

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

Кафедра геофизики

«Выделение коллекторов и оценка характера насыщения по методам ГТИ на  
примере Ровенского месторождения»  
БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Студента 4 курса 403 группы  
направление 05.03.01 «Геология»  
профиль «Нефтегазовая геофизика»  
геологического ф-та  
Личманова Святослава 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.** Геолого-технологические исследования, которые проводятся в процессе бурения скважины, решают большой спектр геологических и технологических задач. Данные задачи направлены на оперативное выделение в разрезе пластов-коллекторов перспективных на нефть и газ в бурящийся скважине, изучение их фильтрационно-ёмкостных свойств и оптимизацию режима бурения.

В терригенных коллекторах Ровенского месторождения с помощью современных информационно-измерительных систем ГТИ происходит определение характера насыщения на качественном и количественном уровне.

Целью написания выпускной квалификационной работы является выделение по данным ГТИ прогнозного характера насыщения перспективных интервалов в процессе бурения в разрезе скважины №1 Ровенского месторождения, расположенной в условиях Рязано-Саратовского мегапрогиба.

Для достижения указанной цели в процессе написания квалификационной работы были поставлены следующие задачи:

1. Изучить геолого-геофизического строения разреза скважины №1 Ровенского месторождения.
2. Изучить методику проведения ГТИ и ГИС в процессе бурения при решении геологических задач.
3. Изучить методики выделения перспективных интервалов по данным ГТИ-ГИС и методики определения характера насыщения по данным газового каротажа.
4. Дать оценку нефтегазонасыщенности разреза скважины №1
5. Проинтерпретировать полевые материалы и привести результаты исследований.

**Целью** ВКР является выделение коллекторов и оценка характера насыщения по методам ГТИ и ГИС на примере Ровенского месторождения.

Для достижения поставленной цели в работе решались следующие **задачи**:

1. Изучить геолого-геофизического строения разреза скважины №1 Ровенского месторождения.
2. Изучить методику проведения ГТИ в процессе бурения при решении геологических задач.
3. Изучить методики выделения перспективных интервалов по данным ГТИ и методики определения характера насыщения по данным газового каротажа.
4. Дать оценку насыщения продуктивного пласта разреза скважины №1

В основу выполненной выпускной квалификационной работы (ВКР) легли материалы геолого-технологических исследований, полученные в период прохождения производственной практики летом 2021 г. На тот момент участок компрессорной станции (КС) Бованенково - КС Байдарацкая магистрального газопровода Бованенково-Ухта III нитка находился на стадии проектирования силами ООО «Газпром проектирование». Данный участок был основным объектом изучения, а основным методом исследований - метод ДЭЗ.

Количество разделов 3:

1. Краткая геологическая характеристика района работ.
2. Теоретические основы и методики геолого-технологических работ.
3. Результаты исследований.

### **Основное содержание работы**

**В разделе 1** дается краткая геологическая характеристика района работ. Месторождение расположено в пределах Ровенского лицензионного участка недр и открыто в результате бурения поисковой скважины №1 Лисянской. Располагается к югу от г.Энгельс. Наименование месторождения: Западно-Ровненское. (**подраздел 1.1.**). Была изучена литолого-стратиграфическая характеристика разреза рассматриваемой территории. Результаты исследований проводились по отложениям нижнего карбона, в которые входят (**подраздел**

**1.2.):** Нижнекаменноугольные отложения в составе турнейского(C1t), визейского(C1v) ярусов представлены мощными горизонтами известняков, чередующихся с горизонтами песчаников и глин. В тектоническом плане территория исследований относится к Рязано-Саратовскому прогибу (**подраздел 1.3.**). Изучаемый участок относится к Нижневолжской нефтегазоносной области. Нижневолжская НГО расположена на юго-западе Волго-Уральской НГП и приурочена к крупной структуре осадочного чехла - Рязано-Саратовскому прогибу (мегапрогибу), который сформировался на месте ПачелмскоСаратовского (Пачелмского) авлакогена, при этом НГО занимает в основном юго-восточную, более широкую часть авлакогена. (**подраздел 1.4.**)

**2 раздел** работы посвящена теоретическим основам и методике проведения геолого-технологических исследований скважин и дополняющим её комплекс ГИС.

Геолого-технологические исследования (ГТИ) тесно связаны с процессом бурения скважин, с поставленной геологической целью перед бурением скважины, с техникой, технологией и организацией бурового процесса. Цель геолого-технологических исследований - получение информации в процессе проходки глубоких скважин для оперативного решения геологических, технологических, научно-исследовательских, экономических и информационных задач. Современные технологии предусматривают проведение в обязательном порядке ГТИ в опорных, параметрических, структурных, поисковых, оценочных, разведочных и частично в эксплуатационных скважинах на нефтяных и газовых месторождениях, а также выборочно в скважинах на газугольных месторождениях (**раздел 2.1**). Метод основан на изменении скорости бурения ( $V_{\text{мех.}}$ ) или обратной ее величины - продолжительности бурения заданного постоянного интервала (ДМК). При прочих равных условиях эти параметры зависят от литологического состава пород и коллекторских свойств. Механический каротаж проводится путем изменения времени бурения заданного интервала проходки (0,2; 0,5; 1,0;м) или

механической скорости через 0,5; 1,0 м с помощью датчиков, входящих в комплект газокаротажных и геолого-технологических станций. **(подраздел 2.2).**

Газовый каротаж основан на изучении содержания и состава углеводородных газов и битумов в промывочной жидкости, а также основных параметров, характеризующих режим бурения. Поровое пространство нефтегазоносных пород заполнено в основном смесью предельных углеводородов, значительная часть которых находится в газообразном состоянии. Газовый каротаж 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. **(подраздел 2.3).**

Одной из важнейших задач, является отбор, подготовка и привязка шлама к глубине. Успешное решение геологических задач с использованием информации по шламу может быть осуществлено, если при проводке скважины соблюдаются следующие основные условия и требования: режим промывки обеспечивает подъем выбуренного шлама с забоя скважины до места отбора, режим бурения - объемное разрушение пород долотом; после прекращения бурения перед подъемом инструмента циркуляция продолжается в течение времени, необходимом для выноса шлама с забоя скважины на поверхность; шлам отбирается по всему исследуемому интервалу строго определенном месте одним и тем же способом. При исследовании по всему разрезу интервал отбора проб шлама не должен превышать 5 м, на перспективных участках разреза - не более 1-2 м. Отобранные пробы шлама отмываются от бурового раствора, после производится первый визуальный просмотр шлама под лупой. Предназначенный для анализа шлам (объемом 300 см<sup>3</sup>) делится на две части А и В. Проба А (объемом 100 см<sup>3</sup>) высушивается, упаковывается в пакеты, снабжается этикеткой. Проба В (объемом 200 см<sup>3</sup>) используется для оперативных исследований на скважине. После осушки производится

фракционный анализ шлама, макро- и микроописание, определяется процентное соотношение литологических разностей.

Литолого-битуминологический анализ основан на свойстве битумоидов при их облучении УФ – лучами испускать «холодное» свечение, интенсивность и цвет которого позволяют визуально оценить наличие и качественный состав битумоида в исследуемой породе (**подраздел 2.4**). Физические свойства горных пород изучаются на образцах, которые отбираются с естественных выходов их на дневную поверхность (обнажений) или из горных выработок (скважин и шахт - цилиндрической горной выработки, которая характеризуется большим отношением длины к диаметру). В настоящее время основным способом отбора керн является колонковое бурение, сущность которого состоит в том, что горная порода разрушается по наружной кольцевой части поперечного сечения скважины с сохранением столбика породы - керна. После отбора керна производится отбор образцов, каждый из которых снабжается этикеткой, пример приведен в таблице 1.

Таблица 1 - Этикетка для описания керна

Глубина залегания и наименование пород	Разрез с каротажной характеристикой	№ образца	Интервал глубины залегания образца	Описание образца

В процессе подготовки образцов к изучению петрофизических характеристик исследователь должен решить ряд предварительных задач. Первая - герметизация керна на скважине для доставки его в исследовательскую лабораторию. Вторая - правильно выбрать и создать коллекцию. Следующим этапом является составление схемы изучения образцов, в которой должны быть предусмотрены не только петрофизические, но и петрографические, химические и другие исследования, определена частота исследования, предусмотрены образцы на внешний и внутренний контроль и

т.д. Извлеченный из скважины керн должен быть макроописан, привязан по глубине, снабжен этикеткой с указанием интервала отбора и литологической характеристики и тщательно загерметизирован (если он был выбурен с применением специальных буровых растворов). Для лучшей привязки керна по глубине необходимо проводить массовые определения на всем керновом материале какого-либо физического свойства (**подраздел 2.5**). Разделение пород в разрезе на коллекторы и неколлекторы выполняется по данным ГИС. На практике применяются два основных приема выделения коллекторов:

1. По прямым признакам подвижности флюида в пласте, установленным по результатам интерпретации каротажных диаграмм.

2. По косвенным критериям разделения пород на коллекторы и неколлекторы с применением граничных значений геофизических параметров.

Первый прием называют качественным, а второй количественным. При проведении оперативной интерпретации, с целью выдачи оперативного заключения о нефтегазоносности разреза в кратчайшие сроки (3-5 суток после вскрытия пласта) предпочтение всегда, где это возможно следует отдавать первому приему, так как он опирается на физический критерий - подвижности флюида, устанавливаемый непосредственно в пласте. С учетом технологии бурения сам факт проникновения бурового раствора в пласт свидетельствует, что порода – коллектор (**подраздел 2.6**).

Основу полученных результатов (**раздел 3**) составляет обработка полевых материалов. Сопровождение строительства скважины геолого-технологическими исследованиями начато на глубине 3322 метра и завершено по окончании крепления ствола эксплуатационной колонной при глубине забоя 3635,7 метров. В ходе строительства скважины был произведен отбор керна из 2 интервалов. Керн №1 с интервала 3570 – 3576, Керн №2 с интервала 3576-3589, что можно увидеть на рисунке 1.

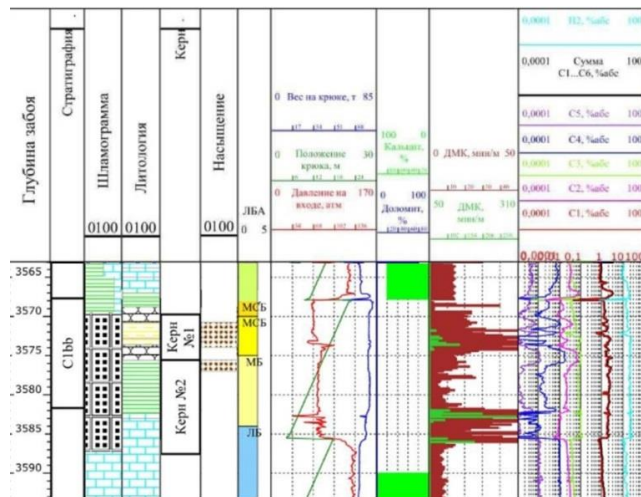


Рисунок 1 – Фрагмент сводного планшета ГИС-ГТИ

Общая глубина забоя составляет 3635,7 метров, а отбор керна был проведен лишь на 19 метрах. Это говорит нам о том, что отбор керна является эпизодичным, в отличии от отбора шлама, который мы отбираем на всем протяжении разреза. За счет этого производится оперативное расчленённые разреза, а также исследование шлама дает более детальную информацию о вскрываемых отложениях.

Признаками подхода к нефтегазонасному коллектору по анализу проб бурового раствора и шлама являются: - аномальное увеличение газосодержания бурового раствора и газонасыщенности шлама по отношению к фоновым значениям; изменение значений флюидных коэффициентов  $CH_4/C_2H_6$ ,  $C_2H_6/C_3P_8$ . Выделение пластов-коллекторов по данным ГзК проводилось по определенным критериям:

- аномальное увеличение газонасыщенности бурового раствора (в 2 и более раза больше фоновых значений) по газовому каротажу
- относительный состав газа, идентичный составу газа для продуктивных пластов исследуемой площади
- увеличение нефтебитумосодержания до 3 баллов
- газонасыщенности шлама



- превышение процентного содержания битумоида Сб в шламе
- сумма тяжелых углеводородов ΣТУ
- люминесценция шлама

Методика интерпретации данных газового каротажа проводилась по 3 методикам: палетки РАГ, метод х-log и методика Чекалина Л.М. (треста «Саратовнефтегеофизика»)

По результатам геолого-геохимических исследований: газового каротажа, анализа ЛБА и данных полученных при проведении ТВД, в разрезе скважины зарегистрированы следующие фоновые показания:

- средний уровень газопоказаний по результату частичной дегазации промывочной жидкости 0,0724% абс;
- средняя удельная газонасыщенность образцов шлама 3,4 см<sup>3</sup> /дм<sup>3</sup> ;
- средние показатели по люминесценции хлороформных вытяжек 3 балла, цвет БГ,ГЖ, маслянистые битумоиды
- Среднее значение параметра ДМК – 20,4 мин/м

По разрезу изучаемой скважины были выделены следующие перспективные интервалы: 3569-3575 и 3575-3586

- Средний уровень газопоказаний по результату частичной дегазации промывочной жидкости 1,2068% абс
- удельная газонасыщенность образцов шлама 48,23 см<sup>3</sup> /дм<sup>3</sup>
- люминесценция хлороформных вытяжек до 4 баллов, цвет до желтого, маслянисто смолянистый битумоид
- Среднее значение параметра ДМК – 45,05 мин/м

Аномалия приурочена к вскрытию бобриковского горизонта (C1bb), при вскрытии пласта значения ДМК изменяется в пределах 48.73 до 7.71 мин/м. Газопоказания по результату частичной дегазации изменяется в пределах 0.0823-2.7726% абс.

По результатам трех методик для выделенных интервалов можно сделать следующие выводы: - По методике РАГ все выделенные интервалы можно охарактеризовать как нефтенасыщенные

- По методике  $x\text{-log}$  интервал 3569-3575 м однозначно интерпретируется как нефтенасыщенный ( $Wh > 17.5$ ). Интервал 3575-3586 м характеризуется нефтенасыщенными только благодаря вспомогательному параметру  $Ch$

- По методике треста «Саратовнефтегеофизика» интервал 3569-3575 м характеризуется как нефтенасыщенный (**подраздел 3.1**).

В процессе бурения скважины вскрыты стратиграфические подразделения каменноугольной системы.

В результате комплексного использования данных технологических и геолого-геохимических исследований оценены коллекторские свойства и характер насыщения пород вскрытого разреза.

Результаты исследований представлены в сводном планшете ГИС-ГТИ (Приложение А).

По данным шлама и ЛБА приводится литолого-петрофизическая характеристика вскрытого разреза. После описания всех представленных горизонтов на рассматриваемой скважине становится понятно, что продуктивным является **Бобриковский горизонт** нижнего карбона (3567,5-3581,5) сложен аргиллитами черными, слоистыми, тонкопластинчатыми, средней крепкости, песчаниками серыми мелко и среднезернистыми с прослоями глин. По данным ЛБА в интервале 3567,5 – 3574 м. в породах присутствует маслянисто-смолянистый битумоид (МСБ), это означает, что нефть и битумоиды с содержанием масел более

60%, асфальтенов 1-2%. . В интервале 3584-3581,5м отмечаются породы с содержанием масленистого битумоида (МБ), битумоиды и нефть с низким содержанием смол, с незначительным содержанием или отсутствием асфальтенов. На данном интервале были отобраны Керн №1 и Керн №2. Коллектором является песчаник.

Исходя из данных, которые даны в Планшете ГТИ-ГИС (Приложение А) полученных при проведении комплекса ГИС, включающего методы электрического каротажа (ИК, БК), кавернометрии (ДС), акустического каротажа (АК) и методов радиоактивного каротажа (ГК и НГК), можно понять следующее.

На исследуемых интервалах 3567,8 м. - 3573,6 м. и 3573,6 м. - 3585,6 м.. По прямым качественным признакам наблюдается сокращение диаметра ствола скважины ( $d_c < d_{ном}$ ), повешенные неоднородные значения гамма-излучений, средние значения нейтронного гамма-излучения.

По данным кавернометрии ( $d_c > d_{ном}$ ) интервалы разделяются каверной мощностью 1,5 м. В нижней части интервала 3573,6 м. - 3585,6 м. так же наблюдается каверна.

Данный коллектор представлен низкими значениями методов электрического каротажа, что может говорить о том, что коллектор водонасыщенный.

Таким образом, ГИС подтверждает исследования ГТИ по определению характера насыщения пласта.

**Заключение.** В процессе бурения скважины был выполнен полный спектр методов ГТИ. Дано описание комплексов геолого - технологических исследований, изучено геологическое и тектоническое строение района работ, описаны методы и методики выполнения геолого – технологических исследований, газового каротажа, дана комплексная интерпретации геолого-геохимических исследований, применяемой для выделения коллекторов.

В процессе подготовки данной работы выполнен анализ материалов геологотехнологических исследований ( по данным ДМК, газового каротажа, ЛБА, ТВД, шлама). Используемая методика проведения ГТИ позволила выполнить литолого-стратиграфическое расчленение вскрытого разреза, выделить коллекторы и охарактеризовать нефтегазонасыщенность пройденных бурением интервалов: уточнить геологическое строение разреза; предупредить аварийные ситуации в процессе бурения.

В породах бобриковского горизонта нижнего карбона выявлены водонасыщенные объекты, что подтверждает комплекс ГИС. Выполненные литологическое расчленение и оценка характера насыщения отложений подтверждены проведенными промысловыми геофизическими исследованиями.