

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

Кафедра геофизики

**«Интерпретация данных ГИС, в процессе бурения, с целью выделения
пластов коллекторов неокомских отложений Приобского месторождения»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 532 группы
направление 21.03.01 нефтегазовое дело
профиль «Геолого-геофизический сервис»
геологического ф-та
Бурекешева Ануарбека Айджановича

Научный руководитель

Д. г.-м.н., профессор

подпись, дата

В.А. Огаджанов

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2024

Введение. Бакалаврская работа посвящена применению комплекса геофизических методов в процессе бурения на примере Приобского месторождения.

Геофизические исследования скважин могут производиться как после бурения скважины, так и в процессе бурения. Последний вид каротажа наиболее часто применяется в горизонтальных скважинах. Каротаж во время бурения является актуальной задачей в текущих реалиях, т.к. помогает обеспечить наиболее эффективную проводку скважины.

Целью выпускной квалификационной работы стало выделение интервалов коллекторов неокомских отложений Приобского месторождения. Задачи решаемые в процессе работы позволяют выявить интервалы коллекторов, геологические особенности строения коллектора, уточнить геолого-геофизическую модель резервуара, скорректировать траекторию бурения. В настоящее время оценка коллекторских свойств осуществляется на основе данных ГИС и керна. Среди недостатков методов ГИС небольшой радиус исследований, искажение записей, метрологические погрешности, а главными достоинствами является большое число решаемых задач и большое количество используемых методов и технологий проведения и интерпретации получаемых материалов.

В работе выделение пластов коллекторов будет опираться, в основном, на диаграммы, полученные из памяти приборов и основные физические параметры вычисленные по ГИС: глинистость, пористость, проницаемость и нефтегазонасыщение.

Выделенным нефтеносным объектом для изучения является пласт АС-12/3, приуроченный к черкашинской свите.

Задачи данной работы:

- дать характеристику Приобского месторождения;
- описание используемых методов ГИС;
- литологическое расчленение разреза;
- интерпретация данных ГИС;
- оценка ФЭС продуктивного пласта.

В качестве практического материала в работе используются общие сведения о Приобском месторождении, результаты ГТИ и ГИС по скважине №53341Г куста 541, сводная литолого-стратиграфическая колонка по месторождению, сводный планшет, обзорная карта района работ.

Работа состоит из трех разделов. Первый раздел «Геологическая характеристика района». Второй раздел «Основы геофизических исследований». Третий раздел «Анализ фактических данных».

Основное содержание работы.

В первом разделе «Геологическая характеристика района» представлена геолого-геофизическая характеристика района работ. Приводятся общие сведения о территории исследования.

Приобское нефтяное месторождение находится в центральной части Западно-Сибирской равнины, в административном отношении расположено в Ханты-Мансийском районе Ханты-Мансийского автономного округа, ХМАО входит в состав Тюменской области. Район работ удалён на 64 км к востоку от города Ханты-Мансийска, на 101 км к западу от города Нефтеюганска. В настоящее время территория относится к числу наиболее экономически быстро развивающихся в округе, что стало возможным в связи с увеличением объёмов геологоразведочных работ и нефтедобычи.

На исследуемой территории проводились геолого-геофизические работы, выполненными в разное время.

Результаты региональных исследований легли в основу представлений о строении продуктивных комплексов неокма и позволили уточнить структурно-тектоническое районирование.

Геологический разрез Приобского месторождения сложен мощной толщей, более 3000 м, терригенных отложений осадочного чехла мезо-кайнозойского возраста, залегающих на породах доюрского комплекса, представленных корой выветривания.

В тектоническом отношении Приобское месторождение приурочено к Сургутскому своду, самой крупной положительной структуре первого порядка. Месторождение расположено в его юго-западной части.

По нефтегеологическому районированию Приобское месторождение расположено в Приобском нефтегазоносном районе Фроловской нефтегазоносной области. Основными нефтегазоносными комплексами в разрезе Приобского месторождения являются отложения неокома, в частности, серия пластов

Особенностью геологического строения залежей, связанных с неокомскими породами, является то, что они имеют мегакосослоистое строение, обусловленное формированием их в условиях бокового заполнения достаточно глубоководного морского бассейна, за счет выноса обломочного терригенного материала с востока и юго-востока.

Горизонт АС12 включает в настоящее время несколько продуктивных пластов, один из которых АС12/3. Залежь включает отложения как шельфовые, так и склоновые и в основном коллекторы приурочены к отложениям конусов выноса. Размеры залежи составляют 69 км в длину и 41 км в ширину в наиболее широком месте. Общая толщина пласта в среднем составляет 60 м. Открытая пористость изменяется от 15 до 20%, нефтенасыщенность от 0,49 до 0,84, песчаность от 0,017 до 0,57, вскрытые нефтенасыщенные толщины от 0,5 м до 32 м. В пределах залежи полностью отложения пласта АС12/3 пройдены не всеми разведочными скважинами и практически не вскрыты эксплуатационными. Дебиты нефти при испытании пласта изменяются от 1 м³/с до 31 м³/с.

Второй раздел «Основы геофизических исследований». В разделе дается краткое описание геофизических методов для литолого-стратиграфического расчленения разреза.

Геофизические исследования скважин – это группа физических методов, предназначенных для изучения горных пород в околоскважинном и межскважинном пространствах. Геофизические исследования, предназначенные для изучения горных пород, непосредственно примыкающих к стволу скважины, называют каротажем, совокупность методов каротажа, применяемых в нефтегазовых скважинах – промысловой геофизикой.

Параметры искусственных и естественных физических полей в скважине связаны с физическими свойствами горных пород, находящихся в

околоскважинном и межскважинном пространствах. В свою очередь физические свойства пород отражают литологические, фациальные, коллекторские, структурно-текстурные и другие характеристики. Нахождение параметров поля в скважине по заданным параметрам его источников и характеристикам среды называют прямой задачей ГИС. На практике, напротив, по измеренным в скважине параметрам поля определяют характеристики среды, т. е. решают обратную задачу.

Гамма-каротаж (ГК) – простейший, дешевый и наиболее надежный вид каротажа. Измеряемый параметр – количество γ -квантов, регистрируемых в единицу времени. Гамма-кванты генерируются в процессе ядерных реакций, происходящих в атомах радиоактивных изотопов и, таким образом, характеризуют естественную радиоактивность горных пород.

Регистрируемое при этом естественное гамма-излучение определяется содержанием в породах природных радиоактивных элементов – радионуклидов, среди которых основную роль играют уран, торий и продукты их распада, а также радиоактивный изотоп калия.

Нейтронные методы (НК) решают широкий круг геологических задач: литологическое расчленение разреза скважины, определения коэффициента пористости, определение положения межфлюидных контактов. При нейтронном каротаже изучается эффект взаимодействия потока нейтронов, посылаемых в горную породу излучателем, с ядрами химических элементов горных пород.

Плотностной каротаж (ГГКп) работает следующим образом: химический радиоактивный источник излучает жесткие, т.е. высокоэнергитические γ -кванты, которые, сталкиваясь с электронами атомов горных пород, постепенно теряют свою энергию, становятся мягкими, после чего захватываются атомами. Детектор регистрирует оставшиеся жесткие γ -кванты. Чем больше плотность электронов в породе, тем меньше γ -квантов будет зарегистрировано.

Плотность электронов прямо пропорциональна плотности породы, которую мы получаем в виде каротажной кривой.

Азимутальный каротаж основан на работе двух детекторов, которые вращаются вокруг оси прибора вместе с вращением бурильной колонны.

Записываемая этими датчиками информация группируется по выбранному числу секторов. Чем больше секторов, тем выше азимутальное разрешение и детальнее и точнее имидж.

При регистрации ГГК-п азимутальными приборами формируются различные кривые плотности по секторам.

Получение имиджей плотности в процессе бурения минимизирует время и затраты на получение актуальной для проводки горизонтальной скважины информации, вносит значимый вклад в детальное изучение истинных свойств природного резервуара, позволяет прогнозировать перспективные участки. Имиджи плотности применяют в первую очередь с целью получения информации о структурном поведении разреза. С точки зрения геонавигации, интерпретация имиджей предоставляет довольно точную оценку структурных в локальных точках разреза при наличии контраста плотности. С помощью локальных структурных углов уточняется положение скважины в разрезе, детализируется и корректируется двумерная геонавигационная модель.

В целом, применение данных азимутальных методов каротажа, к которым относятся и имиджи, существенно уменьшает структурные неопределённости и риски, связанные с неверной интерпретацией положения скважины в разрезе.

Акустический метод - это метод, основанный на изучении поля упругих волн, отразившихся от стенки скважины или неоднородности прискважинной зоны. Основная модификация этого метода – акустическая кавернометрия.

Кавернометрия в процессе бурения используется для оценки объема затрубного пространства, для контроля технического состояния ствола скважины.

Каротаж удельного электрического сопротивления

УЭС матриц горных пород, слагающих и вмещающих газонефтяные коллекторы, практически бесконечно. Проводимость таких горных пород определяется флюидами – электролитами, содержащихся в поровом пространстве. Чем больше примесей растворено в воде, тем ниже ее УЭС. А вот УЭС нефти и, особенно, газа очень высокие, поскольку они диэлектрики. Таким, образом, главный параметр, который выдает каротаж УЭС – насыщение.

Третий раздел «Анализ данных» дает нам фактическую информацию о продуктивном пласте.

Используя исходные данные ГИС выполнено выделение интервалов коллекторов в скважине 53341Г куст 541 Приобского месторождения в интересующем пласте АС-12/3 в интервале 3101-4137м.

Целью оперативной петрофизической интерпретации данных из памяти приборов является оценка литологии, выделение коллекторов и определение характера их насыщенности, количественная оценка ФЕС пород продуктивного пласта.

Чтобы определить литологию пласта для начала породы разделяют на коллекторы и неколлекторы. Далее выделяют литологию среди неколлекторов и коллекторов. Результаты по данным комплекса ГИС были сопоставлены с результатами по анализу отобранных образцов шлама: исследуемый интервал характеризуется увеличением песчаника, люминесцентно-битуминологический анализ подтверждает наличие содержания УВ в пробах породы.

Неколлекторы с терригенно-поровым типом делятся на глинистые и на прочие вмещающие породы. Глинистые породы характеризуются низкими показаниями удельного электрического сопротивления, высокими показаниями гамма-каротажа и гамма-гамма каротажа, темными цветами на диаграмме плотностного имиджа.

Коллекторы будут выделяться – минимальными показаниями ГК, положительными приращениями показаний УЭС, низкими значениями плотностного каротажа, светлыми оттенками на диаграмме азимутального имиджа, сближением границ кривых ГГКп и ННКт.

Признаками определения вскрытия терригенного коллектора является:

- низкие показания на диаграмме гамма-каротажа;
- водонасыщенные породы обладают меньшими показаниями удельного электрического сопротивления, а нефте- и газонасыщенные высокими сопротивлениями;
- уменьшение показаний плотностного каротажа;

- изменение окраски плотностного имиджа в более теплую границу;
- сближение кривой нейтронного каротажа с кривой плотностного каротажа;
- увеличение газопоказаний по данным ГТИ;
- пористость и проницаемость, превышающие граничные значения для пласта АС-12/3;
- пониженные значения расчетной глинистости.

Основными признаками выделения коллекторов служили: интерпретация кривых каротажей на диаграмме ГИС, пористость и проницаемость, значения расчетной глинистости, водородосодержания и объемной плотности. Так же коллекторы охарактеризованы увеличением газосодержания, что подтверждается наличием газовых аномалий в исследуемом интервале.

По данным ГИС продуктивный пласт АС 12/3 Приобского месторождения является терригенным типом коллектора, включающий литологические разности: слабоглинистые и глинистые песчаники, алевролиты, аргиллиты и глины, плотные прослои песчаников с высоким содержанием карбонатного вещества.

Все эти литотипы имеют разные физические свойства и, следовательно, различные диапазоны показаний геофизических методов.

По увеличению значений гамма-метода и гамма-гамма плотностного метода, минимальным значениям зондов удельного электрического сопротивления, темным цветам плотностного имиджа выделяются аргиллиты и глины.

По максимально завышенным показаниями удельного электрического сопротивления, максимально низким значениям гамма-каротажа, завышенным показаниям плотностного каротажа и максимально темному цвету, до черного, азимутального имиджа выделяют плотные прослои песчаника карбонитизированного.

Песчаники способные вмещать флюид выделялись по теплым (светлым) тонам плотностного имиджа, низким показаниям гамма-метода и гамма-гамма плотностного метода, высокими значениями удельно сопротивления, сближением границ кривых плотностного и нейтронного каротажей.

Расчет фильтрационно-емкостных свойств произведен на основе алгоритмов из методических рекомендаций по определению фильтрационно-емкостных свойств в скважинах, вышедших из бурения по Приобскому месторождений.

По данным методов ГИС, зарегистрированных в скважине 53341Г куста 543 Приобского месторождения, были рассчитаны количественные параметры для определения основных фильтрационно-емкостных свойств.

Весовая глинистость оценивалась по гамма-методу методом двух опорных пластов с использованием зависимости. Значения весовой глинистости, полученные по разностному параметру, пересчитывались в коллекторах в объемную глинистость.

По данным плотностного гамма-гамма каротажа рассчитывалась пористость коллектора, отталкиваясь от величины плотности. Влияние глинистости на величину пористости не учитывалось, поскольку плотности минералов глины и плотности породообразующих минералов коллекторов близки.

Для определения коэффициента нефтенасыщенности коллекторов использовалась зависимость удельного электрического сопротивления от объемной влагонасыщенности.

Основным количественным признаком, который используется при выделении коллекторов в данном разрезе, является граничное значение пористости.

Заключение. На примере скважины 53341Г куста 541 Приобского месторождения в данной работе рассмотрены возможности применения ГИС в процессе бурения. Проведен детальный анализ и обзор информации по геологическому строению месторождения, геолого-геофизической изученности Приобского месторождения. Доказана эффективность использования комплексной интерпретации данных с целью выделения пород-коллекторов, оценки их коллекторских свойств и характера насыщения, выделены основные критерии для определения зон коллекторов. Основным признаком для выделения зон служил коэффициент проницаемости.

Комплексная интерпретация ГИС включает в себя совместную обработку различных методов каротажа, в результате чего решены следующие задачи:

- дана характеристика Приобского месторождения;
- описаны используемые методы ГИС;
- литологическое расчленение разреза;
- интерпретация данных ГИС;
- оценка ФЭС продуктивного пласта.

Исследования показали, что ГИС в процессе бурения скважины необходимы, т.к. без них невозможно обеспечить максимально эффективную проходку скважины в перспективных участках. По моему мнению, в дальнейшем ГИС в процессе бурения заменит или исключит исследования проводимые после бурения скважины, в целях экономии времени и финансовых затрат.