

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Кафедра геофизики
Специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки»
Специализация «Геофизические методы исследования скважин»

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой геофизики

(Подпись) (Дата) Е.В.Гусев
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы
В форме: дипломного проекта

Студенту:

Группа	ФИО
2211	Арчаков Адам Закреевич

Тема работы:

Геофизические исследования скважин для выявления коллекторов и определения их фильтрационно-емкостных свойств на Вынгаяхинском газо-нефтяном месторождении (Тюменская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№2345/с от 25.03.2016
Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2016 года

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<i>Материалы по Вынгаяхинскому месторождению предоставленные на месте прохождения преддипломной производственной практики ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтега» отделом КИП, нормативно-правовые акты, учебная литература.</i>
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1) Рассмотреть географо-экономический очерк района работ, геолого-геофизическую изученность, геологическое строение месторождения, физические свойства пород, и сделать анализ работ прошлых лет; 2) Выбрать участок работ, проанализировать каротажные диаграммы и построить ФГМ объекта. Запроектировать комплекс геофизических исследований скважин с целью литологического расчленения разреза, выделения коллекторов, определения характера насыщения, положения контактов между пластовыми флюидами и ФЕС коллекторов. 3) Сделать анализ опасных и вредных факторов при проведении исследований на месторождении, а также рассмотреть экологическую безопасность и безопасность в ЧС персонала. 4) Посчитать смету расходов на проектируемые работы.
Перечень графического материала	1) Обзорная схема Вынгаяхинского месторождения. 2) Вынгаяхинское месторождение Подсчётный план и Карта эффективных нефтенасыщенных толщин по плату Ю01-1 З)

	3) Обзорная карта месторождений ОАО «Газпромнефтегаз» 4) Тектоническая карта Юрского яруса осадочного чехла Северных районов Широтного Приобья (на структурной основе по отражающему горизонту Б, баженовская свита)
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Геологическая часть	Бернатонис П.В.
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Вазим А.А.
Социальная ответственность	Гуляев М.В.

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

1. Общая часть
2. Проектная часть
3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение
4. Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Колмаков Ю. В.	к.г.-м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2211	Арчаков Адам Закреевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 101 с., 8 рис., 9 табл., 16 источников

Ключевые слова: коллекторские свойства, геофизические методы исследования скважин (ГИС), комплекс ГИС, Вынгаяхинское месторождение нефти и газа.

Объектом исследования является месторождение Вынгаяхинское.

Цель работы – проектирование комплекса геофизических методов исследования скважин с целью изучения пластов-коллекторов Вынгаяхинского месторождения.(ЯНАО)

В процессе исследования проводились сбор и анализ геофизических материалов для обоснования оптимального комплекса.

В результате исследования предложен комплекс ГИС для выявления и исследования нефтенасыщенных коллекторов.

Область применения: предназначенный комплекс ГИС может применяться на любых месторождениях нефти с терригенно-поровым типом коллекторов.

Экономическая значимость работы определяется необходимостью исследований для подсчетов запасов.

ESSAY

Final qualifying work 101 pp., 8 fig. 9 Table., 16 sources

Keywords: reservoir properties, geophysical methods for wells (GIS) GIS complex Vyngayakhinskoye oil and gas fields.

The object of this study is to deposit Vyngayakhinskoye.

The purpose of the work - design of geophysical methods for wells to examine plastov- collectors Vyngayakhinskoye deposit (Yamalo-Nenets District).

The study carried out collection and analysis of geophysical data to support the optimum combination.

The study proposed a set of GIS for the detection and investigation of oil-saturated reservoir.

Scope: intended complex GIS can be used on any oil fields with terrigenous pore type reservoirs.

The economic significance of the work is determined by the necessity of research for calculation of reserves.

ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

БКЗ – боковое каротажное зондирование;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ИК – индукционный каротаж;

АК – акустический каротаж;

ГК – гамма каротаж;

ПС – каротаж самопроизвольной поляризации;

КС – метод кажущегося сопротивления;

ЭК – метод электрического сопротивления;

ННК – нейтрон- нейтронный каротаж;

АК- акустический каротаж;

ПТС- производственно технологическая партия;

КИП- контрольно- интерпретационная партия;

АКЦ акустическая цементометрия;

М_i- мощность выброса i-го вещества;

УВ_i- удельный выброс i-го вещества;

ГОСТ- государственный стандарт;

ПБ- правила безопасности;

ОСПОРБ – Основные принципы обеспечения радиоактивной безопасности

Оглавление

Введение.....	11
Общая часть.....	12
1.1. Географо-экономический очерк работ.....	13
1.2. Геолого-геофизическая изученность района.....	15
1.3. Геологическое строение район.....	17
1.3.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза.....	17
1.3.2.Тектоника.....	24
1.3.3. Нефтегазоносность.....	29
1.3.4. Физико-литологическая характеристика коллекторо//.....	35
1.4. Анализ ранее проведенных работ.....	42
2. Проектная часть.....	48
2.1. Выбор объекта исследований	49
2.2. Выбор методов исследований.....	51
2.3. Методика и техника геофизических исследований скважин.....	56
2.4 Метрологическое обеспечение проектируемых работ.....	58
2.5. Методика интерпретации данных ГИС.....	62
2.6. Определение удельного электрического сопротивления (УЭС).....	65
2.7. Пористость.....	67
2.8. Определение водородосодержания.....	69
2.9. Технологическая схема обработки данных ГИС на ПЭВМ.....	69
3.Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	74
3.1. Характеристика предприятия.....	74
3.2. Организационно-экономический раздел.....	75
3.3. Техничко-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту	77
3.4. Смета расходов проектируемых работы.....	78
4. Социальная ответственность.....	86
4.1.Безопасность жизнедеятельности.....	86
4.2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования...86	
4.3.Пожарная безопасность.....	87
4.4. Анализ выявленных вредных и опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения	89
4.5. Санитарные требования.....	89
4.6.Безопасность при выполнении работ.....	91
4.7.Экологическая безопасность.....	91
4.8. Мероприятие по окружающей среды.....	94
4.9.Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	96
Заключение.....	98
Список литературы	99

ВЕДЕНИЕ

В последние годы в связи с экономическим кризисом в России отмечен спад производства в промышленности в том числе нефтяной. За период с 1989 года объем добычи нефти сократился почти в два раза. В последние два года уровень добычи стабилизировался, а в отдельных нефтегазоносных районах даже вырос (Сургутский, Нижневартовский, Татария). Стабилизировалась добыча и в Ноябрьском районе.

Это стало возможным в связи с внедрением в производство нефтедобычи передовых более эффективных технологий.

Одним из наиболее важных элементов нефтяного производства является качество геофизических исследований, выделение пластов коллекторов их свойств и насыщения.

Геологической службой ОАО “Ноябрьскнефтегаз” в последние годы были резко повышены требования к качеству ГИС при первичном вскрытии пластов. Одной из причин, пробуждающих геологические службы НГДУ уделять особое внимание качеству, является вовлечение в разработку месторождений и залежей со слабопроницаемыми, низко продуктивными коллекторами, а также водоплавающих залежей с близкорасположенными водоносными пластами.

Основным критерием оценки качества строительства скважин, в настоящее время, является достижение скважиной максимально возможной продуктивности. Проблеме повышения качества и эффективности вторичного вскрытия и посвящена спец часть настоящей дипломной работы.

В специальной части приводится анализ результатов применения перфораторов новых модификаций, рассматриваются условия наиболее эффективного применения глубоко проникающих перфораторов, приводится методика выбора типа перфораторов.

2. ПРОЕКТНАЯ ЧАСТЬ

2.1. ВЫБОР ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЙ

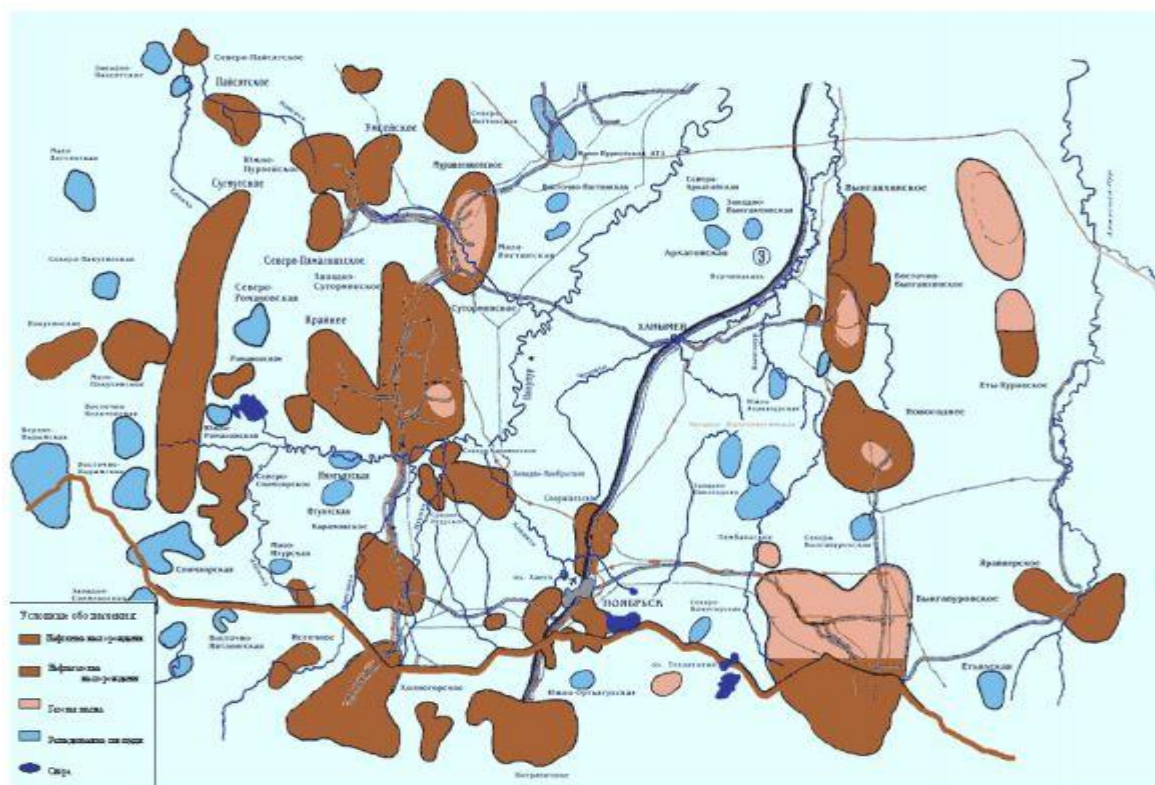


Рис. 1. Обзорная карта месторождений ОАО «Газпромнефть - Ноябрьскнефтегаз»

Рис.5 Обзорная карта месторождений ОАО «Газпромнефтегаз»

При выборе объекта исследований учитываются геолого – геофизические особенности месторождения и эксплуатационные характеристики нефтеносных пластов.

На Вынгайхинском месторождении выше ачимовской толщи залегают глинистые породы с прослоями песчаников и алевролитов. К песчаным интервалам приурочены основные на месторождении продуктивные пласты БП⁰₁₁, БП¹₁₁ и БП²₁₁.

В настоящее время эксплуатационное бурение ведется в основном на пласты БП⁰₁₁, БП¹₁₁ и БП²₁₁.

Пласт БП^о₁₁ в песчаной фации на площади месторождения выделяется на двух локально – обособленных участках, в пределах которых и разведаны две небольшие залежи нефти.

Размер первой залежи 10.5 км х 3.6 км, высота ее 26.4 м. По типу залежь структурно – литологическая. Протяженность зоны глинизации

составляет более 50% параметра залежи, за счет этого залежь имеет небольшую площадь водонефтяной зоны – 12,1% от всей площади. Суммарные нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,8 до 6,6 м.

Вторая залежь пласта БП⁰₁₁ выделяется в центральной части поднятия. Нефтенасыщенные толщины по залежи составляют всего 1,2-1,8 м. Залежь имеет почти изометричную форму, размеры ее 6,2 км х 5,5 км, высота 53 м. По типу залежь является структурно-литологической и также, как и выше описанная залежь имеет очень небольшую водонефтяную зону – 2,9% от всей площади залежи.

Залежь нефти в пласте БП¹₁₁ является основным объектом бурения на Вынгаяхинском месторождении и имеет наиболее широкое площадное распространение в пределах основной части структуры, осложненной тремя куполами. Залежь ориентирована в меридиальном направлении. Эффективная нефтенасыщенная толщина резервуара в пределах площади изменяется от 2,0 до 13,6 м. Зона минимальных нефтенасыщенных толщин отмечается в пределах южной части структуры.

Залежь нефти в пласте БП²₁₁ имеет размер 14,2 км х 8,4 км, высота залежи около 69м. По типу залежь пластовая сводовая.

Песчаники этих пластов аркозового состава, от светло-серых до темно-серых, преимущественно мелкозернистые, слюдистые, с глинистым цементом порово-пленочного типа, прослоями с цементом глинисто-карбонатным, в продуктивной части разреза нефтенасыщенные. Алевриты темно-серые и серые, прослоями глинистые или карбонатные, местами с включениями песчаного материала и углистого растительного дитрита, с редкими пропластками известняка полиморфного. Аргиллиты темно-серые, неоднородные от тонкоотмученных до алевритых, слабослюдистые, с включениями углистого дитрита и макрофауны.

Из вышесказанного можно сделать вывод, что наиболее важным и перспективным в настоящее время является изучение пласта БП¹₁₁. Определение коллекторских свойств и оценка насыщения методами

геофизических исследований скважин, в процессе эксплуатации месторождения, много эффективней других методов и уменьшает время цикла от начала бурения до начала эксплуатации скважины.

2.2. ВЫБОР МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЙ

Выбор оптимальных вариантов комплексирования геофизических методов исследования необсаженных скважин должен производиться с учетом необходимости решения следующих задач:

1. Литологическое расчленение разреза и выявление геофизических реперов.

2. Выделение коллекторов и определение их емкостных характеристик (пористость, глинистость, проницаемость).

3. Оценка характера насыщения коллекторов.

Методы электрического каротажа (стандартный каротаж, БКЗ, ПС, ВИКИЗ) дают основные сведения при литологическом расчленении разреза, выделении границ пластов, их идентификации по разрезу и проведение корреляционных построений. Выделение проницаемых интервалов производится по наличию отрицательных аномалий ПС, положительным приращением на показаниях микрозондов и ВИКИЗ, наличию зон проникновения по БКЗ.

Метод потенциалов собственной поляризации горных пород ПС основан на изучении естественного стационарного электрического поля в скважинах, образование которого связано с физико-химическими процессами, протекающими на поверхности раздела скважина-порода и между пластами различной литологии. Потенциалы собственной поляризации пород обусловлены диффузией солей из пластовых вод в промывочную жидкость и наоборот; адсорбацией ионов на поверхности минеральных частиц горной породы; фильтрацией вод из промывочной жидкости в породы и пластовых вод в скважину; окислительно-восстановительными реакциями, происходящими в породах и на контакте их с промывочной жидкостью.

В общем случае пески, песчаники, алевролиты и алевроиты легко отличаются по кривой ПС от глин.

Породы с низкой диффузионно-адсорбционной активностью (чистые и слабоглинистые песчаники) отмечаются на кривых ПС глубокими отрицательными аномалиями $\Delta U_{\text{пс}}$, породы с высокой активностью (глины и сильноглинистые породы) – положительными аномалиями $\Delta U_{\text{пс}}$.

Метод ПС более успешно используется в комплексе с методами кажущегося сопротивления КС и боковым каротажным зондированием БКЗ.

Метод кажущегося сопротивления КС основан на изучении измерений во времени КС и изучении удельного сопротивления которое позволяет проводить литологическое расчленение и определить коэффициент нефтегазоносности пластов. Кажущегося эффективного сопротивлений при заполнении скважины промывочной жидкостью, электрическое удельное сопротивление ρ_f фильтрата которой существенно отличается от электрического сопротивления ρ газа и жидкости, находящихся в порах породы за зоной проникновения фильтрата. В этом случае на участках залегания коллекторов при $\rho_f < \rho$ со временем наблюдается понижение сопротивлений, измеряемых экранированным зондом, потенциал- и градиент- зондами небольших размеров. При $\rho_f > \rho$ картина будет обратной; в коллекторах ρ_k и $\rho_{\text{эф}}$ со временем увеличиваются.

В качестве стандартного зонда на Вынгаяхинском месторождении применяют потенциал-зонд N11M0,5A. Кривая сопротивлений, получаемая потенциал-зондом высокоомных мощных пластах имеет симметричную форму, следовательно, наиболее благоприятно для расчленения разреза, и $\rho_k \rightarrow \rho_{\text{пл}}$.

Боковое каротажное зондирование БКЗ применяется для определения удельного сопротивления пласта ρ_p , удельного сопротивления зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт $\rho_{\text{з.п.}}$, диаметра зоны проникновения. Сущность БКЗ заключается в измерении ρ_k в исследуемом интервале скважины градиент - или потенциал- зондами

различной длины, а, следовательно, и с различным радиусом исследования. В обязательном комплексе ГИС для Вынгаяхинского месторождения используются градиент-зонды: подошвенные – $A0,4M0,1N$, $A1M0,1N$, $A2M0,5N$, $A4M0,5N$, $A8M1N$; кровельные – $N0,5M2A$. В комплект зондов БКЗ входит и стандартный зонд $A2M0,5N$ или $N11M0,5A$.

В интервале проведения БКЗ определяется удельное сопротивление промывочной жидкости резистивиметром и диаметр скважины – каверномером.

Высокая расчленяющая способность бокового каротажа обеспечивается формой кривой КС и наличием экранированных электродов, которые препятствуют растеканию тока от основного электрода по скважине и обеспечивают направление его непосредственно в пласт, вследствие чего влияние скважины и вмещающих пород на результаты измерений сводятся к минимуму.

В индукционном каротаже ИК изучается удельная электропроводность горных пород посредством индукционных токов. В отличие от других электрических методов каротажа, при ИК не требуется непосредственного контакта измерительной установки с промывочной жидкостью. Это дает возможность применять ИК в тех случаях, когда используется промывочная жидкость, приготовленная на нефтяной основе.

Хорошие результаты получают при исследовании ИК пород низкого и среднего сопротивления, при наличии повышенного проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт.

По диаграммам ИК более точно определяется положение водонефтяного контакта и удельное сопротивление водоносных коллекторов низкого сопротивления.

По одной кривой ИК удельное сопротивление пласта можно определить только при отсутствии проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт или при неглубоком его проникновении. Поэтому индукционный каротаж применяют в комплексе с другими методами

сопротивлений. При комплексных измерениях (БКЗ, БК, ИК, ВИКИЗ) возможно более надежное выделение в разрезе пластов-коллекторов и определение их удельного сопротивления ρ_p ; зоны проникновения $\rho_{з.п.}$ и диаметра проникновения $D_{з.п.}$.

Резистивиметрия применяется для определения удельного электрического сопротивления промывочной жидкости, заполняющей скважину. Сведения об удельном электрическом сопротивлении промывочной жидкости используются для количественной интерпретации данных БК, БКЗ, ИК, ВИКИЗ, микрозондирования; определения минерализации пластовых вод по результатам метода потенциалов ПС.

Инклинометрия позволяет определить положение ствола скважины в пространстве с учетом зенитного и азимутального углов. Зенитный угол характеризует величину отклонения скважины в данной точке от вертикали. Это важно учитывать в процессе бурения скважины. Искривление скважины необходимо знать для правильного установления глубины залегания пластов и построения геологического разреза, введение поправок на определение мощности пластов, контроля смещения оси скважины от заданного направления.

Гамма-каротаж основан на изучении естественной гамма-активности пород вдоль ствола скважины. Естественная гамма-активность горных пород в основном обусловлена присутствием в них естественных радиоактивных элементов-урана ${}_{92}^{238}\text{U}$ и продукта его распада радия ${}_{88}^{226}\text{Ra}$, тория ${}_{90}^{232}\text{Th}$ и радиоактивного изотопа ${}_{19}^{40}\text{K}$. Самопроизвольный распад атомных ядер которых, в естественных условиях, сопровождается гамма-излучением. Гамма-излучение представляет собой высокочастотное коротковолновое излучение, граничащее с жестким рентгеновским излучением. Оно возникает в результате ядерных процессов и рассматривается как поток дискретных частиц-квантов. Благодаря своей высокой проникающей способности гамма-излучение имеет практическое значение при исследовании разрезов скважин

(γ -лучи полностью поглощаются лишь слоем пород толщиной 1 м); наличие обсадной колонны не является препятствием для проведения исследований.

На Вынгаяхинской площади высокой гамма-активностью обладают чистые глины. Менее радиоактивны песчаные глины, за ними идут глинистые пески и карбонатные породы. Аномально низкие значения ГК характерны для пластов углей и известняков.

Показания ГК являются функцией не только радиоактивности пород, но и их плотности. При одинаковой гамма-активности породы с большей плотностью отмечаются меньшими показаниями ГК из-за более интенсивного поглощения ими γ -лучей.

Нейтрон-нейтронный каротаж основан на регистрации потока нейтронов, замедлившихся до тепловой энергии (НКТ) при облучении пород источником быстрых нейтронов.

На диаграммах НКТ водородосодержащие пласты с большой пористостью выделяются низкими значениями, молопористые – более высокими значениями. На показания НКТ значительное влияние оказывают элементы, обладающие большим сечением захвата тепловых нейтронов, поэтому НКТ весьма чувствителен к содержанию хлора.

Акустический каротаж по скорости T_1 , T_2 , ΔT мк сек. определяет скоростные характеристики горных пород, и может быть использован для определения пористости цемента.

$$K_{\pi} = (\Delta T \text{ породы} - \Delta T \text{ скелета}) \setminus (\Delta T \text{ флюида} - \Delta T \text{ скелета})$$

Предлагаемый комплекс ГИС на Вынгаяхинском месторождении в необсаженных скважинах (открытый ствол) включает в себя электрические и радиоактивные методы:

1. Зондами КС А2М0,5N и N11М0,5А с записью кривой ПС.
2. Боковое каротажное зондирование зондами различной длины: А0,4М0,1N; А2М0,5N; А4М0,5N; А8М1N. Используются также обращенный градиент-зонд N0,5М2А.

3. Боковой каротаж.
4. Индукционный каротаж.
5. Резистивиметрия.
6. Инклинометрия по всему стволу скважины с точками замеров через 20м.
7. Радиоактивный каротаж (с записью кривых ГК (гамма-каротаж), НКТ (нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам).
8. Акустический каротаж.

Данный комплекс проводится в интервале детальных исследований в масштабе глубин 1:200.

2.3. МЕТОДИКА И ТЕХНИКА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Геофизические исследования скважин на Вынгаяхинском месторождении будут проводиться согласно " Технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах " утвержденной Министерством геологии СССР 4 мая 1984 года. Охрана труда и техника безопасности будет осуществляться согласно " Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности " Москва 1993г., " Положением об организации работ и охране труда на геофизических предприятиях " Уфа 1992 год, " НРБ-76 " и "ОСП-72" Москва 1988 год.

Выбор методики и аппаратуры основывался на геофизической изученности по результатам предыдущих работ.

Исходя из поставленной задачи предусматривается проведение следующего комплекса работ:

	масштаб	интервал
1. Стандартный каротаж КС, ПС	1:200	2200-2800
2. БКЗ (5 зондов различной длины)	1:200	2200-2800
3. Боковой метод	1:200	2200-2800
4. Резистивиметрия	1:200	2200-2800

5. Индукционный метод	1:200	2200-2800
6. Инклинометрия		0-2800
7. Радиоактивный ГК + НКТ	1:200	2200-2800
8. Акустический каротаж	1:200	2200-2800

Для выполнения данного комплекса работ будет использоваться аппаратура серийного производства.

1. Методы электрического сопротивления будут проводиться аппаратурой К-1М с компьютеризированной станцией ТЛС.

Аппаратура обеспечивает измерение удельного электрического сопротивления горных пород с размерами установок:

- Стандартный зонд N11.0M0.5A+ПС

Стандартный каротаж выполняется прибором К-1М с масштабом записи кривых ПС – 25.0 мВ/см и КС 5.0 Ом/см. Скорость записи – 1350 м/час.

- БКЗ выполняется 5 зондами с размерами: А0.4М0.1N, А2М0.5N, А4М0.5N, А8М1N, N0.5М2N. Исследования методом БКЗ проводится прибором К-1М, в продуктивных интервалах с сохранением единого масштаба записи, равного масштабу записи стандартным зондом – 5 Ом/см. Скорость записи – 1350 м/час.

- Боковой метод выполняется трехэлектродным зондом. Регистрация кривых КС осуществляется в логарифмическом масштабе. Скорость записи 1350 м/час.

- Индукционный каротаж осуществляется прибором ИК с длиной зонда 1м, в интервале проведения БКЗ. Масштаб записи кривой ИК – 50 мСм/см. Скорость записи – 1350 м/час. Контрольная запись не менее 50 м в интервале продуктивного пласта.

- Резистивиметрия выполняется скважинными резистивиметрами. Масштаб записи – 1 Ом/см, скорость регистрации – 1350 м/час.

- Для регистрации НКТ и ГК в открытом стволе применяется скважинный прибор РКС-3М. Аппаратура регистрирует одновременно

кривую ГК и кривые НКТ большого и малого зондов. Каротаж в открытом стволе проводится при подъеме со скоростью записи при детальном исследовании в масштабе 1:200 - 450 м/час (в интервале исследования продуктивных пластов). Масштаб регистрации канала ГК – 1.2 мкР/час/см, для канала НКТ малым и большим зондами – 0.24 усл. ед/см. Контрольная запись не менее 50 м в продуктивной части разреза.

- Акустический каротаж выполняется скважинным прибором АКШ, зонд U 1,2П₂ 0,4П₁.

- Инклинометрия проводится гироскопическими инклинометрами при подъеме через 10м, затем строится план и профиль скважины.

Для спуска и подъема скважинных приборов будет использоваться подъемник каротажный на базе Урал – 4320 – ПК – 3.5. Лебедка подъемника рассчитана на 5000 м трехжильного, бронированного геофизического кабеля.

Кабель будет размечаться магнитными метками через 10 м, двойными – через 100 м и контрольными тройными – через 500 м, с помощью стационарной установки УРС – 1010.

2.4 МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

Метрологическая служба геофизического предприятия ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика» осуществляет контроль нормированной точности только скважинной геофизической аппаратуры, поскольку точность большинства применяемых МВИ не нормирована.

Целью любого измерения является определение истинных значений постоянной или изменяющейся измеряемой величины — количественной оценки величины в виде некоторого числа принятых для нее единиц. Результат измерения записывается в виде уравнения:

$$V=b[B],$$

где V — измеряемая величина;

b — числовое значение;

$[B]$ — единица физической величины.

Это уравнение называют основным уравнением измерения.

Истинным значением величины называют то значение физической величины, которое идеальным образом отражало бы в качественном и количественном отношениях соответствующее свойство объекта. Какими бы точными СИ не пользовались, истинного значения получить не удастся. Можно только в большей или меньшей степени приблизиться к нему. В практике измерений вместо истинного значения пользуются действительным значением, т.е. значением величины, найденным экспериментальным путем и настолько приближающимся к истинному значению, что для данной цели это значение может быть использовано вместо истинного.

Основные технологические процедуры метрологического обеспечения ГИС.

Градуировка. Поверка. Калибровка

Контроль нормированной точности используемых при ГИС средств измерений составляет основное содержание практической деятельности метрологической службы и реализуется в виде специальных технологических процедур метрологического обеспечения.

В общем случае к стандартным метрологическим процедурам относятся операции, выполняемые специалистами метрологических служб с использованием образцовых средств измерений по специальным технологиям, регламентированными нормативно-техническими документами: градуировка, поверка, калибровка СИ.

Градуировка

Измерительному прибору или преобразователю соответствует определенная функциональная зависимость между входной величиной и выходной величиной: $y=f_{\text{и}}(x)$, которая называется истинной функцией преобразования.

Определяя экспериментально зависимость между величинами на входе и выходе изучаемого средства измерений, получают зависимость:

$$y=f(x),$$

которая называется градуировочной характеристикой средства измерений. Процедура определения градуировочной характеристики называется градуировкой средства измерения.

При построении градуировочных характеристик выполняют совместные измерения величин на входе и выходе СИ. Обычно измеряют несколько входных величин $x_1, \dots, x_m$ и соответствующие выходные величины $y_1, \dots, y_m$, где $y_i = f_i(x_i)$. По этим экспериментальным данным строят градуировочную характеристику $y = f(x)$. Полученную градуировочную характеристику фиксируют и затем используют для оценивания значений входных величин по выходным.

Градуировочные характеристики средства измерения могут быть представлены в аналитическом виде (формулой), либо в виде графика или таблицы.

Поверка

Поверкой средств измерений называют совокупность действий, выполняемых для определения и оценки погрешностей средств измерений с целью выяснить, соответствуют ли их точностные характеристики регламентированным значениям и пригодно ли средство измерений к применению.

Различают первичную, периодическую и внеочередную поверки средств измерений.

Первичную поверку проводят при выпуске средств измерений в обращение из производства и ремонта. На средство измерений, проверенное при выпуске или после ремонта, выпускающей или ремонтирующей организацией выдается аттестат, содержащий результаты поверки и сведения о годности данного средства измерений.

Внеочередная поверка выполняется при эксплуатации (хранении) средств измерений вне зависимости от сроков периодической поверки, когда необходимо удостовериться в исправности средств измерений. К внеочередной поверке может быть отнесена так называемая рабочая поверка

аппаратуры для ГИС, осуществляемая непосредственно перед выездом на скважину.

Обычно методика поверки включает следующие основные операции: подготовку к поверке, проведение поверки (внешний осмотр, опробование, определение метрологических параметров), обработку результатов измерений и определение годности СИ к эксплуатации, оформление результатов поверки.

Калибровка

Под калибровкой понимают установление и контроль стабильности функции преобразования измерительного канала ГИС и масштабирование выходного сигнала в единицах измеряемого параметра.

Необходимость калибровки измерительного канала ГИС вызвана технологическими особенностями его функционирования, важнейшие из которых — необходимость транспортировки информационно-измерительной системы на скважину в разобранном виде с последующей сборкой и настройкой перед проведением измерений, сложность структуры измерительного канала, состоящего из ряда самостоятельных структурных элементов (скважинный прибор, кабель, наземная панель, регистратор), имеющих собственные нормируемые метрологические характеристики и, как правило, поверяемых независимо друг от друга.

В качестве средств калибровки используют эквивалентные меры (имитаторы) измеряемого параметра, воспроизводящего фиксированные его значения в одной или нескольких точках диапазона. Конструктивно калибраторы могут быть выполнены в виде отдельных устройств, как правило, транспортабельных, либо входят в состав средства измерений в виде встроенных элементов, подключаемых в процессе калибровки в измерительную цепь.

Номинальное значение меры, воспроизводимой калибратором, устанавливают в процессе периодической поверки одновременно с проверкой годности поверяемого средства измерений.

Первый этап калибровки измерительного канала проводится во время внеочередной поверки аппаратуры перед выездом на скважину. При этом фиксируется значение меры, воспроизводимой калибратором, которое не должно отличаться от ее номинального значения, установленного при последней периодической поверке, более, чем на величину основной погрешности.

Вторым этапом калибровки является проведение измерений меры, воспроизводимой калибратором на скважине, непосредственно перед проведением ГИС. Результаты измерений при этом должны воспроизводить значение меры с погрешностью, не более суммы основной и дополнительной погрешности, вызванной отличием условий калибровки на скважине от нормальных.

После окончания измерений в скважине проводят третий — заключительный этап калибровки. Вновь измеряют рабочим СИ значение воспроизводимой калибратором меры и сравнивают результат с аналогичным, полученным на предыдущем этапе калибровки. Расхождение результатов при стабильной работе аппаратуры не должно превышать допустимых значений.

При использовании встроенных калибраторов контроль стабильности работы аппаратуры может производиться и в процессе измерения в скважине.

Результаты калибровки документируются, приобщаются к результатам измерения в скважинах и являются обязательным отчетным документом.

2.5. МЕТОДИКА ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС

Полученный на скважине материал сдается в КИП (группа приемки) файлы записей переводятся из формата GEO в формат LAS предназначенный для обработки материала. Предварительная обработка (оценка качества результатов определения значений геофизических параметров) проводится средствами программы DO или OKA.

Литологическое расчленение и выделение коллекторов

Выделение коллекторов и литологическое расчленение осуществлялось в рамках программы DIAG и DO . В программе предусмотрены следующие коды для литотипов: 1-коллектор, 2- глинистые разности, 5 —плотные породы (карбонатизированные песчаники), основанные на различии физических свойств названных литотипов и однозначности их выделения по прямым и косвенным признакам на диаграммах ГИС.

Глинам и глинистым породам соответствуют максимальные величины на кривых ПС, высокие ГК и низкие НКт, низкие значения УЭС (БК, БКЗ) и высокие ИК(по проводимости). Плотным породам соответствуют низкие значения ГК, высокие значения НКт и электрометодов.

Отличительными признаками коллекторов являются: отрицательные аномалии ПС, наличие глинистой корки на кривой каверномера и положительные приращения показаний МПЗ над МГЗ по микрозондам, а также радиальные изменения величин кажущегося сопротивления - ρ_k по кривым разноглубинных электрических методов (от малых зондов БКЗ до ИК). Другими признаками коллекторов являются низкие значения ГК, средние и повышенные — НКт.

Определение α ПС

Для геологической интерпретации диаграмм ПС используются относительные значения α ПС = $U / U_{\max}$, определяемые по методу двух опорных пластов, где U —статическое отклонение потенциала ПС против пласта; $U_{\max}$ —максимальное значение в изучаемом участке разреза.

В качестве условной “нулевой линии”, от которой отсчитывались отклонение кривой ПС, используется “линия глин”, которая для ряда скважин интервалов разреза Вынгаяхинского месторождения практически сохраняется стабильной – регионально, прослеживаемые интервалы глин между пластами БП10 и БП11, ближе к кровле БП11. Если имелся тренд “линии глин” с глубиной на интервале 100 м глубины на кривой ПС более чем на 10 мВ, то интервал обработки разбивается на подинтервалы со своими

значениями опорных пластов глин – глины в кровле пласта Ю1.

Значения $U_{\max}$ в обрабатываемых скважинах будут использоваться против водонасыщенных пластов БП10.

Одновременно или при отсутствии в скважине чистых (неглинистых) водоносных пластов для задания потенциала самопроизвольной поляризации неглинистого пласта —“линии песков”— будут рассчитываться теоретические показания СП:

$$U_{\max} = -K_{\text{сп}} * \lg(R_{\text{ф}}/R_{\text{в}}) * K_t, \text{ где} \quad (1)$$

$K_{\text{сп}}$ ” 70 мВ (при $t = 20^\circ\text{C}$),

$R_{\text{ф}}$ —удельное сопротивление фильтрата бурового раствора (исходное значение c уточняется по зондам БКЗ);

$R_{\text{в}}$ —удельное сопротивление пластовой воды =0.12 Омм; K_t — поправка за температуру пласта:

$$K_t = (273 + t_{\text{пл}})/293, \quad (2)$$

$t_{\text{пл}}$ ” 88°C в пределах глубин объектов подсчета.

В случае, если расчетные значения $U_{\max}$ существенно превышают фактическое, то для определения α ПС используются расчетные значения. В, подавляющем большинстве скважин использовались фактические значения α ПС.

При необходимости в значения α ПС будут вноситься поправки за конечную мощность и сопротивление пласта и вмещающих пород по программе **PAL**, которая использует табулированные палетки поправочных коэффициентов для диффузионно-адсорбционного потенциала, как показано в анализе ранее проведенных работ α ПС >0,6.

2.6. Определение удельного электрического сопротивления (УЭС)

Удельное электрическое сопротивление (УЭС) горных пород является важнейшим геофизическим параметром для выделения продуктивных пластов.

Вопросы определения УЭС пластов с толщинами Нпл более 2 метров в настоящее время решаются удовлетворительно по комплексу стандартных методов - зондов БКЗ, БК и фокусированных зондов ИК. В условиях тонкослоистого разреза с прослоями плотных пород могут быть допущены (и допускаются) значительные погрешности при определении УЭС.

В связи с выше сказанным были разработаны методика и граф интерпретации данных ГИС зондами бокового и индукционного каротажа для объектов типа пласта БП-11 с апробацией на материалах ВИКИЗ и стандартного комплекса.

Изучение разреза скважины по конкретному геофизическому параметру связано с формированием графа для решения следующих задач:

- определение границ пластов по одной кривой (или по комплексу кривых ГИС) с учетом (или без учета) опорных границ (или границ "коллектор-неколлектор");
- укрупнение или детализация расчленения разреза на основе использования опорных границ или по заданному критерию;
- определение существенных значений (отсчетов) против выделенных пластов;
- исправление отсчетов для приведения к условиям их использования в рамках имеющихся программ для определения конкретного геофизического параметра;
- определение значений геофизического параметра (УЭС);
- оценка качества результатов определения значений геофизического параметра (средствами программы **ДО** или **ОКА**).

В системе АРМ ГИС имеются программы, получившие положительную оценку при определении УЭС по данным стандартных зондов БК и ИК в условиях тонкослоистого разреза. Точность оценки УЭС может быть повышена использованием при интерпретации моделей сред, одновременно учитывающих слоистость и наличие зоны проникновения.

Выбор оптимальной компьютерной технологии оценки УЭС зависит как от параметров программного обеспечения, так и от характеристик.

При $\alpha_{пс}$ 0,2-0,35 пласт считается не коллектором и не рассматривается с целью определения насыщения и притока; при $\alpha_{пс}$ 0,35 – 0,60 пласт определяется как песчаник глинистый; при $\alpha_{пс}$ 0,60-1,0 пласт относят к слабоглинистому или чистому коллектору, способному отдавать жидкость или газ.

На основе разработанной для объектов типа пласта БП-11 методики была выполнена комплексная интерпретация данных ГИС для выделения границ прослоев коллекторов и оценки УЭС по зондам бокового и индукционного каротажа. Результаты будут сопоставляться с заключениями ННГГФ по материалам стандартного комплекса (рис 2.5.1.), и значениями УЭС по данным ВИКИЗ (рис 2.5.2.), полученными авторами отчета по программе ЭРА-М (Институт Геофизики СОАН РФ). На рисунке 2.5.1 для двух скважин сопоставлены оценки УЭС, полученные в ННГГФ по стандартному комплексу (Рбиг), и результаты определения УЭС прослоев (Рипз, Рик3) пласта БП11 по описанному выше графу с оценкой УЭС зоны проникновения по условным сопротивлениям зондов БК и ПЗ. На (рис 2.5.2.). для шести скважин дано сопоставление результатов определения УЭС тонких прослоев коллекторов пласта БП-11 по данным ВИКИЗ и по данным ИК+БК на основе разработанной методики. Отличия не превышают как правило 10% и не имеют систематического характера.

Выводы:

Оценка УЭС одиночных проницаемых пластов малой толщины по предложенной методике, впервые в практике для коллекторов Западной Сибири, выполняется адекватно и с удовлетворительной для поставленной задачи точностью и устойчивостью относительно погрешностей, вызываемых экранными эффектами плотных прослоев. Реализация разработанной методики в среде системы АРМ ГИС позволила существенно

повысить скорость, качество и эффективность обработки и переработки данных каротажа по Вынгаяхинскому месторождению.

Таим образом, оценка УЭС одиночных проницаемых пластов малой толщины или пластов с наличием плотных пропластков по предложенной методике с использованием программы BIRP по комплексу БК-ИК-БКЗ, впервые в практике для коллекторов Западной Сибири, выполняется адекватно и с удовлетворительной для поставленной задачи точностью и устойчивостью относительно погрешностей, вызываемых экранными эффектами плотных прослоев.

2.7. Пористость

Пласт БП11

Анализ данных ГИС и физических параметров пород-коллекторов по керну позволил определить основную петрофизическую модель - продуктивные отложения сложены терригенными песчано-глинистыми коллекторами с кварцево-полемиктовым скелетом, весовая доля рассеянного глинистого материала в составе порового пространства не превышает 20%, образцы представлены тонким переслаиванием глинисто-алевритистых и песчаных разностей.

Определения пористости, описывается следующим образом. В объеме породы (коллектора) выделяются минеральный «скелет», как единый компонент, независимо от минералогического состава и размера зерен и поровое пространство «скелета», относительный объем которого равен $K_{пск}$. В этом объеме, заполняя его полностью или частично, находятся глина, как в дисперсном, так и в агрегатированном состоянии, в том числе, и в виде прослоев и тонких «линзочек», относительный объем которой $K_{гл}$ равен сумме условно обозначаемых $K_{гр}$ – рассеянной и $K_{гт}$ – слоистой глинистостей:

$$K_{гл} = K_{гр} + K_{гт}. \quad (3)$$

Параметры, характеризующие описанную модель и подлежащие определению $K_{пск}$, $K_{гл}$, $K_{п}$ могут быть найдены, как решение системы

уравнений, связывающих их с показаниями нейтронного каротажа и ПС. Однако в данном частном случае решение упрощается, поскольку в предыдущем отчете по подсчету запасов от 1984г обоснована взаимосвязь глинистости Кгл коллектора с Апс (**рис 9**). Система уравнений имеет следующий вид:

$$K_{гл} = 0.304 - 0.269A_{пс} \quad (4)$$

$$K_{п} = W_{нк} - 0.4K_{гл} \quad (5)$$

В уравнении (5) в качестве водородсодержания глинистого материала используется величина водородсодержания в размытых глинах, принимаемая соответственно 0.4.

В случае отсутствия и брака замеров НКТ в исследуемых скважинах использовался упрощенный алгоритм, применяемый в подсчета запасов 1984 и 1993 гг по данным Апс:

$$K_{п\text{ пс}} = 0.106 + 0.14A_{пс} \quad (6)$$

Пласт БП15-17

Анализ использования алгоритма определения пористости, применяемого для пласта БП11 в скважинах с отбором керна показал полную адекватность оценок. Уравнения (4) и (5) использовались для определения пористости коллекторов в отложениях ачимовской пачки по данным комплекса НКТ-ПС, а в случае отсутствия или брака НКТ использовалось уравнение (6).

Пласт Ю1-Ю2

В виду отсутствия данных по керну определение пористости производилось по алгоритму, принятому при подсчете запасов 1990г. по соседнему месторождению аналогу – Новогоднему:

$$K_{п} = 9.434 + 11.455A_{пс} \quad (7)$$

2.8. Определение водородсодержания по НКТ

Обработка данных РК проводилась следующим образом. Значения НК

в каждой скважине были исправлены (с помощью программы VTAU) за инерционность аппаратуры РК.

Определение водородосодержания по НК осуществлялось в 2-х опорных интервалах – в размытых глинах с минимальными показаниями НКТ и минимальным УЭС, которые в большинстве своем регионально прослеживаются во всех скважинах и сохраняют постоянство петрофизических характеристик – между пластов БП10 и БП11, ближе к кровле пласта БП11. Водородосодержание этих глин было принято 0.4, в соответствии с аналогичными оценками в предыдущих подсчетах запасов.

Второй опорный пласт выбирался непосредственно в лучших по ПС интервалах пачки БП11. В скважинах с отбором керна из уравнений (4-5) из песчано-глинистой модели коллекторов было установлено, что для малоглинистых коллекторов БП11 водородосодержание имеет модальное значение 0.25, а пористость меняется за счет изменения содержания рассеянного глинистого материала. Параметры по водородосодержанию глинистой компоненты и связь с ее содержанием в скелетной пористости таковы, что в коллекторах, с лучшими ФЕС модальное значение суммарного водородосодержания практически не меняется и равно 0.25. Эта величина присваивалась второму опорному пласту.

2.9. Технологическая схема обработки данных ГИС на ПЭВМ

Обработка и интерпретация данных ГИС, керна и результатов испытаний проводилась в системе АРМ “ГИС-Подсчет”. Информационная среда “АРМ ГИС-Подсчет” состоит из двух основных компонент:

1. Специализированные файлы базы геофизических данных, позволяющие хранить исходные каротажные кривые, результаты их обработки в виде кривых или по пластовых характеристик разреза, управляющую информацию, необходимую для функционирования обрабатывающих программ, вспомогательные данные (палетки, параметры, характеризующие исследуемые отложения, конструкцию скважин, свойства бурового раствора, условия проведения каротажа и т.д.), текстовые

документы.

2. Программы управления и ведения базы данных:

- ввод, просмотр, коррекцию и удаление геофизической и служебной информации;
- выдачу необходимых справок о наличии информации в базе данных;
- обмен информации между разделами базы данных и обрабатывающими программами;
- управление технологическим процессом обработки ГИС;
- интерфейс с пользователем.

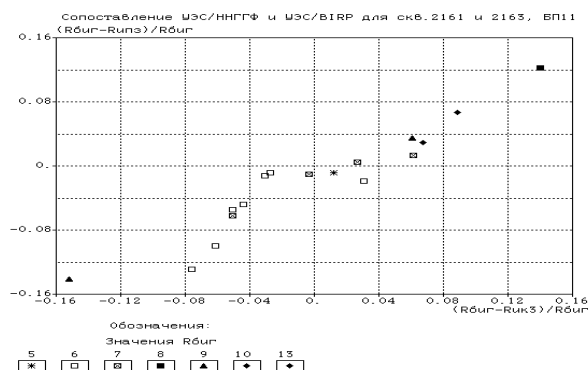
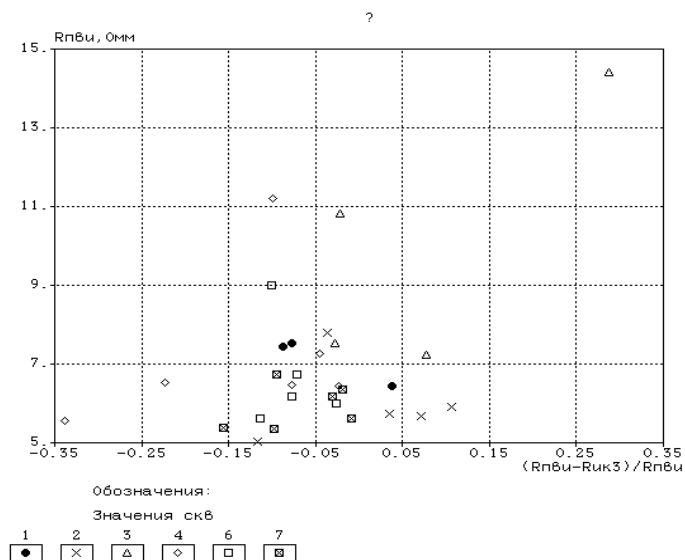


Рис.6. Сопоставление значений УЭС по методике BIRP (R_{ук3}, R_{унз}) с УЭС по стандартному комплексу зондов (R_{биг}) по заключениям ННГГФ для объекта БП11-1 в скважинах 2161 и 2163.



RnBи – УЭС по ВИКИЗ, программа ЭРА-М(Ин-т геофизики СОАН)
 Rик3 – УЭС по ИК и БК, программа ВІRР системы АРМ ГИС

Рис.7. Сопоставление результатов определения УЭС тонких прослоев коллекторов пласта БП-11 по данным ВИКИЗ (программа ЭРА-М) и по данным ИК,БК на основе разработанной методики (система АРМ ГИС)

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте изучено Вынгаяхинское газо-нефтяное месторождение, которое расположено в Западной Сибири на территории Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО). Составлен проект на доизучение Вынгаяхинского месторождения с целью выявления коллекторов и оценки их ФЕС, в котором предусматривается проектирование дополнительной скважины на участке, расположенном севернее изученного района.

На основании анализа основных результатов геофизических работ прошлых лет, был выбран участок проведения геофизических работ, оптимальный комплекс геофизических методов исследований скважин, отвечающий всему ряду поставленных задач. Определена методика и техника геофизических работ. Описаны методы интерпретации данных ГИС.

Список использованной литературы

1. "Анализ применения гидроразрыва пласта на Вынгаяхинском месторождении". ОАО "СибНИИ НП" Телишев А.А., Чебалдина И.В., Михайлова Н.Н., Мостовая Т.Ю.
2. РД 153-39.0-072-01 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах, М., 2001
3. РД 153-39.0-109-01 «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений»
4. Руководство по применению промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1978.
5. Дахнов В.Н. «Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности горных пород». М., Недра, 1975г
6. Рекомендации по определению численности рабочих, руководителей, специалистов и служащих управлений геофизических работ. - М.: ВНИИОЭНГ, 1991.
7. Геофизические методы исследования / под ред. В.К. Хмелевского. - М.: Недра, 1988г.
8. http://neftegaz.ru/tech_library/view/4892 -Техническая библиотека.
9. "Анализ применения гидроразрыва пласта на Вынгаяхинском месторождении". ОАО "СибНИИ НП" Телишев А.А., Чебалдина И.В., Михайлова Н.Н., Мостовая Т.Ю.
10. РД 153-39.0-072-01 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах, М., 2001
11. РД 153-39.0-109-01 «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических,

гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений»

12. Руководство по применению промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1978.

13. Дахнов В.Н. «Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород». М., Недра, 1975г

14. Рекомендации по определению численности рабочих, руководителей, специалистов и служащих управлений геофизических работ. - М.: ВНИИОЭНГ, 1991.

15. Геофизические методы исследования / под ред. В.К. Хмелевского. - М.: Недра, 1988г.

16. http://neftegaz.ru/tech_library/view/4892 -Техническая библиотека