

Закрытый ствол

## Комплексный прибор определения состояния обсадных колонн, насосно-компрессорных труб и заколонного пространства ОТСК-ОСЗП



### ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ

скважины. обсаженные колонной труб наружным диаметром не более 180 мм, через насосно-компрессорные трубы с внутренним диаметром не менее 60 мм, при суммарной толщине исследуемых колонн до 30 мм, с максимальной рабочей температурой на забое 120°C и максимальным гидростатическим давлением 80 МПа

### ОСОБЕННОСТИ И ПРЕИМУЩЕСТВА

Комплекс предназначен для мониторинга технического состояния обсадных колонн, насосно-компрессорных труб и заколонного пространства скважин при проведении экспертизы промышленной безопасности незаглушенных скважин через насосно-компрессорные трубы, не выводя скважины из эксплуатации.

#### Комплекс позволяет:

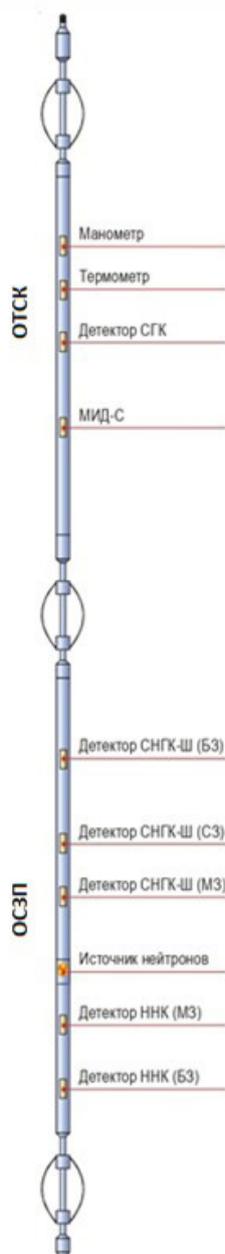
- осуществлять цементометрию работающих газовых скважин;
- выявлять техногенные каверны в отдающих газовых пластах;
- выявлять заколонные и межколонные скопления газа;
- определять Кг объектов;
- осуществлять построение литологической модели скважин.

Скважинный прибор ОТСК-ОСЗП состоит из двух модулей, имеющих возможность как самостоятельной, так и совместной работы. Верхний модуль скважинного прибора (ОТСК) состоит из зонда СГК, зонда сканирующего магнитоимпульсного дефектоскопа, термометра и индикатора давления. Нижний модуль скважинного прибора (ОСЗП) состоит из двух зондов нейтрон-нейтронного каротажа (ННК), расположенных ниже закрытого радионуклидного источника быстрых нейтронов (ЗРНИ), и трех зондов спектрометрического нейтронного гамма каротажа широкодиапазонного (СНГК-Ш), расположенных выше ЗРНИ. Скважинный прибор центрируется тремя центраторами. Для возможности работы каждого модуля отдельно скважинный прибор дополнительно укомплектован четвертым центратором (непроходным).

Малогабаритная аппаратура опробовалась на нефтяных и газовых месторождениях России, Германии, Казахстана и др.

Закрытый ствол

## Комплексный прибор определения состояния обсадных колонн, насосно-компрессорных труб и заколонного пространства ОТСК-ОСЗП



### УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Максимальное рабочее давление, МПа	80
Диапазон рабочих температур, °С	от +5 °С до +120 °С
Применяемый каротажный кабель, количество жил	1-3
Максимальная длина одножильного кабеля	up to 5 km
<b>Наземная часть аппаратуры</b>	
Формат передачи данных	Манчестер-2
Скорость передачи данных, МБод	1/48
Ток питания скважинного прибора, мА	не более 250
Питание	180–260 В, 50 Гц
Потребляемая мощность, Вт	не более 30
Габаритные размеры, длина x ширина x высота, мм:	330 x 270 x 75
Масса, кг	4
Относительная влажность воздуха, %	не более 98
Атмосферное давление, кПа (мм рт ст)	60-106 (450-800)

## ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ОТСК-ОСЗП (ДИАМЕТР 48 ММ)

Модуль ОТСК		Модуль ОСЗП	
Количество исследуемых труб	1; 2	Количество детекторов зондов: СНГК-Ш ННК	3 2
Минимальный внутренний диаметр исследуемых труб, мм	59		
Макс. наружный диаметр исследуемых труб, мм - при исследовании одиночной трубы - при исследовании обсадной трубы через НКТ	180 324	Энергетическое разрешение зондов СНГК, измеренное по пику Cs <sup>137</sup> , %	≤15
Минимально определяемая толщина одиночной трубы, мм	3	Нижняя граница энергетического диапазона регистрации гамма-квантов всех зондов СНГК-Ш, МэВ	≤0,1
Максимально определяемая толщина одиночной трубы, мм	19		
Максимальная суммарная толщина двух исследуемых труб, мм	30	Верхняя граница энергетического диапазона регистрации гамма-квантов низкоэнергетической части спектров всех зондов СНГК-Ш, МэВ	≥ 0,6
Основная погрешность измерения толщины стенки трубы, мм при исследовании одиночной трубы 2,5" при исследовании одиночной трубы 5"	±0,3 ±0,4	Верхняя граница энергетического диапазона регистрации полных спектров всех зондов СНГК-Ш, МэВ	≥8
Основная погрешность измерения толщины стенки труб в двухколонной конструкции, мм для НКТ 2,5" внутри ОК 5" для ОК 5" через НКТ 2,5" для ОК 5" внутри ОК 10"	±0,4 ±0,7 ±0,5	Основная относительная погрешность преобразования энергии гамма-квантов в амплитуду импульсов (нелинейность энергетических шкал спектров, СНГК), %	≤±3
Минимальная протяженность обнаруживаемого дефекта типа «продольная трещина» вдоль оси трубы, мм: при исследовании НКТ 2,5" при исследовании ОК 5" при исследовании ОК 5" сквозь НКТ 2,5"	20	Диапазон измерения водонасыщенной пористости пород по методу 2ННК, %	1-40
	30		
	70		
Минимальная протяженность обнаруживаемого дефекта типа «отверстие» вдоль оси трубы, мм: при исследовании НКТ 2,5" при исследовании ОК 5" при исследовании ОК 5" сквозь НКТ 2,5"	14	Основная относительная погрешность измерения коэффициента пористости в диапазоне 1–40 % не превышает, %	4,2+2,3 (40/Кр-1)
	30		
	70		
Минимальная протяженность обнаруживаемого дефекта типа «поперечная трещина», мм: при исследовании НКТ 2,5" при исследовании ОК 5"	40	Основная относительная погрешность определения коэффициента газонасыщенности пласта, %	±10
	80		
Энергетическое разрешение зонда СГК, %	≤15	Количество градаций определения степени заполнения цементным камнем заколонного и межколонного пространства через НКТ	4
Нижняя граница энергетического диапазона регистрации гамма-квантов зонда СГК, МэВ	≤0,1		
Верхняя граница энергетического диапазона регистрации гамма-квантов зонда СГК, МэВ	≥3	Выявление технологических каверн в работающих коллекторах и оценка их размеров: минимальное локальное увеличение номинального радиуса скважин, см минимальная высота каверны, см	5 20
Основная относительная погрешность преобразования энергии гамма-квантов в амплитуду импульсов (интегральная нелинейность энергетической шкалы спектра СГК), %	≤±3		
Разрешающая способность термометра, °С	0,01	Длина с центраторами, мм	≤3700
Постоянная времени термометра, с	0,5	Вес с центраторами, кг	≤ 25
Диапазон индикации давления, атм	1-800		
Номинальный диаметр, мм	48		
Длина без центратора, мм	≤2600		
Вес, кг	≤12		



# Тематическое исследование #1

## Комплексный прибор определения состояния обсадных колонн, насосно-компрессорных труб и заколонного пространства ОТСК-ОСЗП

### Задача: Определить техническое состояние газовой скважины через насосно-компрессорные трубы.

Оценка технического состояния скважины включает определение целостности обсадных колонн и насосно-компрессорных труб, оценку степени заполнения заколонного пространства цементным камнем, выявление заколонных скоплений газа и уточнение конструкции скважины (положения конструктивных элементов и муфтовых соединений).

Конструкция эксплуатационной газовой скважины включает спущенный до 250 м кондуктор (324 мм), техническую колонну (245 мм / 900 м), эксплуатационную колонну (168 мм/1130 м) и НКТ (89 мм/967 м). Наблюдается давление затрубное и межколонное.

Мониторинг технического состояния требуется осуществлять без остановки и глушения скважины через насосно-компрессорные трубы.

### Решение: Каротаж комплексным прибором ОТСК-ОСЗП

Скважинный прибор ОТСК-ОСЗП состоит из двух модулей, имеющих возможность как самостоятельной так и совместной работы. Верхний модуль «Определение технического состояния колонн» (ОТСК) состоит из зонда СГК, зонда сканирующего магнитоимпульсного дефектоскопа, термометра и индикатора давления. Нижний модуль «Определение состояния заколонного пространства» (ОСЗП) включает два зонда нейтрон-нейтронного каротажа (2ННК), расположенных ниже закрытого радионуклидного источника быстрых нейтронов (ЗРНИ), и три зонда спектрометрического нейтронного гамма-каротажа широкодиапазонного (ЗСНГК-Ш), расположенных выше ЗРНИ.

Малогабаритная аппаратура используется для проведения экспертизы промышленной безопасности незаглушенных нефтяных и газовых скважин.

Комплексный прибор ОТСК-ОСЗП позволяет решать задачи МИД-С, нейтронной цементометрии, а также дополнительно рассчитывать объемную литомодель и определять характер текущего насыщения коллекторов.

### Результат: Определено техническое состояние скважины, характер текущего насыщения коллекторов, рассчитана объемная модель.

В данном тематическом исследовании рассмотрены интервалы 0–105 м и 660–1100 м.

- По МИД-С уточнена конструкция скважины, положение муфтовых соединений ЭК и НКТ, пакерной группы, определены толщины труб ЭК и НКТ. Явных дефектов и нарушений целостности металла не наблюдаются.
- Построена объемная литологическая модель.
- Определена степень заполнения цементом заколонного пространства:
  - Состояние цемента за ЭК оценивается в основном как полное. Заполнение пустот в цементном камне – газ и вода. Уровень подъема цемента – 550 м.
  - Скопления газа за ЭК выявлены в интервалах 840–894 м, 933–955 м, 994–1005 м, 1018–1029 м.
  - За ЭК в интервале 525–550 м наблюдается уплотнение, обусловленное выпадением глинистого осадка из бурового раствора. Уровень жидкости за ЭК – 74 м. Выше уровня цементирования в жидкости за ЭК отмечаются пузыри газа.

- Состояние цемента за ТК в интервале исследования в целом оценивается как неполное (54 % от интервала). Заполнение пустот в цементном камне заколонного пространства – газ и вода. Уровень подъема цемента за ТК – 6,4 м.
- Скопления газа за ТК выявлены в интервалах 6–73 м, 92–105 м, 881–896 м.
- В интервале 976.7–985 м наблюдается пузырь газа под НКТ. В НКТ жидкость с пузырями газа. Источник межколонного давления – объект хранения.

Определены коэффициенты нефте (Кн) и газонасыщенности (Кг) по данным модуля ОСЗП в ближней, средней и дальней зонах, указывают на характер насыщения коллекторов в процентах, наличие заколонных скоплений газа и зону их расположения.

### Ключевые преимущества

- Исследования выполняются без остановки скважины через НКТ
- Получение всего комплекса параметров за одну спуско-подъемную операцию
- Контроль технического состояния скважины для двух внутренних колонн одновременно
- Нет геолого-технических ограничений в т.ч. по характеру заполнения ствола скважины

### Ключевые возможности

- определение толщины, целостности колонн и степени их износа в процессе работы
- уточнение конструкции скважины и положения муфтовых соединений
- осуществление нейтронной цементометрии работающих газовых скважин для двух колонн
- определение заколонных скоплений газа за двумя колоннами
- определение уровня ингибитора за НКТ
- выявление техногенных каверн в отдающих газовых пластах
- Дополнительно:
  - построение объемной литомодели
  - определение текущего характера насыщения и коэффициента газонасыщенности (Кг) объектов
  - выявление работающих и заблокированных интервалов коллекторов

### Местонахождение:

Россия

### Тип скважины:

вертикальная ПХГ



## ОПИСАНИЕ К РИСУНКУ ПРИМЕРА ПРИМЕНЕНИЯ ОТСК-ОСЗП

Трек 1 – шкала глубин.

Трек 2 – конструкция скважины с указанием заполнения ствола скважины, заколонного и межколонного пространства по данным ОТСК-ОСЗП

Трек 3 – стратиграфия по результатам ОТСК-ОСЗП

Трек 4 – литологическая модель по данным ОТСК-ОСЗП

Трек 5 – декремент затухания нейтронного поля (ОСЗП)

Трек 6 - интервал перфорации по ГИС 1991 г.

Трек 7 – данные ГИС по насыщению от 1991 г.

Трек 8 – некоторые результаты ОТСК (термометрия, манометрия, толщина труб НКТ и ЭК)

Трек 9 – некоторые результаты ОСЗП(параметры дефицита плотности и водородосодержания  $P(dd)$  для разных радиальных зон).

Трек10 – характер текущего насыщения объекта эксплуатации по данным ОСЗП

Трек 11 – 14 – радиальное зондирование по коэффициентам газонасыщенности ( $K_g$ ) и произведению  $K_g \cdot K_p$  по ОСЗП, анализ которых указывает на характер текущего насыщения коллекторов, наличие заколонных скоплений газа и зону их расположения.

Трек 15 – данные АКЦ для эксплуатационной колонны от 1991 г

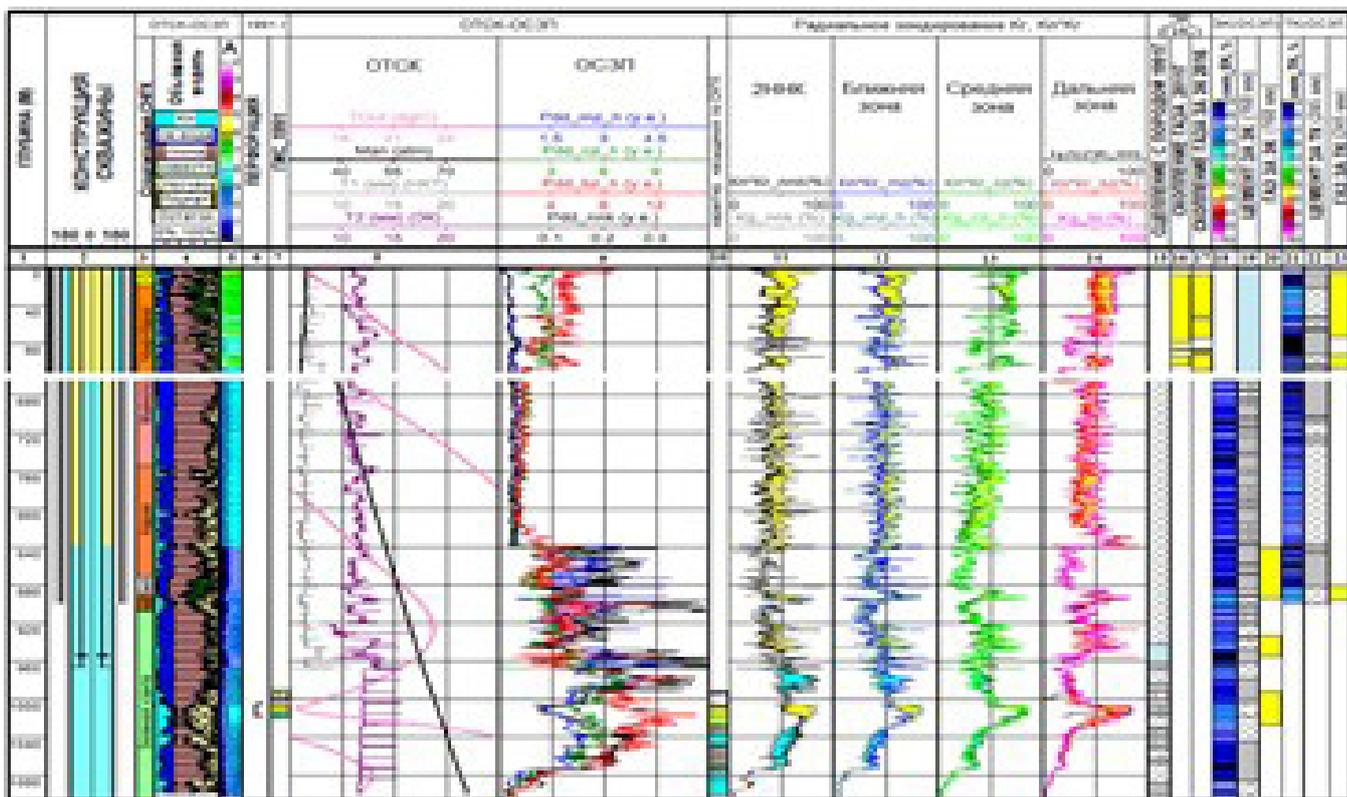
Трек 16 и 17 – интервалы заколонного скопления газа по ГИС от 2011 и 2016 г соответственно

Трек 18 и 19 степень заполнения цементом пространства за ЭК (ОСЗП)

Трек 20 – интервалы скопления газа за ЭК (ОСЗП)

Трек 21 и 22 - степень заполнения цементом пространства за ТК (ОСЗП)

Трек 23 – интервалы скопления газа за ТК (ОСЗП).



### УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- |  |          |               |                    |                  |       |
|--|----------|---------------|--------------------|------------------|-------|
| газ  | газ/вода | вода          | возможно коллектор | анкероснаряжение | глина |
| АКЦ – контакт:  породный  частичный  полный  цемент отсутствует                |          |               |                    |                  |       |
| Нейтронная цементометрия (ОСЗП), заполнение цементом заколонного пространства: |          |               |                    |                  |       |
| полное   | неполное | не определено | отсутствует        |                  |       |

# Тематическое исследование #2

## Технология нейтронной цементометрии

### Задача: оценить степень заполнения заколонного пространства цементным камнем в работающей газовой скважине

Оценку степени заполнения заколонного пространства цементным камнем требуется выполнить без остановки газовой скважины. Использование стандартной цементометрии исключено из-за газового заполнения скважины и наличия НКТ.

Параметры скважины в исследуемом интервале (900–2229 м): эксплуатационная колонна 10 3/4", техническая колонна 13 3/8", лайнер 7", лайнер 4". Обсадные колонны зацементированы портландцементом. Тип отложений – солевые и глинисто-песчаные.

### Решение: Технология нейтронной цементометрии

Технология реализуется с помощью цифровой малогабаритной многозондовой аппаратуры типа КСПРК-Ш+МИД-С (ОТСК-ОСЗП). Аппаратура ОТСК-ОСЗП состоит из модулей КСПРК-Ш и МИД-С. КСПРК-Ш реализует методы СГК и ЗСНГК-Ш, 2ННКт и высокочувствительную термометрию. Комплекс дает возможность осуществлять радиальное зондирование нейтронных и гамма-лучевых свойств прискважинной зоны. МИД-С позволяет оценить техническое состояние колонн.

Оценка степени заполнения заколонного пространства цементным камнем базируется на отличиях нейтронных и гамма-лучевых свойств цементного камня от природных сред и выполняется с учетом особенностей конструкции скважины, колонн и заполнения ствола.

Технология реализуется беспалочным способом и базируется на радиальном зондировании разными физическими и аналитическими параметрами нейтронных методов: плотности, интенсивности многократно рассеянного нейтронного гамма-излучения, параметров содержания кальция, коэффициентов газонасыщенности и дефицита плотности и водородосодержания. Выбор параметра определяется геолого-техническими условиями измерений.

### Результат: определена степень заполнения заколонного пространства цементным камнем за двумя обсадными колоннами, выделены заколонные скопления газа

- Рассчитана степень заполнения заколонного пространства цементным камнем за двумя внутренними обсадными колоннами: эксплуатационной (900–1871,0 м), технической (900–1445,3 м), лайнером 4" (1756,9–2222,2 м), лайнером 7" (1445,3–1756,9 м и 1871,0–2229,4 м)
- Определены интервалы скоплений газа за двумя внутренними обсадными колоннами (эксплуатационной, технической, лайнерами 4" и 7")
- Определен уровень ингибитора за колонной 10 3/4" (900–1400 м)
- Определены толщины двух внутренних колонн, уточнена конструкция и положение муфтовых соединений
- Рассчитана объемная литологическая модель

### Ключевые преимущества

- Нейтронная цементометрия является экспресс-методом
- Реализуется без вывода газовой скважины из эксплуатации
- Не имеет геологических ограничений
- Позволяет без остановки скважины оценить необходимость выполнения капитального ремонта цементной крепи

### Ключевые возможности

- Получение всего комплекса параметров за одну спуско-подъемную операцию
- Определение уровня ингибитора за колонной
- Расчет степени заполнения цементом заколонного и межколонного пространства для двух внутренних обсадных колонн не зависимо от наличия НКТ
- Выявление техногенных скоплений и перетоков газа за двумя обсадными колоннами отдельно
- Дополнительная оценка технического состояния колонн по МИД-С

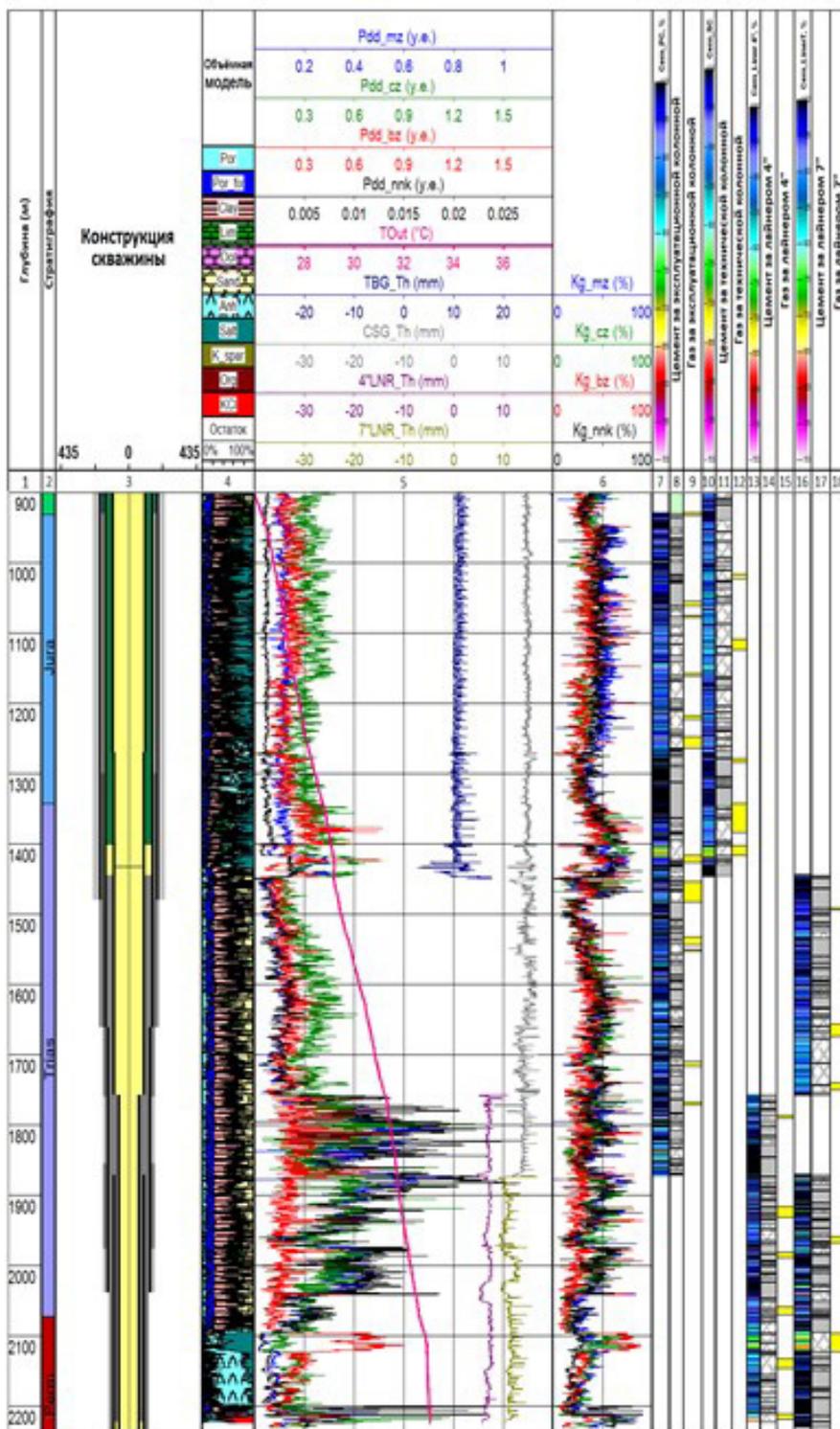
### Ограничения

Нейтронная цементометрия не заменяет стандартные методы СГДТ и АКЦ т.к. **не определяет:**

- азимутальное распределение цемента за колонной и эксцентриситет колонны
- сцепление цементного камня с колонной и горной породой

**Местонахождение:** Германия

**Тип скважины:** эксплуатационная, наклонно-направленная (угол наклона до 92°)



## Условные обозначения:

Трек 1 – шкала глубин

Трек 2 – стратиграфия

Трек 3 – конструкция скважины по данным Заказчика. Заполнение ствола скважины: газ (желтая заливка). Зполнение заколонного пространства: портланд-цемент (серая заливка), ингибитор (зеленая заливка)

Трек 4 – литологическая модель, рассчитанная по данным ОТСК-ОСЗП на основе определяемых аналитических параметров и элементного состава

Трек 5 – Pdd - параметры дефицита плотности и водородосодержания по данным ОТСК-ОСЗП по внутренней зоне (Pdd\_nnk), ближней (Pdd\_mz), средней (Pdd\_cz) и дальней (Pdd\_bz). Соотношение параметров Pdd указывает на наличие заколонных скоплений газа и зону их расположения. Другие параметры: температура (Tout), толщина стенки технической колонны (TBG\_Th), эксплуатационной колонны (CSG\_Th), лайнера 4" (LNR\_Th), лайнера 7" (LNR\_Th)

Трек 6 – коэффициенты газонасыщенности (Kg) по радиальным зонам: внутренней- Kg\_nnk, ближней - Kg\_mz, средней - Kg\_cz и дальней - Kg\_bz

Трек 7 и 8 – степень заполнения цементом за эксплуатационной колонной

Трек 9 – скопление газа за эксплуатационной колонной

Трек 10 и 11 – степень заполнения цементом за технической колонной

Трек 12 – скопление газа за технической колонной

Трек 13 и 14 – степень заполнения цементом за лайнером 4"

Трек 15 – скопление газа за лайнером 7"

Трек 16 и 17 – степень заполнения цементом за лайнером 4"

Трек 17 – цемент за лайнером 7"

Трек 18 – скопление газа за лайнером 7"

### Обозначения



# Тематическое исследование #3

Технология радиального зондирования текущего характера насыщения коллекторов в обсаженных нефтегазодобывающих скважинах

## Задача: оценить характер насыщения в обсаженной нефтедобывающей скважине в условиях обводнения коллекторов пресными и минерализованными водами

Оценка текущего характера насыщения в обсаженной нефтедобывающей скважине выполняется по технологии радиального зондирования ядерными методами реализуемой аппаратурой типа ОТСК-ОСЗП (КСПРК-Ш).

Диаметр эксплуатационной колонны 140 мм. Тип отложений – терригенный. Заполнение ствола скважины вода. Интервалы перфорации 1287–1295 м и 1302–1305 м.

## Решение: использование аппаратуры ОТСК-ОСЗП

Оценка текущего характера насыщения коллекторов выполняется совместно с определением коэффициентов продуктивности (Кн и Кг) на основе радиального зондирования по методике определения и анализа дефицита плотности и водородосодержания – основного диагностического признака разделения газоносных, нефтеносных и разной минерализации водоносных коллекторов.

Радиальное зондирование позволяет определить характер насыщения коллекторов в нескольких зонах разной глубинности от стенки скважины. Это дает возможность уточнить характер насыщения, выявив не только попластовые, но и межпластовые и заколонные движения флюидов.

Технология реализуется беспалеточным способом.

По данным МИД-С уточняется положение интервалов перфорации и определяется толщина колонны.

## Результат: определен текущий характер насыщения и коэффициенты продуктивности (Кг и Кн) в трёх радиальных зонах

- Построена объемная литологическая модель (СГК и ОСЗП) и уточнены границы коллекторов.
- Раздельно определены текущие значения Кг и Кн по радиальным зонам коллекторов, анализ которых показывает, что коллектора в исследуемом интервале в различной степени обводнены пресной и минерализованной водой и частично промыты.
  - Нижний интервал перфорации (1302,0–1305,0 м) работает водой с газом и слабым притоком нефти, выход которой из пласта блокируется более подвижной водой с газом.
  - Верхний интервал перфорации (1287–1295 м) работает слабо – пласт местами сильно промыт минерализованной водой.
  - В интервале 1216–1276 м коллекторы в различной степени обводнены минерализованной водой. В средней части интервала выделяются три нефтенасыщенных коллектора с пониженными ФЕС (Кн дальше 34–51 %).
  - По заколонному пространству в интервале 1216–1287 м отмечается переток воды с газом Кн (ближняя зона) < Кн (средняя и дальняя зоны).
  - Выше 1216 м коллекторы обводнены пресной водой, на что указывает соотношение F(Кр) - P(dd) и сходство Кн в радиальных зонах, отражающих эквивалентное насыщение трехфазного флюида: пресная вода, нефть и газ, а не собственно нефтенасыщенность.
- Заполнение заколонного пространства цементом оценивается как сплошное, местами частичное. Заполнение пустот - вода с газом.
- По МИД-С определены толщина ЭК, положение муфтовых соединений, интервалы перфорации. В интервалах 1222–1231 м, 1254–1263 м изменение сортаментов труб, коррозионного износа колонны не выявлено.

## Ключевые преимущества

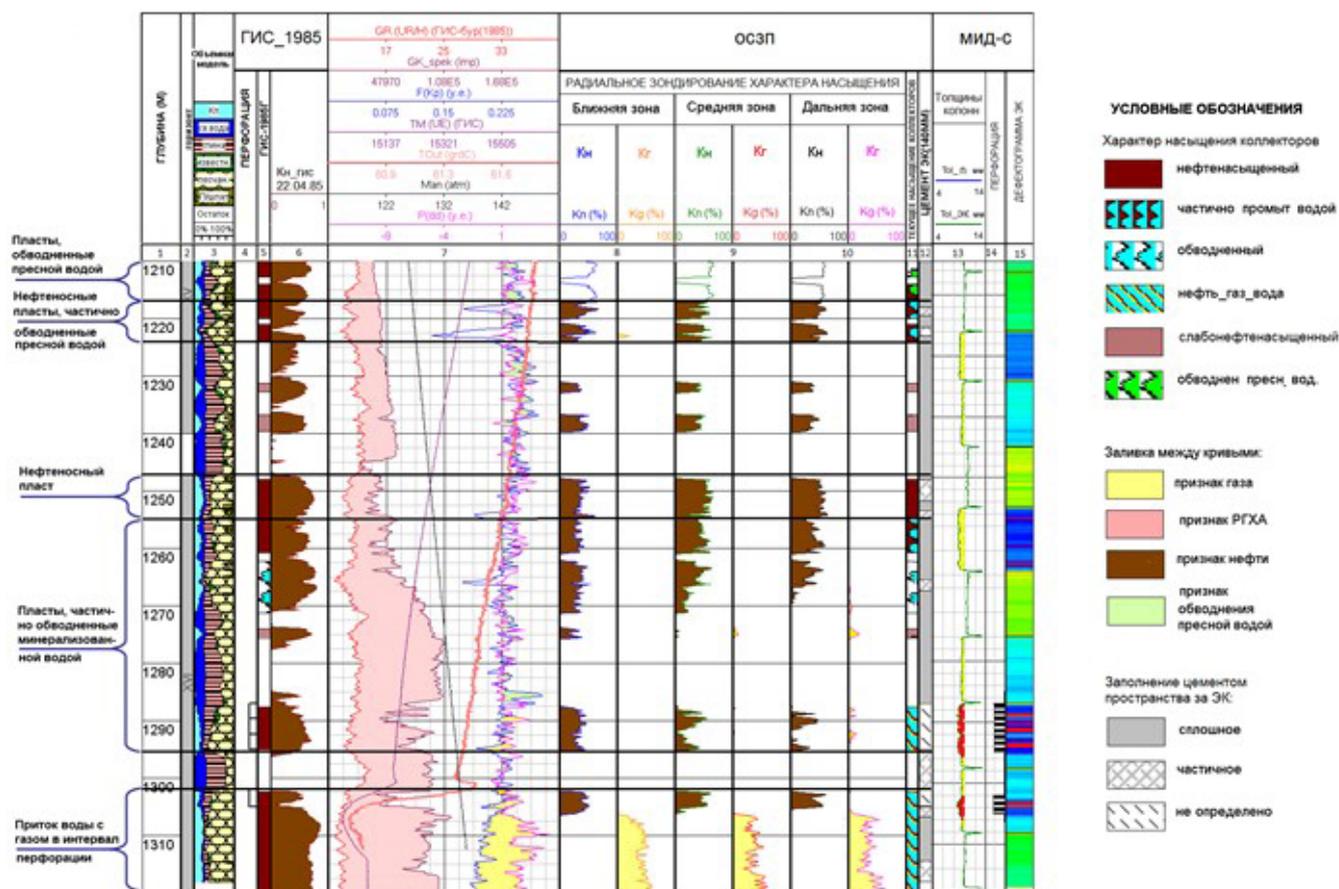
- отсутствие ограничений определения характера насыщения коллекторов по литологическому составу и минерализации пластовых вод
- раздельное определение коэффициентов нефти и газонасыщенности
- возможность осуществления радиального зондирования за счет многозондовых, многометодных измерений за одну спуско-подъемную операцию
- возможность реализации технологии не зависимо от типа скважин и их конструкции

## Ключевые возможности

- построение объемной литологической модели по данным комплекса спектрометрических методов (СГК, СНГК-Ш) и 2ННК
- уточнение коллекторов по эффективной пористости
- определение характера насыщения коллекторов и коэффициентов продуктивности (Кг и Кн) в нескольких радиальных зонах от стенки скважины не зависимо от минерализации пластового флюида
- идентификация обводняющего флюида по минерализации
- определение степени заполнения пространства за ЭК цементным камнем по результатам нейтронной цементометрии.

**Местонахождение:** Казахстан

**Тип скважины:** эксплуатационная



Трек 1 – шкала глубин.

Трек 2 – стратиграфический горизонт по данным Заказчика.

Трек 3 – литологическая модель, рассчитанная по данным СГК и ОСЗП на основе определяемых аналитических параметров и элементного состава.

Трек 4 – интервал перфорации по ГИС 1985 г.

Трек 5 – характер насыщения коллекторов по ГИС 1985 г.

Трек 6 – Коэффициент нефтенасыщенности коллекторов по ГИС 1985 г.

Трек 7 – ГИС (GR, TM), ОСЗП (параметры дефицита плотности и водородосодержания P(dd), нейтронной пористости F(Kp), интегральный СГК GK\_spek, термометр Tout, датчик давления Map).

Трек 8 – Kн и Kг по ближней зоне радиального зондирования (ОСЗП).

Трек 9 – Kн и Kг по средней зоне радиального зондирования (ОСЗП).

Трек 10 - Kн и Kг по дальней зоне радиального зондирования (ОСЗП).

Трек 11 – характер текущего насыщения коллекторов по радиальному зондированию ОСЗП.

Трек 12- степень заполнения цемента заколонного пространства по ОСЗП

Трек 13 – толщина ЭК (ToI\_ЭК) по МИД-С и номинальная толщина (ToI\_n).

Трек 14 – интервал перфорации по МИД-С.

Трек 15 – дефектограмма эксплуатационной колонны по МИД-С.

# Тематическое исследование #4

## Мониторинг состояния заколонного пространства работающей газовой скважины

### Задача: осуществление мониторинга состояния заколонного пространства работающей газовой скважины

Мониторинг состояния заколонного пространства работающей газовой скважины включает оценку степени заполнения цементом заколонного пространства и выявление техногенных скоплений газа. Диагностику заколонного пространства необходимо выполнять без остановки скважины (без глушения и очистки).

#### Параметры скважины в исследуемом интервале:

- Эксплуатационная колонна 7"
- Техническая колонна 9 5/8"
- Обсадные колонны зацементированы портландцементом (2.8 г/см<sup>3</sup>)
- Тип отложений – терригенные глинисто-карбонатные

Для решения задачи исключено использование стандартной цементометрии из-за газового заполнения скважины и наличия НКТ. Данные ультразвуковой цементометрии за эксплуатационной и технической колоннами были получены в процессе строительства скважины (2008 г.).

### Решение: каротаж многозондовым аппаратурно-методическим комплексом КСПРК-Ш-48

КСПРК-Ш, одновременно за одну спуско-подъемную операцию реализует спектрметрические модификации СГК и СНГК-Ш, ННКт и высокочувствительную термометрию и дает возможность осуществлять радиальное зондирование нейтронных и гамма-лучевых свойств прискважинной зоны.

КСПРК-Ш позволяет определять в трех радиальных зонах коэффициенты газонасыщенности, водонасыщенной пористости, параметры дефицита плотности и водородосодержания, минералогической плотности, элементный состав исследуемых сред.

На основании результатов обработки данных КСПРК-Ш решается широкий комплекс геолого-геофизических и технических задач. Диагностика состояния пространства за двумя внутренними обсадными колоннами осуществляется по оригинальной методике одновременно с расчетом объемной модели вскрытых скважиной отложений и определением характера насыщения коллекторов.

### Результат: выявлены изменения состояния заколонного пространства относительно 2008 г.

Результаты КСПРК-Ш (2013 г.) хорошо коррелируют с данными ультразвуковой цементометрии (2008 г.), что подтверждает эффективность экспресс-оценки состояния пространства одновременно за двумя внутренними обсадными колоннами.

За колонной 7" наблюдаются незначительное увеличение интервала скопления газа на глубине 1450 м и снижение уровня поднятия цемента на глубине 1390 м.

За колонной 9 5/8" произошло разрушение цемента в области башмака колонны с заполнением разрушенного объема газом.

### Ключевые преимущества

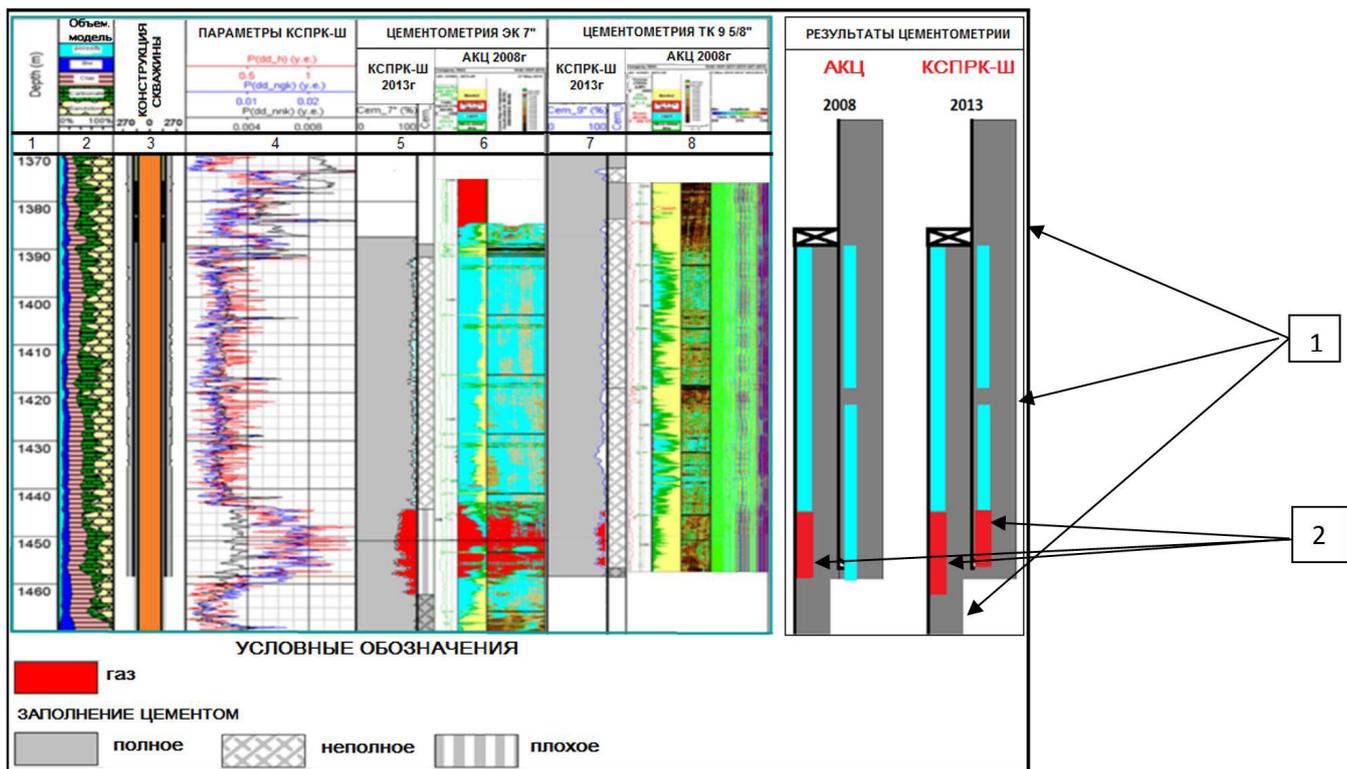
- Нет необходимости в остановке скважины
- Мониторинг состояния заколонного пространства осуществляется прибором 1.89" в скважине через НКТ
- Получение всего комплекса параметров за одну спуско-подъемную операцию
- Нет геологических ограничений
- Задача решается для двух внутренних обсадных колонн одновременно

### Ключевые возможности

- Диагностика состояния заколонного пространства осуществляется на основании радиального зондирования нейтронных и гамма-лучевых свойств прискважинной зоны и включает:
  - Определение степени заполнения цементом заколонного пространства
  - Выявление интервалов заколонных скоплений газа
- Получение дополнительной информации:
  - Построение объемной литологической модели с определением эффективной пористости, глинистости и т.д.
  - Определение водонасыщенной пористости
  - Определение характера насыщения коллекторов и коэффициентов газонасыщенности в 3-х радиальных зонах прискважинного пространства
  - Определение работающих, заблокированных газовых интервалов и интервалов обводнения
- Возможность комбинирования с МИД-С и многотрубным дефектоскопом

**Местонахождение:** Германия

**Тип скважины:** вертикальная ПХГ



1. Интервал с высокой степенью заполнения заколонного пространства цементным камнем.
2. Интервал скопления газа за колонной

Трек 1 – шкала глубин

Трек 2 - литологическая модель, рассчитанная по данным КСПРК-Ш на основе определяемых аналитических параметров и элементного состава

Трек 3 – конструкция скважины по данным Заказчика. Заполнение ствола скважины – газ

Трек 4- параметры дефицита плотности и водородосодержания по данным КСПРК-Ш. Соотношение параметров (Pdd<sub>h</sub>, Pdd<sub>nnk</sub>, Pdd<sub>ngk</sub>) указывает на наличие заколонных скоплений газа и зону расположения

Трек 5 - степень заполнения цементом пространства за эксплуатационной колонной (7") по данным КСПРК-Ш за 2013 г.

Трек 6 – результаты ультразвуковой цементометрии (качество цементирования эксплуатационной колонны 7") за 2008 г.

Трек 7 - степень заполнения цементом пространства за технической колонной (9 5/8") по данным КСПРК-Ш за 2013 г.

Трек 8 – результаты ультразвуковой цементометрии (качество цементирования технической колонны 9 5/8") за 2008 г.

Справа от планшета показаны общие результаты ультразвуковой цементометрии за 2008 г. и экспресс-оценки состояния заколонного пространства в 2013 г

# Тематическое исследование #5

Технология выявления каверн в работающих газовых коллекторах и оценка их линейных размеров

**Задача: выявить технологические каверны в работающих газовых коллекторах и оценить их линейные размеры**

Образование технологических каверн в работающих газовых коллекторах приводит к ускорению износа скважинного оборудования, обрушению коллектора и изменению его фильтрационно-емкостных свойств. Решение задачи необходимо осуществлять в режиме мониторинга без остановки скважины. Задача может быть решена аппаратурой КСПРК-Ш или ОТСК-ОСЗП.

Скважина заполнена газом, диаметр эксплуатационной колонны 168 мм. Интервал перфорации 741-745 м. Тип отложений – терригенный.

**Решение: Технология выявления техногенных каверн в работающих газовых коллекторах и оценка их линейных размеров аппаратурой КСПРК-Ш-48**

Технология базируется на изменении нейтронных и гамма-лучевых свойств коллектора в радиальном направлении от стенки скважины, выполняется адаптивным беспалочным способом. Основой технологии является наличие локальной инверсии показаний нейтронных методов в геометрии сферических слоев по ближней зоне относительно аналогичных показаний для более глубокой зоны.

Т.к. каверна формируется в прискважинной зоне пласта, ее влияние на показания нейтронных методов тем сильнее, чем меньше радиус нейтронных исследований, определяемый свойствами изучаемой среды, видом регистрируемого излучения и размером измеряющей (зондовой) установки.

Линейные размеры каверны представляют собой интервал каверны по стволу скважины и радиус, средний для 360° от стенки скважины.

Исследования выполняются в режиме мониторинга и перед КРС (капитальный ремонт скважины) для уточнения объема ремонта.

**Результат: Выявлена технологическая каверна в работающем газовом коллекторе и оценены ее линейные размеры**

В работающем коллекторе выявлена каверна в интервале 742,8–743,5 м с максимальным радиусом 17 см. Результаты определений подтверждаются данными ИННК, выявившими каверну в этом же интервале с несколько меньшим максимальным радиусом (14 см), что обусловлено погрешностью используемых ИННК палочных зависимостей.

## Ключевые преимущества

- Задача решается без вывода скважины из эксплуатации в режиме мониторинга технического состояния
- Позволяет оценить необходимость и объем выполнения капитального ремонта скважины
- Задача решается беспалочным способом на основе радиального зондирования многометодными измерениями

## Ключевые возможности

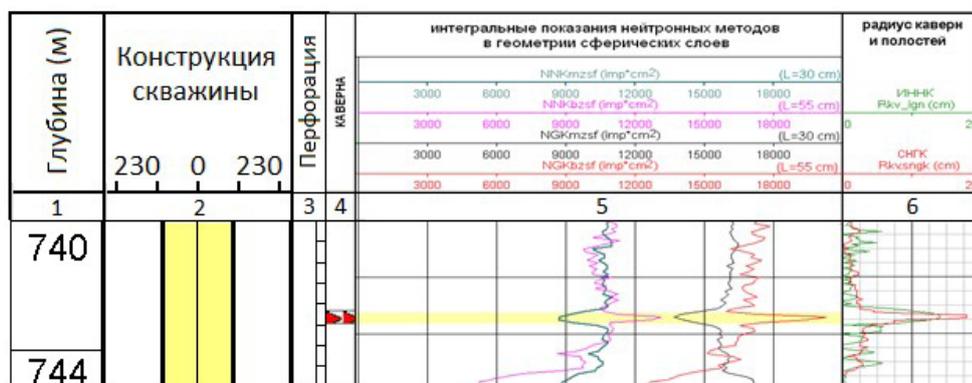
- Выявление каверн в прискважинной зоне газоотдающих коллекторов и оценка их линейных размеров за одну спуско-подъемную операцию
- Выявление каверн позволяет спрогнозировать:
  - обрушение коллектора;
  - нарушение ФЕС (фильтрационно-емкостные свойства) коллектора;
  - ускоренный износ скважинного оборудования.

## Ключевые особенности

- Задача решается в газовой скважине для газозаполненных каверн
- Достоверность выявления техногенных каверн, а также определения их линейных размеров тем выше, чем больше объем каверны и меньше влажность заполняющего ее газа

**Местонахождение:** Россия

**Тип скважины:** эксплуатационная



Трек 1 – шкала глубин.  
 Трек 2 – конструкция скважины. Заполнение ствола скважины – газ.  
 Трек 3 – интервал перфорации.  
 Трек 4 – интервал выявленной каверны.  
 Трек 5 – интегральные показания нейтронных методов 2ННК и 2НГК в геометрии сферических слоев.  
 Трек 6 – радиус каверны и полостей. Сравнение данных полученных методом СНГК с показаниями ИННК.

# Тематическое исследование #6

Технология выделения коллекторов и оценки текущего характера насыщения в обсаженных нефтегазодобывающих скважинах методами СНГК, ННК и SGK

## Задача: выделить коллектора и оценить характер насыщения в обсаженной нефтегазодобывающей скважине

Выделение интервалов коллекторов и оценку текущего характера насыщения в обсаженной нефтегазодобывающей скважине требуется выполнять в работающей скважине через НКТ в режиме мониторинга.

В зависимости от условий измерений используются скважинные приборы диаметра 90 мм КСПРК-Ш-90 и малого (48 и 50 мм) КСПРК-Ш-48, КСПРК-Ш-50-Т. Малогабаритные приборы позволяют выполнять измерения через НКТ в работающих скважинах.

Диаметр эксплуатационной колонны 168 мм, диаметр НКТ – 73 мм. Тип отложений – терригенный. Заполнение ствола скважины вода и газ.

## Решение: использование цифровой многозондовой аппаратуры спектрометрического нейтронного гамма-каротажа типа КСПРК-Ш-48

Технология включает 2 этапа: 1 – построение объемной литомодели с определением эффективной пористости для выделения коллекторов; 2 – оценка текущего характера насыщения с разделением пластового флюида на газ, газоконденсат, нефть и воду с различной степенью минерализации.

Построение объемной модели выполняется по результатам элементного анализа методами SGK и СНГК-Ш с учетом априорной геолого-технической и геофизической информации. Коллектора выделяются по граничным значениям эффективной пористости.

Оценка текущего характера насыщения коллекторов выполняется совместно с определением коэффициентов продуктивности (Кн и Кг) на основе радиального зондирования по методике определения и анализа дефицита плотности и водородосодержания – основного диагностического признака разделения газоносных, нефтеносных и водоносных коллекторов.

Радиальное зондирование позволяет определить характер насыщения коллекторов в нескольких зонах разной глубинности от стенки скважины. Это дает возможность уточнить характер насыщения, выявив не только попластовые, но и межпластовые и заколонные движения флюидов.

Технология реализуется беспалочным способом.

## Результат: выделены коллектора, определен текущий характер их насыщения и коэффициенты продуктивности (Кг и Кн) в трёх радиальных зонах

- построена объемная литологическая модель
- По коэффициенту пористости выделены интервалы коллекторов (2785,6–2787,0, 2888,0–2888,8, 2892,8–2893,6, 2897,8–2909,0 м)
- характер насыщения пластов БУ-10-0 определен как слабогазо-насыщенный (2785,6–2787,0 м) и газонефтеводяной для глинистых пластов (2888,0–2888,8 и 2892,8–2893,6 м)
- характер насыщения перфорированного пласта БУ-10-2 оценивается как нефть с водой, для интервала 2899,4–2901,6 м – с газовой составляющей в дальней зоне (за счет падения пластового давления), для интервалов 2903,2–2904,6 м и 2904,6–2908,6 м – вода с остаточной нефтью (увеличение газовой составляющей связано с падением пластового давления)
- определены отдельно текущие значения Кг и Кн по радиальным зонам

## Ключевые преимущества

- выделение коллекторов с учетом особенностей исследуемых отложений
- отсутствие ограничений определения характера насыщения коллекторов по литологическому составу и минерализации пластовых вод
- раздельное определение коэффициентов нефте- и газонасыщенности
- возможность осуществления радиального зондирования за счет многозондовых, многометодных измерений за одну спуско-подъемную операцию
- возможность реализации технологии не зависимо от типа скважин и их конструкции

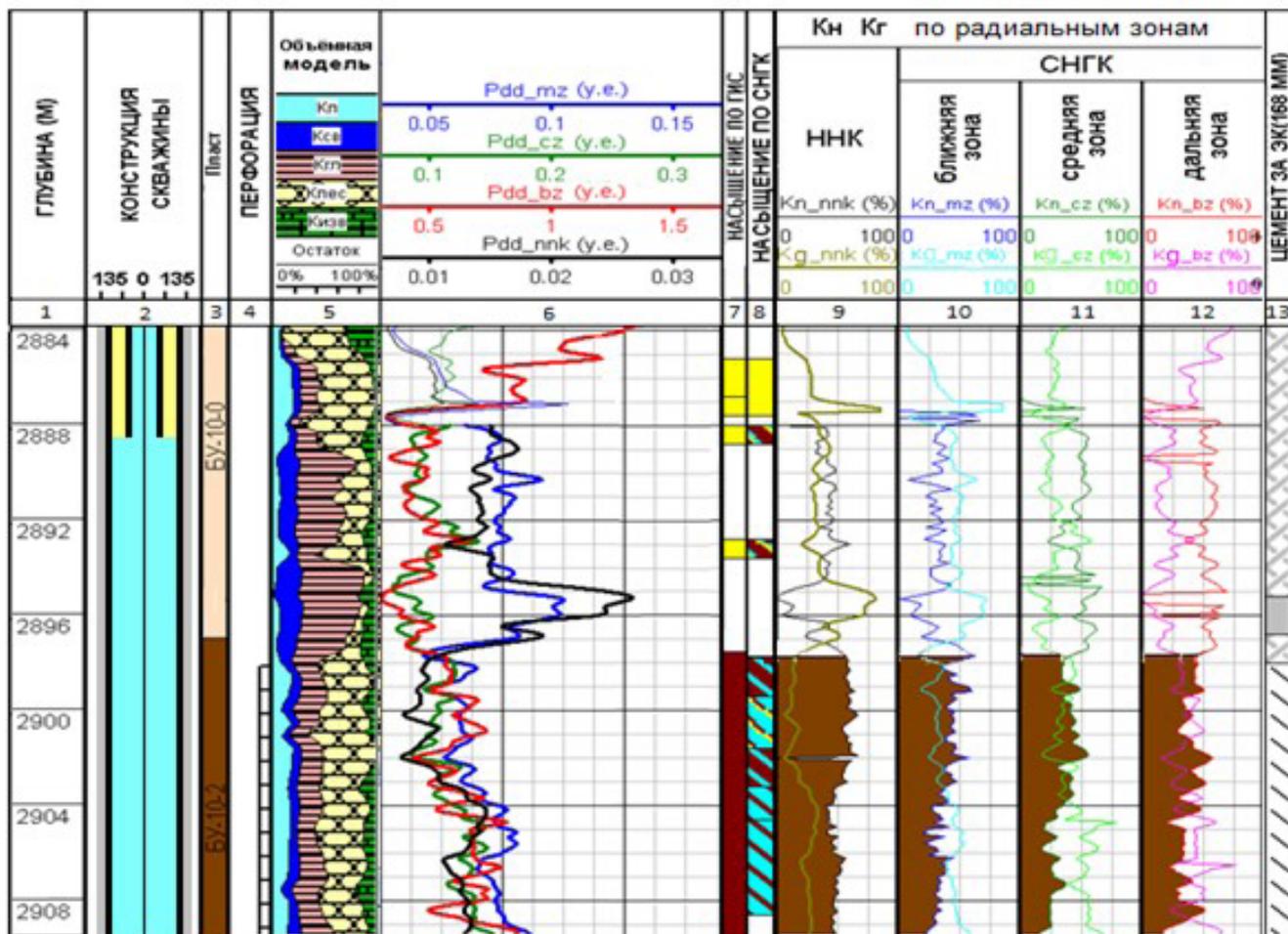
## Ключевые возможности

- построение объемной литологической модели по данным комплекса спектрометрических методов ( SGK, СНГК-Ш) и 2ННК
- выделение коллекторов по эффективной пористости
- определение характера насыщения коллекторов и коэффициентов продуктивности (Кг и Кн) в нескольких радиальных зонах от стенки скважины

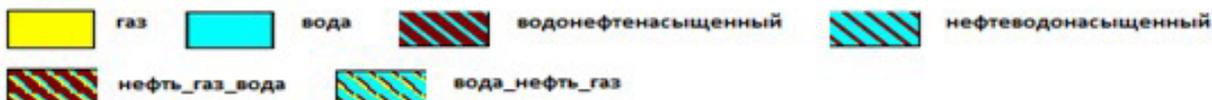
Местонахождение: Россия

Тип скважины: эксплуатационная





УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ



Степень заполнения цементом



Трек 1 – шкала глубин.

Трек 2 – конструкция скважины по данным Заказчика.

Трек 3 – пласт.

Трек 4 – интервал перфорации.

Трек 5 – литологическая модель, рассчитанная по данным КСПРК-Ш-48 на основе определяемых аналитических параметров и элементного состава.

Трек 6 – параметры дефицита плотности и водородосодержания (Pdd\_mz, Pdd\_cz, Pdd\_bz, Pdd\_nnk) по данным КСПРК-Ш-48.

Трек 7 – насыщение по ГИС бурения.

Трек 8 – выделены коллектора и характер их насыщения по СНГК (прибор КСПРК-Ш-48).

Трек 9 – коэффициенты нефте- и газонасыщенности (Кн и Кг) по ННК.

Трек 10, 11, 12 – коэффициенты нефте- и газонасыщенности (Кн и Кг) по СНГК для трёх радиальных зон.

Трек 13 – цемент за эксплуатационной колонной (168 мм) по данным КСПРК-Ш.

# Тематическое исследование #7

## Технология контроля изоляции водопритока в обсаженных газовых скважинах

### Задача: выполнить контроль изоляции водопритока в интервал перфорации газодобывающей скважины

Диаметр эксплуатационной колонны 168 мм, диаметр НКТ – 73 мм.

Для ликвидации заколонного перетока скважина была остановлена и заглушена, ниже основного интервала перфорации выполнена дополнительная перфорация колонны, через которую в заколонное пространство закачен цемент. В интервале 1420-1424 м осуществлялось плазменно-импульсное воздействие на заколонное пространство (трек 14 «воздействие» красная заливка).

### Решение: временные измерения аппаратурой КСПРК-Ш-48

Исследования выполняются аппаратурой КСПРК-Ш-48 в 2 этапа:

- 1) при постановке скважины на ремонт, в газовой среде через НКТ уточняется источник водопритока.
- 2) после цементирования эксплуатационной колонны и плазменно-импульсного воздействия (без НКТ) по степени заполнения цементом заколонного пространства контролируется качество изоляционных работ.

Технология реализуется беспалочным способом.

### Результат: выполнен контроль изоляции водопритока в интервал перфорации газодобывающей скважины

Этап 1 – уточнение источника водопритока:

- Построена объемная литологическая модель.
- Определены: текущее насыщение коллектора по радиальным зонам, положение ГВК, степень заполнения цементом заколонного пространства (нейтронная цементометрия).
- По полученным данным выявлено, что обводнение извлекаемого продукта связано с поступлением воды из нижней водоносной части объекта эксплуатации в интервал перфорации по заколонному пространству.

На что указывают:

- убывание Кг к нижней части интервала перфорации до ГВК по всем радиальным зонам (трек 5, 1432-1442 м по сравнению 1442-1457 м);

- снижение Кг в ближней зоне (Кг\_mz), увеличение в дальней зоне (Кг\_bz) (трек 5, синяя заливка по ближней зоне (вода) и желтая по дальней (газ) до ГВК, 1472 м).

Наличие заколонного перетока воды подтверждается результатами нейтронной цементометрии (КСПРК-Ш), выявившей неполное заполнение цементом заколонного пространства ниже интервала перфорации до уровня ГВК. Неполное заполнение цементом заколонного пространства выше интервала перфорации на обводнении объекта не сказывается, т.к. не является коллектором (литомодель, трек 4), но подтверждает наличие заколонного скопления газа.

Этап 2 – контроль качества изоляционных работ:

- По результатам повторной нейтронной цементометрии изоляция водопритока цементированием ЭК выполнена качественно. Сопоставление Кг до и после цементирования по радиальным зонам показывает интервалы наиболее успешно-го заполнения цементом (серая заливка между параметрами на треках 10-12).

- Подтверждено повышение качества цементирования в результате применения плазменно-импульсного воздействия (треки 15-16).  
Ключевые преимущества
- Отсутствие необходимости в остановке и глушении скважины при уточнении источника водопритока.
- Возможность осуществления радиального зондирования по нейтронным и гамма-лучевым параметрам за счет многозондовых, многометодных измерений за одну спускоподъемную операцию.
- Адаптивная технология, реализуемая не зависимо от типа скважин и их конструкции.
- Отсутствие геологических ограничений применения.

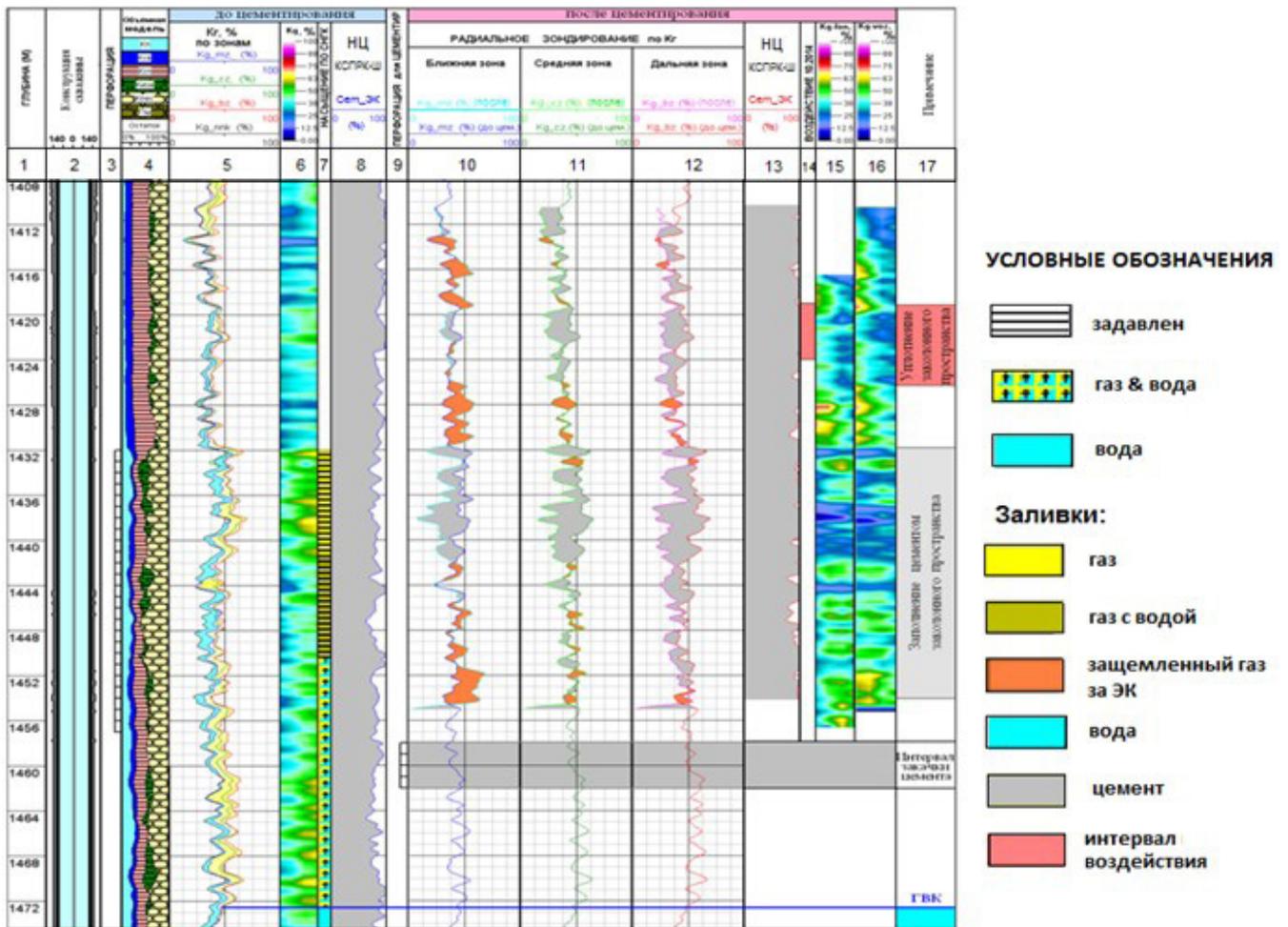
### Ключевые возможности

- построение объемной литологической модели по данным комплекса спектрометрических методов (СГК, СНГК-Ш) и 2ННК и выделение коллекторов с учетом особенностей исследуемых отложений.
- определение характера насыщения коллекторов и коэффициента газонасыщенности (Кг) в нескольких радиальных зонах от стенки скважины;
- уточнение источника обводнения коллектора на основе радиального зондирования по Кг;
- определение степени заполнения заколонного пространства экспресс-методом нейтронной цементометрии в т.ч. в газовой среде через НКТ;
- выявление зацементированных интервалов.

Технология применяется также для контроля гидроразрыва пласта.

Местонахождение: Россия

Тип скважины: эксплуатационная



Трек 1 – шкала глубин.

Трек 2 – конструкция скважины при КРС.

Трек 3 – интервал перфорации пласта.

Трек 4 – литологическая модель, рассчитанная по данным КСПРК-Ш-48 на основе определяемых аналитических параметров и элементного состава в газовой скважине до проведения КРС.

Трек 5 – радиальное зондирование прискважинной зоны по определяемым КСПРК-Ш коэффициентам текущей газонасыщенности ( $K_r$ ) в газовой скважине до проведения КРС.

Трек 6 – цветовая радиальная развертка трека 5.

Трек 7 – текущий характер насыщения коллектора до КРС.

Трек 8 – результаты нейтронной цементометрии в газовой скважине до проведения КРС.

Трек 9 – интервал дополнительной перфорации для цементирования заколонного пространства.

Трек 10, 11, 12 – сопоставление коэффициентов газонасыщенности для трёх радиальных зон до и после цементирования и плазменно-импульсного воздействия.

Трек 13 – результаты нейтронной цементометрии после проведения КРС.

Трек 14 – интервал плазменно-импульсного воздействия.

Трек 15, 16 – цветовые радиальные развертки  $K_r$  до плазменно-импульсного воздействия (15) и после плазменно-импульсного воздействия (16).

Трек 17 – примечания: интервал уплотненного цемента за ЭК (красный); интервал заполненного цементом заколонного пространства (серый); интервал закачки цемента; уровень ГВК.

# Тематическое исследование #8

Построение объемной модели горных пород и минералогической модели глин в скважинах со сложными геолого-техническими условиями

**Задача: построить объемную литологическую модель и минералогическую модель глин в скважине с открытым и обсаженным стволом в условиях терригенно-карбонатного разреза и эвапоритовой формации**

Результаты моделирования требуются для решения различных геолого-технических задач. Расчет объемных моделей необходимо выполнить, в том числе, для интервала обсаженной скважины с ограниченными априорными геолого-геофизическими данными (480–850 м).

Скважина разведочная, забой 1170 м. Обсадные колонны: направление (426 мм), кондуктор (324 мм), эксплуатационная колонна (178 мм). В интервале 951–1170 м – открытый ствол. Полный комплекс ГИС бурения включает ГК, НГК, электрокаротаж, АК, ГГК-П и квернотрию.

**Решение: применение цифровой многозондовой аппаратуры спектрометрического нейтронного гамма-каротажа типа КСПРК-Ш-90**

Аппаратура КСПРК-Ш-90 реализует методы ННК, СНГК, СГК и дает возможность получить необходимые данные об элементном составе, а также о нейтронных, гамма-лучевых свойствах исследуемых горных пород.

Информация об элементном составе горных пород по данным СГК (U, Th, K) и СНГК-Ш (H, Cl, B, Fe, Ca, Si и др. радиационно-активные элементы) позволяет рассчитать объемные модели горных пород независимо от типа исследуемого разреза и конструкции скважины. Достоверность расчета зависит от полноты априорной геолого-геофизической информации.

**Результат: построена объемная литологическая модель, и минералогическая модель глин**

Рассчитанный компонентный состав горных пород включает коэффициент эффективной пористости (Кп), долю связанной воды (Ксв), глинистость (гл), песчаность (пес) и полевошпатовую песчаность (Пш), а также содержание известняка (изв), доломита (дол), ангидрита (анг), гипса (гипс), опоки (опока), мела (мел), калийных (карнал., КСI-сильвин) и каменных (соль NaCl) солей.

Рассчитанный минералогический состав глин включает глауконитовую, каолиновую, хлоритовую, монтмориллонитовую и слюдистую составляющие. Модель глин построена в варианте общего содержания глинистых минералов и 100 %.

По объемным моделям:

- выявлены интервалы коллекторов и ФЕС;
- выявлены интервалы разбухающих глин;
- уточнена стратиграфия отложений;
- определены основные ритмы и типы осадконакопления;
- выявлены интервалы с повышенным содержанием органического вещества.

Модель использована при построении корреляционного разреза по скважинам месторождения.

## Ключевые преимущества

- универсальность построения объемных моделей для различных типов геологических разрезов и различных комплексов используемых данных
- построение объемных моделей возможно при ограниченном и даже отсутствующем комплексе ГИС бурения
- возможность решения задачи для многоколонной конструкции скважины
- отсутствие необходимости остановки углеводородной скважины

## Ключевые возможности

- Детальное литологическое расчленение исследуемого геологического разреза
- минералогическое расчленение глин
- построение корреляционных разрезов
- получение дополнительной информации на основе анализа рассчитанной объемной модели горных пород:
  - выделение коллекторов и оценка их ФЕС
  - выделение интервалов разбухающих глин
  - оценка герметичности глинистых покрышек коллекторов
  - оценка устойчивости ствола скважины
  - уточнение стратиграфии отложений,
  - определение основных ритмов и типов осадконакопления
  - выявление руд, газогидратов, органического вещества
  - определение объемной плотности и т.д.

**Местонахождение:** Россия

**Тип скважины:** разведочная



Научно-производственное предприятие, создающее специальные и уникальные методы и технологии для геофизических исследований нефтегазовых, рудных и угольных скважин

✉ info@vniigis.com  
✉ market@vniigis.com

☎ +7 (34767) 7-19-00  
☎ +7 (34767) 7-20-99

