

МИНОБРНАУКИ РОССИИ  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО»**

Кафедра геофизики

**«Уточнение нефте- и газоотдающих интервалов по ГИС на примере  
эксплуатационной скважины 1715Е Мишаевского месторождения.»»**

**АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ**

Студента 4 курса 403 группы  
направление 05.03.01 геология  
профиль «Нефтегазовая геофизика»  
геологического ф-та  
Козловского Никиты Сергеевича

**Научный руководитель**

К. г.-м.н., доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Б.А Головин

**Зав. кафедрой**

К. г.- м.н., доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2023

**Введение.** Ханты-Мансийский автономный округ – Югра располагает крупнейшей в Российской Федерации минерально-сырьевой базой (МСБ) углеводородов и уверенно занимает лидирующие позиции по ряду важных показателей в энергетическом секторе экономики России.

За прошедшие годы из недр Ханты-Мансийского автономного округа — Югра извлечено более 7 млрд тонн нефти. В настоящее время Ханты-Мансийский автономный округ — Югра занимает первое место среди регионов страны по величине разведанных запасов и добыче нефти. Средняя разведанность запасов нефти около 40%. Средняя выработанность разведанных запасов превышает 50%. Постепенно нарастает напряженность с запасами нефти, так как новые запасы не покрывают объем годовой ее добычи. В регионе ежегодно геофизическая служба готовит всего по 16–18 новых нефтеносных структур, что крайне мало.

Уровень восполнения запасов углеводородного сырья в последние годы не превышает 30% от добычи. Поэтому геологическая обеспеченность разных нефтяных компаний запасами нефти промышленных категорий варьирует от 15 до 100 лет (при современном уровне ее добычи). Среди месторождений встречаются чисто нефтяные, нефтегазоконденсатные и нефтегазовые.

Ключевая роль нефтегазового комплекса в развитии экономики автономного округа сохранится на ближайшее десятилетие и на более отдаленную перспективу. Нефть в регионе добывать будут много и долго. Ханты-Мансийский автономный округ вносит значительный вклад в добычу нефти в общем объеме в Российской Федерации. Нефти в Югре не стало меньше, но она стала дороже для извлечения, потому что необходимо внедрять новые технологии.

Мишаевское нефтяное месторождение расположено в Нижневартовском районе ХМАО в 75 км к северу от г. Мегиона. Месторождение открыто в 1998 г. в результате бурения на Северо-Мишаевской структуре скв.78, при испытании которой на глубине 2824-2840 м из пласта Ю11А получен фонтанный приток безводной нефти дебитом 14,2 м<sup>3</sup>/сут на 6-мм штуцере.

Цель выпускной квалификационной работы: является уточнение нефте- и газоотдающих интервалов по ГИС на примере эксплуатационной скважины 1715Е Мишаевского месторождения.

Для решения поставленной цели были решены следующие задачи:

- изучить геологическое строение Мишаевского месторождения;
- охарактеризовать информативный комплекс ГИС, включающий гамма-каротаж (ГК), плотностной гамма-гамма-каротаж (ГГКп), индукционный каротаж (ИК), боковое каротажное зондирование (БКЗ);
- выделить продуктивные нефте- и газоотдающие пласты в скважине 1715Е Мишаевского месторождения. В настоящей выпускной квалификационной работе было написано три раздела:

1 Геолого-геофизическая характеристика территории исследования

2 Методика работ

3 Результаты исследования

### **Основное содержание работы.**

**Первый раздел «Геолого-геофизическая характеристика территории исследования»**

Район работ находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа в 75 км к северу от города Мегион. Населенный пункт с районным и областным центрами связан асфальтированными и некоторыми грунтовыми дорогами.

Месторождение было открыто в июле 1998 года разведочной скважиной №178. Планомерное изучение района началось в 1983 году компанией «Запсибнефтегеофизика». Были проведены сейсмические исследования «МОГТ» масштаба 1:50 000. работ стало уточнение геологического строения исследуемой площади по отражающим горизонтам (А,Т,Б,Дв,М), а так же подтверждено существование приподнятых участков. На сегодняшний день основным продуктивным горизонтом данного месторождения являются: ЮВ11 (Васюганская свита)

В геологическом строении района работ принимают участия палеозойские, мезозойские и кайнозойские отложения. Описание пород ведется по результатам бурения предыдущих скважин Мишаевского месторождения. В большей мере будут описаны мезозойские и кайнозойские отложения.

В тектоническом строении Мишаевского месторождения принимают участие два условно выделяемых структурных этажа: нижний – доюрское основание, верхний – осадочный чехол мезо-кайнозойского возраста. Нижний структурный этаж, кровля которого соответствует отражающему горизонту «А» исследован, в основном, сейсмическими методами различных модификаций. Строение верхнего структурного этажа по поверхности стратиграфической кровли пласта ЮВ11, который повторяет рельеф отражающего горизонта «А».

С точки зрения нефтегазогеологического районирования Мишаевское месторождение расположено по соседству с Покачевским, Нонг-Еганским, Ключевым месторождениями в северо-западной части Нижневартовского нефтегазоносного района Среднеобской нефтегазоносной области, охватывающей Сургутский, Нижневартовский, Салымский своды и серию других поднятий. Нефтегазоносная область характеризуется промышленной нефтеносностью практически всего разреза.

Для Мишаевского месторождения продуктивными в плане нефтегазоносности являются отложения мезозоя, в частности пород юрской и меловой систем. Но основной продуктивной свитой месторождения является именно Васюганская свита (пласт ЮВ11), пласт вскрыт в интервале 2736-2748 метра. Эффективная нефтенасыщенная толща составляет в среднем 5 метров, обладая площадью 1996 м<sup>2</sup>. Тип коллектора является поровый. Ожидаемые пластовые давления составляют 26 Мпа. На основе анализа данных, полученных с соседних скважин Мишаевского месторождения, промышленная нефтеносность была доказана лишь в пласте ЮВ11 Васюганской свиты.

## Второй раздел «Методика работ»

В соответствии с технической инструкции на проведении геофизических исследований скважины обязательный комплекс методов для западно-сибирского региона включает: Метод гамма-каротажа, Плотностной гамма-гамма-каротаж, Индукционный каротаж, Боковое каротажное зондирование)

**Гамма-каротаж** это радиоактивный каротаж, основанный на измерении естественной гамма-активности горных пород. При использовании ГК изучается интенсивность ( $I_\gamma$ ) гамма-излучения пород вдоль ствола скважины. Регистрируется зависимость  $I_\gamma = f(H)$ .

Данный метод достаточно распространен, поскольку характеризуется доступностью и относительной простотой. Преимуществом данного метода является возможность применения ГК как в открытом стволе (не обсаженная скважина), так и в закрытом стволе. Нередко кривые ГК используются в качестве привязки разнесенных по времени записей каротажа, при условии, что данный метод ГИС присутствует в обоих наборах данных, а интервал исследований имеет перекрывающиеся интервалы глубин. При интерпретации, сравнительно более высокие значения на кривой гамма каротажа будут иметь пласты, содержащие такие химические элементы, как уран ( $^{238}\text{U}$ ), торий ( $^{232}\text{Th}$ ), изотоп калий ( $^{40}\text{K}$ ) и другие элементы, характеризующиеся радиоактивностью. Все эти радиоактивные элементы находящиеся в осадочных породах в рассеянном состоянии.

Среди осадочных пород максимальной естественной радиоактивностью, как правило, обладают глины, благодаря их огромной поверхности абсорбции, длительностью накопления пелитового материала, обеспечивающего повышенное содержание U, Th и других радиоактивных элементов. Минимальной – чистые (не глинистые) разности песков, песчаников, известняков. Исключение составляют некоторые разновидности полимиктовых песчаников, чья повышенная естественная радиоактивность может быть обусловлена присутствием в них калиевого полевого шпата,

битуминозные породы, фосфаты и некоторые другие породы. Можно считать, что радиоактивность большинства осадочных пород находится в прямой зависимости от их глинистости .

В настоящее время, в качестве детекторов гамма-излучения обычно используются сцинтилляционные счетчики на основе монокристалла NaJ (Tl) или CsJ (Na) в сочетании с фотоумножителями или датчик Гейгера – Мюллера

При интерпретации кривых гамма каротажа также важно понимать, что теоретически редкое, но возможное присутствие в осадочной породе небольшого количества радиоактивных металлов будет вызывать аномально высокие для них значения ГК, что может повлечь за собой ошибки в интерпретации .

**Плотностной гамма-гамма-каротаж** Метод плотностного гамма-гамма каротажа основан на измерении интенсивности искусственного гамма-излучения, рассеянного породообразующими элементами в процессе их облучения потоком гамма-квантов. Метод ГГКп относится к основным исследованиям, проводится во всех поисковых и разведочных скважинах, в открытом стволе, в интервалах детальных исследований, совместно с комплексом БКЗ. ГГКп в комплексе методов ГИС имеет высокую геологическую эффективность и применяется для определения объемной плотности среды, пористости, литологического расчленения разреза, выделение пластов с аномально низкой объемной плотностью. Основными процессами взаимодействия гамма-квантов с породой являются фотоэлектрическое поглощение, комптоновское рассеяние и образование электронно-позитронных пар. В методах рассеянного гамма-излучения в основном имеют место фотоэлектрическое поглощение и комптоновское рассеяние гамма-квантов породой. В зависимости от энергии гамма-квантов и вещественного состава горной породы преобладает тот или иной процесс их взаимодействия.

В качестве источника гамма-излучения обычно используется  $^{137}\text{Cs}$  с энергией 0,66 МэВ, а мягкая компонента излучения поглощается экранами из

свинца и кадмия. При проведении измерений детектор гамма-излучения располагается на определенном расстоянии от источника.

Расстояние от источника до детектора выбирается таким, что при увеличении плотности горных пород, зарегистрированная интенсивность гамма-квантов уменьшается, т.е. зонд является заинверсионным.

С целью уменьшения влияния скважинных условий на результаты ГГКп (диаметра скважины и слоя бурового раствора) применяют устройства, прижимающие зонд к стенке скважины стороной, на которой смонтированы коллимационные окна для источника и детекторов.

Наличие двух зондов ГГКп разной длины позволяет максимально снизить влияние глинистой корки на регистрируемую плотность горных пород.

Определенную погрешность в измерения ГГКп вносит естественная радиоактивность горных пород, поэтому при расчете плотности необходимо вносить поправку, основываясь на данных гамма-каротажа.

Для проведения плотностного гамма-гамма-каротажа используется аппаратура СГП2. Она предназначена для измерения объемной плотности горных в скважинах диаметром от 160 до 320 мм.

**Индукционный каротаж** - Индукционный каротаж (ИК) предназначен для изучения удельной электропроводности горных пород, пересеченных скважиной. Он основан на измерении напряженности переменного магнитного поля вихревых токов, возбужденных в породах полем опущенного в скважину источника .

Индукционный метод принципиально отличается от других методов электрического каротажа, прежде всего тем, что не требует непосредственного контакта зондовой установки с окружающей средой.

Основным преимуществом метода ИК является то, что он позволяет изучать разрезы скважин, заполненных нефтью или жидкостью, плохо проводящей электрический ток. Другой особенностью индукционного метода является характер распределения токовых линий. В однородной среде они

представляют собой окружности с центром на оси скважины.

В результате проведения ИК получается кривая кажущейся электропроводности, записанная в линейном масштабе. Ей соответствует кривая, записанная в гиперболическом масштабе. Она отличается от кривой в обычном линейном масштабе тем, что часть ее, соответствующая низким значениям, сильно растянута, а часть, соответствующая высоким значениям, сжата. Таким образом, различие в показаниях против пластов низкого сопротивления подчеркнуто, а против пород высокого сопротивления сглажено.

На практике среда, окружающая зонд ИК, неоднородна, поэтому величины и различаются: на результаты измерений оказывают влияние вмещающие породы, соседние пласты, скважина и зона проникновения. Чем больше неоднородность среды, тем больше отличаются величины .

Простейший зонд ИК состоит из двух катушек – генераторной (ГК) и приемной (ПК), расположенных на общей оси, совпадающей с осью скважины. Расстояние между катушками  $L$  называется длиной зонда .

Генераторная катушка зонда питается стабилизированным по частоте и амплитуде током, частота которого выбирается в пределах 20-60 кГц. Приемная катушка зонда через усилитель и фазочувствительный элемент подключается к регистрирующему прибору, расположенному на поверхности. Переменный ток, протекающий по генераторной катушке, создает первичное магнитное поле, которое возбуждает в окружающих горных породах вихревые токи. Эти токи в свою очередь создают вторичное магнитное поле той же частоты, что и первичное. Первичное и вторичное ЭДС, индуцированная прямым полем, компенсируется специальными устройствами. ЭДС, индуцированная вторичным полем, передается по кабелю на поверхность и регистрируется .

**Боковое каротажное зондирование** является одним из методов кажущегося сопротивления (КС), основанного на изучении искусственного электрического поля в горных породах. Кажущееся сопротивление пород определяется по измеренной разности потенциалов между приемными

электродами зондовой установки (электродами М и N), созданной источником тока (электрод А) .

Метод бокового каротажного зондирования состоит в измерении кажущегося сопротивления пластов по разрезу скважины набором однотипных зондов разной длины. Зонды разного размера, имея неодинаковый радиус исследования, фиксируют величину кажущегося сопротивления, обусловленную различными объемами проводящих сред. Показания малого зонда определяются главным образом удельным сопротивлением ближайшего к нему участка среды, т.е. скважинного и примыкающего к ней частью пласта. На кажущееся сопротивление, измеренное большим зондом, основное влияние оказывает удельное сопротивление удаленных от зонда участков среды. Кажущееся удельное сопротивление пласта, измеренное обычным зондом, отличается от истинного значения тем, что на его величину также оказывают влияние скважина (ее диаметр и удельное сопротивление промывочной жидкости), зона проникновения фильтрата промывочной жидкости (ее диаметр и удельное сопротивление), вмещающие пласт среды (удельные сопротивления покрывающих и подстилающих пород); кроме того, оно зависит от отношения длины зонда к мощности пласта и типа зонда . При интерпретации данных БКЗ исключается влияние перечисленных факторов и определяется истинное сопротивление пласта.

Обрабатывают материалы БКЗ путем сопоставления их с расчетными данными. На основании теоретических формул построены палетки БКЗ для определения истинного удельного сопротивления пластов при отсутствии проникновения фильтрата промывочной жидкости (двухслойные палетки) и при его наличии (трехслойные палетки) .

Для интерпретации данных БКЗ необходимо знать сопротивление промывочной жидкости и диаметр скважины. Для получения сопоставимых данных все измерения в скважинах одного и того же района проводят одинаковыми зондами, называемыми для данного района стандартными.

Как правило, в комплект БКЗ входят пять стандартных зондов: А0.45М0.1N, А1.0М0.1N, А2.0М0.5N, А4.0М0.5N, А8.0М1.0N .

Для повышения производительности измерений применяют так называемые комплексные приборы электрического каротажа. БКЗ, как правило, выполняют только в продуктивной части разреза нефтяных скважин, где по УЭС оценивают характер насыщения коллекторов. Всю остальную часть разреза исследуют стандартным каротажем КС.

Основное достоинство метода БКЗ – наибольший радиус исследования и возможность регистрации сопротивления неизменной части пласта с глубокой зоной проникновения .

### **Третий раздел «Результаты исследования»**

Комплекс методов ГИС, на основе которого была решена задача по уточнению нефте- и газонасыщенных пластов по скважине 1715Е представлен в приложении 1.

В комплекс ГИС входят гамма-каротаж, плотностной гамма-гамма-каротаж, индукционный каротаж, и боковое каротажное зондирование.

Работы проводились приборами: ГК – РК-45А; ИК – СИК-90; БК – 2БК-3/5-А; ГГКп – 2ГГК-А-108. Глубина скважины по факту 3434 м (по каротажу 3432.2 м). Проектный пласт ЮВ11. Плотность промывочной жидкости на момент замера составляла 1.13 г/см<sup>3</sup>, УЭС 1.28 Ом\*м, диаметр скважины 220.7 мм .

Кривые на границе исследуемого пласта-коллектора, в интервале 2736-2748 (3362,5-3374,9) м по вертикали (по стволу). как уже было сказано выше, характеризуются резким снижением показаний и отрицательными аномалиями именно в части пласта ЮВ11, что объясняется наличием в пласте углеводородов, поскольку ниже зоны насыщения пласта показания по кривой ГК увеличиваются снова. На диаграмме БКЗ наблюдаются небольшие положительные аномалии также в насыщенной части коллектора.

Данный пласт представлен такими породами как : песчаник, песч. алевролит, известняк, гл. песчаник, глина. Данный интервал характеризуется

повышенным водородосодержанием, причем в кровли пласта увеличиваются значения, затем по мере углубления скважины показания уменьшаются.

В исследуемой скважине покрывкой являются битуминозные аргиллиты, которые характеризуются высоким электрическим сопротивлением. После этого слоя залегают песчанники чистые с прослоями глинистого песчаника.

Ниже по разрезу залегают песчанистые алевролиты, переходящие в чистые песчанники.

Проанализировав литологический разрез, можно сделать вывод, что продуктивный пласт ЮВ11 неоднороден: нефтенасыщенные пласты которые разделяются прослоями глинистых песчанников, а также песчанистым алевролитом. Таким образом нефтенасыщенный интервал пласта ЮВ11 выделен по комплексу признаков и расположен на глубине 2736-2748 (3362,5-3374,9) м по вертикали (по стволу), в котором присутствовали вышеперечисленные породы.

**Заключение.** В процессе исследования было проведено изучение особенностей вскрытия продуктивных пластов с применением комплекса ГИС для дополнительного расчленения разреза и подтверждения насыщенности пласта на примере эксплуатационной скважины 1715Е Мишаевского месторождения.

Также было изучено:

1) геологическое строение исследуемой скважины, охарактеризованной комплексом ГИС (гамма-каротаж, плотностной гамма-гамма-каротаж, индукционный каротаж и боковое зондирование), применяемый при бурении скважины 1715Е Мишаевского месторождения.

2) По комплексу признаков на диаграммах методов ГИС уточнено положение нефтенасыщенного интервала пласта ЮВ11 в скважине 1715Е.