

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

Кафедра геофизики

**«Выделение продуктивных пластов коллекторов в карбонатных и
терригенных отложениях»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студента 4 курса 431 группы очной формы обучения
геологического факультета
по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Геолого-геофизический сервис
нефтегазовых скважин»
Аль-Этаби Абдулмалек Ахмед

Научный руководитель
кандидат геол.-мин.наук, доцент

Б.А. Головин

подпись, дата

Зав. кафедрой
кандидат геол.-мин.наук, доцент

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Саратов 2020

Введение. Актуальность данной выпускной квалификационной работы заключается в том, что она посвящена выделению продуктивных карбонатных и терригенных пластов в отложениях артинско-сакмарского, сакмаро-ассельского и верхне-среднекаменноугольного возраста Оренбургского газо-конденсатного месторождения (ОГКМ) в процессе бурения.

Необходимость выделения продуктивных пластов и оценки характера их насыщения до данным ГТИ обусловлена тем, что на Оренбургском месторождении установлены три базисных геологических резервуара (I, II и III), прослеживаемых по площади месторождения и обладающих различными коллекторскими свойствами.

Геолого-технологические исследования, проводимые непосредственно в процессе бурения скважины, не требуют для проведения исследований простоя в работе буровой бригады и бурового оборудования. Они решают комплекс геологических и технологических задач, направленных на оперативное выделение в разрезе бурящейся скважины перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-ёмкостных свойств и характера насыщения, обеспечение безаварийной проводки скважин и оптимизацию режима бурения.

Специалисты партии ГТИ передают полную информацию о процессе бурения не только Заказчику, но и буровой бригаде, технологам как во временном, так и в глубинном масштабах. Передача информации производится через интернет. Имеется возможность передачи данных в дискретном и непрерывном форматах.

Целью выпускной квалификационной работы являлась интерпретация результатов ГТИ при выделении продуктивных пластов и оценки характера их насыщения.

Для решения поставленной цели были поставлены следующие **задачи**:

- изучение геолого-геофизических характеристик Оренбургского газо-конденсатного месторождения;

- изучение технико-методических основ проведения газового каротажа (ГзК) в конкретных геологических условиях;
- анализ состава углеводородных газов нефтяных месторождений Оренбургского Приуралья;
- выделение продуктивных пластов с оценкой характера насыщения (нефть, газ, вода) в процессе бурения.

Данная работа включает введение, 3 раздела, заключение, список используемых источников, приложение.

Основное содержание работы. Раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика территории исследования» содержит четыре подраздела. Подраздел 1.1 «Основные сведения о районе работ». Содержит общие сведения о территории исследования. В административном отношении район работ скважины Московского месторождения расположен в центральной части Оренбургской области, близ села Верхняя Платовка, Новосергиевский район.

Во втором подразделе 1.2 «Литолого – стратиграфическая характеристика района работ», приведено описание литолого-стратиграфического разреза Московского месторождения. Разрез исследуемого месторождения является типичным для данной части Бузулукской впадины. Разрез вскрываемых бурением пород (910-3015 м) представлен палеозойской системой, пермской системой.

В подразделе 1.3 «Тектоника» приведены данные о структурном плане изучаемой площади. Территория исследований приурочена к Волго-Уральской антеклизе, а именно к Бузулукской впадине. Поверхность платформенного фундамента в участке исследований расчленена на выступы, где фундамент залегает на глубине 2400-3600 м, и впадины, с залеганием фундамента на глубинах от 4000 м до 6000 м. Изучаемая скважина находится на северном крыле центрального купола изучаемой структуры.

Подраздел 1.4. «Нефтегазоность» содержит информацию о нефтегазоности района, в котором расположено исследуемое месторождение. В продуктивной толще Оренбургского месторождения установлены три базисных геологических резервуара (I, II и III), прослеживаемых по площади месторождения и обладающих различными коллекторскими свойствами: артинско-сакмарский, сакмаро-ассельско и верхне-среднекаменноугольный. Основные запасы УВ в Бузулукской впадине сосредоточены в пермский отложениях.

Раздел 2 «Методика выполнения работы» содержит 3 подраздела.

Подраздел 2.1 «Общие сведения о проведении ГТИ в скважинах» содержит определение, описание и задачи, которые выполняет ГТИ.

Технологические задачи решаются путем установки на буровой различных по принципу и физическим основам датчиков. Регистрируемые параметры, отображаемые в виде диаграмм, круглосуточно отслеживаются и интерпретируются, а в случае обнаружения отклонений параметров от нормы об этом сообщается персоналу буровой, с предполагаемыми причинами, выясненными в результате экстренной интерпретации, и вынесением рекомендаций.

Геологические задачи решаются путем интервального отбора шламовой смеси, керна, их макро-микро описания, проведения фракционного анализа, карбонатометрии, люминесцентно-битуминологического анализа, исследований пластового флюида, проведения непрерывного и периодического газового каротажа, а также наблюдением и интерпретацией технологических параметров, зависящих от геологических условий с внесением поправок на влияющие технические (уровень буровой промывочной жидкости (БПЖ), показания детального механического каротажа (ДМК), механическая скорость, качественное и количественное газосодержание).

Информационные задачи решаются с помощью программно-технического оборудования станции, путем записи (в специальных формах), интерпретации и анализа информации, полученной при решении геологических и технологических задач.

Подраздел 2.2 «Методика литологического расчленения разреза скважины по данным газового каротажа». В процессе углубления забоя, при любых режимах вращательного бурения, происходит разрушение горных пород путем воздействия на них долота и гидравлической энергии БПЖ, продукт разрушения породы называются шламом. Шлам несет в себе прямую информацию о литологии вскрываемых пород, однако процесс его удаления с забоя путем промывки скважины, ведет к образованию шламовых смесей.

Поднимаясь в затрубном пространстве, несомый потоком БПЖ шлам испытывает процесс седиментации, ведущий к перемешиванию шлама с различных интервалов забоя (так как идет постоянное его углубление). Дело осложняется процессом разрушения стенок скважины, в результате неправильно подобранных свойств промывочной жидкости, когда так называемый обвальный шлам (образованный в результате разрушения стенок скважины) подхватывается потоком. Помимо этого в процессе решения специальных задач в БПЖ добавляются различные наполнители, порой их присутствие несет собой осложнение макро-микроанализа шламовой смеси, и как следствие определения основной породы.

Различают четыре основных типа разреза и соответствующие им шламограммы:

1) Первый тип, литологический однородная толща карбонатных или терригенных пород, достигающая по мощности десятков и сотен метров. Как правило, такому разрезу соответствует шламограмма, представленная на 80-100% основной породой. Обвальная порода составляет небольшой процент (до 20%) и равномерно колеблется по всему разрезу. Если описываемый разрез только что вскрыт, то обвальная порода может достигать 80-90%, по мере углубления постепенно снижаясь.

2) Второй тип, чередование литологически однородных пластов средней мощности, 15-40 м. В шламограмме наблюдается резкое увеличение (до 60-70%) концентраций отдельных литологических разновидностей пород. Первое появление данной литологической разности в пробе отмечается как ее кровля. Нижней границей является глубина, с которой концентрация исследуемой породы начинает снижаться.

3) Третий тип, частое чередование литологически разнородных пластов небольшой мощности (от 3-5 до 10-12 м). Обычно это чередование песчаников (реже известняков) с глинами, аргиллитами. Начало разбуривания различных пластов фиксируется появлением новой литологической разности. Как правило, это песчаники, содержание их с углублением скважины сравнительно не велико (не более 10-20%). Подошва пластов отмечается по уменьшению поступления в шламовую смесь соответствующей литологической разновидности.

4) Четвертый тип, литологически разнородный разрез, с 3-4 литологическими разностями, сложенный рыхлыми породами, которые обуславливают образование значительных объёмов обвальных пород (песчаников, известняков, глин и т.д.). Данный тип разреза характеризуется наличием в пробе шлама примерно одинаковых концентраций нескольких литологических разностей. Выделение основной породы и определение типа разреза по шламограмме затруднено. В таком типе разреза для литологического расчленения, при условии разных механических свойств пород возможно применение метода ДМК.

Для всех типов при выделении в пробах шлама основной и обвальной породы используются следующие признаки: а) обвальная порода чаще всего представлена аргиллитом с размером шламинок больше 7 мм; б) шламинки обвальной породы обычно имеют неправильную вытянутую форму с острыми краями.

Изменение литологии разреза и, что главное, вскрытие коллекторов сопровождается не только изменением состава шламовой смеси, но и

изменением скорости проходки, или ее обратной величины - ДМК, и данных газового каротажа. Именно на эти два фактора в совокупности с данными по шламовой смеси опираются при решении задач литолого-стратиграфического расчленения, выделения реперов и коллекторов.

Подраздел 2.3 «Методика расчленения по ДМК» рассматривает основы Детального механического каротажа, который является величиной обратной механической скорости и показывает за сколько минут долотом проходится один метр разреза. Метод ДМК относится к методам изучения разрезов скважин по механическим свойствам горных пород. Большая размерность ДМК, удобна для детального анализа проходки, и влияния изменения параметров бурения.

Разрушению горных пород шарошечными и лопастными долотами предшествует вдавливание рабочей кромки долота в породу. В связи с этим параметром, достаточно полно характеризующим механические свойства пород по их буримости, считается также их твердость $r_{ш}$ по штампу. По этому признаку горные породы подразделяются на 12 групп (классов) – от значений $r_{ш}$ меньших 10 МПа (1 категория) до величин, больших 700 МПа (12 категория).

В разрушении горных пород долотом участвуют как динамические, так и статические усилия, причем доля тех и других усилий зависит от способа бурения, типа и конструкции долота. Помимо воздействия на забой вооружения долота, необходимо учитывать и гидравлическую энергию БПЖ срабатываемую на забое, в некоторых случаях превосходящую механическую энергию срабатываю на забое.

Считается, что наибольшими значениями времени проходки ($t_{пр}$) выделяются магматические и метаморфические породы и консолидированные осадочные породы, например, сцементированные песчаники, плотные кристаллические известняки и доломиты. По мере возрастания пористости и нарушения связи между зернами породы продолжительность проходки должна уменьшаться, и таким образом продолжительность должна отражать

параметр пористости. Как следствие, пористые песчаники, известняки и доломиты должны отмечаться средними значениями $t_{\text{пр}}$, высокопористые пески, мел – низкими значениями $t_{\text{пр}}$. Особенno резко должны выделяться каверны и карстовые пустоты в толще карбонатных пород

В третьем разделе «Результаты исследования» приводятся данные об интервале исследования скважины Московского месторождения.

Основным методом, позволяющим произвести количественную оценку насыщенности пород непосредственно в процессе бурения является газовый каротаж. Эффективность интерпретации газового каротажа при качественном его проведении в сочетании с результатами экспресс - исследования шлама, керна и анализов промывочной жидкости достигает 80-95%. Результаты газового каротажа позволили выявить на исследуемой скважине терригенные и техногенные залежи УВ.

На результатах геохимических исследований отрицательно сказываются УВ добавки в промывочную жидкость, применение растворов на нефтяной основе, полимерные буровые растворы с низким коэффициентом дегазации. Нередко применяются УВ добавки в виде нефтяной ванны при ликвидации прихватов, в качестве смазывающего агента при спуске обсадных колонн прочее.

Увеличение содержания тяжелых углеводородов и содержание масляных битумоидов до 4 баллов связано с вводом нефти в буровой раствор. Добавки нефти искажают результаты геохимических исследований. В исследуемой скважине в интервале 2755-2800м уровень газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости достигает 2,77% абс. Полученные высокие значения нефтенасыщенности, интерпретация палеток флюидных коэффициентов (диаграммы Пикслера) и раздельного анализа газа РАГ, позволяют сделать вывод о продуктивности пласта.

Для доказательства, что в буровой раствор добавлен компонент, наличие которого искажает результаты газового каротажа и люминесцентно-

битуминологического анализа шлама и керна, затрудняет интерпретацию геолого-геохимических исследований можно отобрать пробы промывочной жидкости на входе в скважину, и провести ее люминесцентно - битуминологический анализ и компонентный состав выделившегося при дегазации газа.

По результатам геолого-геохимических исследований в разрезе скважины зарегистрированы следующие показания: средний уровень газопоказаний по данным частичной дегазации бурового раствора 0.001-0.048% абс; люминесценция хлороформных вытяжек шлама 3-4 балла, оранжево-желтого цвета - маслянисто-смолистые битумоиды.

По результатам геолого-геохимических исследований в разрезе скважины зарегистрированы аномалии в интервале 2260-2240м. Уровень газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости до 1,175% абс; повышение удельного газосодержания шлама до 2,556см³/дм³; повышение содержания Н₂ до 0,428% абс; люминесценция хлороформных вытяжек шлама 4 балла, оранжево-желтого цвета, маслянисто-смолистые битумоиды.

Аномалия приурочена к вскрытию терригенных коллекторов ардатовского горизонта, насыщенных нефтью с водой в интервалах 2175-2180м, 2185-2190м, 2195-2200м, 2205-2210м, 2235-2240м, 2245-2250м, 2250-2255м. Уровень газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости до 2,77% абс; повышение удельного газосодержания шлама до 6,3см³/дм³; люминесценция хлороформных вытяжек шлама 4 балла, оранжево-желтого цвета, маслянисто-смолистые битумоиды.

Аномалии приурочены к вскрытию терригенные коллекторов артинский ярус, насыщенных нефтью отмечены в интервалах 3015-2300м. Уровень газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости до 0,13% абс; повышение удельного газосодержания шлама до 0,165см³/дм³; люминесценция хлороформных вытяжек шлама 4 балла, оранжево-желтого цвета, маслянисто-смолистые битумоиды.

Аномалии приурочены к вскрытию терригенной коллекторов бийского возраста, насыщенных нефтью.

Заключение. В данной выпускной квалификационной работе были рассмотрены основы теории шламовых смесей, основные методы ГТИ применяемые для: литологического расчленения, выделения реперных горизонтов, выделения коллекторов, а также для оценки пористости и аномально высоких пластовых давлений.

Показана информативность применения метода ДМК для литологического расчленения разреза и выделения коллекторов в условиях Оренбургского газо-конденсатного месторождения.

По данным керна было подтверждено успешное применение метода ДМК для выделения границ литологии при колонковом бурении, отмечена хорошая корреляция с данными газового каротажа.