

Министерство образования и науки Российской Федерации
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

**«Определение фильтрационно-емкостных свойств пласта АС-11
на Приобском месторождении с помощью комплекса геофизических
исследований скважин»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 531 группы заочной формы обучения

специальность 21.03.01 Нефтегазовое дело

профиль «Геолого-геофизический сервис нефтегазовых скважин»

геологического факультета

Склеянова Ивана Павловича

Научный руководитель

кандидат геол.-мин.наук, доцент

Б.А. Головин

Зав. кафедрой

кандидат геол.-мин.наук, доцент

Е.Н. Волкова

Саратов 2022

Введение. Бакалаврская работа посвящена проблеме использования геофизических данных при изучении разрезов месторождений.

Актуальность данной проблемы имеет большое практическое значение, потому что её решение позволяет повысить достоверность интерпретации и эффективности использования данных геофизических исследований, выявить геологические особенности строения коллектора, уточнить геолого-геофизическую модель резервуара

Целью выпускной квалификационной работы стало оценка литологии, выделение коллекторов и определение характера их насыщенности, количественная оценка ФЭС пород продуктивного пласта по данным ГИС. Интерес в получении этой геолого-геофизической информации на Приобском месторождении связан с тем, что для него характерна существенная неоднородность по простиранию, выражающаяся в частом литологическом замещении глинистыми разностями пород.

Задачи данной работы состоят в следующем:

1. дать характеристику Приобского месторождения;
2. описание используемых комплексов методов ГТИ и ГИС;
3. геолого-геохимическое описание выбранного интервала;
4. петрофизическая интерпретация данных ГИС;
5. оценка ФЭС продуктивного пласта.

В качестве практического материала в работе используются: общие сведения о Приобском месторождении и результаты ГТИ и ГИС по скважине №59085Г куста 391У, сводная литолого-стратиграфическая колонка по месторождению, сводный планшет ГТИ и ГИС по скважине №59085Г куста 391У, обзорная карта района работ.

В настоящей выпускной квалификационной работе было написано три раздела:

- 1 Геолого-геофизическая характеристика района работ;
- 2 Методика и объём проектируемых работ;
- 3 Анализ исследований.

Основное содержание работы. Первый раздел «Геолого-геофизическая характеристика района работ». В разделе 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 Тюменской области. Район работ удалён на 65 км к востоку от города Ханты-Мансийска, на 100 км к западу от города Нефтеюганска. Приобское нефтяное месторождение было открыто в 1982 г. и введено в разработку в 1989г.

В настоящее время район относится к числу наиболее экономически быстро развивающихся в автономном округе, что стало возможным в связи с ростом объёмов геологоразведочных работ и нефтедобычи.

Исследуемая территория покрыта региональными геолого-геофизическими работами, выполненными в разное время. Результаты региональных исследований легли в основу представлений о мегакосослоистом строении продуктивных комплексов неокома.

Геологический разрез Приобского месторождения сложен мощной толщей (более 3000м) терригенных отложений осадочного чехла мезокайнозойского 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 Фроловской нефтегазоносной области (НГО) Приобском нефтегазоносном районе (НГР). В соответствии со схемой нефтегазоносного районирования основными нефтегазоносными комплексами (НГК) в разрезе Приобского месторождения являются отложения неокомского НГК, в частности, серия пластов АС7 – АС12.

Особенностью геологического строения залежей, связанных с неокомскими породами является то, что они имеют мегакослоистое строение, обусловленное формированием их в условиях бокового заполнения достаточно глубоководного морского бассейна (300-400м) за счет выноса обломочного терригенного материала с востока и юго-востока.

В продуктивном пласте АС11 выделено три литологически замкнутых залежи, вытянутые в виде цепочки в субмеридианальном направлении. Коллекторы представлены песчаником, зона их развития контролируется бровкой палеошельфа. Проницаемые породы вытянуты узкой полосой шириной от 3,5 до 2 км. Нефтенасыщенный коллектор вскрыт на абсолютных отметках от -2380 до -2520 м. Общая толщина пласта в среднем составляет 15м.

Второй раздел «Методика выполнения работы». В разделе дается краткое описание геофизических методов для литолого-стратиграфического расчленения.

При проведении геолого-технологических исследований решаются несколько типов задач. Наиболее общими являются геологические, технологические и информационные задачи. В работе рассматривались следующие виды методов: газовый каротаж, термо-вакуумная дегазация, методика палеток отдельного анализа газа, люминесцентно-битуминологический анализ.

Газовый каротаж основан на изучении содержания и состава углеводородных газов и битумов в промывочной жидкости, а также основных параметров, характеризующих режим бурения.

Дегазация и анализ газовой смеси производятся непрерывно в процессе бурения и достигаются при помощи дегазаторов. Газовоздушная смесь по газовой линии (ГВЛ) подается в газоанализатор, где подвергается соответствующей подготовке к анализу, проведению анализа и регистрации основных параметров. Чтобы установить параметры, характеризующие газо- и нефтесодержание пластов, выполняются следующие

операции: непрерывный анализ газовой смеси для определения суммарного содержания в ней углеводородных газов $G_{\text{сум}}$, а также компонентный анализ на содержание в пласте предельных углеводородных газов (C1—C5).

Основной задачей газового каротажа является выделение перспективных на нефть и газ интервалов в разрезе бурящей скважины и определение характера их насыщения.

Термо-вакуумная дегазация (ТВД) осуществляется для оперативного анализа пластового флюида, который позволяет существенно повысить достоверность заключения не только о нефтегазонасыщенности разреза, но и позволяет сделать оценку продуктивности вскрытого пласта.

Увеличение газонасыщенности открытых пор шлама свидетельствует о прохождении пласта-коллектора, а состав газа указывает на характер насыщения пласта.

Методика палеток отдельного анализа газа (РАГ) является одной из классических прогнозных методик оценки характера насыщения пластов-коллекторов.

По интерпретации газокаротажных диаграмм (в интервале перспективного участка) с них снимают значения содержания каждого углеводородного компонента в процентах и в виде точек наносят на специальный бланк (РАГ). Для каждого аномалийного интервала строят кривые компонентного состава газа и сравнивают их с эталонными кривыми компонентного состава для типовых залежей данного района. Если фактическая и одна из эталонных кривых близки, то делают предварительный вывод о соответствующем насыщении пласта.

Люминесцентный (люминесцентно-битуминологический) анализ (ЛБА) основан на существующей зависимости между количественным содержанием и качественным составом битумного вещества (БВ), с одной стороны, и комплексом их люминесцентных свойств, с другой. Основными показателями люминесцентного анализа являются: яркость (интенсивность) люминесценции

(количественный показатель); спектр люминесценции (качественный показатель).

Цели проведения ЛБА: визуальное обнаружение и определение общего содержания и характера распределения битумов в породах, шламе, почвах, водах, глинистом растворе; определение общего характера битумов, обнаруживаемых в породах и почвах, ориентировочное определение их фракционного состава; определение количественного и фракционного состава нефтей и битумов.

В исследуемой скважине Приобского месторождения проводился следующий комплекс геофизических исследований (ГИС):

- стандартный каротаж (ПС и КС);
- индукционный каротаж (ИК);
- боковой каротаж (БК);
- микрозондирование (МГЗ+МПЗ);
- радиоактивный каротаж (ГК, ННК-Т).

Данный комплекс ГИС является достаточным для решения качественных задач:

- литологическое расчленение разреза;
- выделения коллекторов и эффективных толщ;
- определение ФЕС пород-коллекторов.

Стандартный каротаж включает в себя записи с помощью трех зондов электрического каротажа (двухметровые кровельный и подошвенный градиент-зонды и полуметровый потенциал-зонд) кривых кажущегося удельного сопротивления пластов (КС) и кривую потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС). Метод кажущихся сопротивлений, один из основных методов скважинных геофизических исследований, применяется для выделения пластов разного литологического состава, определения глубины их залегания и мощности, оценки пористости и коллекторных свойств пород, выявления полезных ископаемых, в том числе нефтегазоносных и водоносных пластов.

Принцип гамма-каротажа (ГК) основан на регистрации скважинными приборами естественной радиоактивности горных пород слагающих разрез скважины. Естественной радиоактивностью называется самопроизвольный распад ядер некоторых химических элементов слагающих горные породы. Естественная радиоактивность складывается из способности горных пород испускать альфа-, бета- и гамма-излучение.

Основная задача в добывающих и нагнетательных скважинах – корреляция разрезов скважин (привязка по глубине).

ННК-т заключается в измерении плотности потока тепловых нейтронов, образующихся в результате замедления в горных породах быстрых нейтронов от стационарного источника.

Показания ННК-т определяются не только замедляющими способностями породы, т.е. ее водородосодержанием, но и наличием элементов с аномально высокими поглощающими способностями, прежде всего хлора. Поэтому при малой минерализации пластовых вод (до 20—25 г/л) ННК-т используется, так же, как и ННК-н, для оценки пористости пород, а при высокой минерализации — для определения положения водонефтяного контакта.

Индукционным каротажным зондированием (ИКЗ) называют изучение удельного сопротивления (удельной электропроводности) пересеченных скважиной горных пород, основанное на измерении вторичного поля вихревых токов, индуцированных в породе.

Индукционный каротаж применяется в не обсаженных скважинах, заполненных промывочной жидкостью любой минерализации или на нефтяной основе без содержания магнитных добавок, а также сухих скважинах; а так же может применяться в скважинах, обсаженных токонепроводящими колоннами.

Боковой каротаж основан на изучении удельного электрического сопротивления горных пород при помощи зонда, обеспечивающего распространение тока перпендикулярно стенке скважины. При боковом каротаже ток от источника, расположенного на поверхности, подаётся в

скважинный прибор, через токовые электроды зонда поступает в скважину и окружающие её горные породы.

Микрокаротаж основан на измерении кажущегося удельного электрического сопротивления прискважинной зоны. Также метод микрокаротажа регистрирует кривую среднего диаметра.

Имеется две модификации: обычное микрозондирование и микробоковой каротаж. В первом случае электрическое сопротивление измеряется по схеме обычных трёхэлектродных зондов; во втором — по схеме экранированного электрического заземления.

Третий раздел «Результаты исследований». Используя исходные данные ГТИ и ГИС, выполнено определение фильтрационно-емкостных свойств на скважине 59085Г куст 391У Приобского месторождения в интересующем пласте АС-11 в интервале 3054-3485м.

В процессе исследований был проведён отбор проб выбуренной породы и проведены следующие геолого-геохимические исследования:

- определение процентного состава отобранных проб шлама;
- фракционный (гранулометрический) анализ;
- заключение по ЛБА;
- литологическое описание шлама;
- регистрация среднего уровня газопоказаний по данным частичной дегазации бурового раствора.

Средний фоновый уровень газопоказаний по результатам частичной дегазации бурового раствора 0,1131% абс.

Максимальные газопоказания зафиксированы в интервале 3114-3124м 2,3073% абс. Аномалия связана с увеличением процентного содержания песчаной фракции с признаками УВ в шламе.

Основными признаками выделения коллекторов служили: пористость и проницаемость, превышающие граничные значения для пласта АС-11/0,

пониженные значения расчетной глинистости, водородосодержания и объемной плотности.

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 мелкозернистого фракционного состава, люминесцентно-битуминологический анализ подтверждает наличие содержания УВ в пробах породы.

По данным ГИС продуктивный пласт АС-11 Приобского месторождения является терригенным типом коллектора, включающий литологические разности: слабоглинистые и глинистые песчаники и алевролиты, аргиллиты и глины, плотные прослои песчаников с высоким содержанием карбонатного вещества.

Глинистость S_{gl} оценивалась по гамма-методу способом двух опорных пластов с использованием зависимости В. В. Ларионова, которая настраивалась на условия Приобского месторождения.

Для решения задачи оценки пористости коллекторов пласта АС11 была использована модель глинистого терригенного коллектора.

Для определения коэффициента нефтенасыщенности коллекторов используется зависимость удельного электрического сопротивления ρ_p от объемной влажности ω_v .

Оценка коэффициента абсолютной проницаемости $K_{пр}$ производилась через зависимость связей с параметром пористости.

В результате интерпретации данных ГТИ был определен литологический состав пород, средний фоновый уровень газосодержания, выделена газовая аномалия и характер насыщения. По каротажным диаграммам ГИС проведено литолого-стратиграфическое расчленение разреза и определение ФЕС коллекторов, а также уточнение характера насыщения.

Заключение. Таким образом, на примере скважины 59085Г куста 391У Приобского месторождения в данной работе рассмотрены возможности применения комплекса методов ГТИ и ГИС. Доказана эффективность использования комплексной интерпретации данных с целью выделения пород-коллекторов, оценки их коллекторских свойств и характера насыщения.

Данные полученные исследованиями ГТИ проводились по всему разрезу скважины, однако для подтверждения полученных сведений был проведен утвержденный комплекс ГИС с записью и обработкой в интервале 3054 – 3485м.