

**Инновационные технологии геолого-
геофизического сопровождения освоения
месторождений УВС на базе мультиметодного
многозондового нейтронного каротажа (ММНК)**

Москва 2020



Содержание

Ведение. Актуальное состояние технологии ММНК

I. Аппаратурный комплекс

II. Методический комплекс

III. Примеры применения технологии ММНК в различных геолого-технических условиях при решении производственных задач на нефтегазоконденсатных месторождениях

IV. Примеры применения технологии ММНК при решении производственных задач по оценке технического состояния металлической и цементной крепи действующих скважин без вывода их из эксплуатации

V. Резюме

VI. Перспективы развития технологии

VII. География внедрения технологии ММНК

ООО «Инновационные нефтегазовые технологии»

ООО «Институт нефтегазовых технологий «ГеоСпектр»

Высокотехнологичные сервисные компании, относящиеся к субъектам малого бизнеса, выполняющие геофизические исследования скважин и оказывающие комплекс услуг в области обеспечения безопасного и эффективного функционирования российских и зарубежных объектов нефтегазового комплекса

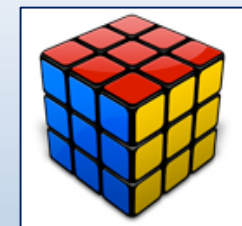
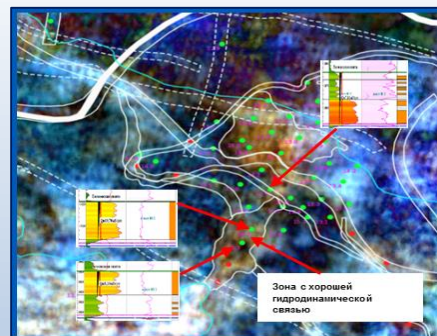
Консорциум для решения геолого-геофизических задач обладает:

- современными многопрофильными, в том числе не имеющими мировых аналогов, оборудованием, аппаратурой, спецтехникой, позволяющей выполнять геофизические, газо-гидродинамические и геохимические исследования скважин в различных геолого-технических условиях;
- разрешительной документацией и лицензиями, необходимыми для выполнения работ на опасных объектах нефтегазового комплекса;
- высокопрофессиональным кадровым составом с необходимыми компетенциями (более 100 человек), в том числе 15 кандидатов и докторов наук. Специальная теоретическая группа, объединяющая ведущих специалистов РФ в области методического обеспечения стационарного нейтронного каротажа.



Консорциум поддерживает 11 действующих патентов и является соавтором еще более 40 патентов РФ на изобретения и полезные модели

Крупные базовые месторождения 3-4 стадий разработки



Основные проблемы и задачи на зрелых месторождениях:

- Падение объема добычи и высокая обводнённости продукции при значительных остаточных извлекаемых запасах
- Стареющий фонд скважин, проблемы с механической целостностью и надежностью оборудования
- Необходимость поддержания проектных объемов добычи газа
- Обеспечение требуемого уровня надежности и безопасности эксплуатации промыслов
- Повышение эффективности функционирования основных фондов объектов добычи газа



Пути решений:

- **Комплексный анализ потенциала месторождения и остаточных запасов УВ;**
- **Актуализация планов по оптимизации разработки:**
 - Определение насыщения коллекторов в обсаженных нефтегазовых и газовых скважинах
 - Анализ геолого-геофизической/промысловой информации и рекомендации по дальнейшим мероприятиям и разработке месторождения
 - Экспертиза технического состояния скважин и промышленной безопасности объектов обустройства
 - Оценка стоимости и экономического эффекта от реализации мероприятий по оптимизации разработки и реинжинирингу



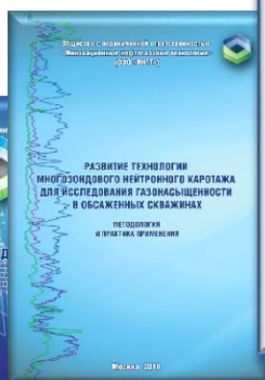
- Создана специализированная аппаратура, позволяющая проводить ГИС в газовых скважинах без вывода их из эксплуатации, в том числе через НКТ
- Разработано метрологическое обеспечение
- Разработаны авторские методики обработки и интерпретации данных ГИС
- Разработано специализированное ПО серии "ММНК "n-GeoGaz".

- Технология разработана в России, не имеет зарубежных аналогов
- Внедрена и опробована в различных геолого-технических условиях на объектах ПАО «Газпром»
- Рекомендована для оценки коллекторских свойства пласта и ресурсных показателей ГКЗ РФ

2020

2018

2016



- Новизна подходов, подтверждена, а основные технические решения защищены патентами на изобретения (21 патент)



- Определение ФЕС пластов, их насыщенности в обсаженных скважинах через несколько колонн без вывода из эксплуатации
- Диагностика состояния крепи скважин: цементного кольца, обсадных и лифтовых труб
- Экспертиза промышленной безопасности скважин



Мультиметодность технологии ММНК позволяет в полной мере использовать индивидуальные особенности методов и компенсировать их специфические ограничения, что позволяет практически в любых условиях не только изучать и определять фильтрационно-емкостные свойства пород, но и получать данные о техническом состоянии металлической и цементной крепи скважины.

Многозондовость технологии дает уникальную возможность **разноглубинного зондирования прискважинной зоны** для определения характера радиального распределения насыщенности УВ в призабойной зоне коллектора: возрастающий, постоянный или убывающий.

Малогабаритность скважинной аппаратуры. Обеспечивает возможность работы в скважинах без предварительной подготовки, вывода их из эксплуатации и извлечения НКТ. Обеспечивает возможность проведения ряда исследований проводимых только в работающих скважинах на различных режимах эксплуатации.

Сочетание вышеперечисленных свойств технологии ММНК позволяет в условиях многоколонных конструкций скважин получать полный спектр данных характеризующих их геолого-техническое состояние. При этом исключается потребность в глушении и специальной подготовки скважин, что определяет не только технические, но и экономические преимущества технологии ММНК.



Методический комплекс

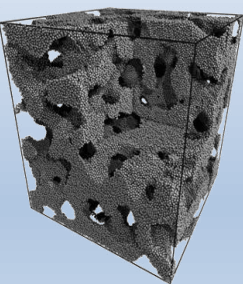
2016 - Разработаны, защищены на ЭТС ГКЗ и внедрены в производство «Методические рекомендации по применению комплекса многозондового нейтронного каротажа для оценки характера насыщения и коэффициента газонасыщенности коллекторов в обсаженных газовых скважинах»

2017- Разработан и интегрирован в технологию ММНК алгоритм определения литолого-петрофизических свойств пород на базе объемного моделирования разрезов скважин

2018 - Разработано и внедрено в производство программное обеспечение количественной оценки газонасыщенности коллекторов по данным ММНК методом кросс-плотов

2020 — Защита на ЭТС ГКЗ «Методических рекомендаций по применению технологии и методики мультиметодного многозондового нейтронного каротажа (**ММНК**) для определения газонасыщенности пластов-коллекторов обсаженных скважин нефтегазоконденсатных месторождений и подземных хранилищ газа.»

2018-2020 - ОПР по применению технологии ММНК при исследованиях ТриЗ и сложнопостроенных коллекторов



Аппаратурный комплекс

2017 - Разработана конструкторская документация и изготовлены опытные образцы новой скважинной аппаратуры стационарного многозондового нейтронного каротажа КРНЗ 48-3 и КРНЗ 48-6, реализующей весь спектр возможностей стационарного нейтронного каротажа (СНГК, НГК, ННКт, ННКнт)

2018 - Проведены модельные испытания аппаратуры КРНЗ 48-3 и КРНЗ 48-6 в условиях метрологических центров и контрольно-поверочных скважин. Запланированы ОПР в условиях эксплуатационных скважин Оренбургского НГКМ

2018-2020 - Создание нового класса нейтронной аппаратуры на базе нового генератора с постоянным выходом нейтронов



I. Аппаратурный комплекс



Применение технологии ММНК, включающей методы: СНГК; ННКт; ННКнт; СГК; МИД-С; Т; М позволяет единовременно (за одну спускоподъемную операцию) решать два комплекса задач (КЗ-1 и КЗ-2).

Третий комплекс задач (КЗ-3) решается на базе разновременных замеров.

1-ый комплекс задач (КЗ-1) включает:

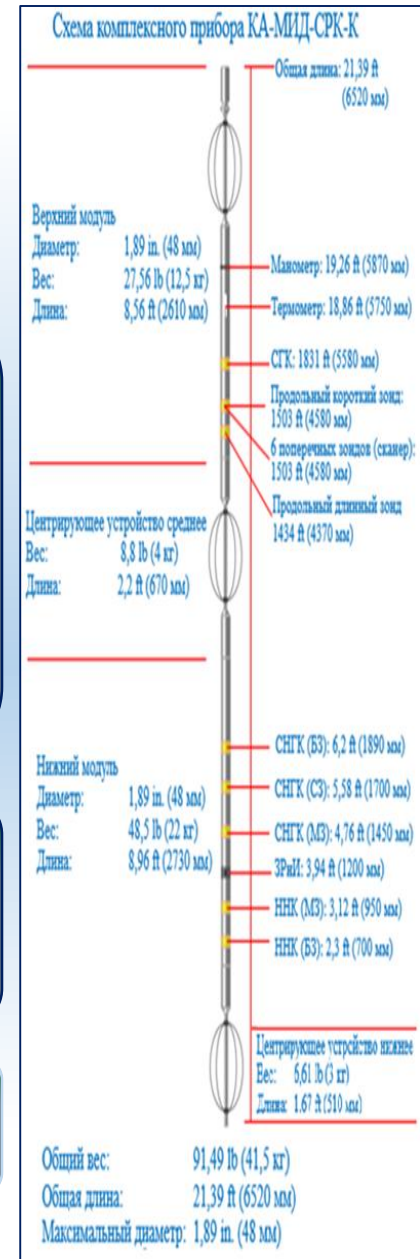
1. Определение текущей насыщенности коллекторов с вычислением $K_f(n)$, K_p ; $W_f(n)$; $N_{эф}$, ГВК (НВК, ГНК), линейных размеров переходных зон;
2. Уточнение литологии отложений, определение компонентного состава пород (K_p , $K_{св}$, $K_{гл}$, $K_{карб}$, $K_{песч}$);
3. Ранжирование пластов-коллекторов по качеству ФЕС: высокие, средние, низкие и пласты не коллекторы;
4. Локализация в продуктивной толще работающих, неработающих и слабодренлируемых интервалов;
5. Оценка распределения (изменения) насыщенности коллекторов по трем разноглубинным зонам по латерали: 10-15 см; 15-25 см; 25-40 см;
6. Определение термобарических условий

2-ой комплекс задач (КЗ-2) включает:

1. Оценка целостности металлической крепи и забойного оборудования скважины с вычислением толщин стенок НКТ и ЭК;
2. Оценка технического состояния цементной крепи скважины;
3. Определение источников межколонных, межпластовых перетоков и вторичных скоплений флюидов

3-ий комплекс задач (КЗ-3) включает:

1. КЗ-1+ранжирование интервалов продуктивной толщи по проницаемости на базе разновременных замеров (до и после обсадки и цементирования ствола скважины)

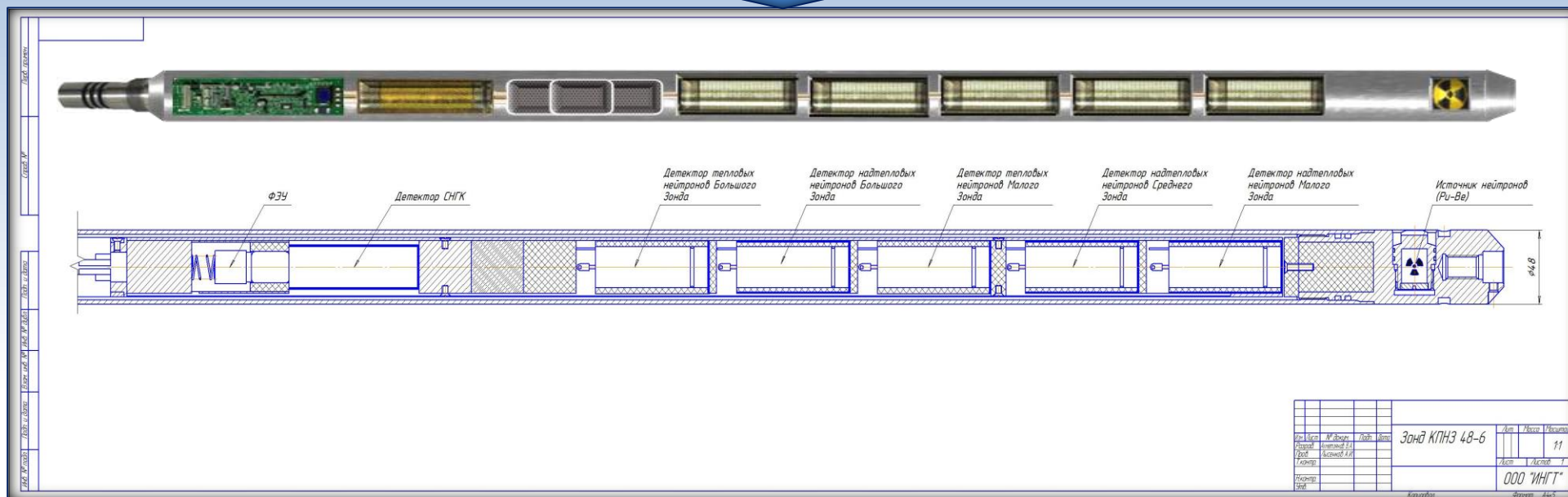


Опытный образец прибора

1. Модуль регистрирует все виды взаимодействия нейтронов с горными породами и насыщающими их флюидами, а именно:

- процесс рассеивания (ННКнт),
- процесс поглощения (ННКт),
- гамма излучения радиационного захвата тепловых нейтронов (ГИРЗ по СНГК), что значительно расширяет его аналитические возможности в решении геолого-промысловых задач и позволяет значительно снизить влияние трудно учитываемых факторов на определяемые значения нефтегазонасыщенности коллекторов.

2. Реализованные на базе КНПЗ методы позволили значительно расширить область применения ММНК за счет консолидации возможностей всех стационарных нейтронных методов





№	Наименование	Требования
1	Назначение	Скважинный прибор диаметром не более 48 мм предназначенный для исследования обсаженных нефтегазовых скважин, в т.ч. с НКТ. Исследование вертикальных и наклонно-направленных скважин при геофизических исследованиях на кабеле.
	Методы исследований	2ИННК _{нт} /2ИННК _{нт} , 2ИННК _т /2ИННК _т , ИНГКС/НГКС/НГК, СГК.
2	Определяемые физические параметры горных пород	- Макроскопическое сечение поглощения тепловых нейтронов; - Водородосодержание; - Содержание естественных радиоактивных элементов U, Th, K; - Содержание основных породообразующих элементов H, Na, Al, Si, S, Cl, K, Ca, Fe.

ИНГТ

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ИННОВАЦИОННЫЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ»
(ООО «ИНГТ»)

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор
С.А. Егурцов
« 04 » *сентября* 2018 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на разработку опытного образца комплексной аппаратуры
импульсно-стационарного нейтронного каротажа (КАИСНК)
для исследования обсаженных нефтегазовых скважин

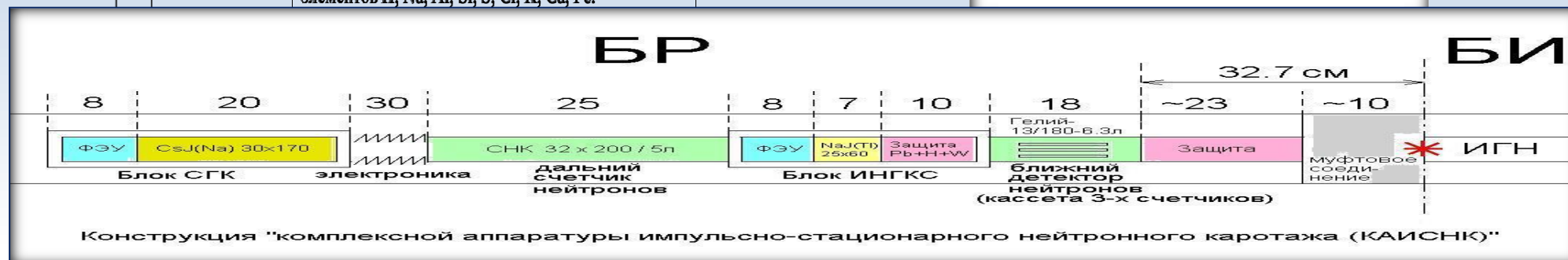
СОГЛАСОВАНО
Заместитель генерального
директора по производству
Ю.В. Иванов
« 14 » *сентября* 2018 г.

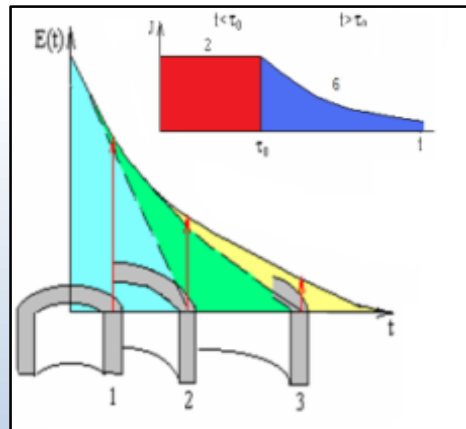
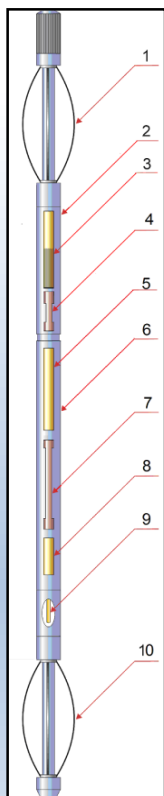
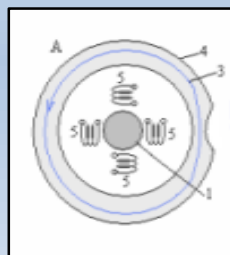
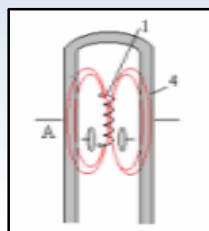
РАЗРАБОТАНО
Заместитель начальника Управления
комплексного исследования скважин
А.И. Токмаков
« 05 » *сентября* 2018 г.

Начальник отдела комплексной интерпретации
геофизических исследований скважин
А.Г. Новиков
« 05 » *сентября* 2018 г.

Заместитель главного геолога
А.И. Лысенок
« 05 » *сентября* 2018 г.

А.Л. Поляченко
« 05 » *сентября* 2018 г.




Сигналы переходных процессов

Измерительные катушки с разделением сигналов на четыре сектора трубы

Генераторная катушка

- 1 – центратор верхний
- 2 – охранный кожух
- 3 – зонд ГК
- 4 – электронный блок
- 5 – продольный зонд ZL
- 6 – охранный кожух
- 7 – электронный блок
- 8 – сканирующий зонд-датчик ZS;
- от 4 до 8 датчиков R
- 9 – датчик температуры
- 10 – нижний центратор

Метод МИД основан на исследовании пространственного распределения в колонне труб затухающих во времени вихревых токов, которые наводят электродвижущую силу (э.д.с.) в приемной катушке после выключения импульсов тока намагничивания в генераторной катушке

Сигналы зондов – это сигналы переходных процессов в виде экспоненциальных «спадов», каждый из которых представлен выборками от 16 до 64 измерений. Измерения производятся последовательно во времени с равномерным дискретным шагом. Каждая дискретная выборка сигнала называется «задержкой»

Дефектограмма Ближней зоны – ZL, задержка 1-10, показывает толщину и дефекты первой (внутренней) колонны.

Дефектограмма Средней зоны – ZL, задержка 10-25, содержит информацию о толщине первой колонны и ее муфтах, отмечает появление второй колонны.

Дефектограмма Дальней зоны – ZL, задержка 25-64, показывает конструкцию скважины.

Дефектограмма продольного зонда ZS, задержка 1-15, показывает толщину и дефекты первой колонны, используется при наличии НКТ.

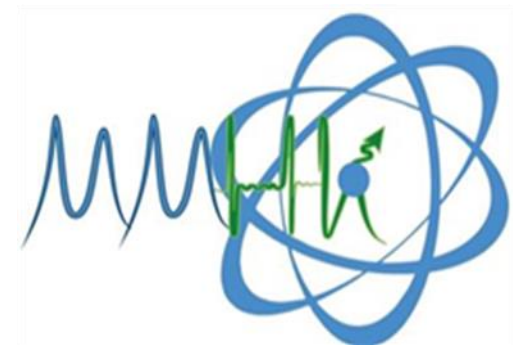
Дефектограммы средней зоны сканирующего зонда – R1...R8, задержка 6-10, показывает наличие сквозных нарушений колонны

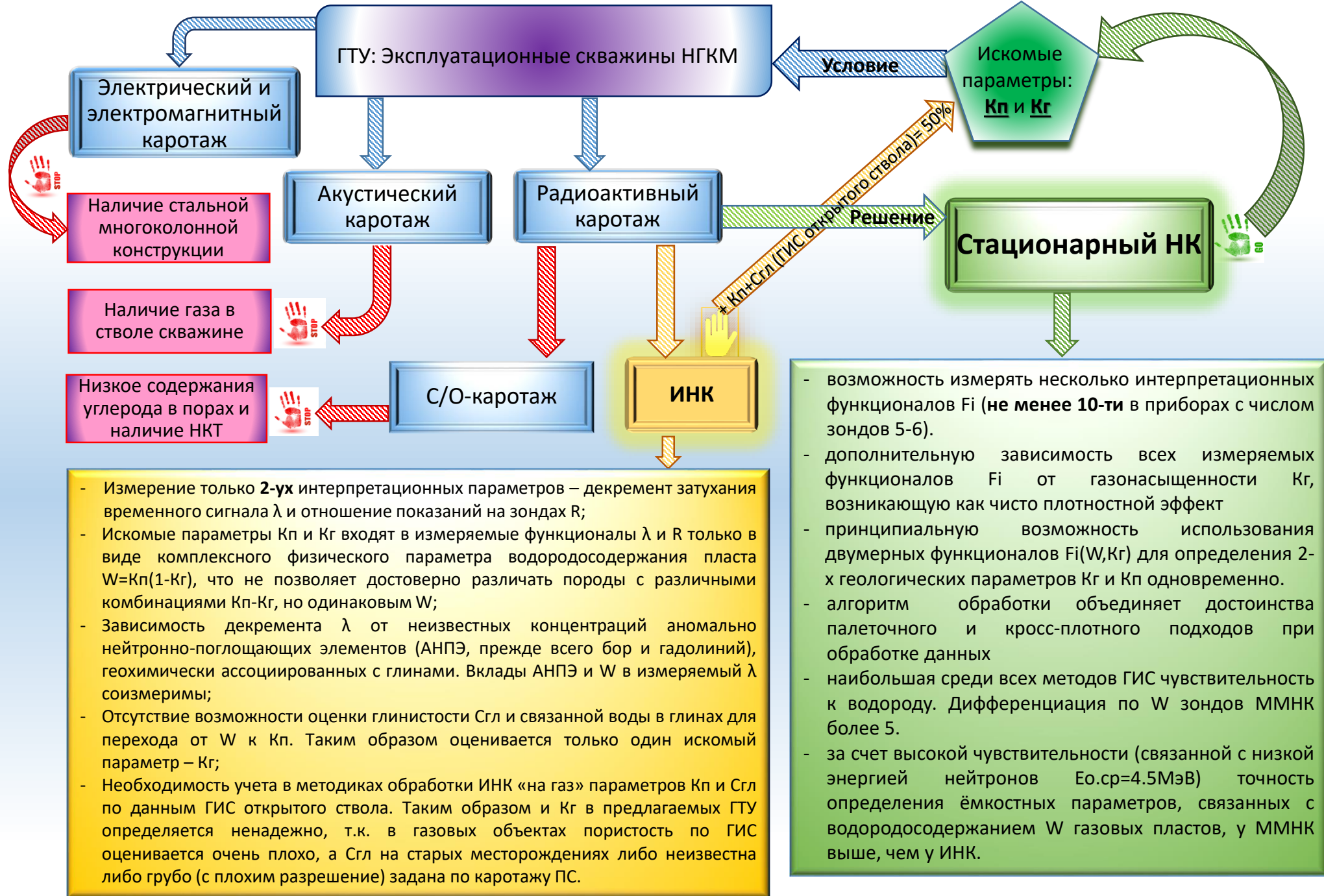
Особенность аппаратуры – возможность азимутального и радиального сканирования колонн, что существенно повышает разрешающую способность аппаратуры, существенно облегчает интерпретацию и повышает ее качество.

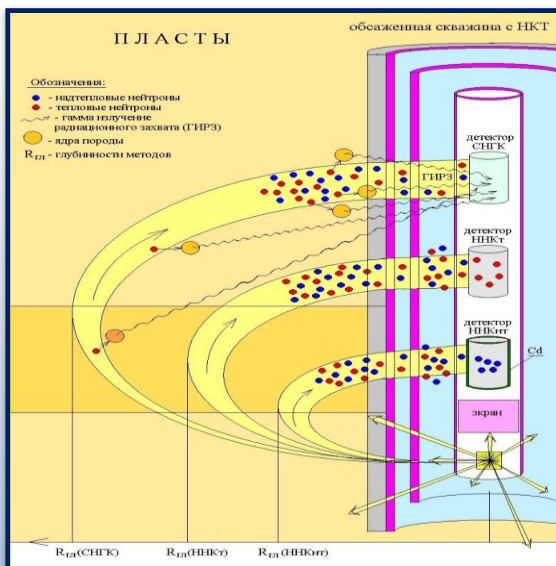
Азимутальное сканирование достигается расположением датчиков по периметру прибора.

Временное разделение сигналов позволяет осуществлять радиальное зондирование

II. Методический комплекс







Стационарный радионуклидный источник излучает постоянный, изотропный, полиэнергетический поток быстрых нейтронов с широким спектром энергий.

Испущенные нейтроны, благодаря своей электрической нейтральности и высокой начальной энергии, сравнительно легко проходят в пласт, преодолевая приборное и скважинное пространства, включающие 4 стальные преграды: капсулу источника, корпус прибора, НКТ, ЭК и цементный камень.

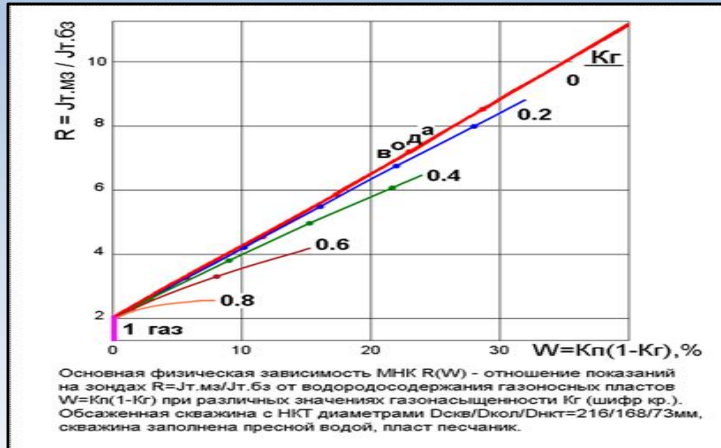
Прямое излучение источника вдоль прибора экранируется эффективным железоводородным замедлителем, который размещен между источником и ближним детектором.

Потоки, несущие информацию из пласта в скважину ко всем детекторам основным состоят из частиц 3-х видов: а) надтепловых нейтронов; б) тепловых нейтронов; в) гамма-квантов.

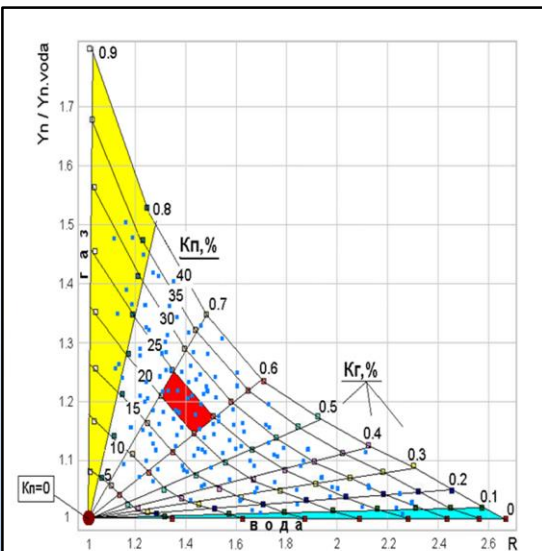
Каждый из этих типов частиц несет свою, специфическую геологическую информацию о пласте. Поэтому для достижения максимальной информативности в аппаратуре ММНК имеются детекторы, которые регистрируют все имеющиеся типы частиц.

Метод ННКнт: высокая чувствительность показаний метода нейтронного каротажа по надтепловым нейтронам позволяет определять суммарное водородосодержание пласта W с наибольшей точностью, а через него и другие емкостные параметры пластов.

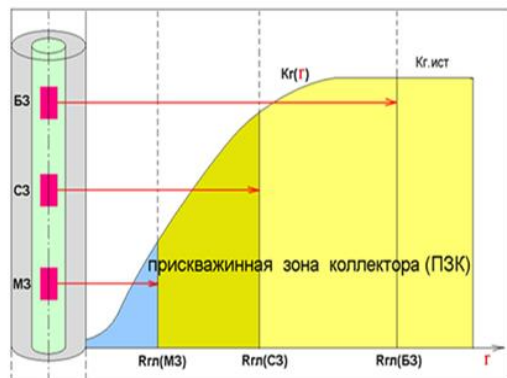
Метод ННКт:, позволяет (как и ННКнт) определять общее водородосодержание и ФЕС пластов. Однако на его точность большое влияние оказывает хлоросодержание, которое резко увеличивает поглощение нейтронов и искажает зависимость показаний метода от водородосодержания. Чувствительность метода к хлоросодержанию в некоторых случаях оборачивается преимуществом, т.к. дает возможность для полуколичественной оценки нефтенасыщенности при условии достаточного хлоросодержания пластовых вод.



Метод СНГК: позволяет идентифицировать сугубо индивидуальные характеристики и оценивать содержание ядер элементов породы, а именно: вероятность или сечение поглощения тепловых нейтронов и испускаемый при этом энергетический спектр гамма-излучения радиационного захвата. Эта физическая специфика спектрометрического нейтронного гамма-каротажа лежит в основе его геологической информативности, позволяя проводить приближенный элементный анализ состава пород и создавать или уточнять литологическую модель исследуемых пластов.



Решение обратной задачи интерпретации ММНК – определение коэффициентов газонасыщенности K_g и пористости K_p методом линеаризованных кросс-плотов. Оси кросс-плота: R – отношение показаний на зондах, Y_n – специальный функционал от показаний ММНК. Сетки – изолинии $K_g = \text{const}$ и $K_p = \text{const}$. Синие точки – данные измерений аппаратурой ММНК в интервале исследований скважины. Красная ячейка – пример определения $K_g = 0.65 \pm 0.05$ и $K_p = 22.5 \pm 2.5\%$.



Исследование аппаратурой ММНК прискважинной зоны коллектора (ПЗК) с переменной газонасыщенностью K_g в радиальном направлении r . Зависимость глубинности R_{rn} от длины зонда в многосекционных приборах ММНК позволяет:

- оценивать значения K_g в 3-х радиальных зонах ПЗК, соответствующих глубинам малого (МЗ), среднего (СЗ) и большого (БЗ) зондов СП;
- оценивать характер радиального распределения газонасыщенности в ПЗК;
- определять $K_{g.ист}$ неизменной (дальней) части пласта.

Схема решения этой сложной обратной задачи интерпретации ММНК на конечном этапе:

- На сформированном для нужных ГТУ сеточном кросс-плоте размещается массив точек из исследуемого интервала разреза с измеренными значениями координат (R, Y_n) по выбранным осям.
- Каждая точка этого массива, соответствующая известному кванту глубины, попадает в одну из ячеек кросс-плота, ограниченную изолиниями с известными значениями K_g и K_p , которые определяют сразу 2 искомым геологических параметра (K_g, K_p) текущей точки/кванта. После перебора всех измеренных точек кросс-плота программный комплекс «ММНК-Кнг» выводит 2 каротажные диаграммы K_g и K_p .

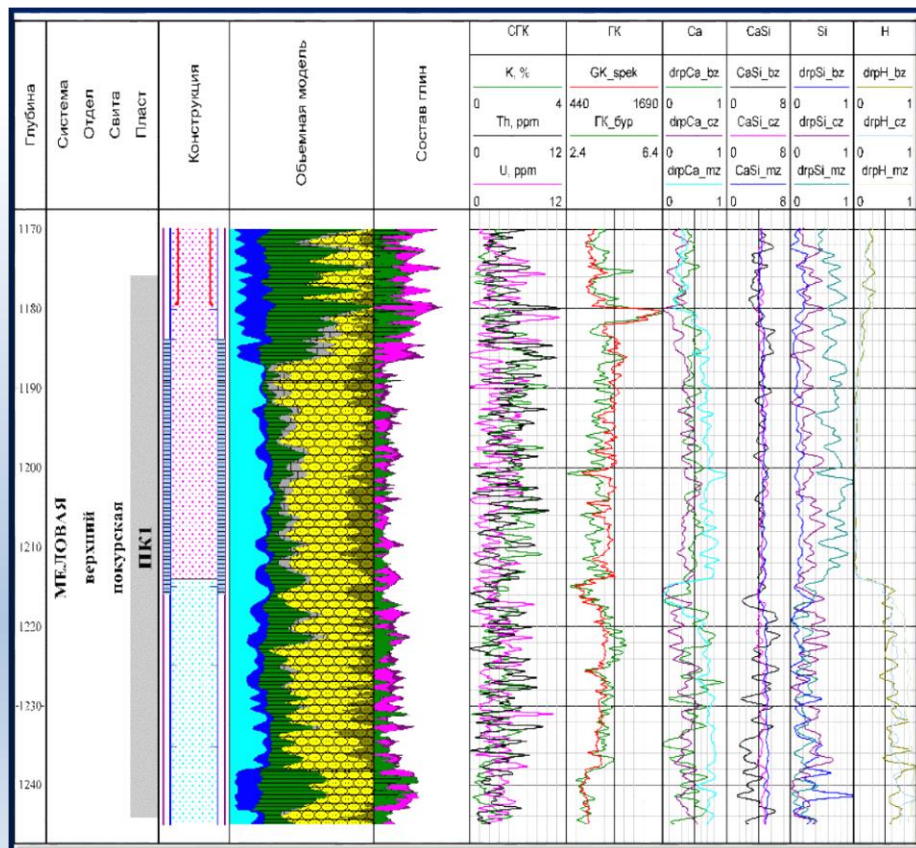
Использование в ММНК измеримого плотностного эффекта в виде независимого влияния K_g явилось физической предпосылкой для решения обратной задачи определения сразу обоих искомым геологических параметров – коэффициентов газонасыщенности K_g и пористости K_p . Через них вычисляются подсчетные параметры запасов:

- объемное водосодержание: $W = K_p(1 - K_g)$;
- объемное газосодержание: $W_g = K_p \cdot K_g$

Предварительно в рамках проведения комплекса аналитических работ по обработке результатов физического и математического моделирования:

- Разработан аппарат кросс-плотов, с интеграцией возможностей палеточного подхода.
- Подобраны и опробованы функционалы, кросс-плоты для различных типов ГТУ с помощью точного математического моделирования методом Монте-Карло.
- Отобраны функционалы от показаний зондов ММНК в качестве рабочих осей: ось абсцисс – отношение показаний на зондах R ; ось ординат – специальный функционал Y_n , который максимизирует площадь кросс-плота и обеспечивает единообразие его конфигураций, т.е. независимости их от переменных ГТУ.
- Повышена точность и однозначность интерпретации за счет:
 - а) усиления относительного влияния слабого плотностного эффекта,
 - б) максимизации площади кросс-плота,
 - в) линеаризации изолиний $K_r = \text{const}$, опорных линий водонасыщенных и газонасыщенных пластов.
- Сформированы сеточные/ячеечные структуры окончательных рабочих кросс-плотов из двух семейств изолиний по K_g и по K_p , зависящие от типа ГТУ, которые используются для решения текущих обратных задач интерпретации.
- Комплекс алгоритмов обработки реализован в виде ПО интерпретации ММНК.

Принципиальной отличительной особенностью технологии ММНК (в отличие от ИНК) является возможность зондирования прискважинной зоны коллекторов (ПЗК) на предмет исследования характера радиального распределения газонасыщенности K_g внутри ПЗК – растущий, постоянный или убывающий с последующим определением значения истинного газонасыщения $K_{g.ист}$ в дальней, неизменной части пласта.



Расчет литомодели осуществляется по элементному составу и физическим свойствам сред (СГК+СНГК+ГИС-бурение) по петрофизическим уравнениям с помощью специализированного ПО.

Для расчета компонентного состава пород и построения литомодели используются аналитические параметры:

- U, Th, K – концентрации урана, тория, калия;
- $drpH, drpSi, drpCa$ – двойные разностные параметры H, Si, Ca ;
- Fdd_NGK – функция дефицита водородосодержания и плотности;
- GK_spek – интеграл СГК

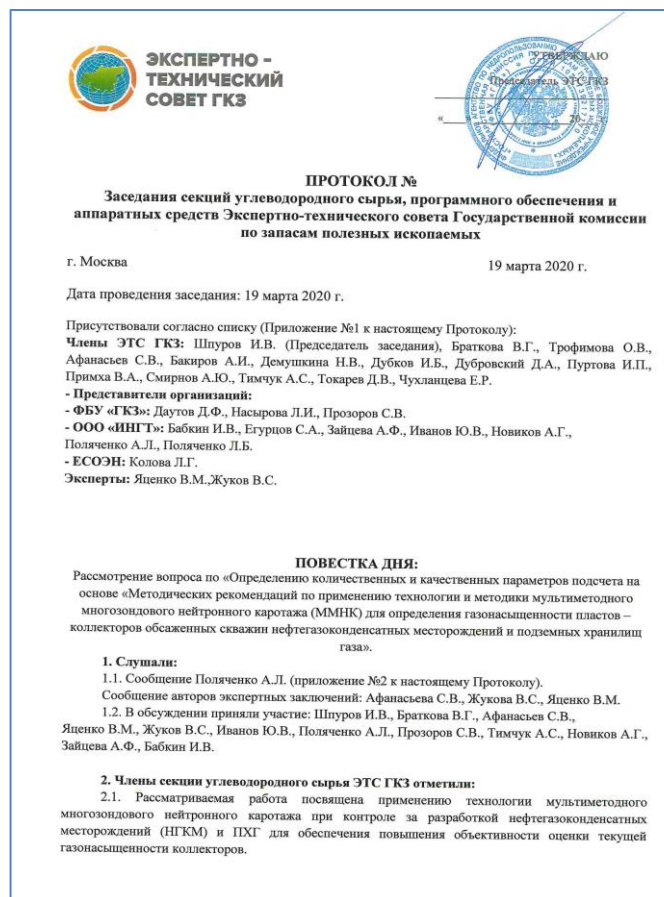
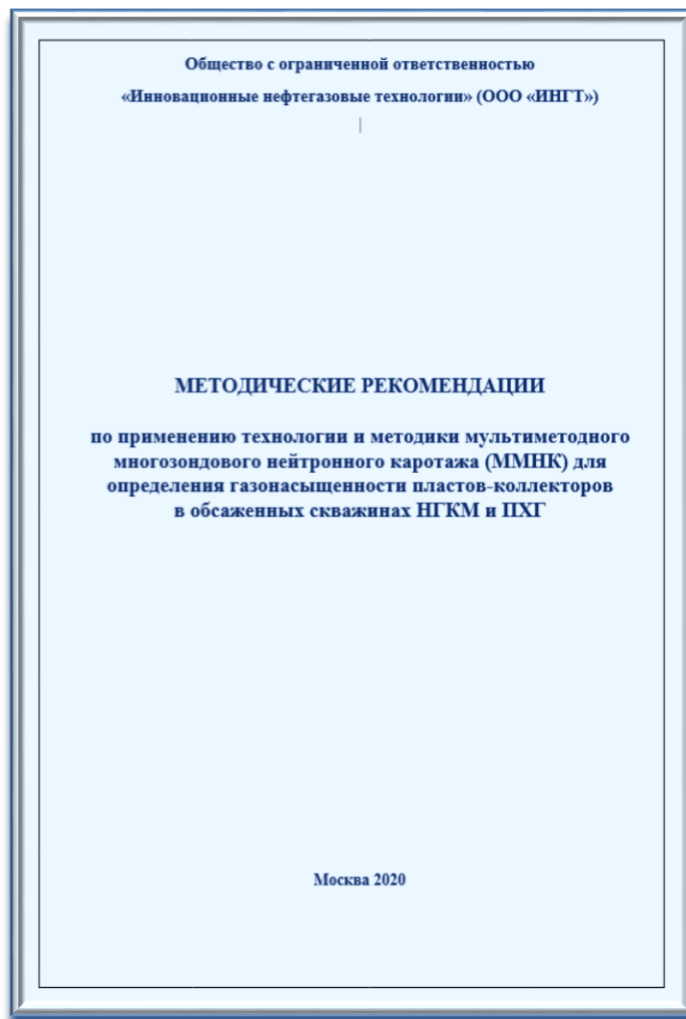
На модели отображаются непрерывные кривые объемных долей основных компонентов состава породы, т.е. коэффициенты пористости (K_p), связанной воды ($K_{св}$), глинистости ($K_{гл}$), карбонатности ($K_{карб}$), песчаности ($K_{песч}$), полевого шпата ($K_{пш}$), нормированные на 100 % и преобразованные в систему подинтервалов (литотипов), характеризующихся соответственными параметрами компонентного состава, а следовательно и емкостно-фильтрационными свойствами

Преимуществом литологического моделирования, основанного на элементном анализе исследуемых сред с учетом их физических свойств, является возможность решения поставленной задачи не только в условиях открытого и обсаженного стальной колонной ствола, а также в действующих скважинах, оборудованных НКТ

Пласты, м			Компонентный состав пород, %						Литология	ФЕС коллекторов
Кровля	Подосва	H	K _p	K _{св}	K _{гл}	K _{карб}	K _{песч}	K _{пш}		
970	973	3	32	3	7	2	41	15	песчаник	очень высокие
973	976	3	22	10	24	2	35	7	алевролит	средние
976	979	3	33	5	12	4	40	6	песчаник	очень высокие

Возможность выделения литотипа глинисто-алевритовых отложений позволяет выявить коллекторы не только с высокими и средними ФЕС, но и с низкими, часто ранее отнесенные к неколлекторам





➤ **Методика ММНК-Кг включен в реестр технологий, одобренных ЭТС ГКЗ**



реестр технологий, одобренных ЭТС ГКЗ.

и ЭТС ГКЗ (1 экз. на 7 л.).

3) Экспертные заключения

Ответственный секретарь Бюро ЭТС ГКЗ

Ученый секретарь ЭТС ГКЗ

В.Г. Браткова

О.В. Трофимова

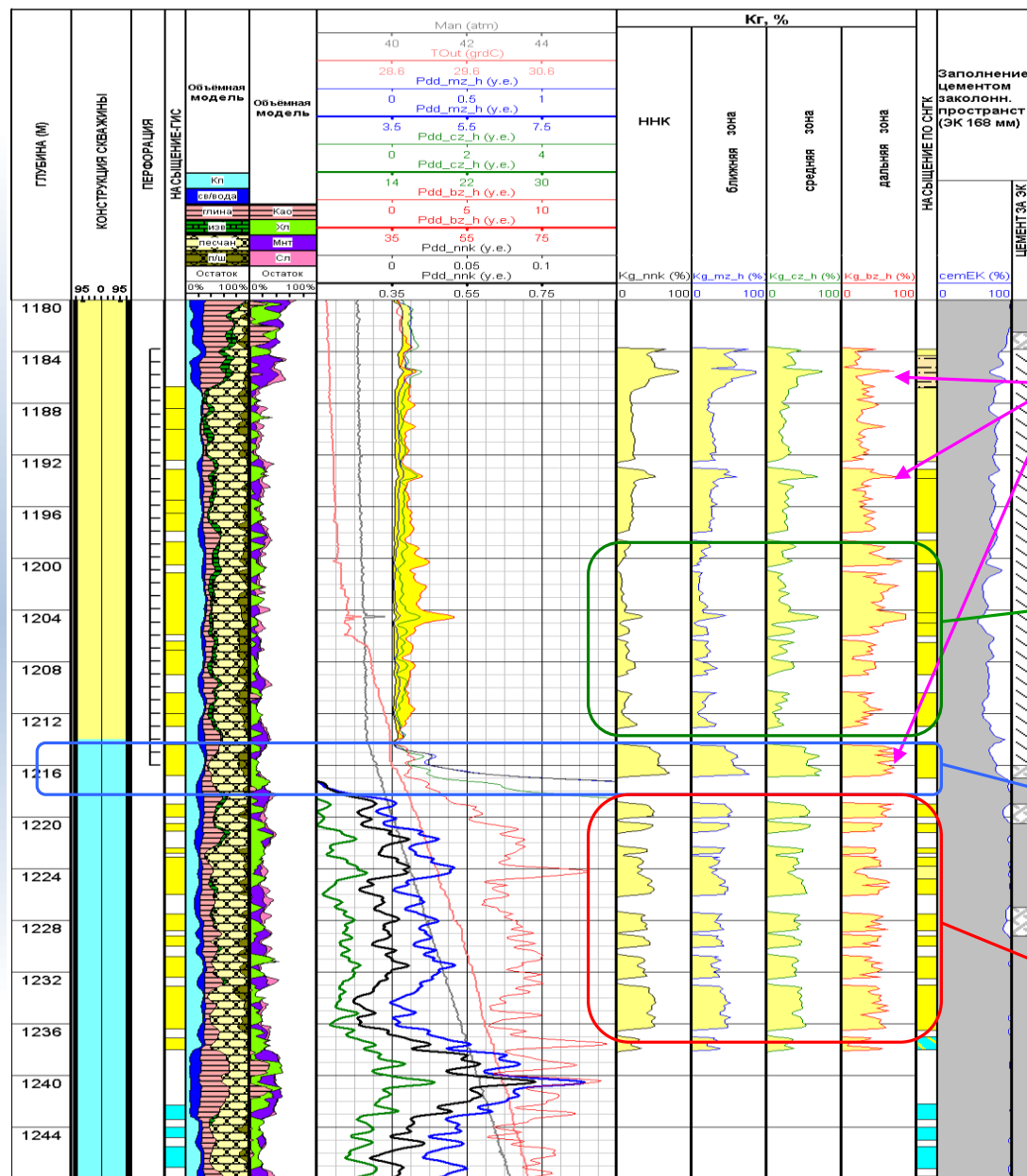


➤ **Документ рекомендован к применению в производственных и научных организациях**

III. Примеры применения технологии ММНК в различных геолого-технических условиях при решении производственных задач на нефтегазоконденсатных месторождениях

1-ый комплекс задач (КЗ-1) включает:

1. Определение текущей насыщенности коллекторов с вычислением $K_{г(н)}$, $K_{п}$; $W_{г(н)}$; $N_{эф}$, ГВК (НВК, ГНК), линейных размеров переходных зон;
2. Уточнение литологии отложений, определение компонентного состава пород ($K_{п}$, $K_{св}$, $K_{гл}$, $K_{карб}$, $K_{песч}$);
3. Выделение пластов-коллекторов с высокими, средними, низкими ФЕС и пласты-неколлекторы;
4. Локализация в продуктивной толще работающих, неработающих и слабодренируемых интервалов;
5. Оценка распределения (изменения) насыщенности коллекторов по трем разноглубинным зонам по латерали: 10-15 см; 15-25 см; 25-40 см;
6. Определение термобарических условий



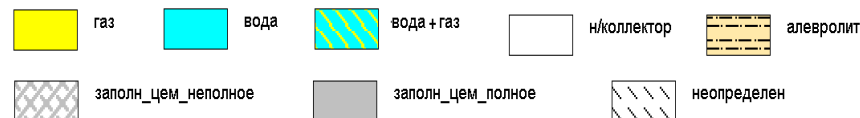
Исследования проведены в 6 дюймовой колонне через НКТ 3 дюйма.
Минерализация пластовых вод 12-13 г/л (12000-13000 ppm)

Работающие интервалы характеризуются повышенными значениями Кг во всех зонах (подтверждаются термометрией)

Снижение Кг по ближней зоне по сравнению с дальней свидетельствует о блокировании выхода газа за счет нерасформированной зоны проникновения

Газонасыщенный пласт, работает через воду, что приводит к повышению влажности газа

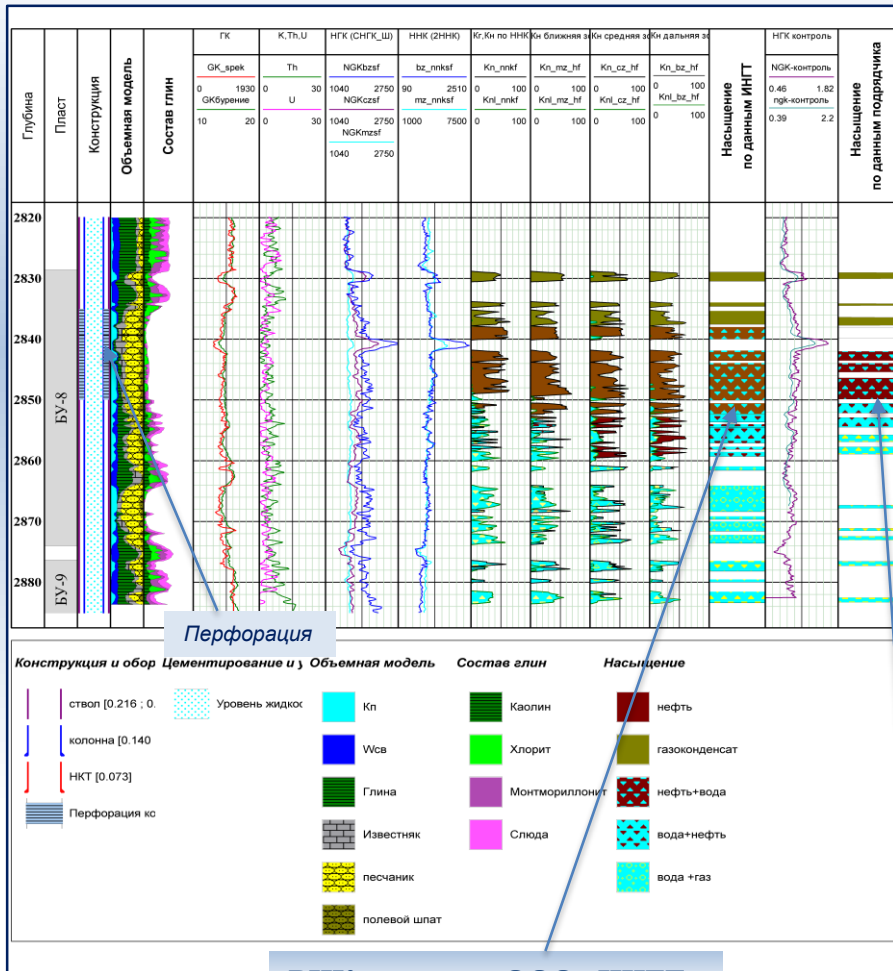
В неперфорированной части газонасыщенные интервалы выделяются примерно одинаковыми значениями Кг во всех зонах





Сопоставление данных ММНК ООО «ИНГТ» и стандартных методов ГИС при контроле независимого Подрядчика

Сводный планшет с результатами определения характера насыщения терригенных пластов-коллекторов в условиях низкой минерализации (БУ8; БУ9: 2830.4-2881.6 м)

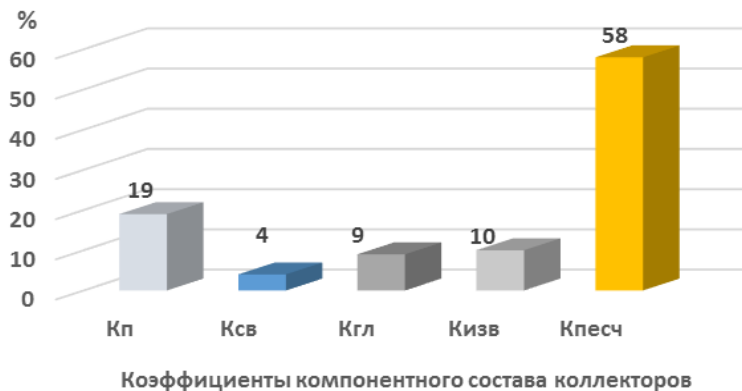
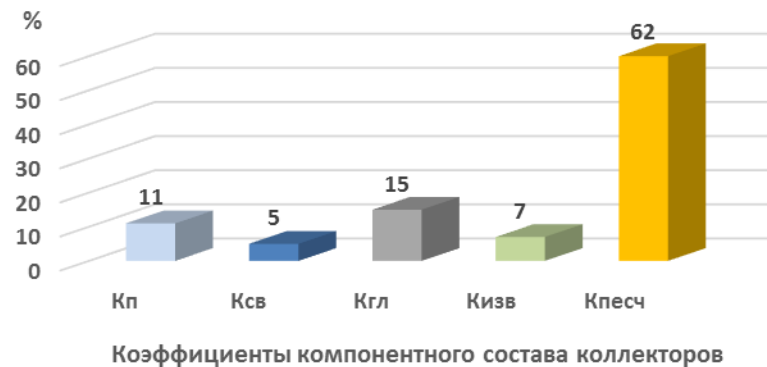
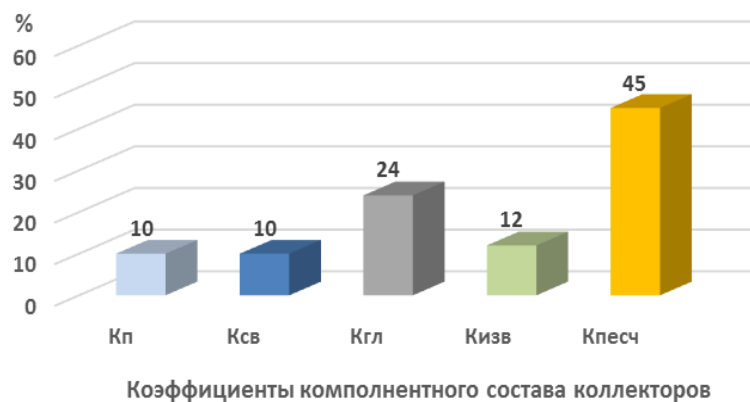
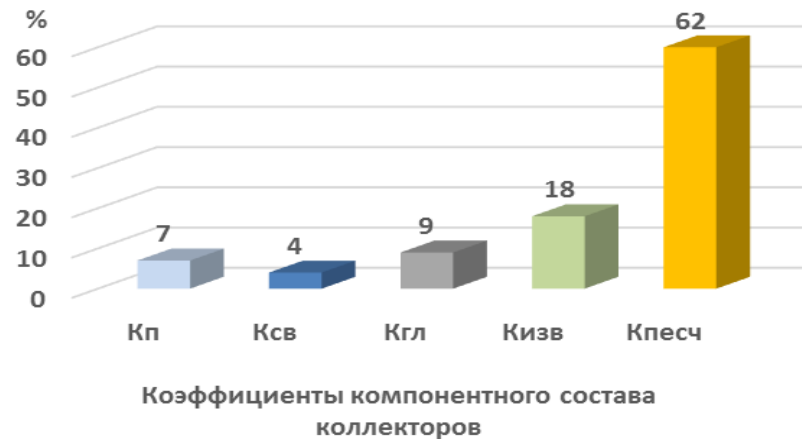


ВНК по замеру ООО «ИНГТ»

Попластовая характеристика литологического состава терригенных пород и качества коллекторов в интервале залегания продуктивных пластов БУ8; БУ9: 2830.4-2881.6 м

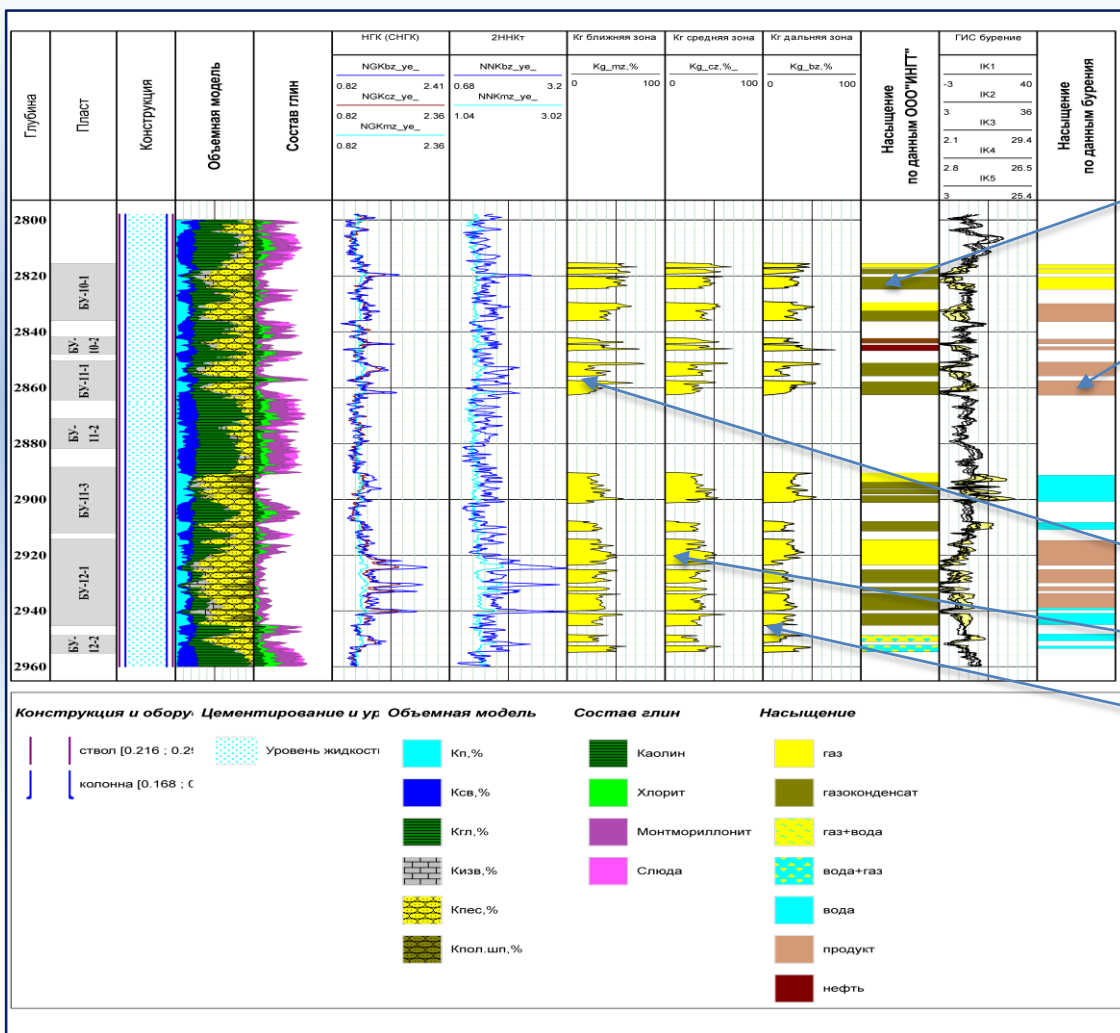
Пласты	Пласты, м			Компонентный состав пород, %						Литология	Качество коллекторов
	Кровля	Подошва	Н	Кп	Ксв	Кгл	Кизв	Кпесч	Кпш		
БУ8	2830.4	2835.5	5.1	3	21	53	12	9	2	аргиллит	неколлектор
	2835.5	2837.6	2.1	19	5	14	8	45	9	песчаник алевроитистый	средние
	2837.6	2838.0	0.5	9	2	7	18	52	12	песчаник известковистый	низкие
	2838.0	2840.0	2.0	20	2	4	10	51	13	песчаник	средние
	2840.0	2842.0	2.0	6	4	9	18	51	12	песчаник известковистый	неколлектор
	2842.0	2843.6	1.6	20	3	8	7	52	10	песчаник	средние
	2843.6	2844.0	0.5	9	5	11	17	49	9	песчаник известковистый	низкие
	2844.0	2850.0	5.9	18	4	10	11	48	9	песчаник	средние
	2850.0	2850.6	0.6	9	9	23	14	43	2	алевролит известковистый	низкие
	2850.6	2852.2	1.6	18	5	11	9	43	14	песчаник алевроитистый	средние
	2852.2	2852.9	0.7	6	15	37	14	28	0	алеврито-глин. изв. отл.	неколлектор
	2852.9	2854.5	1.5	10	9	22	13	42	4	алевролит известковистый	низкие
	2854.5	2855.2	0.7	7	14	34	13	25	7	алеврито-глин. изв. отл.	неколлектор
	2855.2	2855.7	0.5	14	8	20	10	42	6	песчано-алевритовые отл.	средние
	2855.7	2857.1	1.4	16	6	13	10	46	9	песчаник алевроитистый	средние
	2857.1	2857.7	0.6	8	11	26	11	37	7	алевролит	возможно низкие
	2857.7	2858.2	0.5	15	6	16	14	45	4	песчаник алевроитистый изв.	средние
	2858.2	2858.9	0.7	12	10	25	9	37	7	алевролит	низкие
	2858.9	2860.0	1.2	16	7	16	11	48	2	песчаник алевроитистый изв.	средние
	2860.0	2861.0	1.0	3	20	49	12	15	1	аргиллит	неколлектор
	2861.8	2864.3	2.5	0	22	55	20	0	3	аргиллит	неколлектор
	2864.3	2868.5	4.3	20	2	5	10	57	6	песчаник	средние
	2868.5	2869.2	0.7	11	7	16	5	52	9	песчаник алевроитистый	низкие
	2869.2	2869.7	0.5	20	2	4	8	62	4	песчаник	средние
	2869.7	2870.0	0.4	10	2	14	10	55	9	песчаник алевроитистый	низкие
	2870.0	2871.7	1.6	18	5	11	10	49	7	песчаник	средние
	2871.7	2872.2	0.5	6	15	38	11	21	9	алеврито-глинистые отл.	неколлектор
	2872.2	2873.7	1.5	18	6	11	10	48	7	песчаник	средние
БУ9	2873.7	2876.6	2.9	2	24	59	8	5	2	аргиллит	неколлектор
	2876.6	2878.2	0.7	13	9	23	13	38	4	алевролит известковистый	низкие
	2878.2	2881.6	1.6	1	23	55	19	0	2	аргиллит	неколлектор

ВНК по замеру независимого Подрядчика

Распределение компонентного состава
песчаников пласта БУ8 со средними ФЕСРаспределение компонентного состава
песчаников алевроитистых пласта БУ8
с низкими ФЕСРаспределение компонентного состава
алевролитов пласта БУ8 с низкими ФЕСРаспределение компонентного состава
песчаников известковистых пласта БУ8
с возможно низкими ФЕС

Сопоставление данных ММНК ООО «ИНГТ» по обсаженной скважине и стандартных методов ГИС-бурения независимого Подрядчика

Сводный планшет с результатами определения характера насыщения
терригенных коллекторов в условиях низкой минерализации (БУ10; БУ11; БУ12)



Текущий характер насыщения
коллекторов по данным ММНК

Характер насыщения коллекторов по
комплексу ГИС-бурения в открытом
стволе

Коэффициенты газонасыщенности:

- в ближней зоне

- в средней зоне

- в дальней зоне

Сопоставление данных по технологии ММНК с результатами исследований ГИС

Разведочная скважина месторождения в ЯНАО

Пласт	Пласты, м			Результаты по ММНК								Результаты предыдущих ГИС					
				Обсаженный ствол							Характер насыщения	Открытый ствол			Качество коллекторов	Характер насыщения	
				Компонентный состав пород, %					Литология	Качество коллекторов		КпАК, %	Кгл,%	Кпр, мД			
Кровля	Подошва	Н	Кп	Ксв	Кглин	Кизв	Кпесч										
БУ/10-1	2800.1	2816.2	16.1	6	20	50	4	20	аргиллит	неколлектор							
	2816.2	2817.1	0.9	16	11	27	4	42	алевролит	средние	газ	15.3	15.2	8.0	среднее	газ	
	2817.1	2817.6	0.5	9	16	44	0	31	аргиллит	неколлектор							
	2817.6	2819.5	1.9	17	5	14	10	54	песчаник алевр	средние	газоконденсат	16.6	17.1	23.7	среднее	газ	
	2819.5	2820.5	1.0	3	5	13	22	57	песчаник изв.уплот.	неколлектор							
	2820.5	2822.0	1.5	17	5	9	5	65	песчаник	средние	газоконденсат	14.8	13.8	16.4	среднее	газ	
	2822.0	2822.6	0.6	14	8	17	12	50	песчаник алеврит.изв.			15.5	11.2	18.7	среднее	газ	
	2822.6	2825.0	2.3	17	7	16	4	56	песчаник алевр			17.5	13.0	25.2	повышенное	газ	
	2825.0	2829.8	4.9	3	18	46	7	26	аргиллит	неколлектор							
	2829.8	2832.8	3.0	17	7	17	4	55	песчаник алевр.	средние	газ	18.1	14.7	36	повышенное	продукт	
	2832.8	2833.2	0.4	16	5	12	4	63	песчаник алевр.	средние	газоконденсат						
	2833.2	2836.1	2.9	16	5	13	7	60	песчаник алевр.			16.5	11.9	21	средние	продукт	
БУ/10-2	2836.1	2842.5	6.4	4	20	50	5	21	аргиллит	неколлектор							
	2842.5	2844.4	1.9	15	6	18	3	57	песчаник алевр.	средние	нефть	13.3	15.2	4.5	пониженное	продукт	
	2844.4	2845.0	0.6	11	9	22	12	46	алевролит изв.уплот	низкие ФЕС							
	2845.0	2846.4	1.4	14	9	23	6	49	песчаник алевр.	средние	нефть	12.4	15.4	3.5	пониженное	продукт	
	2846.4	2851.2	4.8	3	22	52	3	19	аргиллит	неколлектор							
БУ/11-1	2851.2	2852.7	1.5	12	10	24	8	46	алевролит	низкие	газоконденсат	14.2	14.5	11.7	среднее	продукт	
	2852.7	2854.7	2.0	10	5	13	11	61	песчаник алевр.изв.уплот.	низкие ФЕС							
	2854.7	2856.0	1.3	15	5	16	7	57	песчаник алевр.	средние	газоконденсат	13.2	14.0	8.8	пониженное	продукт	
	2856.0	2858.5	2.5	6	21	52	0	21	аргиллит	неколлектор							
	2858.5	2861.4	2.9	17	7	16	6	55	песчаник алевр.	средние	газоконденсат	14.6	13.2	9.2	среднее	продукт	

Сводный планшет с результатами определения характера насыщения ачимовских и баженовских коллекторов в условиях низкой минерализации

В связи с осложнением ствола скважины работы проводились через бурильный инструмент !

Данные газового каротажа

Ачимовская толща

По данным ММНК (ООО «ИНГТ») – коллекторы конденсатонасыщены

**По данным ГИС-бурения (независимый Подрядчик)
коллекторы конденсатонасыщены (в нижнем
интервале под вопросом)**

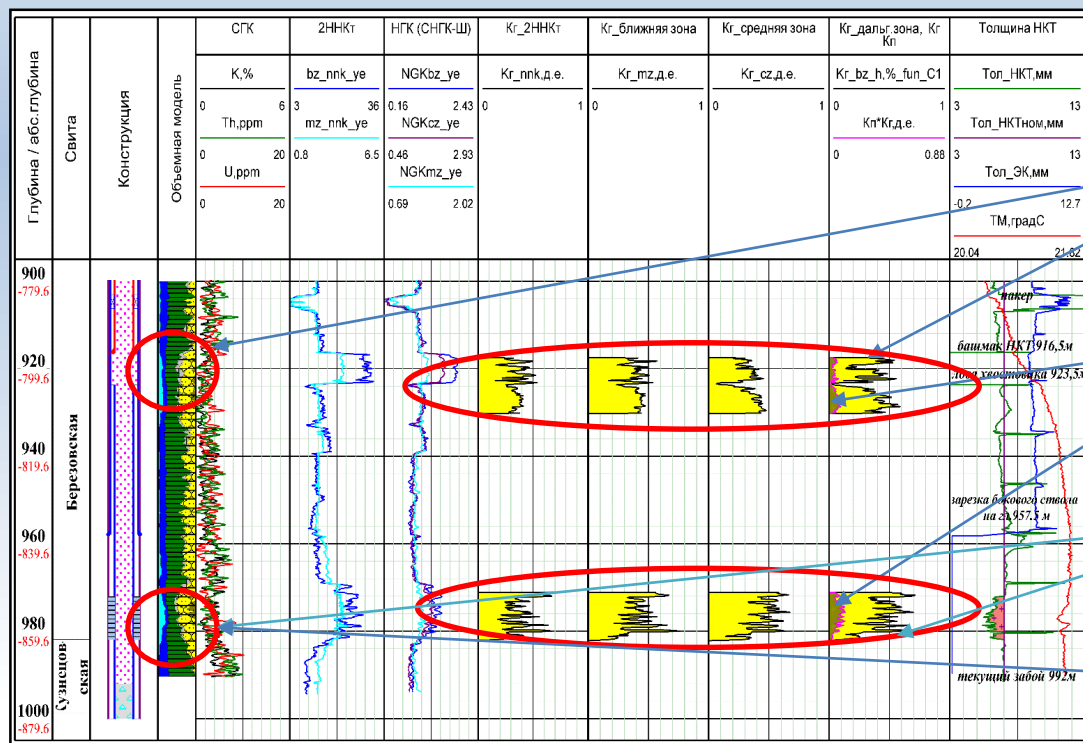
Баженовская свита

По данным ММНК (ООО ИНГТ») – коллекторы с УВ насыщением

**По данным ГИС-бурения (независимый Подрядчик)
- коллекторы с УВ насыщением**



Возраст	ПЛАСТЫ, м			КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ, %						ЛИТОТИПЫ	ФЕС
	Кровля	Подоща	Н	Кп	Ксв	Кгл	Ккар	Клес	Кпш		
K2ber	752.9	815.8	62.9	4	29	62	2	3	0	глина	неколлектор
	815.8	817.5	1.7	11	14	36	1	38	0	алевролит+глина	низкие
	817.5	820.5	3.0	16	11	25	6	42	0	алевролит	средние
	820.5	827.5	7.0	13	13	31	2	41	0	алевролит	низкие
	827.5	835.3	7.7	17	12	25	2	44	0	алевролит	средние
	835.3	856.9	21.6	8	16	38	2	36	0	глина+алевролит	низкие
	856.9	857.4	0.5	10	14	36	1	39	0	алевролит+глина	низкие
	857.4	898.0	40.6	6	17	44	1	32	0	глина+алевролит	неколлектор



Интервал залегания и газонасыщенность нижеберезовских опок (верхний объект)

Объемная газонасыщенность $W_g = K_g \cdot K_p$, характеризующая газонасыщенность с учетом ФЕС

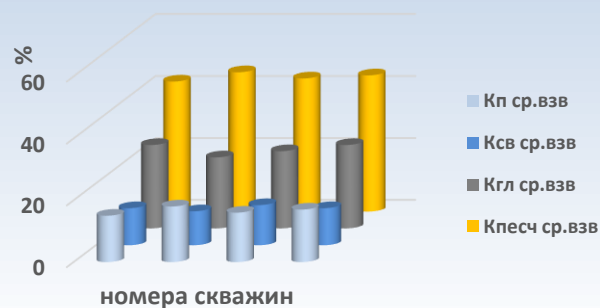
Интервал залегания и газонасыщенность нижеберезовских опок (нижний объект)

Из нижнего объекта получен приток сухого газа

Результаты оценки и прогноза нижнеберезовских опоковидных коллекторов по результатам ММНК в 4-х скважинах месторождения в ЯНАО

№ п/п	№№ скв-н	Интервалы пластов-коллекторов K2ber1	Средневзвешенные коэффициенты компонентного состава опоковидных коллекторов, %										Прогноз коллекторов % от толщины интервалов K2ber1		
			Коллекторы со средними ФЕС					Коллекторы с низкими ФЕС					Коллекторы	Коллекторы с возможно низкими ФЕС	Неколлекторы
			Кп	Ксв	Кгл	Кпесч	%	Кп	Ксв	Кгл	Кпесч	%			
Месторождение на территории Ямало-Ненецкого АО															
1	скв.	815.8-905.6	15	12	27	42	20	10	14	36	38	5	25	23	52
2	скв	845.1-944.0	18	11	23	45	17	11	17	35	37	19	36	9	55
3	скв	874.7-967.4	16	13	25	43	24	10	16	33	36	3	27	1	72
4	скв	877.1-972.5	17	12	27	44	18	11	14	32	40	9	27	25	48

Компонентный состав опок со средними ФЕС



Компонентный состав опоковидных глинисто-алевритовых отложений с низкими ФЕС



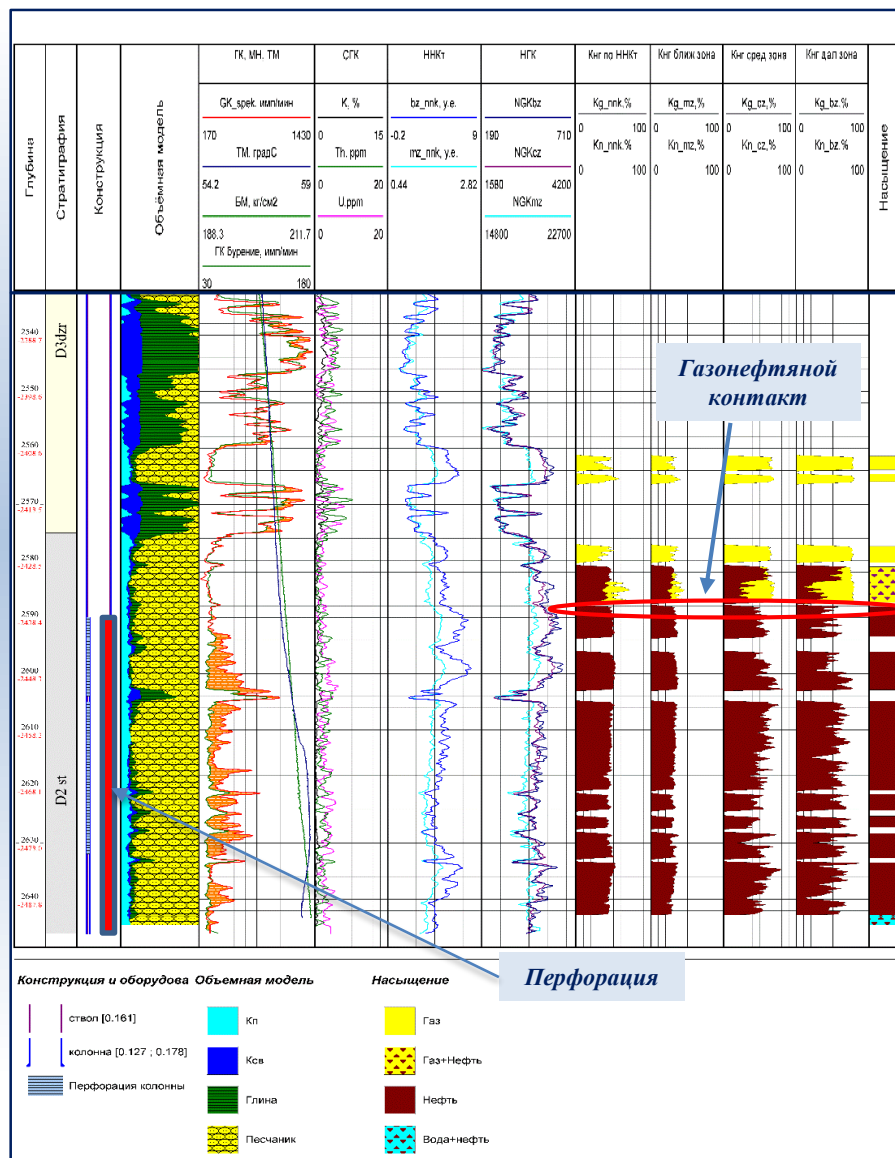
Объемное соотношение опоковидных коллекторов со средними и низкими ФЕС по скважинам №№ 1;2;3;4





Сводный планшет с результатами ММНК по выделению терригенных пластов-коллекторов и определению характера и степени их насыщения в условиях высокой минерализации

Характер насыщения коллекторов и коэффициенты Кнг



Интервалы пласта, м		Н, м	Кп, %	Кгл, %	Кнг_ННКТ, %	Кнг СНГК, %			Характер насыщения
Кровля	Подошва					Ближняя зона	Средняя зона	Дальняя зона	
Пласт D3dzr (2539,4-2575,2 м)									
2561,4	2563,9	2,5	12,0	6,0	45	30	65	80	газ
2564,7	2566,0	1,3	11,0	6,0	50	34	65	80	газ
Пласт D2st - 2575,2-2750,7 м									
2577,5	2580,3	2,8	11,0	4,7	45	30	65	75	газ
2581,0	2587,5	6,6	9,0	5,0	45-60	30-40	67	76	газ+нефть
2588,1	2593,4	5,3	10,0	5,0	50	35	50	50	нефть
2596,2	2602,9	6,7	11,0	4,7	50	35	60-65	55-70	нефть
2604,8	2620,7	15,9	12,0	4,8	45	35	50-60	60	нефть
2621,5	2624,2	2,7	12,0	5,0	45	30	50	60	нефть
2625,2	2627,3	2,1	11,0	5,0	40	30	40	60	нефть
2628,3	2632,8	4,5	10,0	4,0	45	32	50-60	60	нефть
2633,5	2642,8	9,3	11,0	5,0	45	30	50	60	нефть
2642,8	2644,8	2,0	11,0	5,0	-	-	-	-	вода+нефть

Коллекторы сложены песчаниками крепкосцементированными с низкими $K_p=8-11\%$ и высокими $K_{песч}$ (около 80 %). По описанию шлифов породы-коллекторы сложены мелкозернистыми кварцевыми песчаниками, сцементированными за счет взаимного растворения кварцевых зерен с образованием конформно-инкорпорационных структур

Коллекторы пласта D3dzr в интервале 2561,0-2566,0 м – газонасыщены

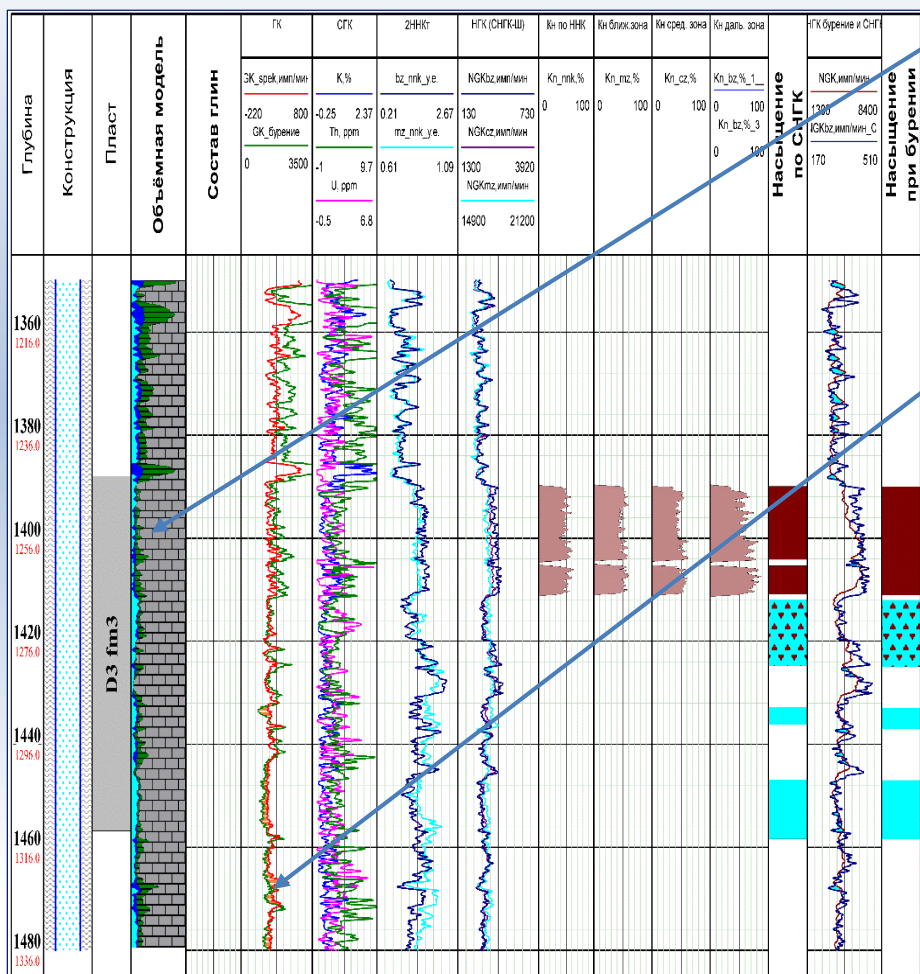
Коллекторы пласта D2st в интервалах:

- 2577,5 – 2580,3 м – газонасыщены
- 2581,0 – 2587,5 м – газонефтенасыщены
- 2588,1 - 2642,8 м – нефтенасыщенные
- 2642,8 - 2644,8 м – водонефтенасыщены



Сопоставление данных ММНК и ГИС-бурения независимого Подрядчика

Сводный планшет с результатами изучения нижнепермских карбонатных коллекторов в условиях высокой минерализации



Нефтенасыщенные коллекторы (D3fm3) представлены карбонатами с $K_p=8-9\%$; $K_{гл}=7-11\%$; $K_n=55-70\%$

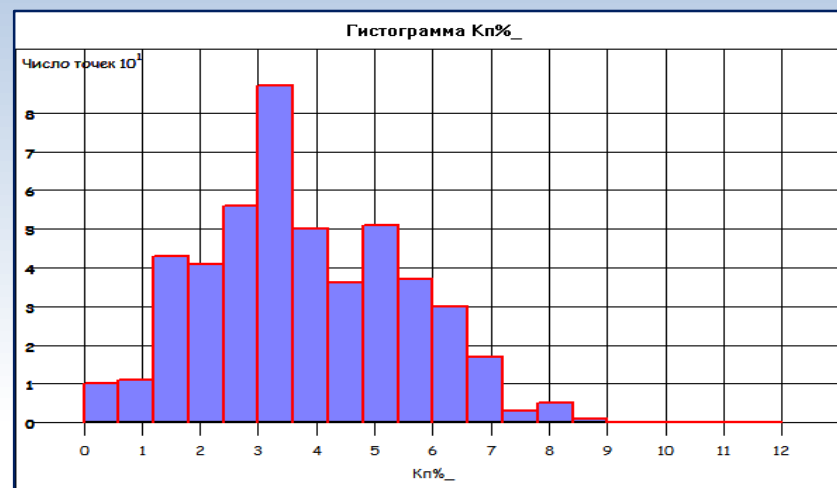
Пласт D3fm3 (1388,4-1456,4 м):

1388,4-1411,0 м – коллекторы нефтенасыщены

1412,0-1424,4 м – коллекторы водонефтенасыщены

1332,8-1456,4 м - коллекторы водонасыщены

Повышенные показания естественной радиоактивности (РГХЭ) в зоне перфорации связаны с движением жидкости в пласте в процессе эксплуатации



Сопоставление результатов полученных по технологии ММНК с результатами проведенных ГТМ на фонде скважин

Состояние скважины по фонду	Пласт	Интервалы перфорации	Результаты ГИС ООО "ИНГТ"					Вид ГТМ	Σ дней в работе после ГТМ	Режим работы до ГТМ			Режим работы после ГТМ			Дополнительная добыча т/сут
			Интервалы пластов-коллекторов							Нефть т/сут	Жидкость м3/сут	Обводненность %	Нефть т/сут	Жидкость м3/сут	Обводненность %	
			Пласты	Кровля	Подошва	Н, м	Характер насыщения									
4-ое месторождение																
Скважина добыв. в работе	D3jar D2dz	1903.0-1906.0 1906.0-1909.0 1909.0-1919.0 1922.0-1930.0 1945.0-1964.0 2003.0-2005.0 2008.0-2039.0 2046.0-2048.0 2054.0-2059.0	D3tm+sr	1738.6	1743.6	5.0	нефть	ГРП	117	6.8	11.4	40.1	19	37	48.7	4379.4
			D3dzr	1757.8	1774.3	16.5	нефть									
				1853.9	1871.7	17.8	нефть									
				D3jar	1888.0	1917.4	29.4									
			1919.9		1927.3	7.4	нефть+тех.вода									
			1946.9		1963.8	16.9	нефть+тех.вода									
			D2dz	1977.8	1980.2	2.4	нефть									
				2002.7	2010.0	7.3	нефть+ГФ									
				2013.8	2036.3	22.5	нефть+тех.вода									
				2046.1	2048.2	2.1	нефть									
Скважина добыв. в работе	D2dz	1886.0-1914.0 1916.0-1919.0 1930.0-1961.0 1966.0-1971.0 1974.0-1979.0 1992.0-1996.0	D3dzr	1719.6	1726.4	6.8	нефть	ГРП	86	14.6	22.8	35.8	64	80.9	20.9	2381.9
				1749.6	1752.7	3.1	нефть									
			D3jar	1784.0	1785.0	1.0	нефть									
				1802.0	1816.0	14.0	нефть									
			D2dz	1888.0	1918.8	30.8	нефть									
				1931.2	1936.6	5.4	нефть									
				1937.3	1958.0	20.7	нефть									
				1-ое месторождение												
Скважина добыв. в работе	D2st	2590.0-2604.0 2605.0-2632.0	D3tm	2452.0	2461.1	9.1	газ	Перфорация	68	2.8	34.2	91.7	7.9	75.6	89.6	109.4
			D3dzr	2518.8	2532.3	13.5	газ									
				2561.4	2566.0	4.6	газ									
			D2st	2577.5	2580.3	2.8	газ									
				2581.0	2587.5	6.5	газ+нефть									
				2588.1	2642.8	54.7	нефть									
				2642.8	2644.8	2.0	вода+нефть									
Скважина добыв. в работе	D2st	2608.0-2618.0 2620.0-2646.0	D3tm+sr	2440.8	2479.2	38.4	газ	Перфорация	0	2.2	33.6	93.5	2	34	94.1	0
			D3dzr	2500.4	2516.0	15.6	газ									
			D2st	2554.0	2566.0	12.0	газ									
				2571.0	2583.5	12.5	газ									
				2585.0	2605.0	20.0	газ									
				2606.2	2612.0	5.8	вода+нефть									
				2613.0	2655.0	42.0	вода									

Данные о режимах работы скважин до и после проведения ГТМ

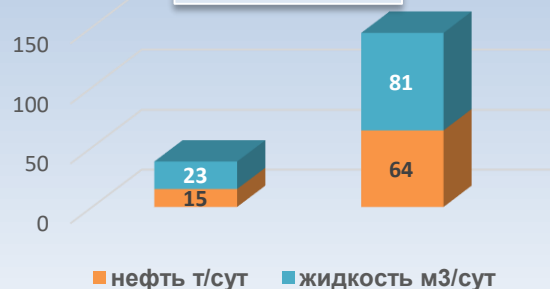
Режимы работы скважин
4-го месторождения
до ГРП и после ГРП



Режимы работы скважин
1-го месторождения
до перфорации и после



Скважина 2



Скважина 4



до ГРП

после ГРП

до
перфорации

после
перфорации

Количество отработанных дней
после ГТМ



Дополнительная добыча





Песчаник	Глина	Известняк
П-шпаты	связ. вода	пористость

Проницаемость

Слабо проницаемый	Проницаемый	Хорошо проницаемый
	Суперпроницаемый	Не проницаемый

Итог	По комплексу (ЗСНГК+2ННКт) выделены продуктивные коллектора, определено их насыщение и проведено ранжирование по проницаемости
------	--

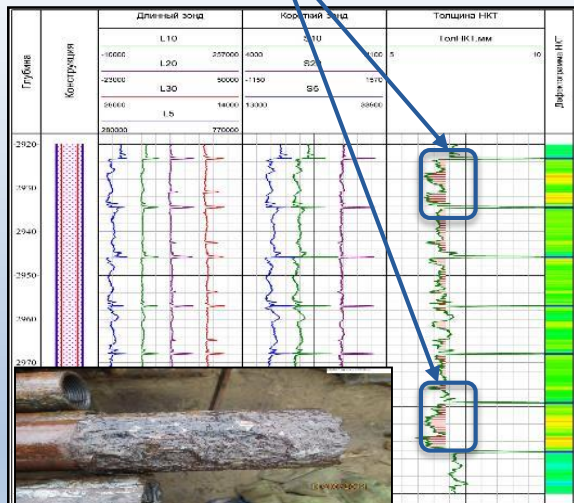
IV. Примеры применения технологии ММНК при решении производственных задач по оценке технического состояния металлической и цементной крепи действующих скважин без вывода их из эксплуатации

2-ой комплекс задач (КЗ-2) включает:

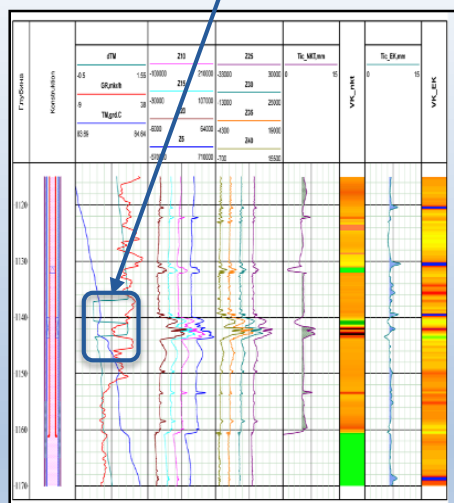
1. Оценка целостности металлической крепи и забойного оборудования скважины с вычислением толщин стенок НКТ и ЭК;
2. Оценка технического состояния цементной крепи скважины;
3. Определение источников межколонных, межпластовых перетоков и вторичных скоплений флюидов



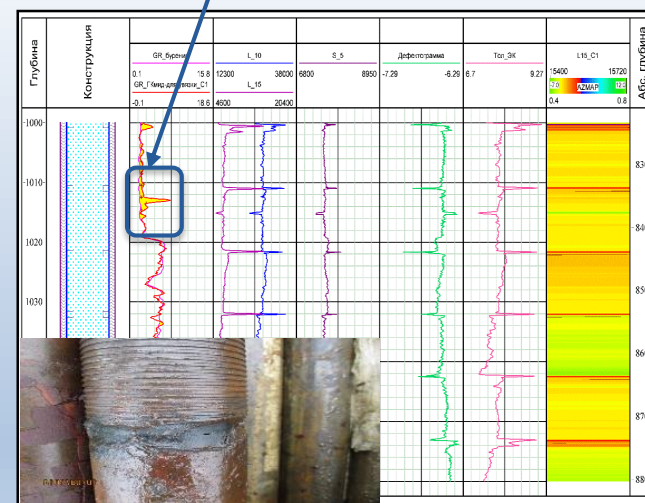
Участки коррозии



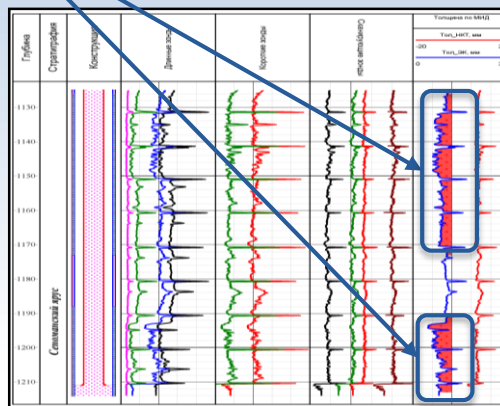
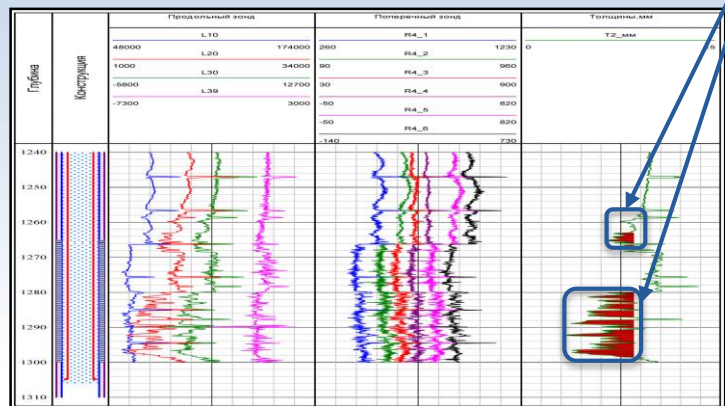
Негерметичность пакера



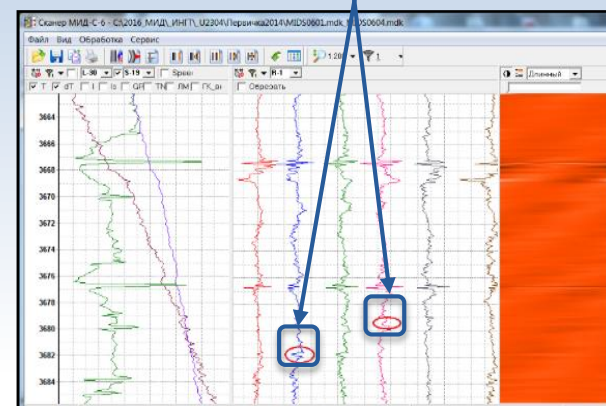
Дефект эксплуатационной колонны (сквозное отверстие на глубине 1015,1 м)

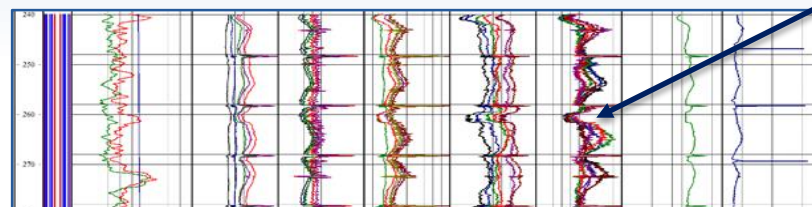
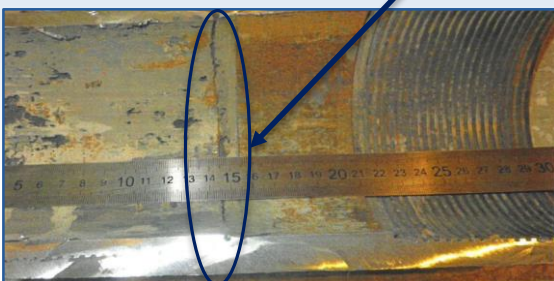
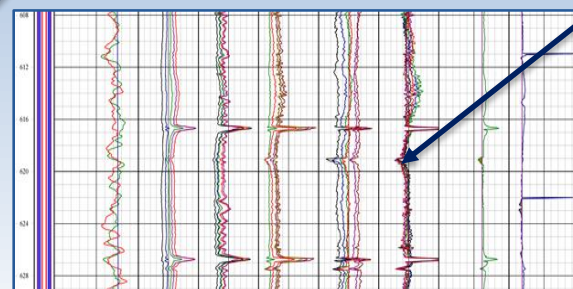
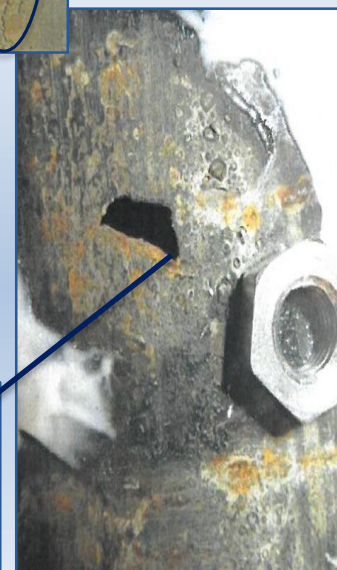
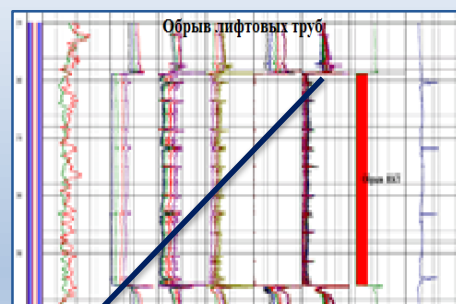
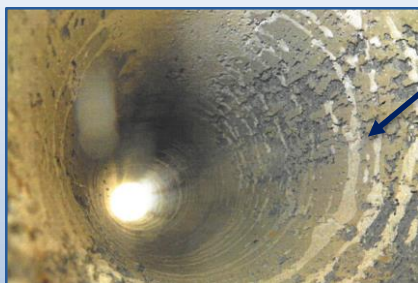
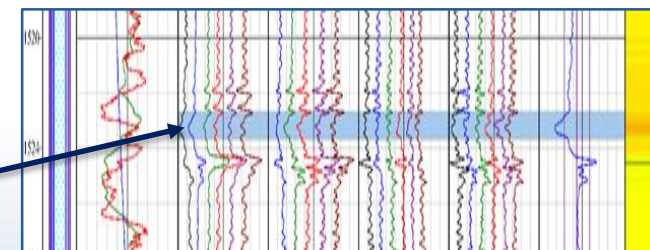
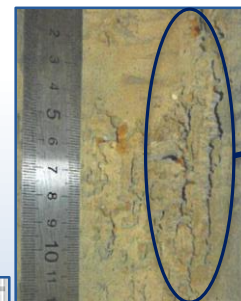
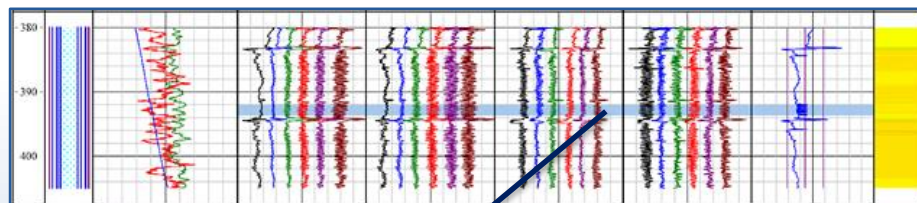


Перфорация



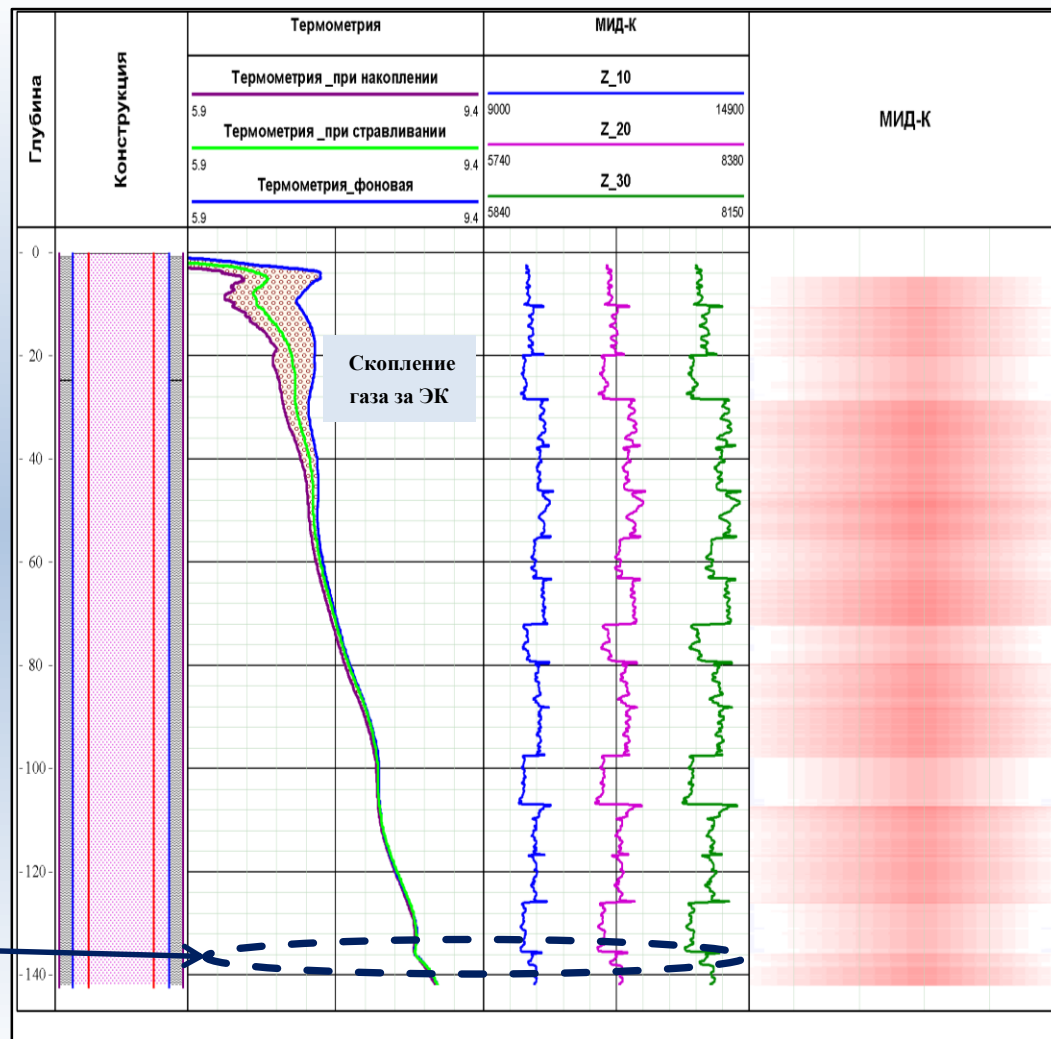
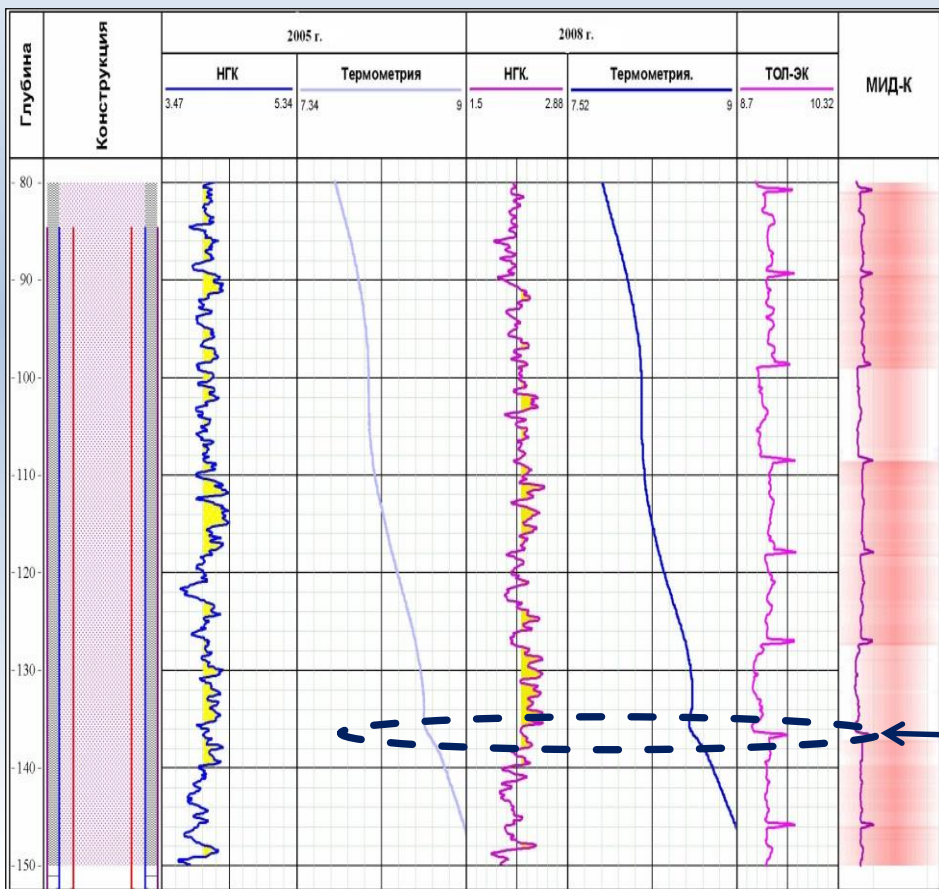
Выделение технологических отверстий диаметр 10мм





Сводный планшет скважины в интервале 80,0-150,0 м с негерметичной муфтой ЭК на глубине 136,2 м

Сводный планшет скважины в интервале 0,0-140,0 м с негерметичной муфтой ЭК на глубине 136,2 м и скоплением газа в МКП



Schlumberger 21/10/2013

Газ

Представленная технология ММНК разработана в России, рекомендована ЭТС ГКЗ к применению, не имеет зарубежных аналогов и включает в себя:

- инновационные технические решения реализованные в скважинных модулях аппаратуры (21 патент на изобретение);
- авторские методики обработки и интерпретации;
- программно-методическое, палеточное и метрологическое обеспечение (ПО серии “ММНК “n-GeoGaz”).

Преимущества технологии ММНК:

- исследования проводятся в действующих многоколонных скважинах через НКТ, в т.ч. через бурильный инструмент, за одну спуско-подъемную операцию независимо от заполнения ствола (нефть, газ и др.), в следствие чего сокращается время исследования скважины;
- исключена необходимость специальной подготовки ствола скважины к исследованиям;
- повышена достоверность результатов за счет комплексности и сопряженности во времени и пространстве;
- обеспечена экономия средств и рентабельность геолого-технических мероприятий.

Для эффективной разработки залежей УВС технология ММНК позволяет:

- в скважинах любой конструкции и заполнения выделять пласты-коллекторы и охарактеризовать их ФЕС не только на основании нейтронных методов, но и по результатам литолого-петрофизического моделирования;
- обеспечить чувствительность к характеру насыщения выше в 3-5 раз относительно классических методов НГК и ННК; снизить порог определения газонасыщенности до 5-6% относительно классических методов НГК и ННК ($K_p = 20-25\%$);
- обнаружить пропущенные объекты и обосновать подсчетные параметры при актуализации запасов месторождений УВС в соответствии с новой Классификацией запасов...

Для оценки технического состояния скважин технология ММНК позволяет:

- в скважинах любой конструкции и заполнения провести экспресс диагностирование обсадных колонн и НКТ для оценки их целостности;
- получать детальную информацию о конструкции скважин, толщине стенок труб ЭК и НКТ;
- оценить качество заполнения цементным камнем заколонного пространства скважин;
- выявлять наличие заколонных перетоков и вторичных скоплений газа в межколонном пространстве скважин и контрольных горизонтах.



Основными направлениями развития технологий исследования скважин НГКМ на основе нейтронных методов, уже сейчас успешно применяемых в ПАО «Газпром», являются:

- специализация комплексов нейтронных методов по областям применимости для решения актуальных геологических, технологических и технических задач (повышение точности определения подсчётных параметров, оценка целостности металлической крепи скважин НГКМ, диагностика заполнения заколонного пространства цементами различного состава, определение линейных размеров каверн, образующихся в результате разрушения слабосцементированных песчаников и т.п.);
- ускоренное развитие методического и программно-интерпретационного обеспечения (МиПИО) с целью ликвидации разрыва между уровнем МиПИО и техническими возможностями непрерывно совершенствуемой современной нейтронной аппаратуры.
- повышение термобаростойкости скважинной аппаратуры;
- совместная реализация технологий стационарных и импульсных нейтронных методов, в том числе с управляемым генератором нейтронов, в аппаратных комплексах.

VII. География внедрения технологии ММНК

- ПАО «Газпром»
- ПАО «Лукойл»
- ПАО «Газпром нефть»
- ОАО «АРКТИКГАЗ»
- «VNG Gasspeicher GmbH» (Германия)
- «Erdgasspeicher Peissen GmbH» (Германия)
- «E.ON Gas Storage GmbH» / Uniper SE (Германия)
- «EWE Gasspeicher GmbH» (Германия)
- «RAG Austria AG» (Австрия)
- CNPC (China National Petroleum Corporation) / PetroChina (Китай)
- ООО «ПХГ Банатский Двор» (Сербия)
- АО «НК«КазМунайГаз» (Казахстан)
- АО «Интергаз Центральная Азия» (Казахстан)



Контактная информация



Адрес:

117418, Россия, Москва,
ул. Остроумовская, д.12

Телефон: +7 (495) 995-07-29

Факс: +7 (495) 789-07-95

e-mail: info@iogt.ru

<http://iogt.ru>



Адрес:

117342, Москва, ул. Обручева,
д. 36, корп. 1, этаж 8, пом. 803

Телефон: +7 (495) 139-67-80

e-mail: info@int-geos.ru

<http://int-geos.ru>

