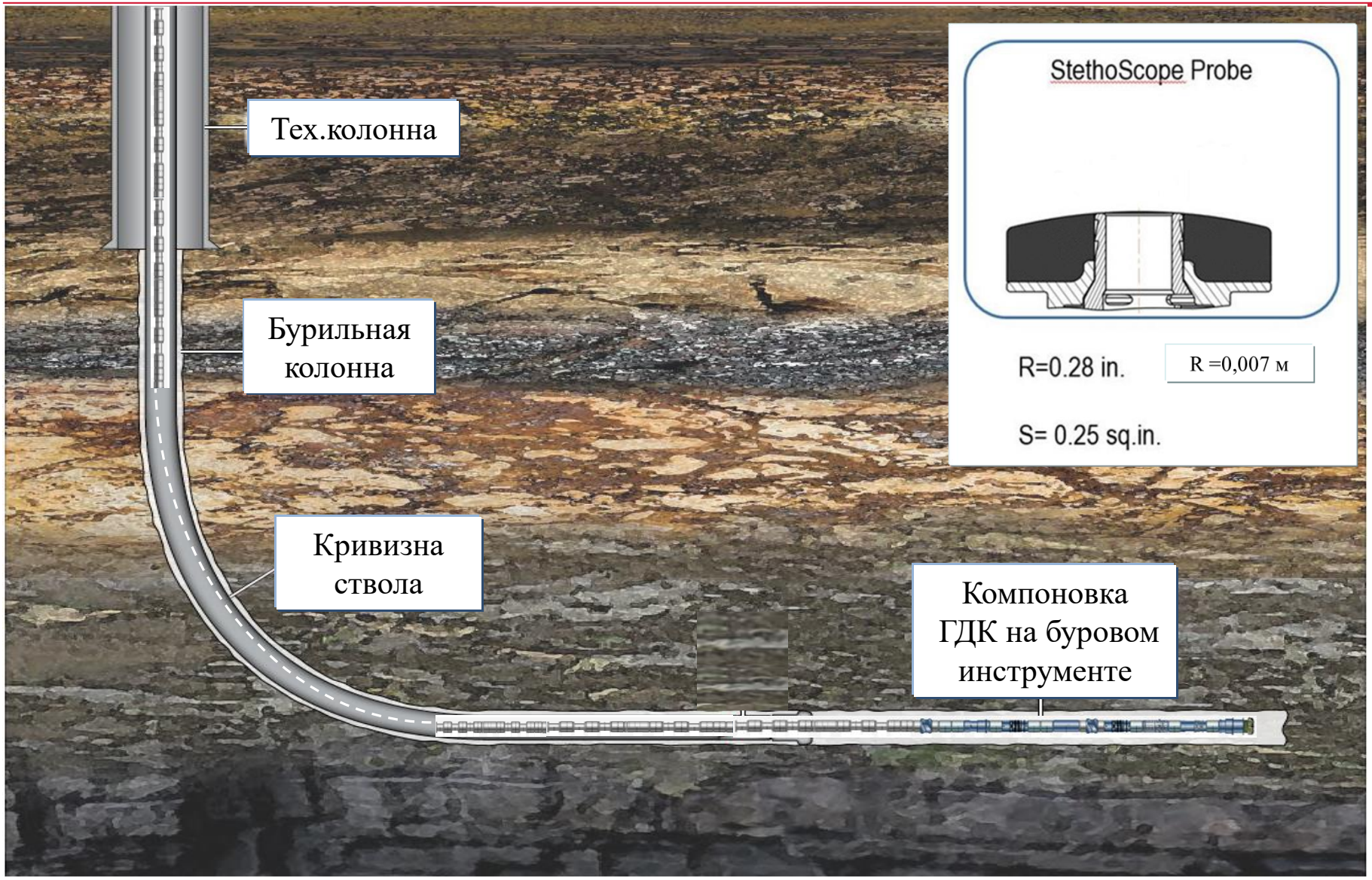
ЛУКОЙЛ
НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

Всегда в движении!

# ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН В ОТКРЫТОМ СТВОЛЕ

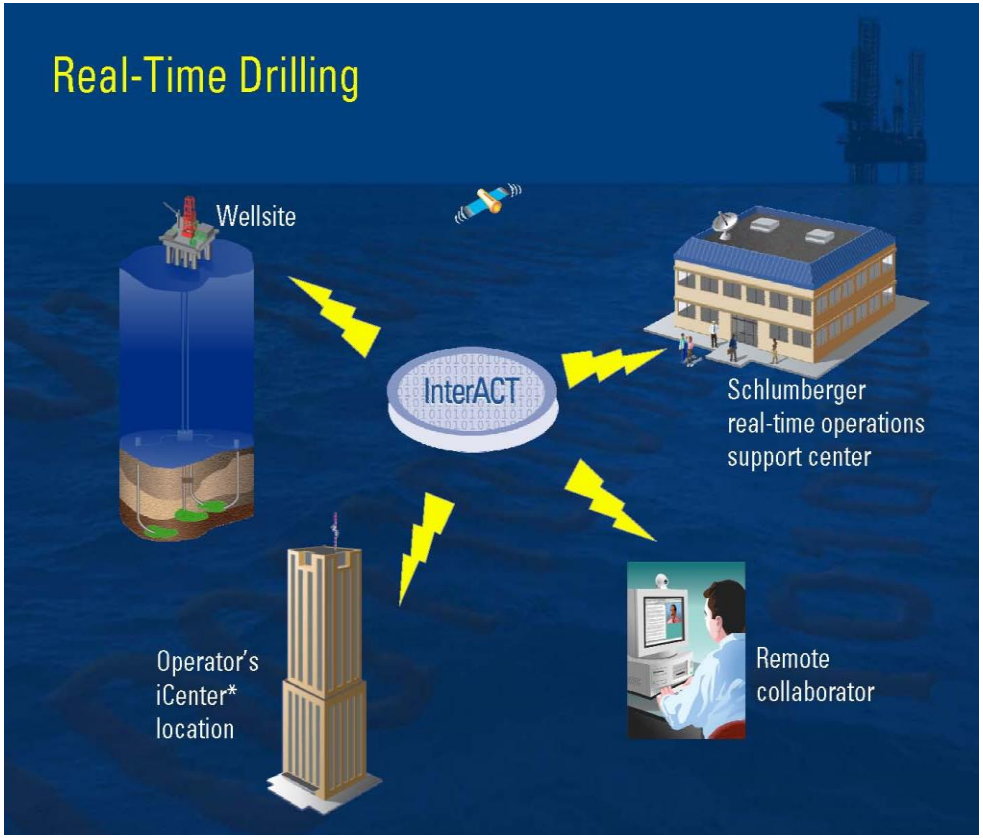
Андрей Юрьевич Самойленко, Начальник Центра
Центр исследования скважин, керна
и пластовых флюидов

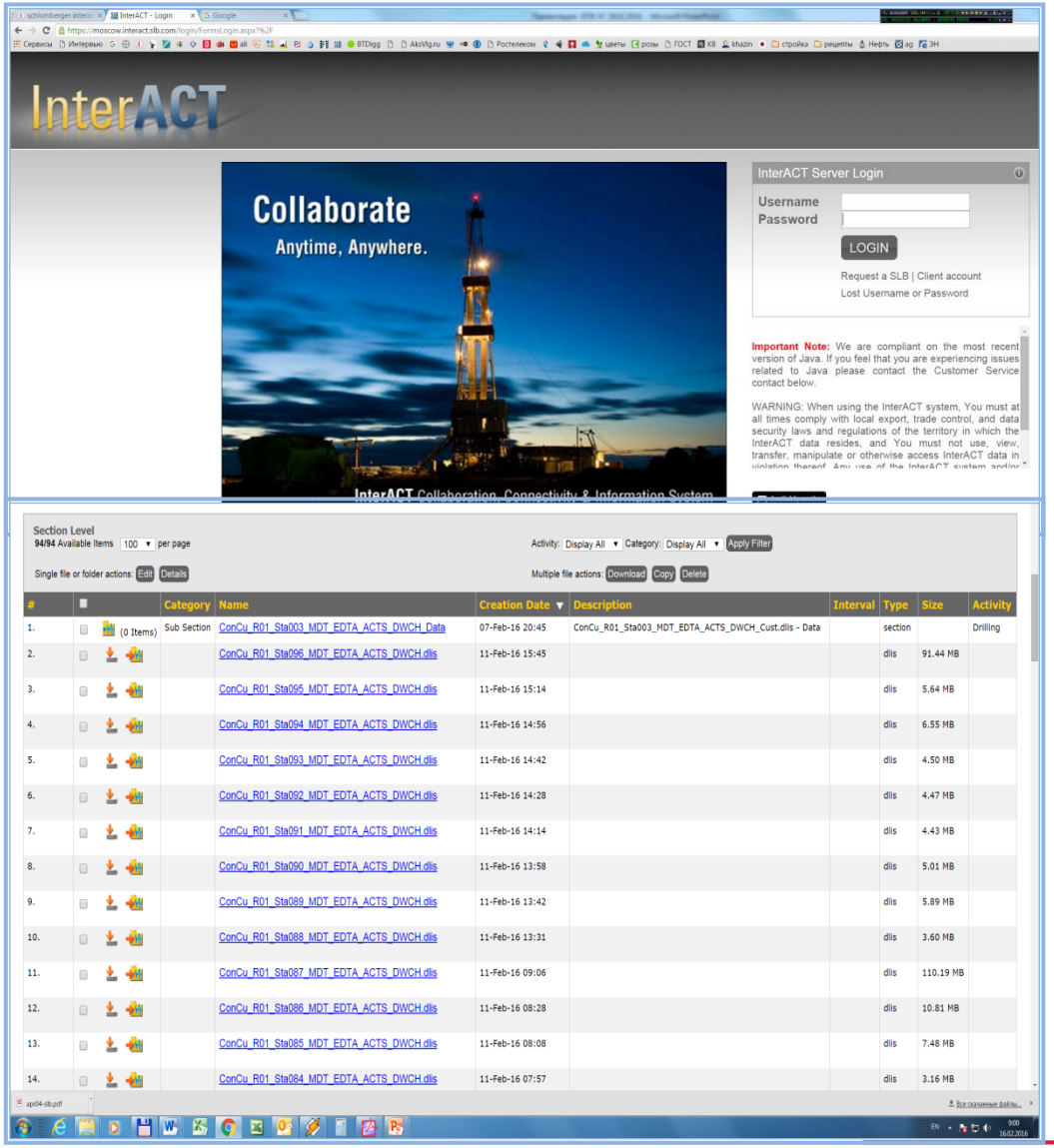
# Схематичное изображение компоновки в процессе бурения



# Визуализация замеров давления во время бурения

# Система передачи информации.



# Цель гидродинамических исследований в процессе бурения

1. Оценка наличия коллектора и его свойств. ☑

2. Определение пластового давления. ☑

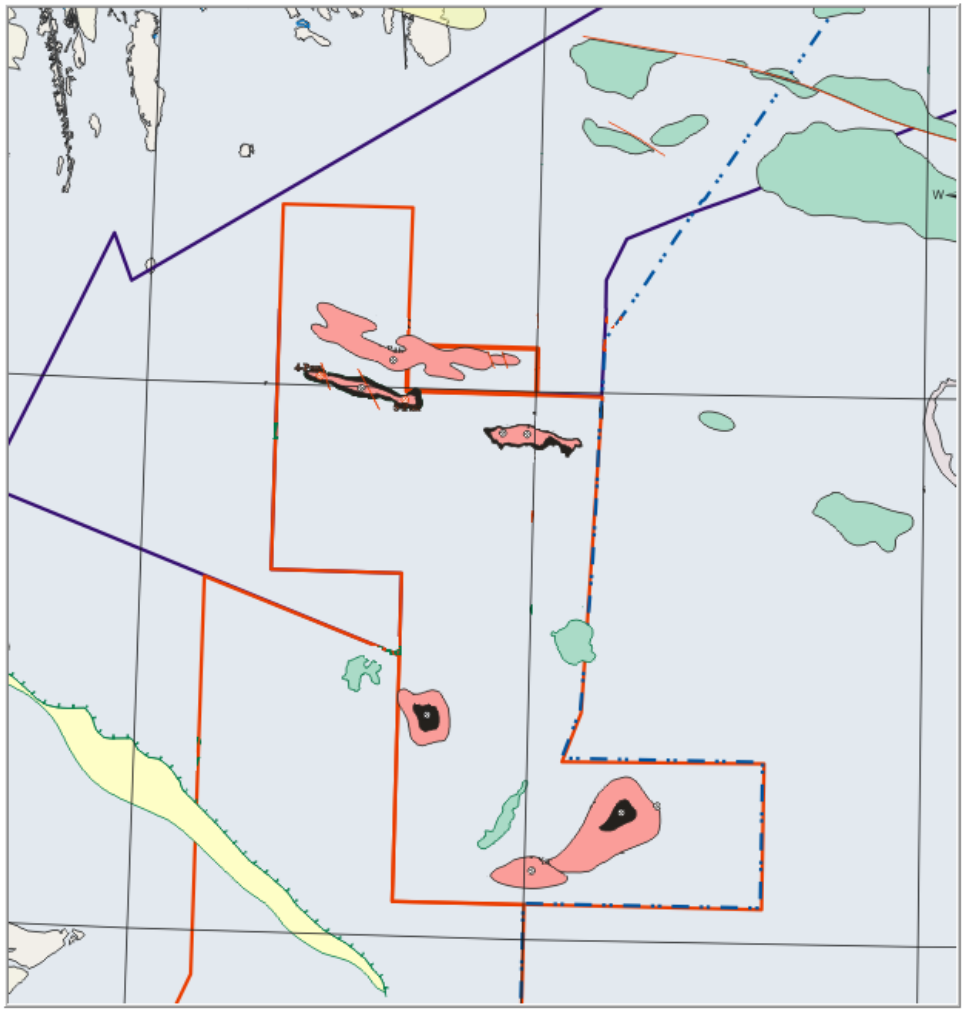
3. Определение глубинного и интервального градиентов давления. ☑

4. Диагностика положения контактов – ГНК, ГВК, ВНК. ☑

5. Оценка продуктивности и прогнозного дебита. ☑

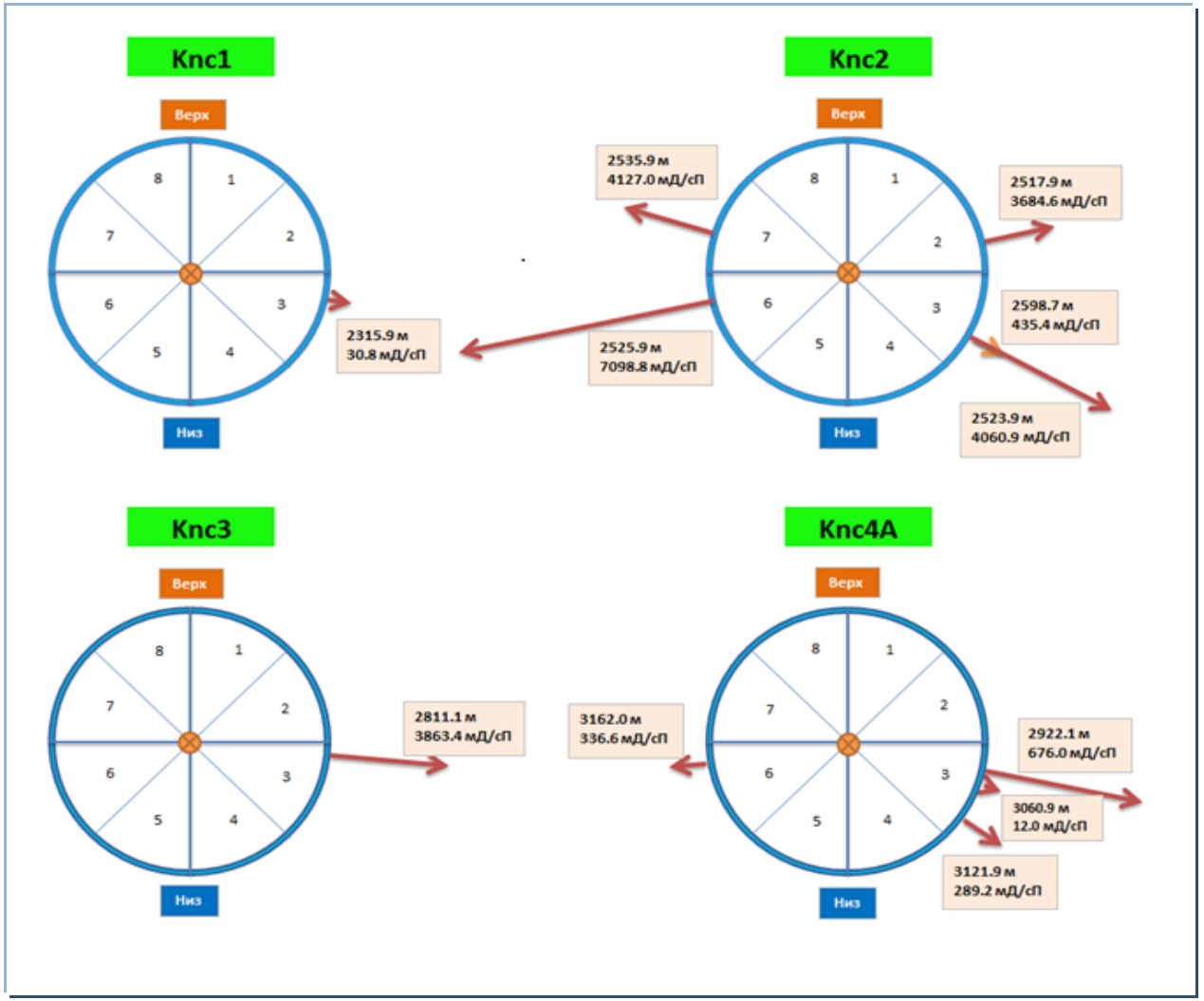
6. Определение фильтрационных и коллекторских параметров пласта-резервуара, состояния призабойной зоны, уточнение начального пластового давления. ☑

# Обзорная карта района исследования



**Морское газоконденсатнонефтяное месторождение открыто в 2005 г. в акватории Каспийского моря поисковой скважиной на Ю***-Р*** поднятии, подготовленным к глубокому бурению детальными сейсморазведочными работами.**

# Данные ГДК в процессе бурения скв. №7 шельфового месторождения Северного Каспия с учетом направления измерений

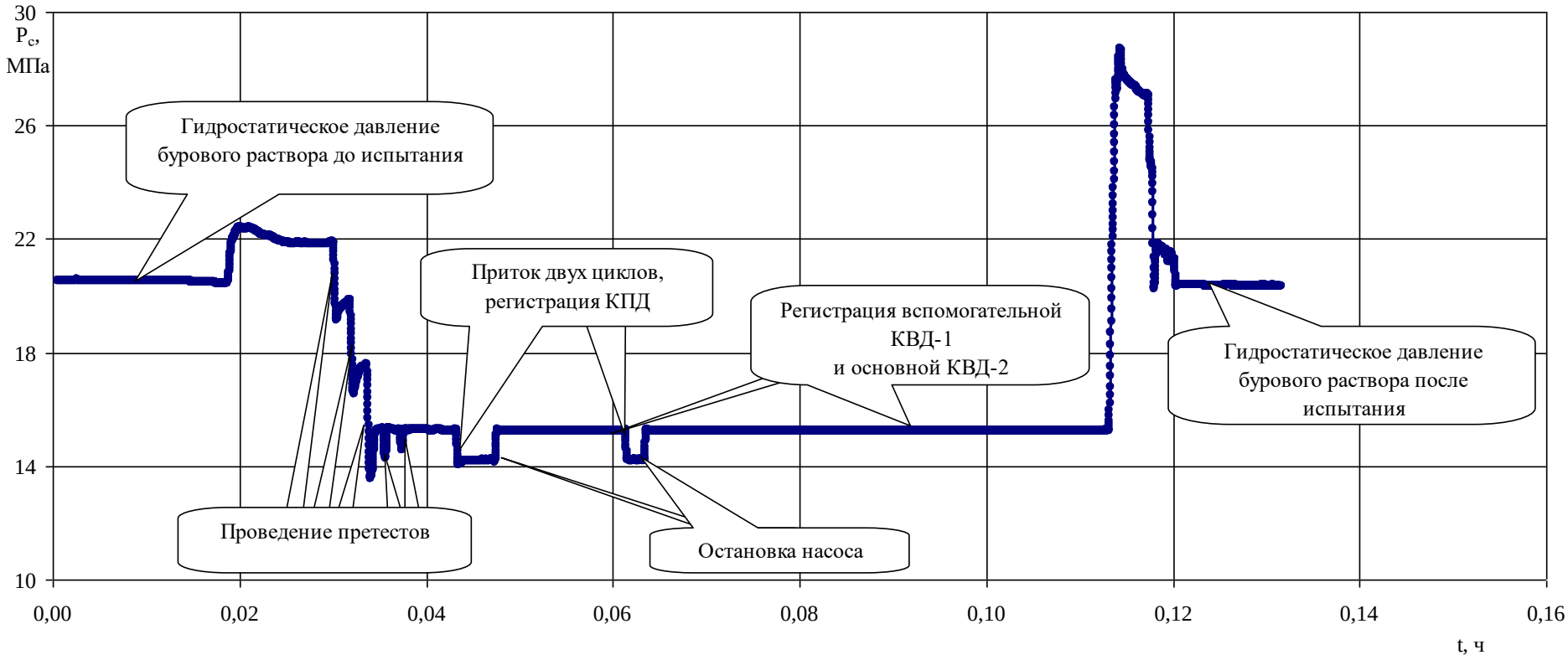



**В кабельной аппаратуре для исследований методом ГДК и ОПК нет необходимости ориентировать прижимной башмак по окружности ствола скважины. При исследованиях ГДК в процессе бурения в горизонтальных скважинах такая возможность есть. Это позволяет проводить исследования ГДК по вертикали и горизонтали сечения ствола, таким образом определять анизотропию по проницаемости.**

**В настоящее время есть аппаратура, которая в процессе бурения может осуществлять не только исследования ГДК, но и отбирать пробы!!!**

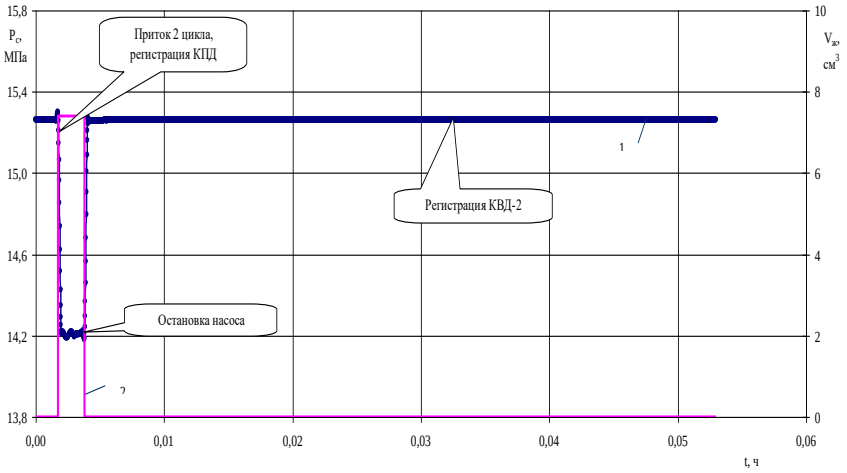
ЛУКОЙЛ

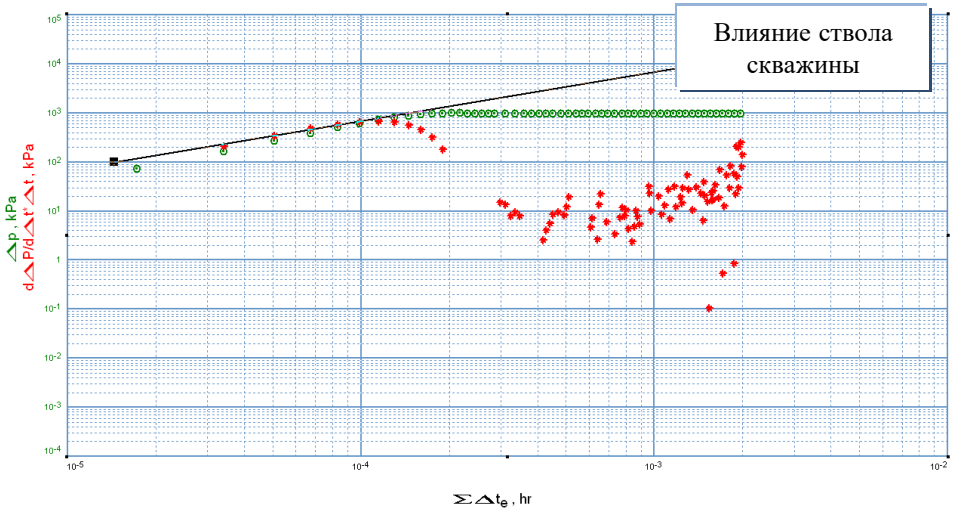
# Стандартная диаграмма изменения давления во время исследования скважины методом **ГДК в процессе бурения**

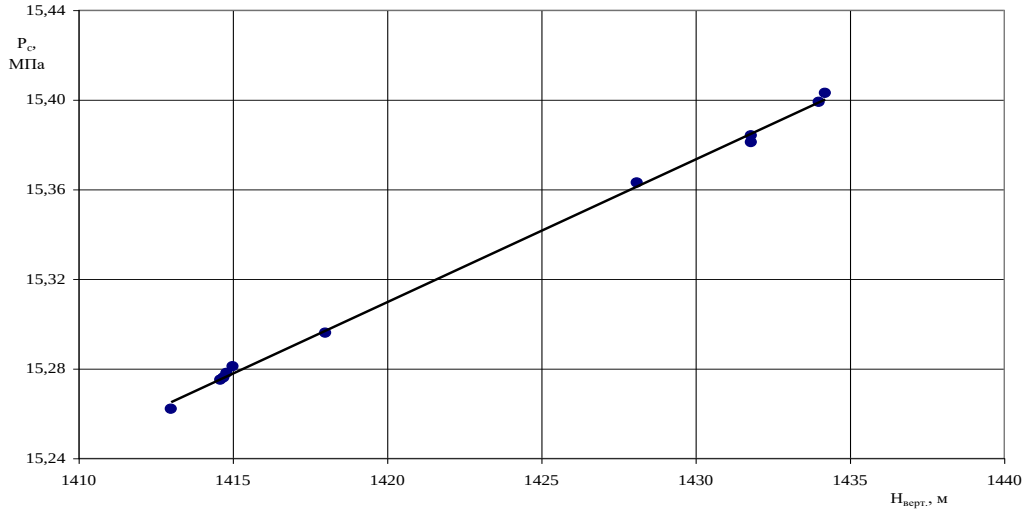


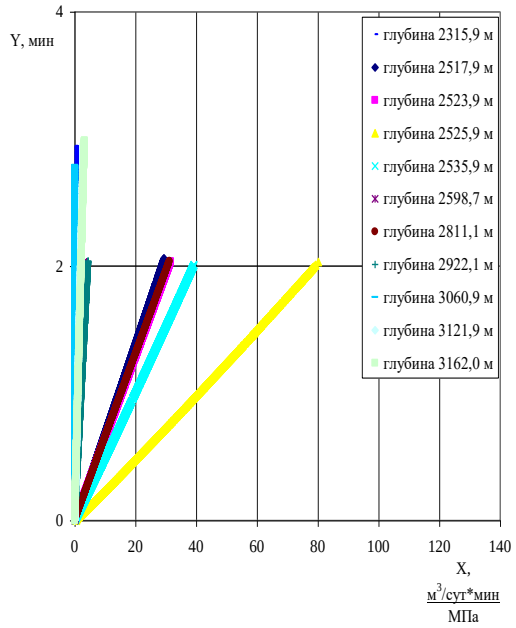

***Время регистрации вспомогательных КВД*** – 40 - 600 сек.
***Время регистрации основных КВД*** – 100 -700 сек.
***Объемы отбора*** – 0,5 – 14,5 $см^3$
***Скорости отбора*** – 20-70 $см^3$/мин

# Обработка данных ГДК в процессе бурения на примере скв. №7 шельфового месторождения Северного Каспия



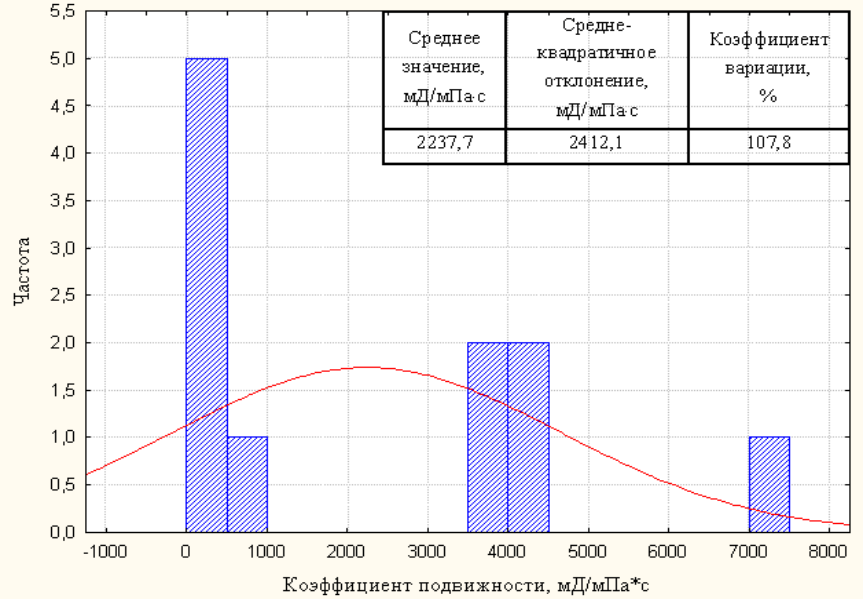



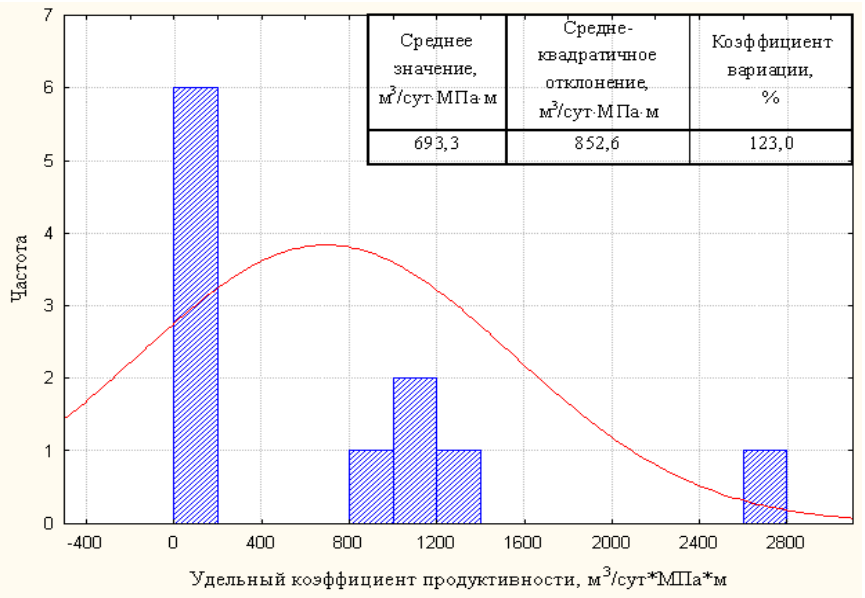



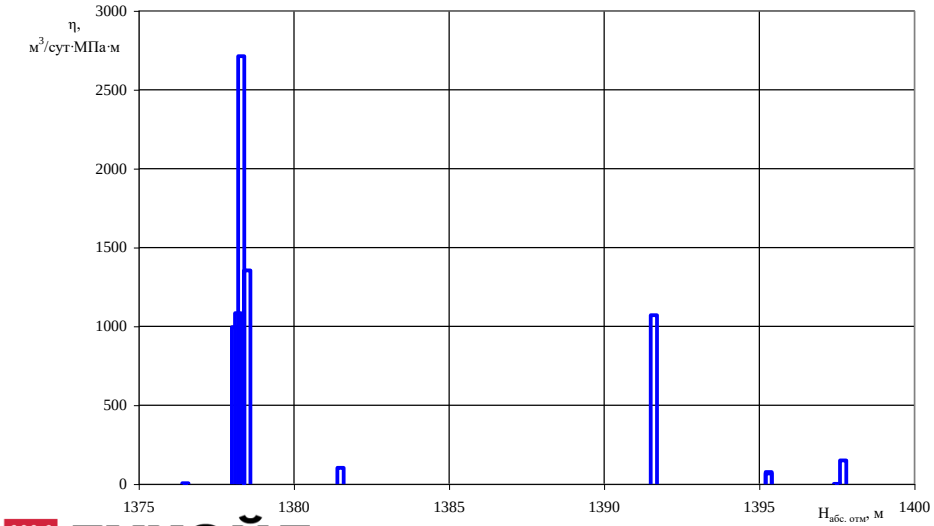



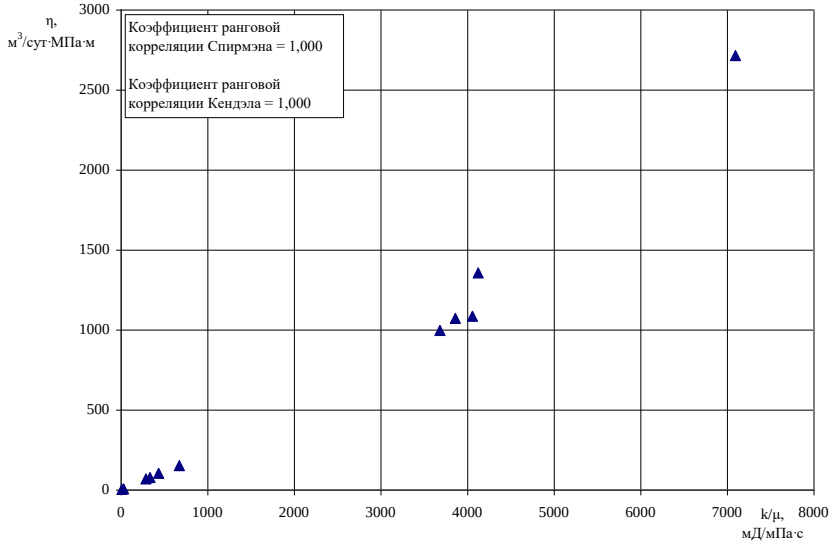

ЛУКОЙЛ

# Статистическая обработка данных ГДК в процессе бурения на примере скв. №7 шельфового месторождения Северного Каспия




ЛУКОЙЛ

## Возможности метода ***стандартного*** ГДК в процессе бурения

(основные гидродинамические характеристики рассчитываемые при исследований объекта скважины)

| Параметры | Значение |
|---|---|
| Вид ГДК | стандартное в процессе бурения |
| Насыщение объекта | V |
| Вид кривой изменения забойного давления | V |
| Пластовое давление на глубине проведения исследования, МПа | V |
| Глубинный градиент пластового давления, МПа/100 м | V |
| Коэффициент продуктивности по КВД, $м^3$/сут·МПа | V |
| Коэффициент продуктивности по ИД, $м^3$/сут·МПа | - |
| Коэффициент гидропроводности пласта, мкм$^2$·см/мПа·с | - |
| Коэффициент подвижности пластовой нефти, мД/мПа·с | V |
| Коэффициент проницаемости пласта, мД | - |
| Коэффициент пьезопроводности пласта, $см^2$/с | - |
| Обобщенный показатель S-фактора (S′) | - |
| Скин-фактор от несовершенства по степени вскрытия пласта ($S_{рр}$) | - |
| Показатель S-фактора от изменения проницаемости ПЗП ($S_{ПЗП}$) | - |
| Радиус влияния скважины, м | - |
| Влияние границ пласта и внешних условий | - |
| Прогнозный дебит, $м^3$/сут | V |

# Сравнение дебитов по ГДК в процессе бурения и ГДИС скважины № 7 шельфового месторождения Северного Каспия

| Номер замера п/п | Тип прибора | Файл замера | Тип замера | Режим проведения замера | Ориентация прижимного зонда относительно вертикали** | Глубина | | | Характер насыщения | Плоскость дренирования | Депрессия, МПа | | Дебит нефти, м³/сут | | Погрешность, % |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | град. | АГ, м. | Верти-кальная, м | ИГ, м. | | | ГДК | ГДИС | прогнозный по ГДК | фактический по ГДИС | |
| 1 | StethoScope 675 | RM_FPWD_RM_Run1_Test12 | 2-С | С циркуляцией | **102,0** | -1376,5 | 1413,0 | **2315,9** | нефтенасыщ. | напластования | | | | | |
| 2 | StethoScope 675 | RM_FPWD_RM_Run1_Test11 | 2-С | С циркуляцией | **78,0** | -1378,1 | 1414,6 | **2517,9** | нефтенасыщ. | напластование | | | | | |
| 3 | StethoScope 675 | RM_FPWD_RM_Run1_Test10 | 2-С | С циркуляцией | **120,0** | -1378,2 | 1414,7 | **2523,9** | нефтенасыщ. | вертикальная | | | | | |
| 4 | StethoScope 675 | RM_FPWD_RM_Run1_Test9 | 2-С | С циркуляцией | **-102,0** | -1378,3 | 1414,8 | **2525,9** | нефтенасыщ. | напластвоания | | | | | |
| 5 | StethoScope 675 | RM_FPWD_RM_Run1_Test8 | 2-С | С циркуляцией | **-72,0** | -1378,5 | 1415,0 | **2535,9** | нефтенасыщ. | напластвоания | | | | | |
| 6 | StethoScope 675 | RM_FPWD_RM_Run1_Test7 | 2-С | С циркуляцией | **120,0** | -1381,5 | 1418,0 | **2598,7** | нефтенасыщ. | вертикальная | 0,15 | 0,16 | ~371,6 * | 325,0 | **12,50** |
| 7 | StethoScope 675 | RM_FPWD_RM_Run1_Test6 | 2-С | С циркуляцией | **96,0** | -1391,6 | 1428,1 | **2811,1** | нефтенасыщ. | напластования | | | | | |
| 8 | StethoScope 675 | RM_FPWD_RM_Run1_Test5 | 2-С | С циркуляцией | **102,0** | -1397,7 | 1434,2 | **2922,1** | нефтенасыщ. | наплоствоания | | | | | |
| 9 | StethoScope 675 | RM_FPWD_RM_Run1_Test4 | 2-С | С циркуляцией | **108,0** | -1397,5 | 1434,0 | **3060,9** | нефтенасыщ. | напластвоания | | | | | |
| 10 | StethoScope 675 | RM_FPWD_RM_Run1_Test3 | 2-С | С циркуляцией | **126,0** | -1395,3 | 1431,8 | **3121,9** | нефтенасыщ. | вертикальная | | | | | |
| 12 | StethoScope 675 | RM_FPWD_RM_Run1_Test1 | 2-С | С циркуляцией | **-97,0** | -1395,3 | 1431,8 | **3162,0** | нефтенасыщ. | напластования | | | | | |

* расчет проведен с учетом анизотропии пласта;

** (+) отсчет по часовой стрелке, (-) отсчет против часовой стрелки.

# Выводы

1. **Используя данные, полученные при помощи гидродинамических исследований в процессе бурения, а также комплекса ГИС можно оценивать первоначальные значения коэффициентов продуктивности в каждой точке замера и геологических объектов в целом.**
2. **Гидродинамические параметры полученные в результате исследований ГДК позволят более точно определять конструкцию нижнего заканчивания, эффективно запускать скважину в работу и оптимизировать разработку месторождения.**
3. **Благодаря современному комплексу ГДК в открытом стволе можно уточнять результаты косвенного метода ГИС и корректировать разработку месторождения.**

ЛУКОЙЛ
НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

# Всегда в движении!