

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

Кафедра геофизики

**«Применение газового каротажа для выделения продуктивных
пластов - коллекторов на примере Тевлинско-Русскинского
месторождения»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 4 курса 431 группы
направления подготовки 21.03.01
нефтегазовое дело геологического факультета
СГУ им. Н.Г.Чернышевского
АЛ-АЗЗАВИ МОХАММЕД ШАКИР МАХМУД

Научный руководитель

К. г.-м.н., доцент

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Саратов 2021

Введение. Актуальность темы исследования. Метод газового каротажа и регистрация его результатов позволяет без каких-либо дополнительных затрат времени буровой бригады и газокаротажного отряда на всем исследуемом интервале выделить перспективные на нефть и газ пласты.

Выделение продуктивных пластов - коллекторов посредством применения газового каротажа на примере Тевлинско-Русскинского месторождения стало **целью** настоящего исследования.

Для достижения цели были поставлены **задачи**:

1. дать краткую характеристику геолого – геофизических условий на исследуемом участке;
2. изложить теоретические представления о методах ГТИ, рассмотреть теоретические основы газового каротажа, проанализировать особенности его разновидностей, применяемую аппаратуру;
3. проанализировать результаты применения газового каротажа на примере Тевлинско-Русскинского месторождения.

Основное содержание работы. Раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика Тевлинско-Русскинского месторождения» содержит краткий физико-географический очерк и геологическое описание Тевлинско-Русскинского месторождения, которое находится в центральной части Западно-Сибирской низменности в пределах Сургутской низины, и относится к Приобской провинции подзоны среднетаежных лесов лесной зоны.

Исследуемое месторождение расположено в пределах Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 88 км к северо-востоку от г. Сургут и 115 км на юго-запад от г. Ноябрьска.

Гидрографическая сеть представлена рекой Тромъеган и ее наиболее крупными притоками: Энтль-Имиягун, Тлятты-Ягун, Кирилл-Выс-Ягун, ИнгуЯгун, Ортъ-Ягун и др., которые пересекают район работ с севера на юг. Район работ характеризуется континентальными климатическими условиями,

которые формируются под воздействием холодных воздушных масс Полярного бассейна и теплого воздуха Азиатского материка.

Среднегодовая скорость ветра составляет 57 м/сек. Климат района отличается коротким летом и холодной продолжительной зимой. Самым холодным месяцем в году является январь (среднемесячная температура минус 23.2 0 С), самым теплым - июль (плюс 16.1 0 С) Минимальная температура минус 52 0 С, максимальная плюс 35 0 С.

В геологическом строении Тевлинско-Русскинского месторождения принимают участие песчано-глинистые отложения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и консолидированные породы доюрского фундамента.

Тевлинско-Русскинское месторождение располагается в пределах Тевлинско-Русскинского малого вала, объединенного тектонически с Савуйским структурным носом, представляющих структуры второго порядка. Осложняющими элементами являются Тевлинская, Сорымская, Иминская, Русскинская и другие структуры 3 порядка. С запада Тевлинско-Савуйская зона поднятий ограничена Восточно- Венглинским прогибом (II порядка), на востоке — Южно-Ягунским и Западно- Ягунским малыми прогибами.

По нефтегеологическому районированию Тевлинско-Русскинское месторождение относится к Сургутскому нефтегазоносному району Среднеобской нефтегазоносной области.

Раздел 2 посвящен описанию методики исследования, технологических параметров, характеризующих режим бурения скважины. Дана детальная характеристика газового каротажа в процессе бурения газового каротажа после бурения.

Газовый каротаж – метод геофизического исследования, широко используемый на предприятиях нефтедобывающего комплекса с целью определения наличия газообразных и легких жидких углеводородов. Современные приборы для каротажа позволяют проводить непрерывный

анализ проб газовой смеси при постоянной дегазации бурового раствора в процессе бурения или дискретный анализ при термовакуумной дегазации отобранных проб бурового раствора, шлама или керна. Полученные данные наносятся на диаграммы, которые позволяют сделать вывод о глубине залегания нефтеносного или газоносного пласта, его составе и концентрации углеводородов. Метод 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 аномально высокого пластового давления, предупреждения выбросов нефти и газа.

По способу проведения исследований различают газовый каротаж в процессе бурения и газовый каротаж после бурения. Геофизический каротаж проводится в процессе бурения (в этом случае анализу подвергается смесь газов, поступившая из породы в буровой раствор) или же при достаточно длительной приостановке процесса. При проведении газового каротажа в процессе бурения для ориентировочного литологического расчленения разреза скважины, привязки данных газового каротажа к соответствующим глубинам, перехода от содержания углеводородов в промывочной жидкости содержанию углеводородов в пласте, вскрытом скважиной, оперативного выделения в разрезе скважины интервалов притока пластового флюида в скважину и поглощения фильтрата промывочной жидкости в пласт и прогнозирования зон аномально высокого давления пласта, проводят измерение и определение ряда технологических параметров, характеризующих режим бурения скважины, – продолжительности бурения скважины T_1 , показателя экспоненты b , расхода ПЖ в скважине.

Газовый каротаж основан на изучении количества и состава газа, попавшего в буровой раствор из разбуриваемых или вскрытых скважиной пластов. Газовый каротаж используется для выделения нефтегазосодержащих пластов, зон аномально высоких поровых давлений,

предупреждения выбросов нефти и газа. На кривых суммарных газопоказаний выделяются аномальные участки в 1,5 раза и более превышающих фоновые значения. Причины увеличения значений суммарного газа в процессе непрерывного бурения обуславливаются, в первую очередь, наличием пласта-коллектора.

На первых этапах своего развития метод газового каротажа в процессе бурения имел существенные ограничения. Из-за низкой чувствительности газоаналитической аппаратуры он при неблагоприятных геолого-технических условиях приводил к пропуску НГП на диаграммах газового каротажа, а в ряде случаев к ошибочным заключениям, когда выделяли перспективные на нефть и газ пласты по «ложным» аномалиям на кривой Гсум, связанным либо с рециркуляцией (повторной или многократной циркуляцией) газом обогащенных порций ПЖ, либо с последующим влиянием вышележащих не обсаженных газа и нефти содержащих пластов.

Для устранения указанных ограничений газового каротажа в процессе бурения Е.М. Геллером был предложен, а Ю.М. Юровским и др., развит метод газового каротажа после бурения. Он заключается в следующем. Для проведения исследований из скважины должен быть поднят бурильный инструмент и скважина должна простоять без циркуляции определенное время, называемое оптимальным временем простоя скважины топт.

В течение времени топт против необсаженного газосодержащего пласта в столбе ПЖ образуется газом обогащенная зона, достаточная для того, чтобы при возобновлении циркуляции ПЖ на кривой гсум появилась аномалия. Эта аномалия должна характеризоваться коэффициентом контрастности (отношением амплитуды аномалии к фоновому значению) После простоя скважины в течение топт в скважину опускают колонну бурильных труб с долотом или без него (с «голым концом») и возобновляют циркуляцию ПЖ с регистрацией с помощью АГКС с ДНД в желобе буровой кривой суммарных газовых показаний в функции времени $F(t)$.

Кривую Гсум регистрируют до выхода забойном порции ПЖ на устье

скважины, выделяют на кривой аномалии и по ним определяют перспективные на нефть и газ пласты в разрезе скважины. Данные газового каротажа после бурения использовались для выделения нефти и газа содержащих пластов в разрезе скважины, которые из-за низкой чувствительности канала ДНД – суммарный газоанализатор могли быть пропущены на кривой $\Gamma_{\text{сум}}$, зарегистрированной в процессе бурения, и для исключения на этой кривой «ложных» аномалий, которые обязаны влиянию вышележащих не обсаженных газосодержащих пластов.

Эта операция называется установлением природы газовой аномалии на кривой $\Gamma_{\text{сум}}$.

Третий раздел содержит анализ оборудования, которое используется для газового каротажа. Газоаналитический канал состоит из следующих элементов: дегазатора, барбатера, влагоуловителя, ротаметра, хроматографа.

Основным элементом газоаналитического канала является хроматограф, в котором происходит деление газовой смеси, подаваемой на вход, на отдельные компоненты. В итоге мы получаем количественные и качественные значения первых пяти компонентов углеводородных газов, находящихся в газовой смеси (метан, этан, пропан, бутан, пентан).

Под газоаналитическим каналом, в данном случае, понимается вся цепочка, регистрирующая газонасыщенность промывочной жидкости: дегазатор-газовая линия-хроматограф-регистрирующая система-программа «Регистратор». Для дегазации раствора используется поплавковый дегазатор или дегазатор активного типа, размещенный на участке восходящего потока бурового раствора перед виброситом. Дегазатор отбирает всю поступающую из промывочной жидкости газовую смесь без подтока воздуха. Газовая линия обеспечивает поступление газа в станцию со временем отставания 2-9 минут (зависит от длины газовой линии). Хроматограф проводит отбор проб и в автоматическом режиме с циклом между анализами 2 мин. регистрируются

следующие компоненты: метан, этан, пропан, бутан, пентан. Эти пять компонент используются для оценки характера насыщения пласта.

Недостатком газового каротажа является поздняя информативность, обусловленная задержкой по времени с момента газопроявлений из пласта до поступления на газоаналитическую аппаратуру станции, так называемое время отставания. Для нивелирования данного недостатка, и предварительного определения характера насыщения пластов, при изменении данных механического каротажа производится остановка углубления на величину отставания промывочной жидкости.

Процесс отбора газа называется дегазацией. Дегазация промывочной жидкости происходит в желобе, желательнее как можно ближе к устью. Дегазация может происходить непрерывно в процессе бурения или эпизодически для уточнения необходимых характеристик пласта.

Непрерывная дегазация может происходить двумя способами: пассивным или принудительным.

Пассивная дегазация происходит с помощью поплавкового дегазатора, устанавливаемого на желоб; в этом случае в хроматограф попадают УВ газы, выделившиеся из промывочной жидкости естественным способом.

Принудительная дегазация обеспечивается дегазатором с принудительным дроблением потока промывочной жидкости,двигающегося по желобу. Этот дегазатор устанавливается в желоб.

Вопросы дегазации промывочной жидкости являются одними из основных в технике и методике газового каротажа и в существенной мере определяют его эффективность.

Все дегазаторы, применяемые при газовом каротаже, разделяют на дегазаторы эпизодического действия (ДЭД) и непрерывного действия (ДНД).

Газовоздушная линия предназначена для транспортировки газовоздушной смеси, отбираемой дегазатором непосредственно на выходе из скважины, в блок газоанализатора (хроматографа), находящегося в станции ГТИ.

Привязка данных газового каротажа осуществляется программой регистрации по данным времени отставания, складываемой из времени отставания циркуляции бурового раствора в скважине и газовой воздушной линии. Время циркуляции бурового раствора рассчитывается из отношения объема затрубного пространства и расходом промывочной жидкости.

Для газового каротажа применяются также хроматографы.

Метод газовой хроматографии основан на различной скорости прохождения каждого компонента УВ (углеводородов) в ГС (газовоздушная смесь) через слой сорбирующего вещества при его промывании потоком газа-носителя, инертного для детектора. Вследствие различия скоростей прохождения через сорбирующее вещество (сорбент) каждый компонент УВ удерживается в нем различное время и из сорбента последовательно выделяются в потоке газа-носителя компоненты УВ в ГС, которые поступают на детектор, определяющий их объемное содержание в газе-носителе.

При регистрации показаний детектора в функции времени записывается непрерывная кривая с рядом пиков, площади F_n которых характеризуют объемное содержание отдельных компонентов УВ в анализируемой ГС. Такая кривая называется хроматограммой.

Для проведения эффективного компонентного газового каротажа по стволу скважины газокаротажный хроматограф должен обеспечить выполнение следующих технических требований:

а) регистрацию результатов компонентного газового каротажа не в виде хроматограмм, а в виде кривых параметров, пропорциональных величинам C_{an} , зарегистрированных в масштабе исправленных глубин;

б) экспресс анализы ГС, которые бы исключили пропуски НГП на диаграмме компонентного газового каротажа при повышенных скоростях бурения;

в) чувствительность к УВ, исключаящую пропуск НГП системой «ДНД-ХГ» даже при неблагоприятных геолого-технических условиях.

В четвертой главе содержатся результаты исследования. До вскрытия

проектного пласта литологический разрез скважины был представлен неравномерным переслаиванием терригенных пород алевролитисто-песчанистого и алевритисто-глинистого состава. Песчаник кварцевый преимущественно светло-серых, серых оттенков от мелкозернистого до разнозернистого на карбонатном или карбонатно-глинистом цементе порового типа, слабой и средней крепости.

Алевролит кварцевый представлен оттенками серого и зеленоватого цветов, преимущественно на глинистом цементе, плотный средней и слабой крепости в нижней части разреза с прослоями песчаника кварцевого светлосерых оттенков, мелкозернистого, на глинисто-карбонатном цементе, плотный и крепкий.

Качественный состав газа, отн % C1-92.3; C2-7.7; C3-0; C4-0; C5-0.
ДУК 20 — 30 мин/м.

Отложения пласта представлены песчаником кварцевым светлосерым, мелко-среднезернистым на карбонатно-глинистом цементе, разной окатанности, слабой крепости.

При вскрытии пласта скорость проходки резко изменяется в несколько раз и одновременно увеличиваются газопоказания с одновременным утяжелением качественного состава газа, за счет повышения преобладания тяжелых углеводородных компонентов пропана (C3), бутан (C4), пентана (C5). В процессе углубления скважины газопоказания стабилизируются, практически не изменяя качественный состав газа.

Изменяются суммарные значения газопоказаний и относительного газа, зафиксированные в процессе бурения данного пласта.

По повышенному суммарному газосодержанию, качественному составу газовой смеси, полученной при непрерывной дегазации бурового раствора отложения песчаника пласта БС охарактеризованы как нефтенасыщенные.

Полученные по результатам газового каротажа данные позволили сделать вывод о глубине залегания нефтеносного или газоносного пласта, его

составе и концентрации углеводородов.

Данные о нефтенасыщенности, полученные посредством применения метода газового каротажа в процессе бурения, были подтверждены методами ГК, НКТ, ИК, ЛБА.

Заключение. Газовый каротаж используется для выделения нефтегазосодержащих пластов, выделения зон аномально высокого пластового давления, предупреждения выбросов нефти и газа. По способу проведения исследований различают газовый каротаж в процессе бурения и газовый каротаж после бурения.

Цель квалификационного исследования достигнута. Данные о нефтенасыщенности, полученные посредством применения метода газового каротажа в процессе бурения, были подтверждены методами ГК, НКТ, ИК.

Полученные по результатам газового каротажа данные позволили сделать вывод о глубине залегания нефтеносного или газоносного пласта, его составе и концентрации углеводородов. По повышенному суммарному газосодержанию, качественному составу газовой смеси, полученной при непрерывной дегазации бурового раствора, анализу шлама и данных, полученных в результате проведения люминесцентно-битуминологического анализа, отложения песчаника пласта БС охарактеризованы как нефтенасыщенные. Что в последующем было подтверждено ГИС на сводном планшете данных ГТИ и ГИС.