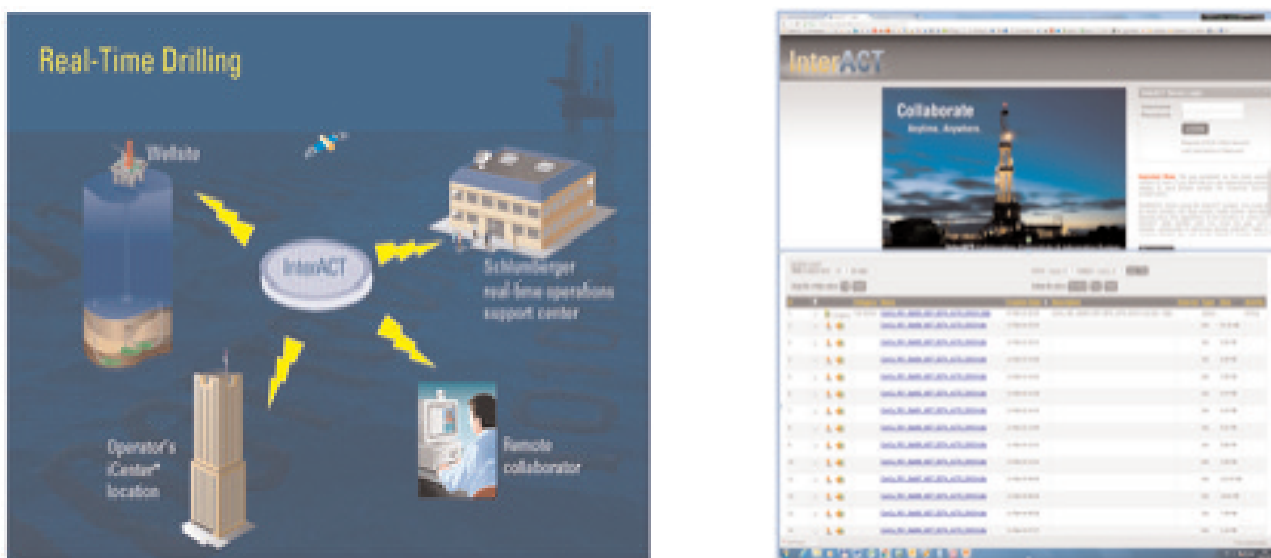
- выполнять стандартные замеры давления на различных глубинах, расчет подвижности пластового флюида по анализу кривых падения (КПД) и восстановления давления (КВД);
- отбирать представительные пробы пластовых флюидов, в том числе с использованием двухпакерного модуля и радиального зонда Saturn 3D;
- определять анизотропию продуктивности и проницаемости;

- оценивать пластовое давление в каждой точке замера;
- определять глубинный и интервальный градиенты давления;
- устанавливать положения газонефтяного, газоводяного, водонефтяного контактов;
- прогнозировать потенциальную продуктивность и дебит.

Накопленный опыт применения MDT показывает, что исследование скважин методом ГДК-ОПК существенно повышает достоверность геологической информации на стадии поиска и разведки месторождений нефти и газа. Появляется возможность качественного отбора проб для оценки характера насыщения геологического объекта и изучения PVT-свойств пластовых флюидов (давление насыщения, объемный коэффициент, вязкость и др.), необходимых при составлении проектных документов.

Преимуществом MDT является возможность контроля типа и качества флюида в процессе опробования с помощью поточных оптических анализаторов в режиме реального времени. Информация с датчиков давления позволяет также контролировать депрессию на пласт в процессе отбора проб.

Схематично проведение и сопровождение исследования методом ГДК-ОПК в режиме реального времени показано на рис. 1. Сигнал от компоновки, установленной на запланированной точке, по кабелю передается на устьевой цифровой приемник. Затем информация загружается в специализированное программное обеспечение, доступ к которому имеют как специалисты на промысле, так и инженеры, сопровождающие исследование с удаленных мест работы (из офиса). Данный программный продукт содержит модули, необходимые для обработки и интерпретации поступающей информации. Такая технико-технологическая схема дает возможность контролировать исследование ГДК-ОПК в режиме реального времени и корректировать программу работ.



**Рис. 1. Система передачи информации  
при проведении исследований методом ГДК-ОПК**

При обработке данных замеры давления классифицируются в зависимости от степени достоверности – соответствия действительному значению пластового давления. При классификации учитывается множество факторов, включая подвижность флюида, объем отбора, скорость изменения КВД, характер изменения КВД и ее производной, наличие режимов притока, а также повторяемость полученных значений между несколькими циклами КПД-КВД и влияние эффекта суперчарджинга. Отметим, что замеры могут иметь низкую достоверность, но при этом быть информативными.

На стадии эксплуатации месторождения использование современного подхода к проведению ГДИ скважин в открытом стволе наиболее востребовано. Исследования проводятся в процессе бурения. Опыт применения аппаратуры свидетельствует, что ГДК в процессе бурения скважин позволяют определять оптимальный способ заканчивания, обеспечивает эффективные ввод скважин в эксплуатацию и разработку месторождения.

В статье рассмотрены результаты исследования терригенного пласта в скв. 2Д при помощи MDT на кабеле.

В состав компоновки приборов MDT входил прижимной зонд большого диаметра (13,2 мм), модуль двойного пакера, радиальный зонд «Сатурн», глубинный комплексный оптический анализатор IFA, анализатор фракционного состава LFA, два модуля насосов POUD, а также два мультипробоотборных модуля MRMS с шестью контейнерами каждый.

Испытание терригенного объекта на глубине, превышающей 4000 м, осуществлялось при помощи модуля двойного пакера. По оценочному замеру, давление и подвижность на этой точке составили соответственно 47,95 МПа и  $60,9 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>/(МПа·с). Всего в ходе опробования за 4 ч откачено 178 л флюида. Динамика параметров откачки и показаний датчиков представлена на рис. 2–4. В течение 1 ч опробования откачено около 40 л флюида, который согласно показаниям датчиков представлял собой фильтрат бурового раствора. Текущая депрессия на пласт составляла 0,11 МПа при давлении откачки 47,85 МПа.

Через 1,2 ч после начала испытания датчики IFA (см. рис. 3) зафиксировали присутствие в притоке углеводородов. Это также подтвердилось снижением плотности флюида от 1,22 до 0,650 г/см<sup>3</sup>. В течение дальнейших 2,5 ч откачено около 80 л флюида при максимальном расходе насоса 15,8 см<sup>3</sup>/с. При этом отмечалось незначительное изменение показаний оптических датчиков (см. рис. 4), что свидетельствовало о стабилизации полученного притока. Отметим, что стабильные (без колебаний) показания расхода насоса позволяли сделать вывод, что откачиваемый флюид представляет собой однофазную систему, т.е. давление насыщения получаемой продукции было ниже текущего давления отбора. Это подтвердилось при PVT-исследованиях отобранного флюида, в результате которых давление насыщения составило 36,93 МПа.

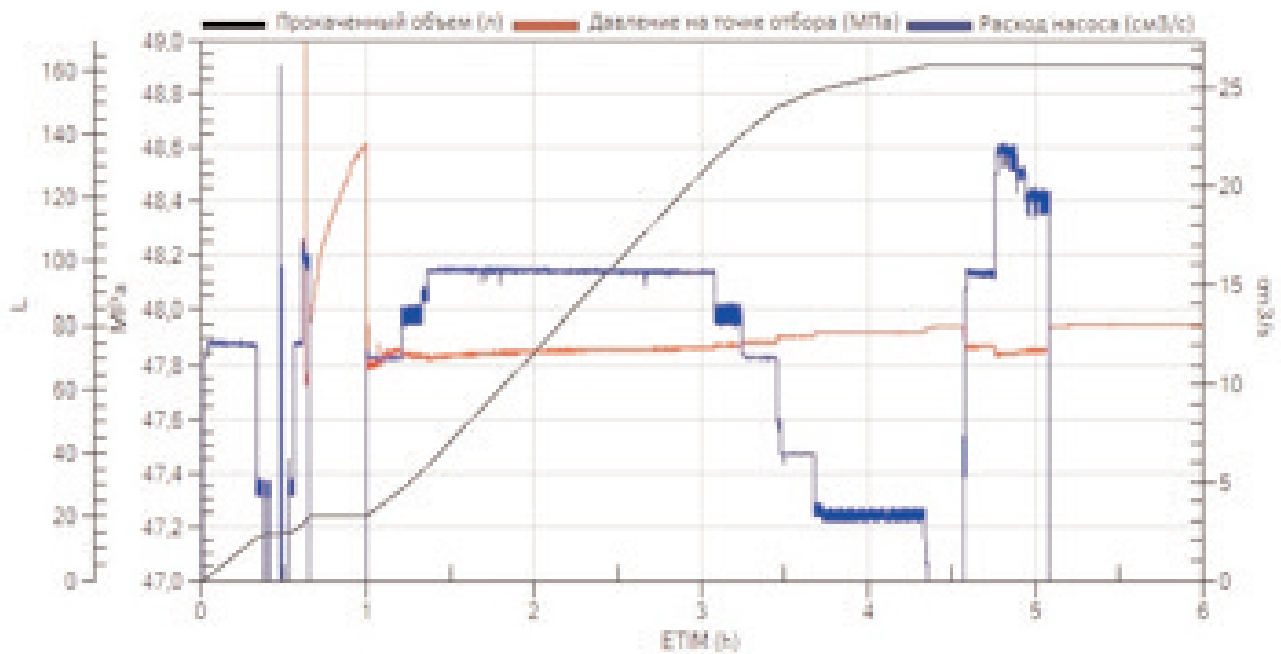


Рис. 2. Динамика параметров откачки в ходе ОПК

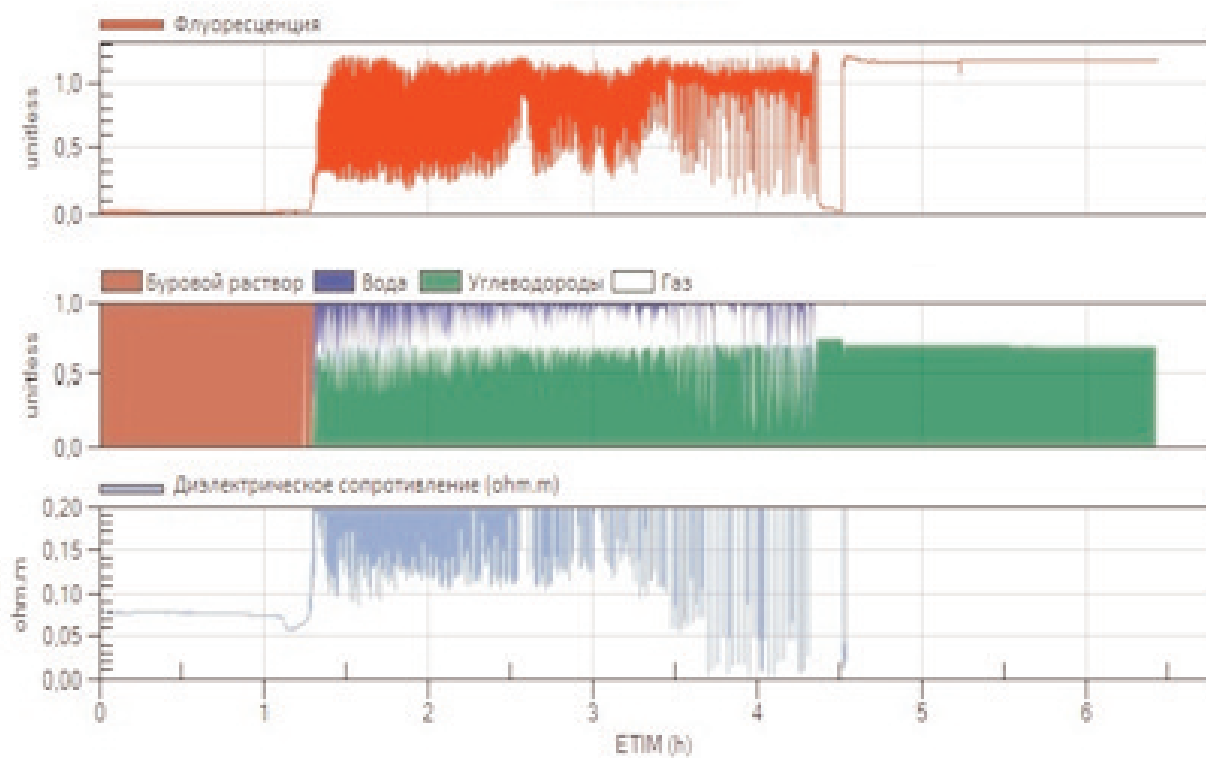


Рис. 3. Динамика показаний оптических датчиков IFA в ходе ОПК

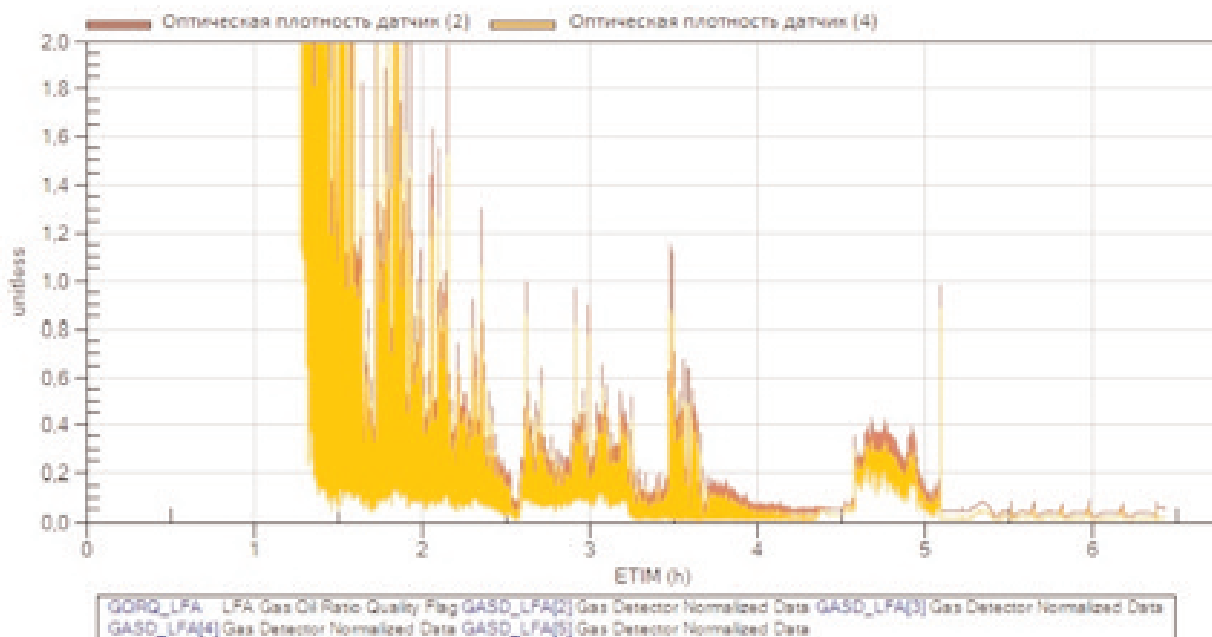


Рис. 4. Динамика показаний датчиков оптической плотности

После 3,5 ч с начала опробования (откачено 145 л) проведено ступенчатое снижение скорости откачки до стабилизации давлений в течение 1,2 ч для записи индикаторной диаграммы (рис. 5).

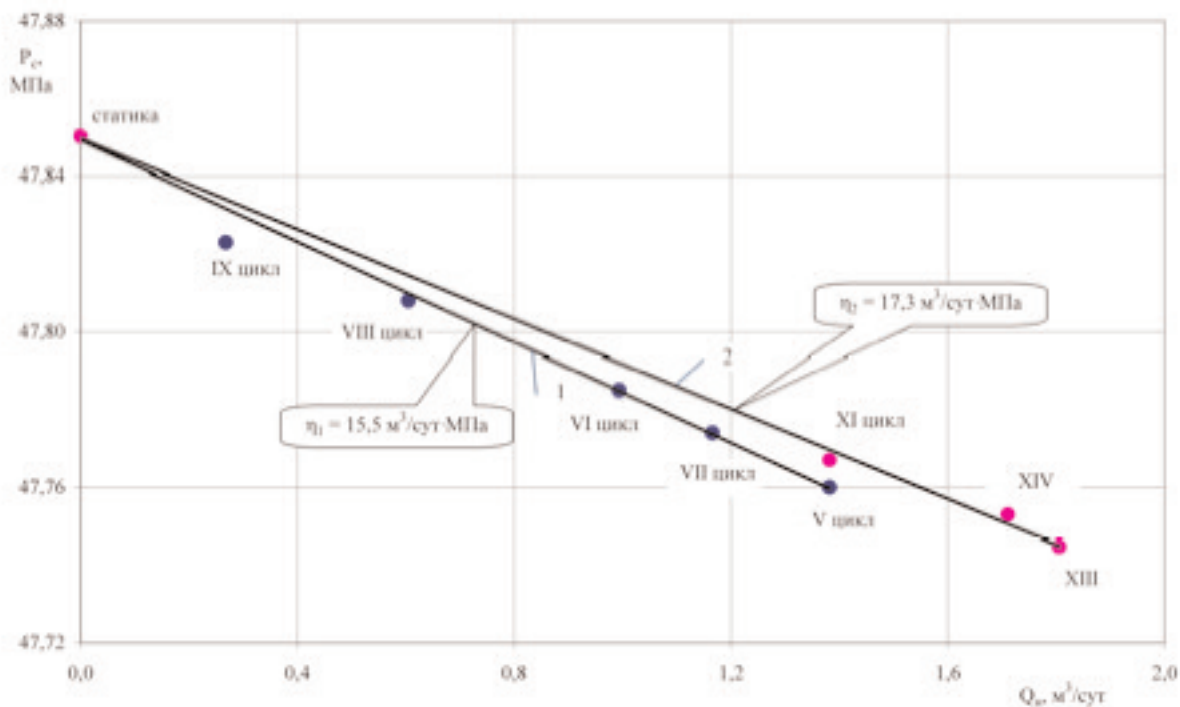


Рис. 5. Индикаторные диаграммы до (1) и после (2) отбора пробы нефти

Индикаторные линии хорошо описываются прямолинейными зависимостями по рабочим циклам насоса до и после отбора пробы (см. рис. 5), что указывает на наличие псевдоустановившегося режима в пласте и сохранение линейного закона фильтрации Дарси. Полученные эксплуатационные характеристики скважины являются достоверными и позволяют оценить средние добычные возможности терригенного объекта.

Через 4,3 ч опробования, при расходе насоса  $3 \text{ см}^3/\text{с}$ , отобрана проба с расчетной обводненностью 1,7 %. По показаниям оптического датчика LFA (см. рис. 4) вода в притоке, вероятнее всего, является фильтратом бурового раствора. После отбора глубинной пробы скважину переключили на вспомогательный насос и увеличили скорость откачки (около  $20 \text{ см}^3/\text{с}$ ). После откачки 30 л флюида приступили к регистрации КВД.

Суммарный объем отобранной жидкости перед регистрацией КВД составил 193 л. Средний дебит притока нефти перед закрытием скважины равнялся  $1,684 \text{ м}^3/\text{сут}$  при депрессии на пласт 0,10 МПа, или 0,2% начального пластового давления. При РVT-анализе определены параметры пластового продукта (плотность, объемный коэффициент, вязкость и т.д.) для расчета фильтрационно-емкостных свойств и оценки призабойной зоны пласта, а также необходимые для подсчета запасов и составления проектных документов.

По диагностическому графику (КВД и ее производная) в билогарифмических координатах (рис. 6) после окончания влияния динамической емкости ствола скважины выделено несколько типов фильтрационных потоков. Участок с нулевым уклоном, соответствующий периоду плоскорадиальной фильтрации флюида к забою скважины, начинается примерно через 28 с после остановки скважины. Продолжительность режима этого фильтрационного потока составляет 14 с. Линейный режим фильтрации диагностируется по отрезку производной КВД с углом наклона, равным 0,5, который проявляется через 42,2 с после остановки скважины и продолжается почти 346 с.

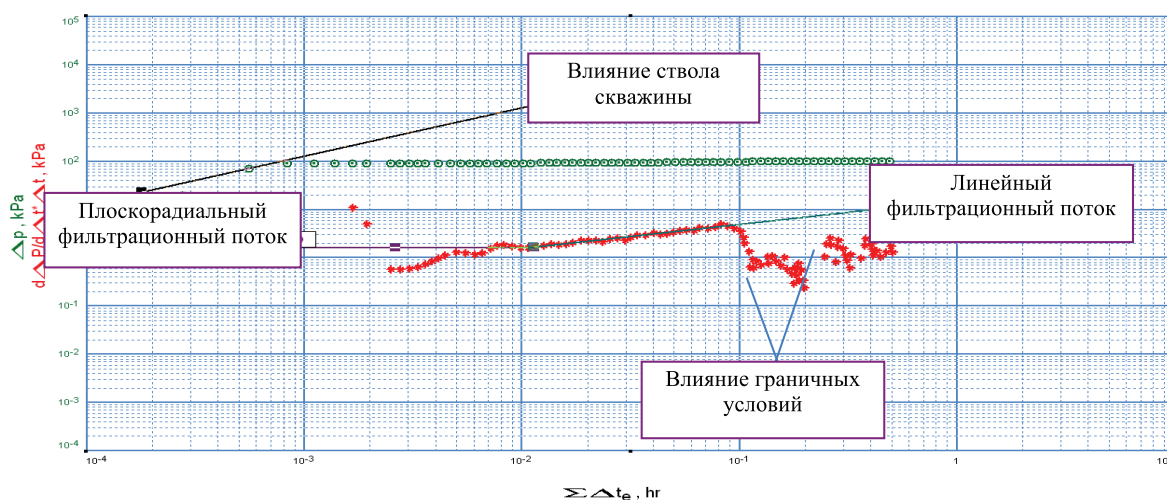


Рис. 6. Диагностический билогарифмический график

По рассмотренным участкам КВД методом суперпозиции оценены геометрические размеры канала, фильтрационные параметры пласта и состояние призабойной зоны, которые приведены ниже.

Насыщение объекта .....	Нефтенасыщенный
Пластовое давление на глубине проведения исследования, МПа .....	47,85
Глубинный градиент пластового давления, МПа/100 м .....	1,09
Коэффициент продуктивности по индикаторной диаграмме, м <sup>3</sup> /(сут·МПа):	
до отбора проб .....	15,5
после отбора проб .....	17,3
Коэффициент гидропроводности пласта, мкм <sup>2</sup> ·см/(мПа·с) .....	242,8
Коэффициент подвижности пластовой нефти, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup> /(мПа·с) .....	1734,3
Коэффициент проницаемости пласта, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup> .....	211,6
Коэффициент пьезопроводности пласта, см <sup>2</sup> /с .....	24260
Скин-фактор:	
обобщенный .....	22,0
от изменения проницаемости призабойной зоны .....	15,1
от несовершенства вскрытия пласта .....	0,9
Ширина канала, м .....	30,0
Влияние границ пласта и внешних условий .....	Влияние граничных условий

### Выводы

1. Используя данные, полученные при помощи комплекса гидродинамических исследований в процессе бурения, можно оценивать начальные коэффициенты продуктивности в каждой точке замера и геологических объектов в целом.

2. Результаты выполненных исследований позволяют утверждать, что с помощью испытателей пластов на кабеле при использовании предложенных методических подходов можно оперативно и экономически эффективно решать задачи поиска и разведки месторождений на стадии бурения скважин.

3. Благодаря современному комплексу ГДК в открытом стволе можно уточнять результаты косвенного метода исследования скважин и корректировать разработку месторождения.

### Список литературы

1. *Акрам Х., Аиуров В.* Обзор гидродинамических исследований скважин в открытом и обсаженном стволе модульным испытателем пластов на кабеле MDT/CHDT // Нефтегазовое обозрение. – 2005. – С.30–45.

2. *Применение* метода детерминированных моментов для обработки кривых восстановления давления при исследовании неоднородных пластов / И.М. Ахметов [и др.] // Тр. ин-та / ВНИИ. – 1977. – Вып. 61. – С.174–181.

3. *Методика* диагностики продуктивных пластов нижнего мела ракушечного вала по данным ГИС, ГДИС, ГДК, керна и РVT-анализа пластовых флюидов для оценки запасов промышленной категории / В.С. Левченко [и др.]. – 2012. – 140 с.



4. *Каган К.Г.* Совершенствование оперативных методов исследования морских поисково-оценочных и разведочных скважин (на примере шельфовых месторождений Северного Каспия): дис. ... канд. Техн. наук. – Волгоград, 2019. – 128 с.

5. *Каган К.Г.* Научно-методическое сопровождение исследования терригенного объекта скважины 2Д методом ГДК-ОПК / К.Г. Каган, А.Ю. Самойленко, Н.Н. Польская, Д.А. Чухнин // Вестник ассоциации буровых подрядчиков – 2016. – № 2. – С. 32–36.

6. *Применение* испытателей пластов на кабеле нового поколения для оценки характера насыщения сложных коллекторов Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Ф. Латыпов, П.Д. Вейнхебер, Л.Г. Абдрахманова [и др.] // Недропользование XXI век. – 2011. – № 4 (29). – С. 44–46.