

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 108 с., 27 рис., 29 табл., 44 источника, Ключевые слова: геофизические методы исследования скважин (ГИС); Ватинское месторождение нефти и газа; комплекс ГИС.

Объектом исследования являются пласты-коллекторы Ватинского месторождения

Цель работы – проектирование комплекса геофизических методов исследования скважин с целью изучения пластов-коллекторов Ватинского месторождения, ХМАО.

В процессе исследования проводилось изучение геологического строения Ватинского месторождения, включая стратиграфию, тектонику и нефтегазоносность, изучение физических свойств пород, геолого-геофизической изученности. Были проанализированы результаты геофизических исследований прошлых лет (каротажные диаграммы) проводимые на Ватинском месторождении.

В результате исследования была построена ФГМ объекта и запроектирован комплекс методы для решения поставленных геологических задач (литологического расчленения разреза, выделения коллекторов, определение ФЭС коллекторов, коэффициента нефтенасыщенности и характера насыщения коллектора).

ОГЛАВЛЕНИЕ

РЕФЕРАТ	1
ОГЛАВЛЕНИЕ	2
ВВЕДЕНИЕ	3
2. ПРОЕКТНАЯ ЧАСТЬ	4
2.1. Выбор участка работ	4
2.2. Априорная ФГМ объекта и задачи работ	6
2.3. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса	11
2.4 Методика и техника полевых работ	16
2.5 Интерпретация геофизических данных	18
2.5.1 Литологическое расчленение и корреляция разреза	18
2.5.2 Выделение коллекторов	21
2.5.3 Определение ФЭС и характера насыщения	22
3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ	24
3.1 Комплексные исследования автономными приборами	24
3.2 Автономные приборы	26
3.2.1 КАСП	26
3.2.2 КАСКАД	29
3.2.3 АМК Горизонт	36
3.3 Вспомогательное оборудование	41
3.4 Заключение по специальной части	44
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	46
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	47

ВВЕДЕНИЕ

В нефтяной отрасли промысловая геофизика является неотъемлемой частью. Без проведения промыслово-геофизических работ невозможно бурение скважин и эксплуатация нефтяных пластов. Развитие отрасли и потенциальные возможности геофизики привели к многовариантному решению большинства геологических задач, в результате этого следует выбирать между информативностью методов и их дороговизной. Эти вопросы решаются при рациональном комплексировании геофизических методов.

Целью данного дипломного проекта является проектирование комплекса геофизических исследований скважин для решения поставленных геологических задач:

- Литологическое расчленения разреза проектной скважины
- Выделение пластов коллекторов
- Определение ФЕС коллекторов
- Определение характера насыщения коллекторов

В данном дипломном проекте проанализированы: геологическое строение месторождения, геофизические работы, проводимые ранее на Ватинском месторождении. На основе анализа построена физико-геологическая модель и запроектирован комплекс ГИС.

2. ПРОЕКТНАЯ ЧАСТЬ

2.1. Выбор участка работ

Выбор участка локализации проектной скважины, будет исходить из ряда факторов:

- Проектная скважина должна быть заложена в районе, где наиболее вероятно находится природный резервуар имеющий в своём составе ловушки с углеводородным полезным ископаемым. Ловушки образуются благодаря различного рода структурным дислокациям, стратиграфическому или литологическому ограничению, а так же тектоническому экранированию. Большинство залежей углеводородов в мире представлено ловушками структурного типа (сводовая). Следовательно, район заложения скважины должен характеризоваться локальным поднятием.
- На участке обоснования проведён анализ исследований, проводимых ранее и составлена ФГМ, что позволяет запроектировать комплекс методов, которые будут проводится непосредственно в проектной скважине.
- Так же заложение скважины и проводимые в дальнейшем исследования позволит до изучить месторождение и возможно скорректировать ФГМ.

Месторасположение участка, где будет заложена проектная скважина показано на структурной карте рисунок 7.

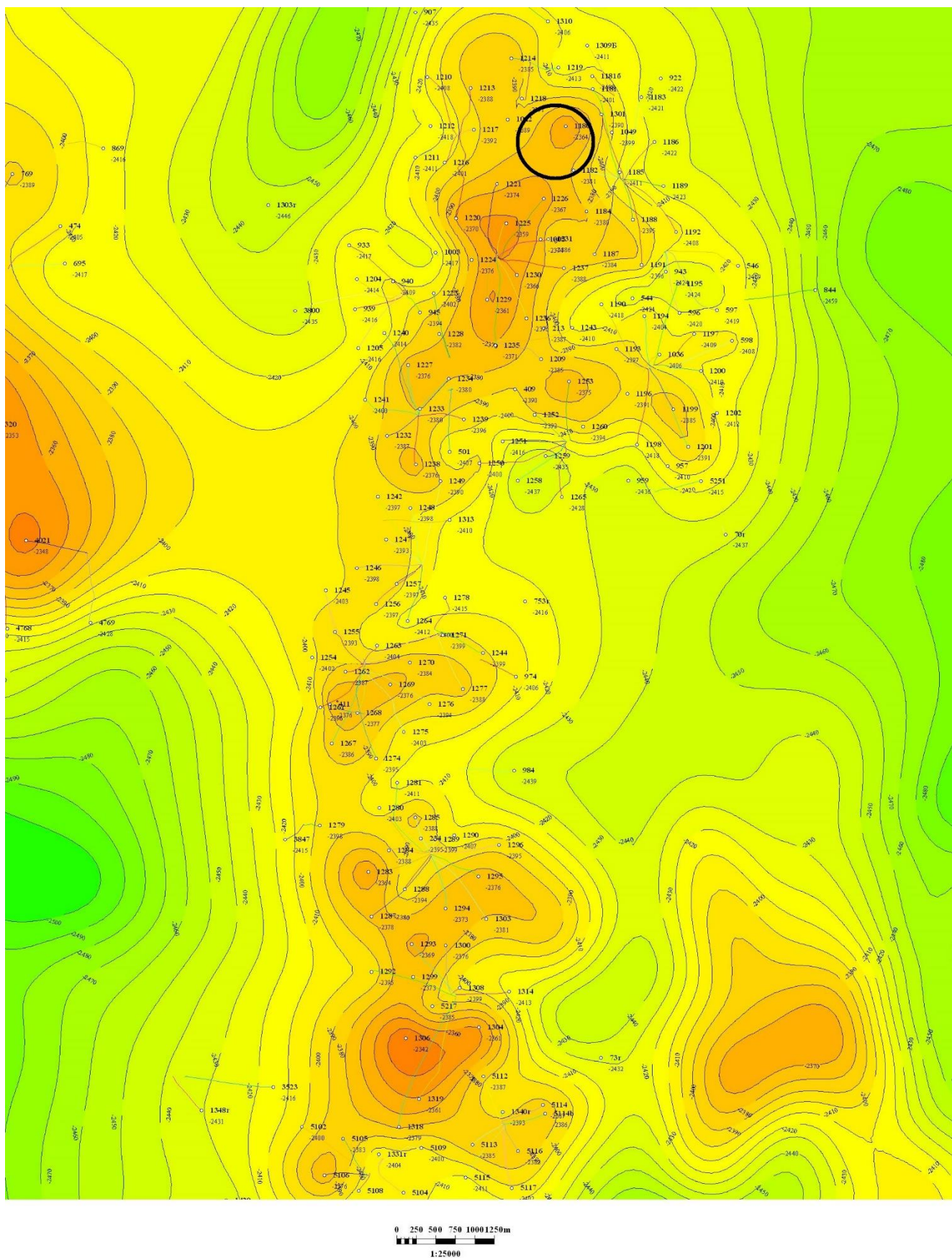


Рисунок 7 – структурная карта по кровле Ю1/1 Ватинского месторождения (чёрной окружностью выделен район заложения проектной скважины).

2.2. Априорная ФГМ объекта и задачи работ

Основой комплексирования геофизических методов являются физико-геологические модели (ФГМ) геологической среды. Проектирование геофизических работ начинается с постановки целевого задания (в зависимости от стадии геологоразведочного процесса) и выбора объекта исследований. Выбор объекта и определение его основных параметров основано на априорной информации. При выборе комплекса методов, анализе возможностей каждого метода для решения поставленной задачи исследователь абстрагируется от конкретных свойств объекта, используя модель со статистическими усредненными физическими свойствами, формой и геометрией.

Формирование ФГМ базируется на трёх основных принципах:

- а) аналогия, где модель выбирается исходя из данных об объектах с аналогичными геологическими и геофизическими условиями.
- б) корреляция, где для формирования модели рассматривают регрессионные зависимости различные зависимости параметров физических полей.
- в) обратная связь, где совершенствуется модель путём анализа результатов обработки и интерпретации.

Для того что запроектировать комплекс ГИС, который будет проводится в проектной скважине, после анализа работ прошлых лет, проводимых на Ватинском месторождении, следует создать физико-геологическую модель. ФГМ построена с использованием принципа аналогии, то есть в качестве модели принят объект скважина со сходными геолого-геофизическими условиями.

В модели – скважине, как мы уже знаем из анализа ранее проводимых работ, был проведён комплекс ГИС, который примется за оптимальный позволяющий решать поставленные геологические задачи. С помощью данного комплекса ГИС были выявлены некоторые параметры модели, на

которые в дальнейшем можно будет опираться при интерпретации последующих исследований, проектируемых в настоящей дипломной работе.

Таблица 5 - Физические свойства пластовых флюидов Ватинского месторождения.

Пласт	Минерализация, г/л	Температура, град. С	Давление, МПа	Контакты, абс.глубины	УЭС пласт. воды, Ом*м
А	20	70	Гидростат.	А1-3 - А8 (-1688 - 1696 м)	0.14
Б	26.5	87	Гидростат.	Б0/1 – Б8/3 (-1852 - 2134м)	0.12
Ю1	41	101	Гидростат.	-2430 -2486м	0.08

В качестве ФГМ приняты продуктивные части разреза (рисунок 8, 9, 10) анализируемой ранее скважины, которая находится на участке обоснования, где будет заложена проектная скважина.

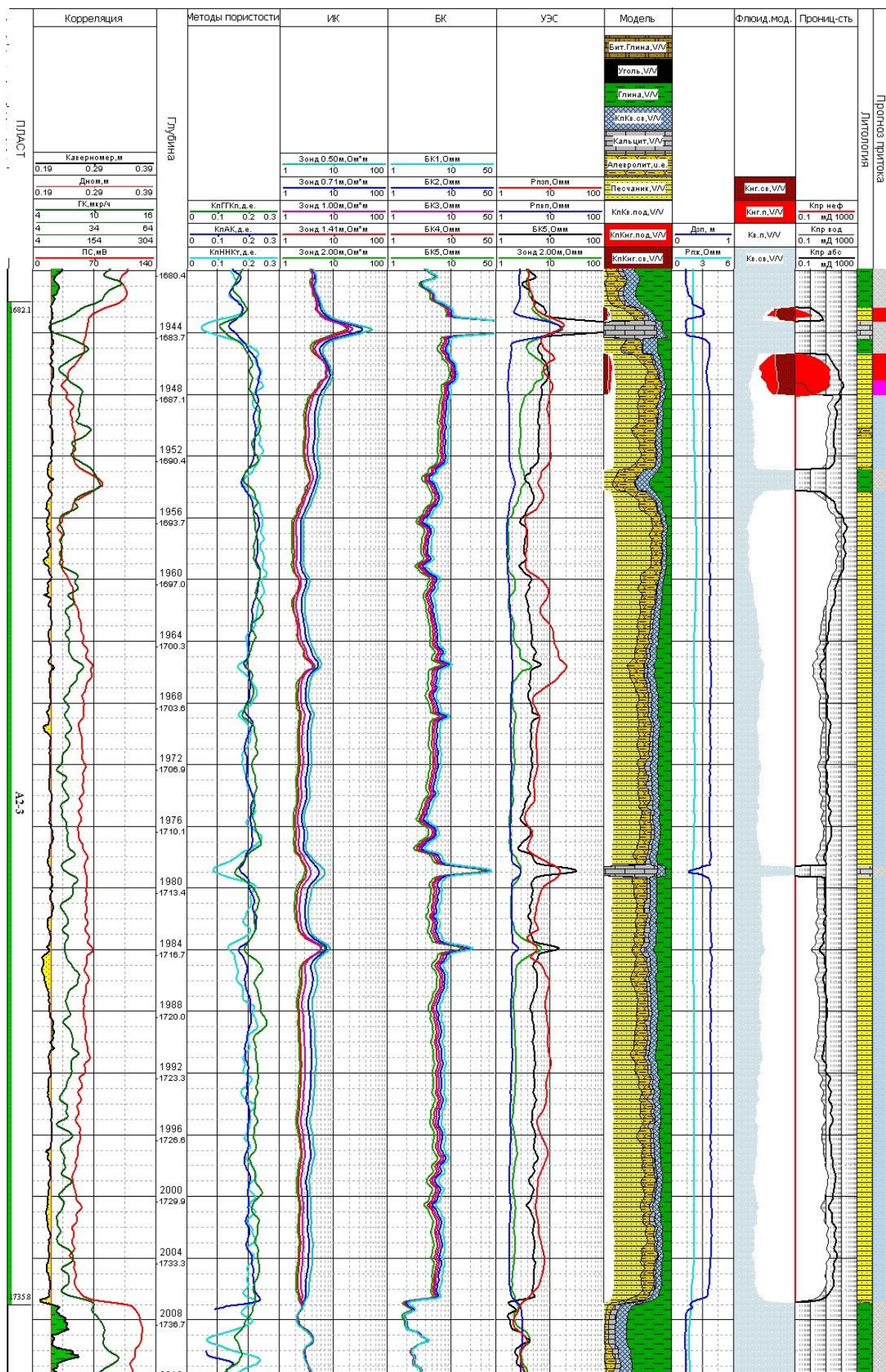


Рисунок 9 - ФГМ пласт А2-3.

2.3. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

Для исследований в проектной скважине поставлены следующие задачи:

- 1) литологическое расчленение разреза на пласты и пропластки, привязка их по глубине
- 2) выделение коллекторов
- 3) определение ФЭС коллекторов
- 4) определение качественной характеристики флюидонасыщенности разреза и количественные определения коэффициентов нефте- и газонасыщенности для продуктивных коллекторов, установление положений межфлюидных контактов.[30]

Для решения данных задач выбран следующий комплекс ГИС: ПС, ИК (ВИКИЗ), БК, ГК, ННКт, ГГК-п, кавернометрия, инклинометрия, резистивометрия.

Выбор комплекса ГИС осуществлялся исходя из:

- а) проведённого анализа геофизических работ прошлых лет, который показал достаточность и эффективность данного комплекса, и позволил построить на его результатах физико-геологическую модель.
- б) В соответствии с РД 153-39.0-072-01 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах»

Метод самопроизвольной поляризации (ПС) предусматривает измерение потенциала или градиента потенциала естественного электрического поля, вызванного самопроизвольной поляризацией горных пород, относительно потенциала на дневной поверхности. Единица измерения милливольт (мВ). Регистрацию потенциалов ПС выполняют одновременно с любыми другими измерениями без ограничений.

Боковой каротаж (БК) - электрический каротаж, основанный на регистрации параметров постоянного (квазипостоянного) искусственного электрического поля измеряемой величиной является кажущееся удельное электрическое сопротивление (ρ_k) среды. Единица измерения (Ом·м).

Значения кажущихся сопротивлений ρ_k , измеряемые при боковом каротаже, слабо искажаются влиянием скважины и вмещающих пород. Поэтому БК эффективен для изучения разрезов с частым чередованием пластов, характерным, например, для карбонатных пород, а также в условиях высоких отношений удельных сопротивлений пород ρ_n и промывочной жидкости ρ_c .

Благодаря высокому вертикальному разрешению БК целесообразно применять также для исследования терригенных разрезов, разбуренных на пресных и минерализованных промывочных жидкостях.

Высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ) представляет собой измерение параметров магнитного поля трехкатушечными индукционными зондами, обладающими геометрическим и электродинамическим подобием.

Измеряемой величиной в методе ВИКИЗ является разность фаз $\Delta\varphi$ гармонического магнитного поля, распространяющегося в проводящей среде от источника излучения до приемников, удаленных от источника на различные расстояния (база измерения). Разность фаз характеризует удельное электрическое сопротивление пород и электрические неоднородности прискважинной зоны, которые учитывают итерационным подбором интерпретационных моделей. Выходные расчетные величины после обработки первичных данных — удельные сопротивления зоны проникновения, окаймляющей зоны и удаленной от скважины части пласта, незатронутого проникновением, а также глубина зоны проникновения.

ВИКИЗ выполняют с целью определения:

- радиального градиента электрического сопротивления и выделения на этой основе пород-коллекторов, в которые происходит проникновение промывочной жидкости;
- удельного электрического сопротивления частей пластов, незатронутых проникновением, зон проникновения и окаймляющих их зон с одновременной оценкой глубины измененной части пласта;

- характера насыщенности пород;
- положений контактов углеводородов с водой и протяженности переходных зон;

Резистивиметрия - исследования, предназначенные для определения удельного электрического сопротивления жидкости, заполняющей скважину. В открытом стволе данные резистивиметрии предоставляют информацию об УЭС промывочной жидкости.

Интегральный гамма-каротаж (ГК) основан на измерении естественного гамма-излучения горных пород. Измеряемая величина — скорость счета в импульсах в минуту (имп/мин). Основная расчетная величина — мощность экспозиционной дозы в микрорентгенах в час (МЭД, мкР/ч).

Гамма-каротаж применяют для решения задач: выделения в разрезах скважин местоположения полезных ископаемых, отличающихся пониженной или повышенной гамма-активностью; литологического расчленения и корреляции разрезов осадочных пород; выделения коллекторов; оценки глинистости пород; массовых поисков радиоактивного сырья. В обсаженных скважинах ГК применяют для выявления радиогеохимических аномалий, образующихся в процессе вытеснения нефти водой. С использованием ГК решают технологическую задачу — увязку по глубине данных всех видов ГИС в открытом и обсаженном стволе. Гамма-каротаж выполняют во всех без исключения необсаженных и обсаженных скважинах, заполненных любой промывочной жидкостью или газом.

Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННК-т) каротаж основан на облучении скважины и пород нейтронами от стационарного ампульного источника и измерении плотностей потоков и тепловых нейтронов или гамма-квантов, образующихся в результате ядерных реакций рассеяния и захвата нейтронов. Измеряемая величина - скорость счета в импульсах в минуту (имп/мин); расчетная величина - водородосодержание пород в стандартных условиях в процентах.

Нейтронный каротаж применяют в необсаженных и обсаженных скважинах с целью литологического расчленения разрезов, определения емкостных параметров пород (объемов минеральных компонент скелета и порового пространства), выделения газожидкостного и водонефтяного контактов, определения коэффициентов газонасыщенности в прискважинной части коллектора

Гамма-гамма-каротаж плотностной (ГГК-п) - исследования, основанные на регистрации плотности потока гамма-излучения, рассеянного горной породой при ее облучении стационарным ампульным источником гамма-квантов. В зависимости от энергетического спектра регистрируемого гамма-излучения различают плотностной гамма-гамма-каротаж (ГГК-п), показания которого обусловлены в основном плотностью пород

Измеряемая величина — скорость счета (интегральная или в энергетических окнах). Основные расчетные величины - объемная плотность σ пород, в г/см³; поправка $\Delta\sigma$ за влияние промежуточной среды между прибором и породой, г/см³; индекс P_e фотоэлектрического поглощения.

Плотностной и литоплотностной гамма-гамма-каротаж применяют для литологического расчленения разрезов и определения емкостных параметров породы (объемов минеральных компонент скелета и порового пространства)

Кавернометрия метод для изучения геометрии ствола скважины проводят по результатам измерения нескольких диаметров (не менее двух) во взаимно перпендикулярных плоскостях - профилометрия ствола, а также и среднего диаметра скважины - кавернометрия (ДС) Измеряемая величина - диаметр скважины в миллиметрах (мм).

Данные о фактическом диаметре скважины необходимы для решения следующих задач:

- оценки прихватоопасности желобов, сальников, глинистых и шламовых корок, интервалов выкрашивания и вывала пород;
- учета геометрии ствола при аварийных работах, связанных с извлечением из открытого ствола посторонних предметов;

- выбора интервалов установки пакеров испытателя пластов, испытателей на кабеле и сверлящего керноотборника на кабеле;
- выбора интервалов для установки башмака, центраторов и турбулизаторов обсадной колонны;
- определения объема затрубного пространства для расчета количества тампонажной смеси; уточнения геологического разреза, в том числе выделения коллекторов по появлению глинистых корок;
- учета диаметра ствола при интерпретации данных БКЗ, БК, ГК, НК и др. методов. Исследованию кавернометрией-профилеметрией подлежат все скважины без исключения.

Инклинометрические исследования — это измерения зенитного угла и азимута скважины в функции ее глубины. Единица измерения — градус.

Инклинометрические исследования проводят при подъеме скважинного прибора в вертикальных скважинах глубиной свыше 300 м и в наклонных скважинах глубиной свыше 100 м для решения задач:

- контроля заданного направления оси ствола скважины в пространстве проектному в процессе бурения
- выделения участков перегибов оси ствола скважины, которые могут вызывать осложнения при бурении
- получения исходных данных для геологических построений, в том числе определения истинных глубин залегания продуктивных пластов. [30]

Исходя из вышенаписанного, можно сделать вывод, что каждый метод комплекса выполняет в той или иной степени поставленные геологические задачи или является обязательным при проведении геофизических исследований скважин. Запроектированный комплекс ГИС можно считать обоснованным.

2.4 Методика и техника полевых работ

ГИС проводятся следуя технической инструкции, либо соответствуя плану работ, который подготавливается компанией, осуществляющая эти работы, для геофизического отряда.

К проведению скважинных исследований допускают только каротажные станции и скважинные приборы, прошедшие калибровку в метрологической службе геофизического предприятия, аккредитованной на право проведения калибровочных работ.

Первичную калибровку выполняет изготовитель скважинных приборов. Результаты первичной калибровки являются составной частью эксплуатационной документации поставляемых технических средств.

Периодическая калибровка приборов в стационарных условиях должна проводиться с периодичностью, указанной в эксплуатационной документации, но не реже одного раза в квартал, при вводе в эксплуатацию и после каждого ремонта. Результаты периодической калибровки хранятся в банке данных метрологической службы предприятия и переносятся в базу данных каротажной лаборатории, предназначенной для проведения исследований этими приборами. Они используются для придания цифровым показаниям скважинных приборов масштабов в физических единицах и для контроля совместно с результатами полевых калибровок достоверности измеренных цифровых данных.

Периодические калибровки выполняют с использованием калибровочных установок, указанных в эксплуатационной документации на приборы и оборудование.

Измерения при калибровках необходимо проводить с использованием наземного оборудования, соответствующего по своим характеристикам тому, которое будет применяться при проведении скважинных исследований.

Калибровки скважинных приборов в полевых условиях выполняют перед каждым спуском и после каждого подъема приборов из скважины, если это предусмотрено эксплуатационной документацией на отдельные приборы.

В других случаях при работе с цифровыми приборами используют файлы периодических калибровок.[30]

На проектной скважине планируется провести запроектированный комплекс ГИС (ПС, ВИКИЗ, БК, ГК, ННК_т, ГГК-п, кавернометрия, инклинометрия, резистивометрия). Комплекс будет выполнен сборкой «МЕГА-3» (рисунок 11). Запись будет осуществляться по всему стволу скважины в масштабах приведённых в таблице 6.

Таблица 6 - масштабы съёмки методов комплекса ГИС.

Наименование метода	Масштаб по глубине
ПС	1:200
ИК (ВИКИЗ)	1:200
БКВР	1:200
Резистивиметрия	1:200
РК (ННК-2з ГК)	1:200
АК	1:200
ГГК-п	1:200
Кавернометрия	1:200
Инклинометрия	Шаг 10м

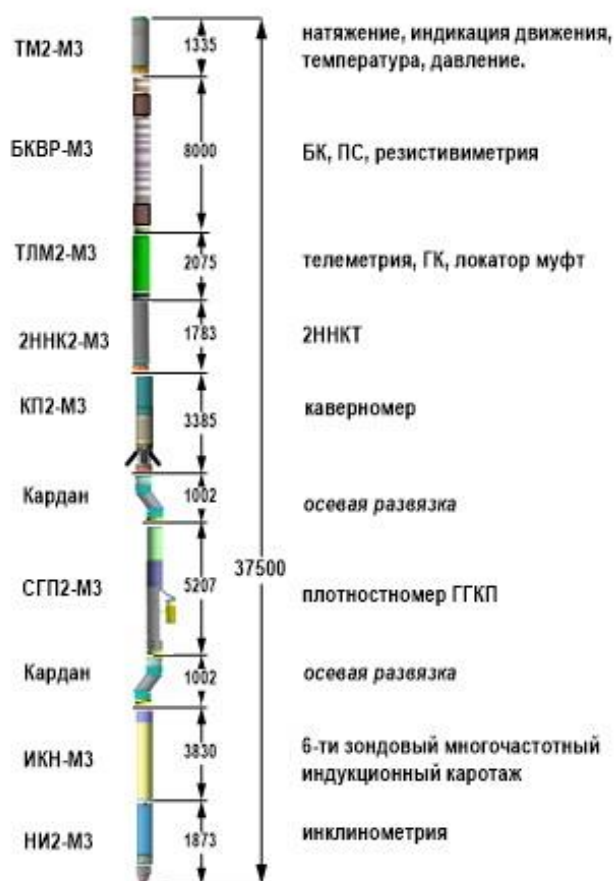


Рисунок 11 - Сборка «МЕГА-3»

2.5 Интерпретация геофизических данных

Интерпретация геофизических данных полученных при проведении в проектной скважине запроектированного комплекса ГИС будет проводится исходя из геологических задач. Комплексование направлено на решение этих задач. Для наглядности используется построенная ранее ФГМ.

2.5.1 Литологическое расчленение и корреляция разреза

а) Выделение пористо-проницаемых пластов осуществляется с использованием качественных и количественных признаков коллектора: отрицательная аномалия ПС, низкие значения ГК и ГГКп, по критическим отсечкам ИК и БК, в интервалах низкой глинистости.

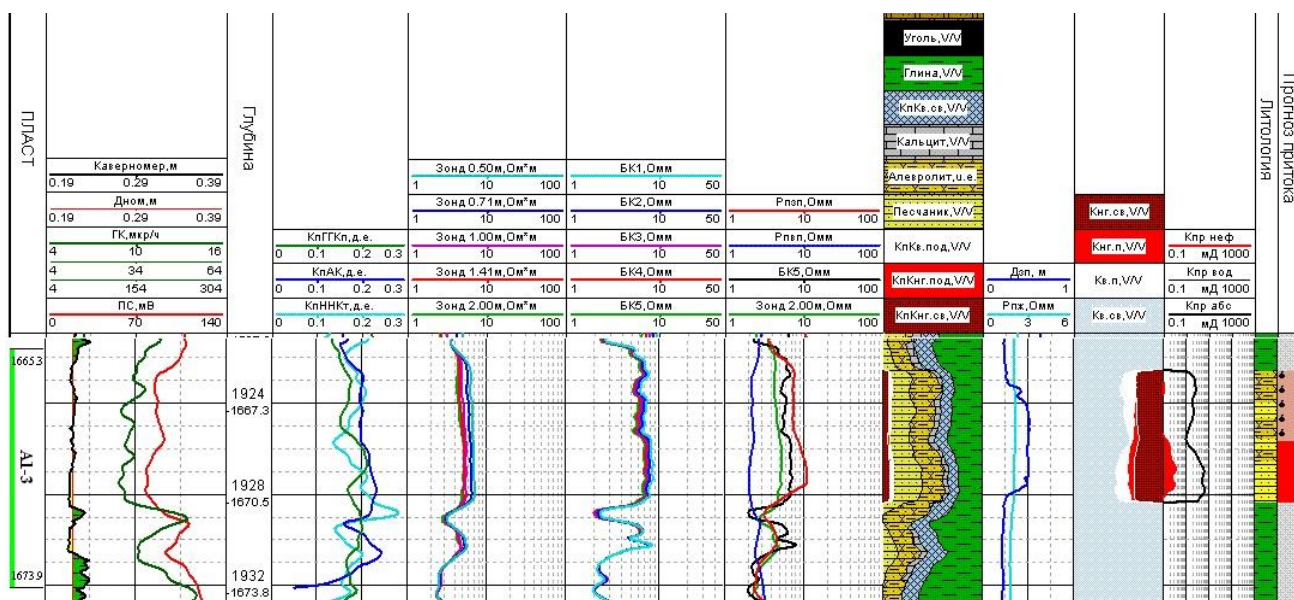


Рисунок 12 - выделение алевролитов и песчаников на каротажной диаграмме

б) Выделение карбонатизированных пород, плотных: положительные аномалии на зондах ИК и БК отрицательная аномалия на кривой нейтронного каротажа ННКт, ГКп.

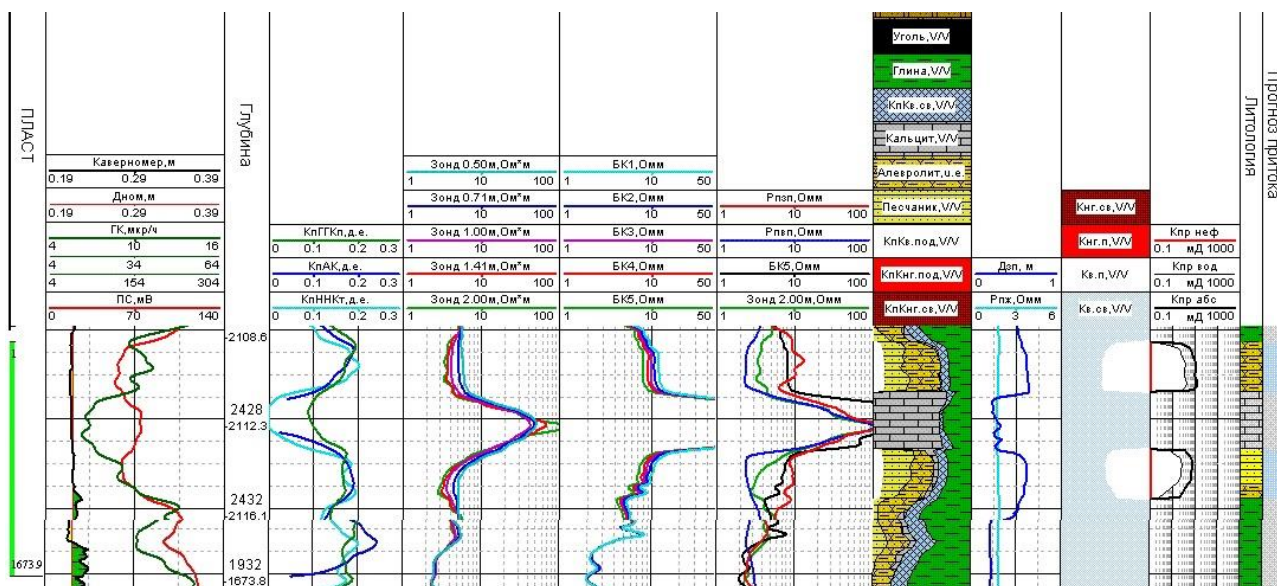


Рисунок 13 - Карбонатизированных и плотных пород на каротажной диаграмме

в) Выделение Баженовской свиты (битуминозных аргиллитов): резкое увеличение значений ГК положительная аномалия, также имеют положительную аномалию электрические методы БК и ИК

выделяется наличием большим значением сопротивлений , наличием каверн, и низким значением радиоактивности (ГК).

2.5.2 Выделение коллекторов

Выделение коллекторов в терригенном разрезе проводят на основе *прямых* и *косвенных* признаков.

прямые признаки выделения коллекторов: уменьшение диаметра скважины за счёт образования глинистой корки напротив проницаемого пласта, радиальный градиент УЭС, устанавливаемый по изменению показаний электрических и электромагнитных методов с разной глубиной (многозондовый ИК и многозондовый БК), изменение показаний геофизических методов при повторных исследованиях, возникающее за счет формирования или расформирования зоны проникновения. По качественным признакам низкие значения ГК и ПС (рисунок 16).

Косвенные признаки выделения коллекторов основаны на использовании количественных критериев, т.е. значений $k_{п}$, $k_{пр}$, $\alpha_{пс}$ и других параметров, соответствующих границе коллектор – неколлектор.

коэффициент водонасыщенности	$K_v = (1/P_H)^{(1/1.81)}$ при $P_H \leq 8.8$ $K_v = (0.56/P_H)^{(1/2.29)}$ при $P_H > 8.8$
ПЛАСТЫ Б0-8:	
коэффициент пористости	$K_p = 0.1 \cdot a_{пс} + 0.14$
коэффициент абс.проницаемости	$lg K_{пр} = 5.0 \cdot a_{пс} - 1.8$
параметр пористости	$P_p = 0.29 / (K_p^{(2.7)})$
коэффициент водонасыщенности	$K_v = (1/P_H)^{(1/1.66)}$ при $P_H \leq 7.4$ $K_v = (0.426/P_H)^{(1/2.37)}$ при $P_H > 7.4$
ПЛАСТЫ Ю:	
коэффициент пористости	$K_p = 0.145 \cdot a_{пс} + 0.063$ при $a_{пс} \leq 0.95$ $K_p = 0.9 \cdot lg(a_{пс}) + 0.22$ при $a_{пс} > 0.95$
коэффициент абс.проницаемости	$lg K_{пр} = 4.0 \cdot a_{пс} - 1.6$
параметр пористости	$P_p = 1.0 / (K_p^{(1.81)})$
коэффициент водонасыщенности	$K_v = (1/P_H)^{(1/1.86)}$

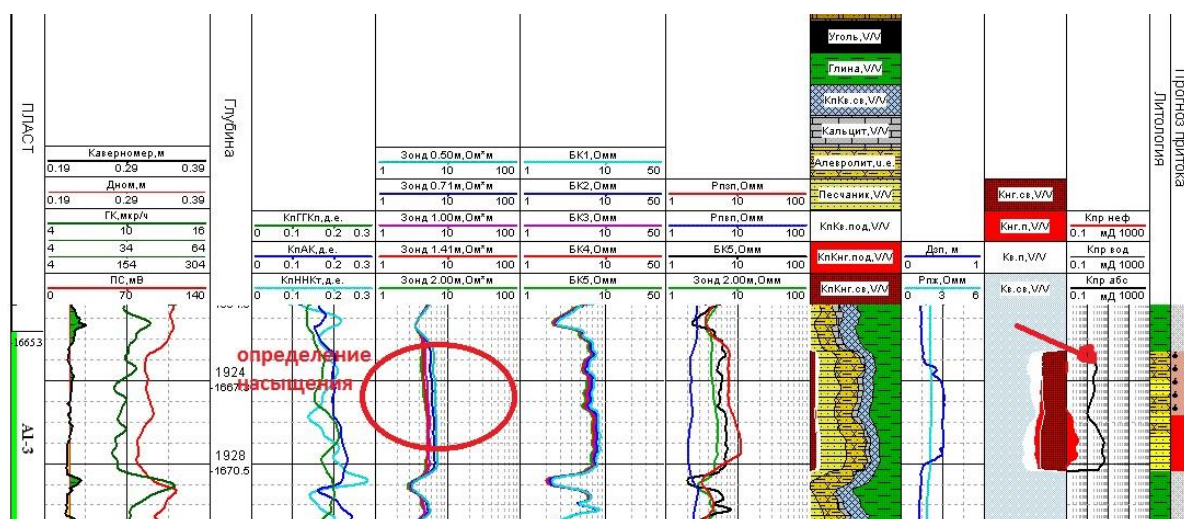


Рисунок 17 - определение насыщения по данным ИК

3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

3.1 Комплексные исследования автономными приборами

Нефтяные и газовые месторождения Западной Сибири в большинстве своём находятся уже на поздней стадии разработки, когда степень достигает обводнённости уже высокая. При этом разрабатываемые залежи не достигают тех проектных показателей выработки пласта. Кроме того, того в сложнопостроенных и низкопроницаемых коллекторах эксплуатация вертикальных и наклонных скважин малоэффективна. Для достижения показателей полной выработки нефтяных и газовых залежей и увеличение коэффициента нефтегазоизвлечения, следует изменять технологию разработки, применяя технологию, которая окажется эффективной для решения данной проблемы.

На современном этапе для решения вышеописанных проблем широко применяется технология горизонтального бурения и проводка боковых стволов со сложной траекторией ствола скважины. Качество строительства подобных скважин зависит в основном от точности проводки, учёта различных параметров проектного пласта: вертикальной и латеральной неоднородности.

На многих разрабатываемых месторождениях нефти и газа, относящихся к Западной Сибири, продуктивные пласты имеют осложнённое литологическое строение, существуют зоны замещения и выклинивания, что для правильной дальнейшей разработки, требуется вводить новые технологии.

На месторождения, находящихся на поздней стадии разработки, продуктивные залежи, как правило, заводнены по большей толщине пласта и площади пласта.

Горизонтальные скважины и боковые стволы со сложным профилем могут проходить в проектном пласте по интервалам с различным насыщением, что позволяет повысить коэффициент нефтегазоизвлечения проектных пластов сложного литологического строения.

По завершении бурения дальнейшие мероприятия по выбору интервалов освоения проводятся с учётом продуктивных коллекторов. Данная задача выполняется и достигается информационное обеспечение качественными и количественными данными, как правило, проведением исследований различными комплексами геофизических исследований скважин (ГИС).

Для проведения подобных исследований на различных предприятиях или научно-технологических центрах разрабатывается технология ГИС проводимая с помощью автономных приборов, спускаемых на буровом инструменте. В настоящее время уже организован промышленный выпуск автономных приборов.

Комплексы автономных приборов обеспечивают выполнение практически всех основных методов ГИС. Конструкция приборов предполагает модульное строение и в зависимости от поставленных геологических задач формируется комплекс. Автономными приборами возможно выполнять следующие геологические задачи:

- Выделение электрически однородных пластов и пластов с зоной проникновения
- Определение УЭС пластов
- Выделение коллекторов
- Выделение нефтегазонасыщенных пластов и оценка нефтегазонасыщенности
- Определение ФЕС и минерального состава пород

Более подробно рассмотрим три комплекса автономных приборов, которые разработаны различными компаниями и широко используются в проведении ГИС на территории месторождений Западной Сибири:

- КАСП
- Каскад
- АМК Горизонт

3.2 Автономные приборы

3.2.1 КАСП

Специализированный комплекс автономных скважинных приборов КАСП предназначен для геофизических исследований в открытых стволах горизонтальных и скважин с углами наклона более 60 градусов диаметром не менее 114 мм.

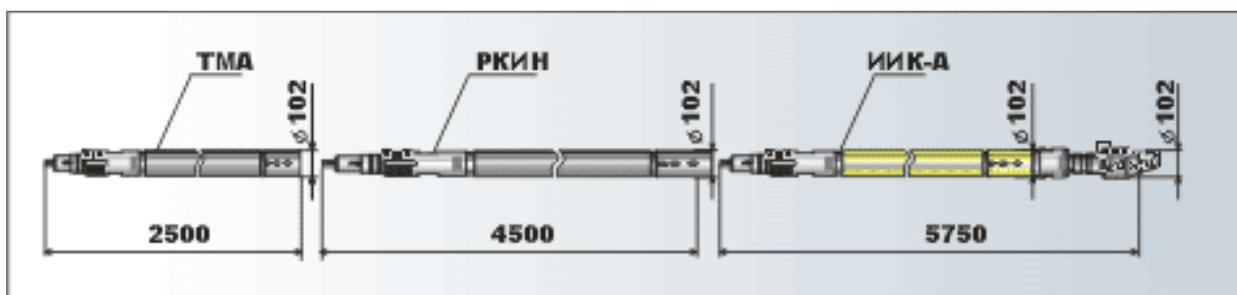


Рисунок 18 - КАСП

Комплекс позволяет проводить исследования скважин в автономном режиме на бурильных трубах с записью данных в энергонезависимую память. Исследования проводятся методами двойного нейтронного каротажа 2ННКт, интегрального гамма каротажа, четырехзондового индукционного каротажа, ПС, резистивиметрии и инклинометрии за один спускоподъем бурового инструмента.

Состав комплекса:

Технологический модуль ТМ-А, обеспечивает:

- электрическое питание измерительных модулей комплекса
- измерение температуры внутри модуля, гидростатического давления водной промывочной жидкости;
- обмен информацией с наземным обрабатывающим комплексом (RS 485) и с каждым из модулей комплекса КАСП по стандартному межмодульному интерфейсу (CAN 2,0 В);
- хранение данных измерения геофизических параметров измерительных модулей комплекса КАСП.

Основные технические характеристики представлены в таблице.

Таблица 8 - Технические характеристики

диапазон измерения давления промывочной жидкости, МПа	0.01-80
диапазон измерения температуры внутри модуля, °С	10-120
дискретность измерения и регистрации данных измерительных модулей КАСП, с	1
Объем энергонезависимой памяти, Мбайт	16
Длина, мм	2500
Диаметр, мм	102
Масса, кг	80

Модуль РКИН-А предназначен для проведения геофизических исследований нефтяных и газовых скважин методом двух зондового нейтрон–нейтронного- каротажа по тепловым нейтронам (2ННК– Т) и обеспечивает измерение водонасыщенной пористости (объёмного влагосодержания) пластов, вскрытых скважиной и инклинометрии в открытом стволе скважины, заполненной водной промывочной жидкостью. Модуль РКИН-А обеспечивает измерение мощности экспозиционной дозы(МЭД) естественного гамма-излучения горных пород. Модуль РКИН-А рассчитан на работу в скважинах диаметром от 124 до 215,9 мм при температуре окружающей среды до 120 °С и гидростатическом давлении до 80 МПа в интервале исследований. Модуль РКИН-А используется в автономном режиме в составе комплекса автономных скважинных приборов(КАСП). Модуль РКИН-А эксплуатируется с источником быстрых нейтронов полоний- бериллиевым(ВНИ-2) или плутоний- бериллиевым(ИБН8-5) с потоком нейтронов от 5,10 Усилие осевой нагрузки на разрыв и на сжатие модуля РКИН-А должно быть не более 10000 кгс.[31]

Таблица 9 - технические характеристики

Диапазон измерения водонасыщенной пористости (Кп), %	1-40
Диапазон измерения МЭД естественного гамма-излучения, А/кг	1410-14 - 1810-12
Диапазоны измерения при проведении инклинометрии:	
Зенитного угла	0 - 180

Азимута	0 - 360
Угла установки отклонителя	0 - 360
Основные погрешности при проведении инклинометрии:	
при измерении зенитного угла, не более	± 10
при измерении азимута, не более	± 1.5
при измерении угла установки отклонителя по магнитному полю, не более	± 1.5
при измерении угла установки отклонителя в апсидальной плоскости, не более	± 0.5
длина, мм	4500
диаметр, мм	102
масса, кг	80

Модуль 4ИК-А, обеспечивает:

- определения удельной электрической проводимости горных пород четырьмя индукционными зондами: ЗИ0.5, ЗИ0.85, ЗИ1.26, ЗИ2.05.
- измерения потенциала самопроизвольной поляризации (ПС) и удельного электрического сопротивления бурового раствора.

Таблица 10 - технические характеристики

Диапазон измерения удельной электрической проводимости горных пород, мСм/м	
ЗИ 0.5	3-1500
ЗИ 0.85	3-1500
ЗИ 1.26	3-1500
ЗИ 2.05	3-1500
Диапазон измерения удельного сопротивления промывочной жидкости, Ом.м	0.2-20
Диапазон измерения напряжения ПС, мВ	0-1000
длина, мм	5750
диаметр, мм	102
масса, кг	120

Таблица 11 - общие технические характеристики комплекса КАСП

Максимальное гидростатическое давление, МПа не более	80
Температура окружающей среды, °С не более	120
Максимальный диаметр, мм	102
Общая длина комплекса, мм	12750
Общая масса, кг	280

Минимальный диаметр скважины, мм	114
Допустимый радиус кривизны скважины, м не более	60
Допустимая осевая нагрузка на сжатие (растяжение), тонн	10 (20)
Скорость каротажа, м/ч не более	600
Непрерывное время работы комплекса в режиме измерения, час не менее	16
Замковая резьба переводников на буровой инструмент	3-86, 3-102, 3-133

3.2.2 КАСКАД

КАСКАД - технология исследования сильно пологих и горизонтальных скважин основана на использовании автономных приборов, доставляемых на забой с помощью бурового инструмента. Отсутствие кабеля снижает аварийность работ.

Предусмотрено несколько вариантов исполнения автономных приборов, отличающихся диаметром и способом размещения прибора при доставке на забой:

- Приборы диаметром 45, 73 мм, размещаемые в ЛБТ или специальных контейнерах.
- Приборы диаметром 90, 108 мм, для размещения непосредственного на буровом инструменте.

Каждый прибор является самостоятельным, снабжен модулем питания и памяти, что позволяет в зависимости от геолого-технических условий и решаемых задач комбинировать варианты сборки модулей. С обоих концов все автономные приборы заканчиваются специальными соединительными устройствами, которые позволяют пристыковывать их к другим приборам, входящим в состав комплекса, путем вертикальной сборки на устье скважины. Конструкция межприборного соединения обеспечивает возможность изгиба до 5° , что облегчает прохождение сборкой участков интенсивного набора угла в скважине.

Возможность комбинирования приборов позволяет выбирать наилучший вариант для решения конкретной задачи и значительно уменьшить

время задерживания скважины на проведение ГИС. Все приборы имеют унифицированный интерфейс связи с наземным регистрирующим комплексом.

Комплекс автономных приборов реализует следующие методы ГИС:

- гамма-каротаж;
- спектрометрический гамма-каротаж;
- импульсный нейтронный каротаж;
- компенсированный нейтронный каротаж;
- плотностной гамма-гамма каротаж;
- инклинометрия;
- многозондовый ИК (4 или 5 зондов);
- двухзондовый боковой каротаж;
- электрический каротаж со стандартными зондами БКЗ, резистивиметр, ПС;
- профилометрия (акустическим методом на отраженных волнах);
- компенсированный акустический каротаж;

Как было сказано выше каждый прибор является независимым в отдельности и выбор комплекса выбирается из расчёта решения конкретных геологических задач, для примера рассмотрим несколько приборов: 5ИК-А, АПРК-ГГК, АПРК-ННК, которые могли бы заменить спроектированный в данной работе комплекс для решения поставленных геологических задач.

Прибор индукционного каротажа автономный 5ИК-А предназначен для проведения индукционного каротажа комплексом из пяти разноглубинных зондов с одновременной регистрацией активных и реактивных компонент кажущейся проводимости по каждому зонду. Дополнительно регистрируется кривая самопроизвольной поляризации (ПС).

Применяется для исследования сильно пологих и горизонтальных участков открытого ствола нефтяных и газовых скважин, заполненных любым флюидом без содержания магнитных добавок. [41]

Решаемые задачи:

- выделение электрически однородных пластов и пластов с зоной проникновения, определение вида проникновения;
- определение УЭС неизменной части пласта и промытой зоны, а также глубины зоны проникновения;
- определение продольного УЭС и оценка коэффициента вертикальной анизотропии непроницаемых пластов и пластов с неглубокой зоной проникновения в горизонтальных скважинах;
- выделение проницаемых интервалов, оценка характера насыщения и оценка коэффициента нефтегазонасыщенности.

Прибор 5ИК-А содержит пять трехкатушечных зондов ИК – ЗИ0.3, ЗИ0.5, ЗИ0.85, ЗИ1.26, ЗИ2.05. Все зонды комплекса имеют общую приемную катушку, единый измерительный тракт и работают на одной частоте 100 кГц. Возможно использование отклонителей диаметром 124 мм, диаметром 190 мм.

Таблица 12 – характеристики автономного прибора

Измеряемые параметры		Диапазон измерений		Основная погрешность
Зонд	Канал	σ_k , мСм/м	ρ_k , Ом·м	$\pm(0.03 \times \sigma_k + 1 \text{ мСм/м})$
ЗИ0.3	активный	3÷2000	0.3÷300	
	реактивный	3÷1500	0.3÷15	
ЗИ0.5	активный	3÷1500	0.3÷300	
	реактивный	3÷1500	0.3÷20	
ЗИ0.85	активный	3÷1000	0.3÷300	
	реактивный	3÷1000	0.3÷30	
ЗИ1.26	активный	3÷500	0.6÷300	
	реактивный	3÷1000	0.3÷35	
ЗИ2.05	активный	3÷300	1.0÷300	
	реактивный	3÷700	0.3÷45	
Чувствительность зондов				0.5 мСм/м
Вертикальное разрешение ($H_{0.5}$)				0.35÷2.5 м
Радиус исследования ($R_{0.5}$)				0.40÷3.0 м

Таблица 13 – Конструктивные характеристики

Общие технические данные

Общая длина прибора, мм	5400	не более
Диаметр прибора, мм	76	не более
Общая масса прибора, кг	70	не более
Питание, автономное, В	12	
Диапазон температуры окружающей среды рабочих условий применения, °С	от -10 до $T_{\max}$	
Верхнее значение гидростатического давления рабочих условий применения, МПа	$P_{\max}$	
Диаметр скважины, мм	от 120 до 400	
Скорость каротажа, м/ч	800	
Время работы в автономном режиме, часов в режиме записи	8	не менее
Частота записи, опрос в секунду	1	
Размещение	в стеклопластиковом контейнере	

Прибор плотностного гамма-гамма каротажа автономный АПРК-ГТК предназначен для проведения ГИС методом компенсированного плотностного гамма-гамма каротажа. Применяется для исследования сильно пологих и горизонтальных участков ствола нефтяных и газовых скважин, заполненных промывочной жидкостью на нефтяной и водной основе. Решаемые задачи:

- корреляция разрезов скважин и литологических изменений;
- детальное литологическое расчленение;
- стратиграфические исследования;
- определение/уточнение фильтрационно-емкостных свойств;
- определение/уточнение минерального состава пород.

Прибор рассчитан на работу с источником гамма-излучения цезий-137 активностью от 6.65×10^9 до 3×10^7 Бк. Детекторы гамма-излучения – сцинтилляционные детекторы с ФЭУ.

Таблица 14 – измеряемые параметр

Изменяемые параметры	Объёмная плотность горных пород
Диапазон измерения	1.7×10^3 до 3.0×10^3 кг/м ³

Предел допускаемой основной относительной погрешности измерений	от 1.7×10^3 до 3.0×10^3 кг/м ³ $\pm 1.5\%$
---	---

Таблица 15 – общие характеристики

Общая длина прибора, мм	2570	не более
Диаметр прибора, мм	108	не более
Общая масса прибора, кг	120	не более
Питание, автономное, В	12	
Диапазон температуры окружающей среды рабочих условий применения, °С	от -10 до T _{max}	
Верхнее значение гидростатического давления рабочих условий применения, МПа	P _{max}	
Диаметр скважины, мм	от 120 до 216	
Скорость каротажа, м/ч	400	не более
Время работы в автономном режиме, часов в режиме записи	10	не менее
Частота записи, опрос в секунду	2	
Размещение	на буровом инструменте	

Прибор нейтрон-нейтронного каротажа автономный АПРК-ННК

Предназначен для проведения ГИС методом компенсированного трехзондового нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (ЗННКт) и гамма каротажа естественной активности горных пород двумя независимыми детекторами (2ГК).

Применяется для исследования сильно пологих и горизонтальных участков ствола нефтяных и газовых скважин, заполненных промывочной жидкостью на нефтяной и водной основе с содержанием NaCl до 300г/л.

Решаемые задачи:

- корреляция разрезов скважин и литологических изменений;
- детальное литологическое расчленение;
- выделение газоносных пластов, газожидкостного и водонефтяного контактов;
- определение коэффициента газонасыщенности.

Прибор рассчитан на работу с плутоний-бериллиевым источником нейтронов типа ИБН-8-5 с потоком нейтронов от $5 \cdot 10^6$ до $2 \cdot 10^7$ с-1. Детекторы нейтронов – гелиевые счетчики. Детекторы гамма-квантов сцинтилляционный кристалл с ФЭУ.

Таблица 16 – измеряемые параметры

Измеряемые параметры	Диапазон	Погрешность
МЭД естественного гамма-излучения горных пород	$0 \div 250$ мкР/ч	$\pm 15 \%$
Диапазон измерения пористости	$0 \div 40 \%$	$4.2 + 2.3(40/K_{п-1}) \%$
Чувствительность канала ГК	не менее 750 имп/мин на 1 мкР/час	

Таблица 17 – общие технические данные

Общие технические данные		
Общая длина прибора, мм	3720	не более
Диаметр прибора D, мм	90, 102, 108	не более
Общая масса прибора, кг	-	не более
Питание, автономное, В	12	
Диапазон температуры окружающей среды рабочих условий применения, °C	от -10 до T_{max}	
Верхнее значение гидростатического давления рабочих условий применения, МПа	P_{max}	
Диаметр скважины, мм	от 120 до 350	
Скорость каротажа, м/ч	800	
Время работы в автономном режиме, часов в режиме записи	10	не менее
Частота записи, опрос в секунду	2	
Размещение	на буровом инструменте	

С целью привязки зарегистрированных данных к глубине каждый прибор имеет часы реального времени, показания которых записываются в каждый кадр данных. Эти часы перед началом спуско-подъемных операций синхронизируются с часами реального времени обрабатывающего комплекса. Кроме того, приборы, по показаниям которых трудно отбивать интервалы стоянок, содержат в своем составе датчики акселерометров (РК, профилемер). Привязка данных по глубине осуществляется одним из трех способов: по промеру бурового инструмента с использованием записанной в приборах

информации о стоянках; по результатам измерений глубины наземными датчиками глубины, веса инструмента и положения клиньев станции ГТИ; по результатам измерений глубины автономным глубиномером, часы которого также синхронизируются с часами обрабатывающего комплекса.

Регистрация данных каротажа производится в энергонезависимую память с дискретизацией по времени. Считывание полученных данных в компьютер производится после подъема приборов на поверхность.

Тестирование приборов, подготовка к каротажу, считывание данных из приборов в компьютер производится с использованием специального кабеля через USB-порт. Питание приборов в автономном режиме производится от встроенного аккумулятора. [42]

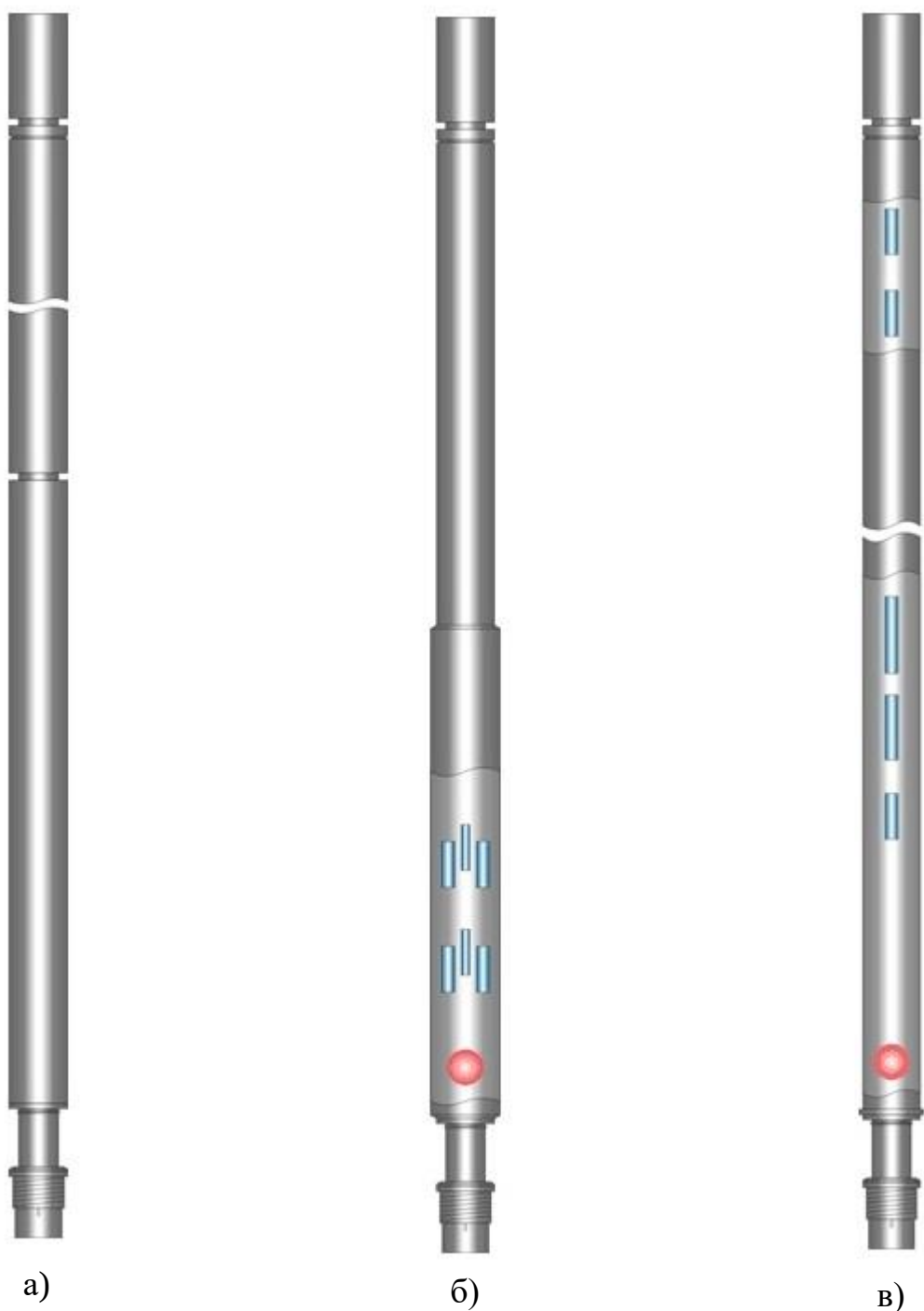


Рисунок 19 – а) 5ИК-А; б) АПРК-ГГК; в) АПРК-ННК

3.2.3 АМК Горизонт

При каротаже скважин используется аппаратурно-методические комплексы АМК "ГОРИЗОНТ", разработанный в ОАО НПП "ВНИИГИС" и впоследствии усовершенствованный и дополненный совместно с ООО НПФ АМК "Горизонт".

За одну спускоподъемную операцию может быть проведена запись комплекса геофизических параметров: ГК, НГК, ПС, КС, ННК_т, ВИКИЗ, инклинометрии и резистивиметрии, а также азимута и зенитного угла. Тут же на буровой после обработки информации на IBM PC выдается экспресс-информация. Заключение по скважине с выдачей коэффициентов пористости, нефтенасыщенности, глинистости Заказчик получает в течение суток.

Опыт эксплуатации АМК "ГОРИЗОНТ" показал высокую эффективность применения этих комплексов при геофизических исследованиях горизонтальных скважин и боковых стволов, в том числе в скважинах, пробуренных с применением пресных и соленых промывочных жидкостей в терригенном и карбонатном разрезе.

В настоящее время созданы более совершенные аппаратурно-методические комплексы для геофизических исследований горизонтальных и осложненных скважин, а также боковых стволов АМК "ГОРИЗОНТ-90", АМК "ГОРИЗОНТ-90-К4" и "ГОРИЗОНТ-90-К5".

АМК "ГОРИЗОНТ-90" позволяет провести измерения методами ГК, ННК_т-25, ННК_т-50 и НГК-65, измерения КС четырьмя симметричными градиент-зондами, ПС и инклинометрии. За счет применения трех зондов нейтронного каротажа повышается точность определения коэффициентов пористости, как в карбонатном, так и терригенном разрезе, а также появляются дополнительные методические возможности по отбивке газонефтяного контакта и выделению плотных пропластков пород.

АМК "ГОРИЗОНТ-90-К4" имеет дополнительно в составе комплекса двухзондовый низкочастотный индукционный каротаж и канал резистивиметрии, что позволяет определять коэффициент нефтенасыщенности, а в благоприятных условиях оценить параметры зоны проникновения.

"ГОРИЗОНТ-90-К5" - помимо проведения имеющихся в АМК "ГОРИЗОНТ-90-К4" измерений осуществляет измерения методом высокочастотного индукционного изопараметрического каротажного

зондирования(ВИКИЗ), что позволяет выйти на определение водонефтяного(ВНК) и газонефтяного контакта(ГНК) внутри коллекторов, а также удельного электрического сопротивления пласта и вмещающих пород.

Подробно рассмотрим Автономный аппаратурно-методический комплекс(АМК) “Горизонт- 90-K5” предназначен для геофизических исследований горизонтальных и осложненных скважин, а также боковых стволов методами: ГК, ННК_Т-25, ННК_Т-50, НГК-65, ПС, ВИКИЗ, инклинометрии и резистивиметрии, КС (четыре симметричных градиент зонда):

- А1 0.5 М1 0.25 N1 0.5 В1 диаметр 90 мм;
- А2 0.5 М2 0.25 N2 0.5 В2 диаметр 80 мм;
- А3 1.0 М3 0.25 N3 1.0 В3 диаметр 90 мм;
- А4 1.75 М4 0.25 N4 1.75 В4 диаметр 90 мм.

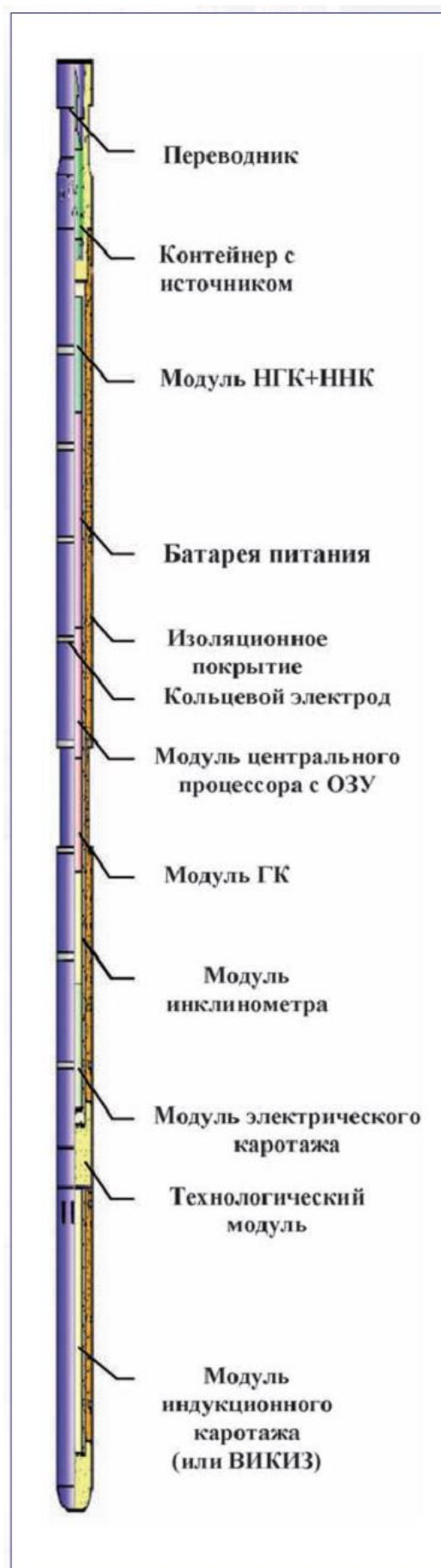


Рисунок 20 – Состав модулей АМК “ГОРИЗОНТ-90-K5”

Спуск комплекса в скважину для проведения исследований может осуществляться на бурильных трубах, колтюбинге, жестком и обычном геофизическом кабеле.

Автономный аппаратурно-методический комплекс(АМК) “Горизонт-90-К5” решает следующие задачи:

- литологическое расчленение пород по стволу скважины;
- определение параметров траектории скважины по данным инклинометрии;
- определение глинистости пород по данным ГК;
- определение коэффициента пористости по данным нейтронных методов ННК и ПС;
- определение коэффициента нефтенасыщенности по данным измерения ВИКИЗ, КС и резистивиметрии, в благоприятных условиях оценка параметров зоны проникновения;
- определение ВНК и ГНК внутри коллекторов, а также УЭС пласта и вмещающих пород по данным измерения ВИКИЗ.

Для увязки траектории скважины с геологическим разрезом используются синтезированные вертикальные проекции диаграмм, по которым определяется толщина и местоположение пластов по абсолютной глубине.

При использовании АМК"ГОРИЗОНТ-90-К5" геофизические измерения в скважине могут проводиться в широком диапазоне изменения удельного сопротивления промывочной жидкости (0.05-5 Ом·м). Дискретность измеряемых параметров в блоке памяти составляет 2 секунды. [32]

Таблица 18 - измеряемые параметры АМК “ГОРИЗОНТ-90-К5”

Изменяемые параметры	Значения
Кажущееся удельное электрическое сопротивление горных пород(КС) Ом·м	(0-2000)
Потенциал собственной поляризации(ПС), В	±0.5
высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование(ВИКИЗ), Ом*м	1-200

Удельная электрическое сопротивление промывочной жидкости, Ом·м	0,02-10
уровень естественного гамма-излучения(ГК), мкР/ч	0-50
поток нейтронов (ННКТ-25, ННКТ-50), имп/мин	До 250000
уровень радиационного гамма-излучения(НГК-65), мкР/ч	0-200
зенитный угол наклона скважины, град.	(0-180) ±0.2
азимут наклона скважины, град.	(0-360) ±1.5

Таблица 19 – Конструктивные данные скважинного прибора

Параметр	Значение
длина, мм	13562±100
диаметр, мм	92
присоединительная резьба для бурового инструмента	Z-76
диаметр проточки под элеватор, мм	73
Промывка скважины через отверстия в переводнике, л/с	Не более 40

Таблица 20 – Условия эксплуатации скважинного прибора

Параметр	Значение
диаметр исследуемых скважин, мм	не менее 110
давление на забое, МПа	не более 100
температура окружающей среды, °С	не более 110
осевая сжимающая и растягивающая нагрузка, т	5
радиус искривления скважины, м	не менее 40
рекомендуемая скорость подъема прибора, м/ч	360
непрерывное время работы скважинного прибора в режиме измерений, ч	не менее 9

3.3 Вспомогательное оборудование

При монтаже автономного комплекса используется ряд вспомогательного оборудования, которое выполняет различные задачи и обеспечивает корректное проведение ГИС автономным комплексом приборов.

- 1) Переводник предназначен для подсоединения к бурильной трубе



Рисунок 21 - переводник

2) Головка свободного вращения, которая обеспечивает свободное вращение бурильной колонны относительно автономных скважинных приборов



Рисунок 22 - ГСВ

3) Немагнитный удлинитель, предназначенный для электрической или магнитной изоляции скважинных приборов в сборках.



Рисунок 23 – НМУ-а

4) Комплект технологической оснастки ТОВ предназначенный для обеспечения проведения операций по соединению автономных приборов в сборки непосредственно на устье скважины в вертикальном положении.

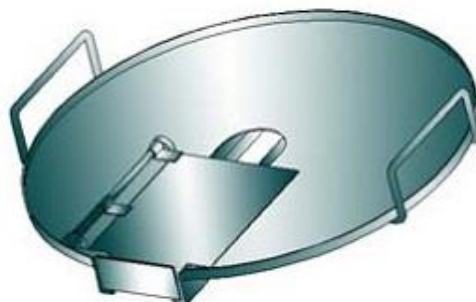


Рисунок 24 – ТОВ

5) Наземное оборудование: ИБКА (информационный блок каротажа автономный), ДОЛ (датчик оборотов лебёдки), датчик веса, ноутбук. ИБКА соединяет в себе информацию датчиков и данные приборов, в дальнейшем передаёт их на ноутбук.

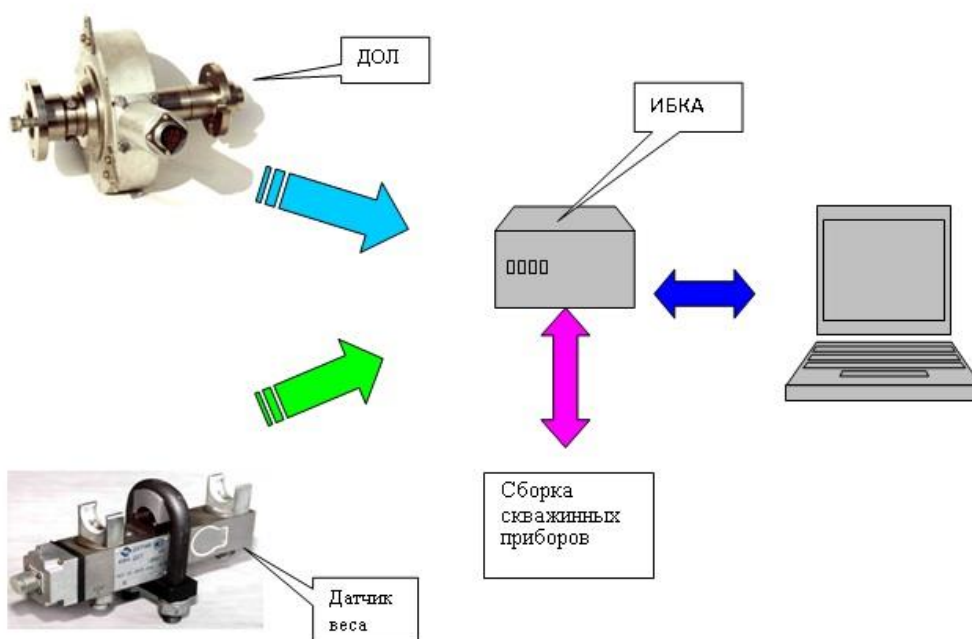


Рисунок 25 – наземное вспомогательное оборудование

6) При монтаже ИИИ в приборы для радиоактивных методов ГИС, используются манипуляторы; контейнеры для хранения и перевозки ИИИ.

3.4 Заключение по специальной части

В качестве оценки эффективности автономных приборов приведены сопоставления результаты измерения автономными и кабельными приборами в одном и том же опорном пласте (для исключения систематических погрешностей). Для сопоставления построены кривые распределения значений плотности, водородосодержания и времени пробега продольной волны по песчаникам и аргиллитам, из рисунка видно, что полученные данные измеряемых параметров близкие, систематические погрешности отсутствуют, разброс значений между автономными и кабельными приборами на против одного и того же продуктивного горизонта минимален. [41]

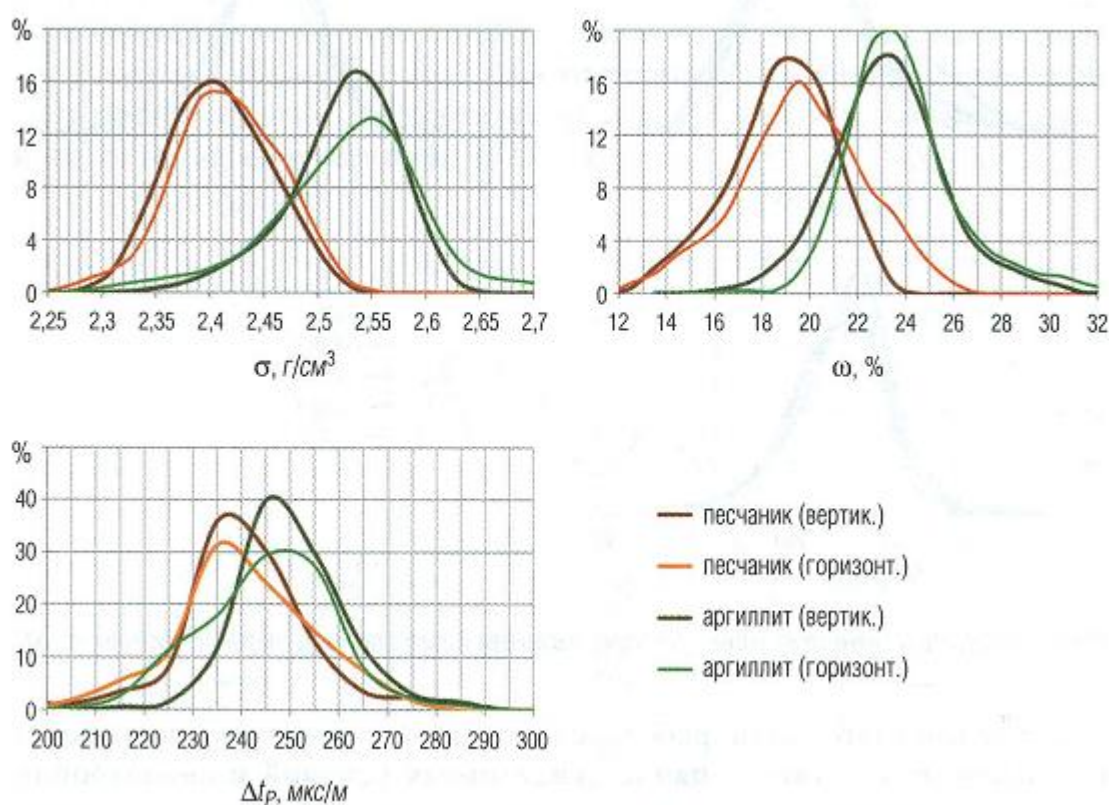


Рисунок 26 – сопоставлении вертикальных и горизонтальных скважин

По результатам скважинных измерений и последующей интерпретации полного комплекса ГИС (рисунок) в горизонтальных, пологих и боковых стволах решаются поставленные задачи по литологическому расчленению разреза и информационному обеспечению с целью расчёта коэффициентов пористости, нефтегазонасыщенности и глинистости, с точностью, сопоставимой с исследованиями кабельными приборами.

Преимуществом автономных приборов является наличием возможности проведения широкого комплекса измерений вне зависимости от влияния геометрии наклонных, горизонтальных скважин и боковой стволов. Проведение ГИС на бурильных трубах снижает количество прихватов и рисков присуще традиционным видам каротажа. Аппаратура менее требовательна к вспомогательному оборудованию и персоналу, что важно на удалённых участках работ.

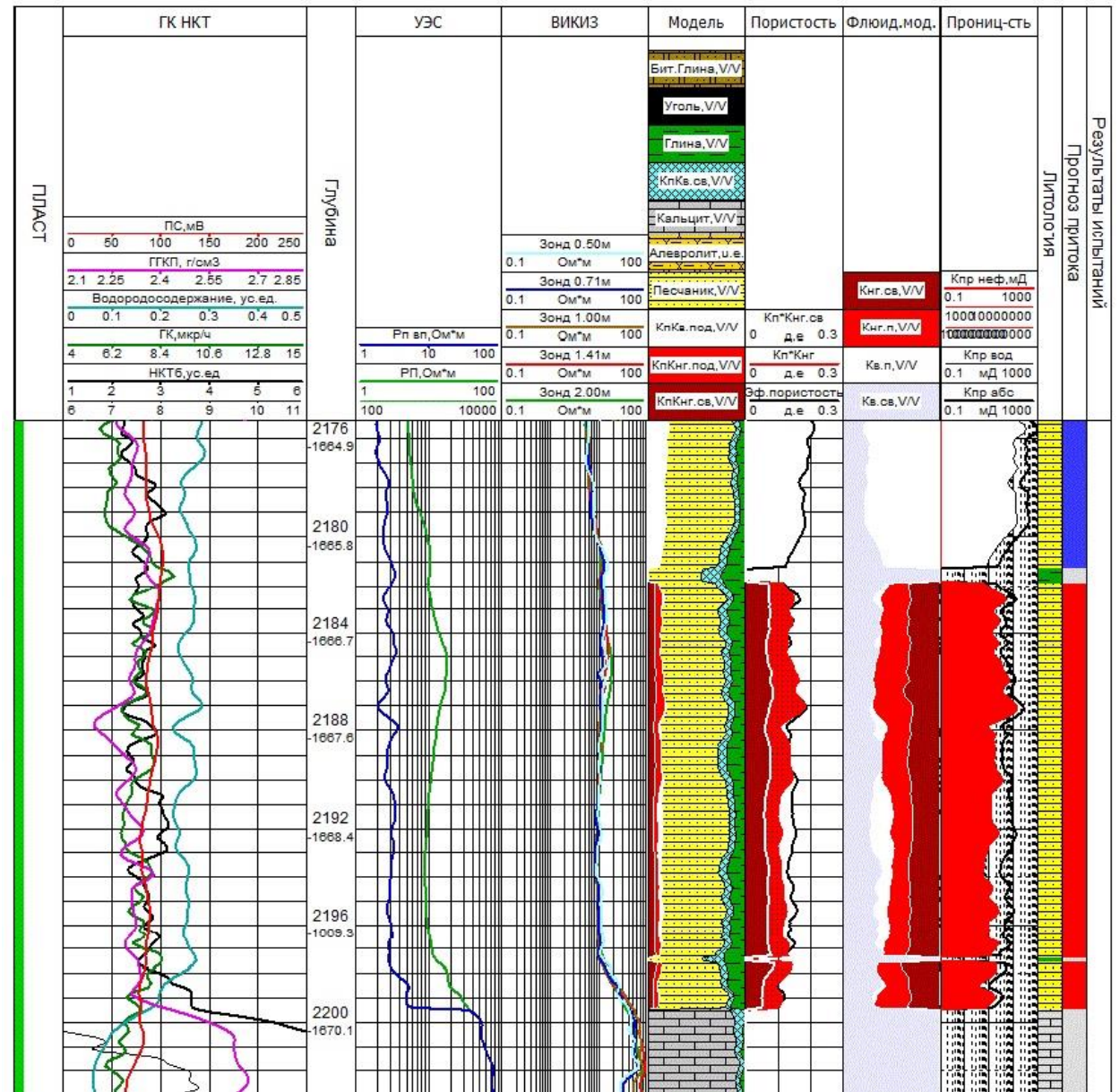


Рисунок 27 – результаты оперативной интерпретации комплекса ГИС проводимый автономными приборами.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном проекте рассматривалась площадь Ватинского месторождения на предмет проектирования на ней скважины в которой будет проведён запроектированный комплекс ГИС.

Проведён полный анализ геологического строения района работ, геолого-геофизическая изученности района. Рассмотрены и проанализированы результаты геофизических работ прошлых лет в районе заложения проектной скважины. Анализ показал, что комплекс методов проводимые ранее, решает настоящие поставленные геологические задач:

- Литологическое расчленения разреза
- Выделение коллекторов
- Определение ФЕС коллекторов
- Определение характера насыщения коллекторов

Это послужило основанием принятием в качестве ФГМ натурный разрез близлежащей от района работ скважины. И запроектирован комплекс, который был обоснован ввиду его эффективности для решения поставленных геологических задач. Приведена методика и приборное обеспечение, которое позволит провести комплекс методов.

Также рассмотрена методика проведения ГИС автономными приборами на буровом инструменте.

Был рассчитан объём работ и составлена на этом основании смета для проведения данного запроектированного комплекса ГИС.

Приведён ряд требований по обеспечению безопасности при проведении работ в проектной скважине.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Аппаратурный каталог предприятия “Тюменьпромгеофизика”. Тюмень, 2005г.
- 2 Безопасность жизнедеятельности: Метод. указ. по разработке раздела «Производственная и экологическая безопасность при проведении геологоразведочных работ» выпускной квалификационной работы для студентов всех специальностей ГНФ. - Томск: Изд. ТПУ, 2001. -32с.
- 3 Безопасность жизнедеятельности: Учебник для вузов под ред. К.З. Ушакова. – М.: Изд-во Московского гос. горного университета, 2000.– 430 с.
- 4 ГОСТ 12.0.003 - 74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
- 5 ГОСТ 12.1.003 – 83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
- 6 ГОСТ 12.1.004 - 91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
- 7 ГОСТ 12.1.005 - 88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 8 ГОСТ 12.1.006 - 84 ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.
- 9 ГОСТ 12.1.007 - 76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
- 10 ГОСТ 12.1.012 – 90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
- 11 ГОСТ 12.1.019 - 79 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
- 12 ГОСТ 12.1.030 – 81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.
- 13 ГОСТ 12.1.038 – 82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
- 14 ГОСТ 12.1.045 – 84 ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля
- 15 ГОСТ 12.2.003 – 91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие

требования безопасности.

16 ГОСТ 12.2.007.3 - 75 ССБТ. Машины электрические вращающиеся. Общие требования безопасности.

17 ГОСТ 12.2.062 - 81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные

18 ГОСТ 12.3.009 - 76 ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности.

19 ГОСТ 12.4.125 – 83 ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация

20 ГОСТ 17.1.3.06-82 Охрана природы, Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.

21 ГОСТ 17.1.3.05-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами.

22 ГОСТ 17.2.1. 03-84. Охрана природы. Атмосфера. Термины и определения контроля загрязнения.

23 ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.

24 Заключение по результатам промыслово-геофизических исследований скважин Ватинского месторождения. Мегион: ЗАО ПГО «Тюменьпромгеофизика», 2006 г.

25 Краткий каталог технических средств, методических разработок, услуг в геофизических исследованиях скважин, ОАО НПП ВНИИГИС, г Октябрьский 2013 г, 32 с.

26 ОСПО РБ-99. Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности.

27 Отчет по месторождениям компании «ЮКОС». г.Тюмень, 2005 г.

28 Отчет по договору № 312-02Н [2-2002] от 31.01.2002 г. на проведение научно-исследовательской работы Книга 3 «Ватинская площадь» 173 с

- 29 Паспорт к скважинному прибору АМК 006 .00.000 ПС г.Октябрьский, 2011 г.
- 30 РД 153-39.0-109-01, Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. М.:2002 г., 135 с.
- 31 РЭ РКИН – А2 5.188.007. НОКБ ГП» , Филиал ОАО «ТОЭЗГП» 2013 г, 116 с.
- 32 РЭ АМК 006.00.000 (ООО НПФ «АМК ГОРИЗОНТ») 2005, с 95
- 33 СанПиН 2.2.4/2.1.8.055 – 96 Электромагнитные излучения радиочастотного диапазона.
- 34 СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиена труда, технологические процессы, сырье, материалы, оборудование, рабочий инструмент. «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».
- 35 СанПин 2.2.2/2.4.1340 – 03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы.
- 36 Сибаров Ю.Г. Охрана труда в вычислительных центрах /Учебное пособие для студентов.
- 37 СНиП 23.05.95. Естественное и искусственное освещение.
- 38 СНиП 2.04.05-91. Отопление, вентиляция и кондиционирование.
- 39 Сборник инструкций по охране труда и технике безопасности для полевых отрядов. Мегион: ЗАО ПГО «Тюменьпромгеофизика», 2001.с. 159.
- 40 Совершенствование петрофизического обеспечения геологической интерпретации данных ГИС с целью определения подсчетных параметров на Ватинском месторождении. Мегион: ЗАО ПГО «Тюменьпромгеофизика», 2002.с. 172.
- 41 Теленков В.М., Хаматдинов Р.Т. «Возможности комплекса автономной аппаратуры КАСКАД-А», статья «Производственный опыт» 2014 г. 7 с.
- 42 <http://www.karotazh.ru/ru/memorytool>
- 43 <http://www.tpg.ru/main.php?eng=&pid=8&id=7>
- 44 http://www.vsegei.com/ru/info/stratigraphic_scale/