

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

Кафедра геофизики

**«Оперативное выделение продуктивных-пород коллекторов при бурении
скважин по данным ГТИ»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 531 группы

направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Геолого-геофизический сервис нефтегазовых скважин»

геологического ф-та

Устинова Дмитрия Михайловича

Научный руководитель

К.г.-м.н., доцент

подпись, дата

К.Б. Головин

Зав. кафедрой

К.г.-м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2022

Введение. Методы ГТИ позволяют оперативно выявить пласты-коллекторы по ряду критериев: смена литологии; изменение физических свойств пород; изменение интенсивности свечения пород под УФ лампой; повышение газопоказаний; изменения компонентного состава газа.

ГТИ проводятся непосредственно в процессе бурения скважины, без простоя в работе буровой бригады и бурового оборудования; решают комплекс геологических и технологических задач, направленных на оперативное выделение в разрезе бурящейся скважины перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения, оптимизацию отбора керна, экспрессное опробование и изучение методами ГИС выделенных объектов, обеспечение безаварийной проводки скважин и оптимизацию режима бурения.

Для написания бакалаврской работы был использован материал со скважин, пробуренных на Мартовском месторождении. Объект исследования скважина №24.

В административном отношении исследуемое месторождение Мартовское месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирской низменности, в бассейне притоков реки Назым (правый приток р.Обь), на территории Ханты-Мансийского административного района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 166 км к востоку от г. Нягань и в 152 км к северу от г. Ханты-Мансийск.

Цель данной дипломной работы показать на примере разведочной скважины 24 Мартовского месторождения использование ГТИ для изучения геологического строения разреза скважины, выявление продуктивных пластов и оценка их характера насыщения.

Данная цель предполагает решение ряда задач:

- Изучение геолого-геофизических характеристик Мартовского месторождения;
- Выделение пластов-коллекторов по данным ГТИ;
- Ознакомление с методами проведения газового каротажа;

- Определение характера насыщения пластов-коллекторов по газовому каротажу.

- Определить характер пород-коллекторов по методике ОПУС и палеток РАГ.

Выпускная квалификационная работа состоит из трех разделов: геолого-геофизическая характеристика территории исследования, интерпретации газового каротажа с использованием параметров бурения, результаты работ, введения, заключения, списка использованных источников и шесть приложений. Для исследования в работе были описаны и использованы методы РАГ и ОПУС₄.

Основное содержание работы. Мартовское месторождение относится к многопластовому и характеризуется наличием терригенных резервуаров в юрских отложениях. В строении терригенных резервуаров принимают участие преимущественно песчаники, глины.

Мартовский участок расположен в пределах Фроловского геоблока, приурочен к центральной части Верхнеляминского вала.

На Мартовской структуре на протяжении юры существовал субмеридиональный прогиб, проходящий через всю площадь с субконтинентальной обстановкой осадконакопления, к которому приурочены максимальные толщины возможных пластов коллекторов. Верхнеюрское время характеризуется морскими условиями осадконакопления – от мелководных в абалакское и раннетутлеймское время с терригенно-карбонатным типом отложений, до глубоководных к позднетутлеймскому времени с накоплением битуминозных аргиллитов.

В нефтегазоносном отношении территория находится в пределах Ляминского нефтегазоносного района Фроловской нефтегазоносной области

Целевыми объектами разработки на ЧНГКМ являются нефтенасыщенные горизонты каменноугольной системы С1.

Основные продуктивные комплексы на Мартовском месторождении выделяют среднеюрский и верхнеюрский, где продуктивными являются тюменская и баженовская свиты.

Пласт-коллектор в баженовской и тюменской свитах – терригенный межзернового типа. Представлен пласт песчаниками серыми, от среднезернистых до мелкозернистых, кварцево-полевошпатовыми.

Методика исследования. Газовый каротаж в процессе бурения является основной модификацией метода, включающий изучение изменения по стволу скважины содержания и состава газов, в процессе разбуривания горных пород, и изменения параметров, характеризующих режим бурения скважины, а также каротаж по шламу. Результаты ГК в процессе бурения представляются в виде комплекса параметров, зафиксированных в функции исправленных глубин, и характеризующих нефть и газосодержание пластов, вскрытых скважиной, комплекса технологических параметров, зафиксированных также в функции глубин, и результирующие исследования шлама

Газовый каротаж является прямым методом выявления нефтегазоносных пластов и основан на изучении количества и состава газа, попавшего в буровой раствор из разбуриваемых или вскрытых скважиной пластов, содержащих углеводородные газы. Газовый каротаж используется для выделения нефтегазосодержащих пластов, выделения зон АВПД, предупреждения выбросов нефти и газа.

При газовом каротаже в процессе бурения непрерывно измеряется суммарное содержание $\Gamma_{\text{сум}}$ углеводородных газов и периодически (с дискретностью, равной времени одного цикла анализа на хроматографе) – компонентный состав УВГ, попавших в буровой раствор из разбуриваемых горных пород. Газовый каротаж после бурения включает непрерывное измерение УВГ и периодическое измерение компонентного состава газа, попавшего в буровой раствор в результате диффузии или фильтрации УВГ из нефтегазоносных пластов при простое скважины.

При проведении геолого-технологических исследований основными требованиями, предъявляемыми к газовому каротажу, являются: информативность регистрируемых параметров, оперативность интерпретации и достоверность получаемых данных. Для их выполнения необходимо соблюдать следующие условия:

- применять дегазатор непрерывного действия с дроблением потока со специальным заборным устройством, позволяющим подавать к дегазатору буровой раствор из затрубного пространства;

- проводить его периодическую калибровку с помощью дегазатора проб бурового раствора эпизодического действия;

- проводить непрерывное измерение суммарного содержания углеводородных газов или метана (при добавках нефти в буровой раствор) в функции времени;

- проводить отдельный анализ газовой смеси в функции времени или глубины;

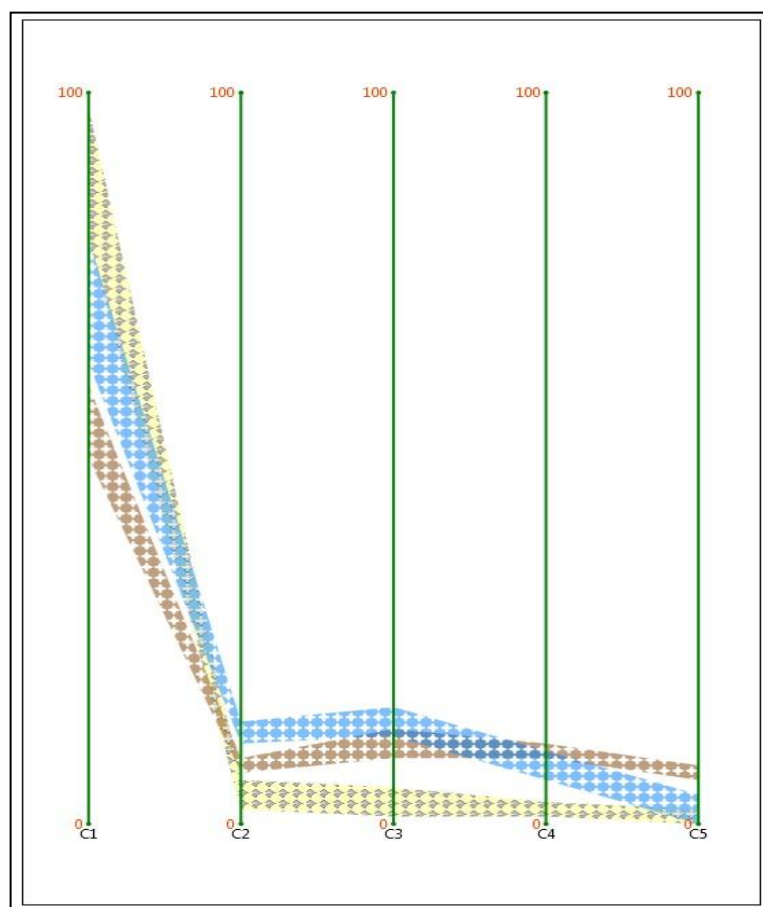
- выдавать сведения о насыщении пласта и его промышленной значимости по результатам комплексной интерпретации ГТИ, ГИС и ИПТ (ОПК) в открытом стволе.

При проведении газового каротажа в эксплуатационных скважинах технологическая схема существенно упрощается, так как основными задачами являются выделение нефтегазонасыщенных интервалов и оценка характера их насыщения. Основные требования заключаются в непрерывном измерении суммарного содержания углеводородных газов в ГВС и хроматографическом анализе ГВС в интервалах повышенных газопоказаний.

По данным компонентного газового анализа полученного при опробовании или испытании пластов, и для типовых месторождений строились палетки РАГ. При выявлении газовой аномалии, обусловленной поступлением в буровой раствор пластового газа, определяется характер насыщения пласта по изменению относительного состава газа и флюидных коэффициентов, для чего

значения $C_1...C_5$ и флюидных коэффициентов наносятся на палетки РАГ и ГФК.

Принцип работы. Состав газа $C_1...C_5$ рассчитывают по данным частичной и глубокой дегазации. Нанесенные на бланк точки соединяют линией, форма которой отображает соотношение содержаний отдельных углеводородных компонентов. Бланк накладывают затем на палетку РАГ для сопоставления фактических кривых с эталонными, как на рисунке 1. При этом качественно различающиеся пласты имеют определенный характер сопоставимости.



-  - газ
-  - нефть
-  - вода

Рисунок 1 - Палетка раздельного анализа газа

С помощью обобщенного газового коэффициента можно было бы с большой вероятностью определить характер насыщения залежи. Для этой цели им был введен обобщенный показатель углеводородного состава (ОПУС). В общем виде формула №1 его расчета имеет вид:

$$ОПУС_1 = \frac{C_1 * C_2 * C_3 * \dots * C_{n-1}}{(C_2 + C_3 + C_n)^{n-1}}, (1)$$

где n – порядковый номер компонента.

Значения C_1, \dots, C_n берутся в относительных процентах. При проведении непрерывного хроматографического анализа возможно автоматическое определение значений ОПУС с привязкой к разделу при использовании соответствующих масштабных коэффициентов.

Методики, предпочтительно использовать формулы $ОПУС_4$ и $ОПУС_5$:

$$ОПУС_4 = \frac{C_1 * C_2 * C_3 * C_4 * C_5}{5}, (2) \quad ОПУС_5 = \frac{C_1 * C_2 * C_3 * C_4 * C_5}{C_1(C_2 + \text{выси})} * 100, (3).$$

Граничные значения ОПУС, приведенными в таблице 1.

Таблица 1 - Определение характера насыщения пластов-коллекторов

Граничные значения для $ОПУС_4$	
Значение ОПУС	Тип флюида
0,0002-100	Газ
1-25	Воды, контактирующие с залежью
100-1100	Газоконденсатные и газонефтяные залежи
700-250000	Нефть
>250000	Окисленная (остаточная) нефть

Результаты работ. В процессе бурения скважины №24 Мартовской, с момента начала проведения геолого-геохимических исследований, вскрыты отложения палеозойской эратемы, коры выветривания и доюрского комплекса:

При проведении газового каротажа в разведочной скважине №24 Мартовской с глубины 2500 м параллельно с ростом концентрации

углеводородов при подходе к продуктивному коллектору в баженовской и тюменской свитах регистрировалось изменение (аномальное увеличение газонасыщенности бурового раствора в два и более раза превышающее фоновые значения) их состава: при подходе к нефтяному пласту в смеси возрастает роль метана или тяжелых углеводородов

По данным РАГ в интервале 2724-2736 м баженовской свиты сингенетические скопления углеводородов. Т.е. скопления в результате эмиграции УВ из нефтегазоматеринских пород в породы-коллектора. Снизу такие залежи изолированы крышкой нижележащего регионального нефтегазоносного комплекса или породами фундамента. Сингенетичные битумоиды – фракция сингенетичного породе рассеянного ОВ, состав и содержание которой обусловлены генетическим типом и уровнем катагенетической преобразованности ОВ.

По данным РАГ в интервале 2760-2770м тюменской свиты пласт-коллектор насыщен нефтью.

Кроме того, для определения характера насыщения залежей баженовской свиты в интервале 2724-2736 м тюменской свиты интервалах 2760-2770 м, сделал расчет общего показателя углеводородного состава по формуле №2.

В результате было выявлено, что аномальная зона исследуемых залежей, в изучаемых интервалах исследования выделяются 2 пласта. Полученные значения представлены в таблице 2, которые сравнивались с граничными, приведенными в таблице 1.

Таблица 2 - Расчет значений по формуле $ОПУС_4$

№ п/п	Интервал расчета, м	Расчетные значения по формуле	Граничные значения $ОПУС$	Тип флюида
1	2724-2736	3-8	1-25	Воды, контактирующие с залежью
2	2760-2770	992-16721	700-250000	Нефть

По расчетным значениям методом ОПУС₄ сравнивая с граничными значениями баженовской свиты в интервале 2724-2736 м пласт-коллектор аргиллиты насыщен водой и тюменской свиты в интервале 2760-2770 м пласт-коллектор насыщен нефтью.

В таблице 3 представлены результаты интерпретации газового каротажа, литологических, петрофизических, газометрических исследований шлама по скважине №24 Мартовского месторождения.

Таблица 3 - Результаты интерпретации газового каротажа и газометрических исследований шлама

Интервал по стволу, м	Суммарные газопоказания по буровому раствору, % абс	Превышение относительно фоновых газопоказаний	Удельная газонасыщенность шлама см ³ /дм ³	ЛБА	Интерпретация ГазК (характер насыщения)	
					РАГ	ОПУС ₄
2724-2736	0,0038 - 0,0446	2-кратное увеличение газопоказаний	-	4 ОЖ МСБ	остаточная нефть	окисленная (остаточная) нефть
2760-2770	0,0344 - 1,3151	4-кратное увеличение газопоказаний	2,06	4 Ж МСБ	нефть	нефть

По газовому каротажу регистрировалось аномальное увеличение газонасыщенности бурового раствора в два и более раза превышающее фоновые значения их состава, в смеси возрастала роль метана или тяжелых углеводородов газовая аномалия, что указывало на нефтенасыщение, а также по данным керна признаки УВ.

При интерпретации газового каротажа в скважине №24 Мартовской были выделены перспективные объекты баженовского и тюменского возрастов в интервалах: 2724-2736 м, 2760-2770 м – пласты-коллектора, насыщенные соответственно остаточной сингенетичной нефтью и нефтью. Исходя из значительной мощности 10 м и 12 м и высоким показаниям по данной непрерывной дегазации.

Анализируя результаты интерпретации газового каротажа все применяемые в данной работе методики, показали характер насыщения коллектора – нефть.

Оценка продуктивности подтверждается высокими сопротивлениями по ГИС пласт-коллектор в тюменской свите – терригенный межзернового типа. Представлен пласт песчаниками серыми, от среднезернистых до мелкозернистых, кварцево-полевошпатовыми.

Заключение. В процессе проведения ГТИ по данным геолого-геохимических исследований, а также по данным газового каротажа были зафиксированы аномалии в отложениях баженовской и тюменской свит, связанные с вскрытием объектов насыщенных водой в интервалах 2724-2736 м и нефтью в интервале 2760-2770 м.

По результатам интерпретации газового каротажа наиболее подходящими методиками определения характера насыщения для рассматриваемой площади являются интерпретация газового каротажа методом отдельного анализа газа и методика ОПУС₄. Определение характера насыщения по методике ОПУС оказалось самым точным, что подтверждено комплексной интерпретацией данных ГИС – высокими сопротивлениями в выделенных породах-коллекторах.

Основой интерпретации является прогнозный разрез с использованием материалов ГИС-ГТИ, в нем отмечаются прогнозируемые глубины залегания границ литолого-стратиграфических комплексов.