

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

**«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г.
ЧЕРНЫШЕВСКОГО»**

Кафедра геофизики

**Обеспечение проводки горизонтального ствола скважины пласта БП-16
Восточно-Таркосалинского месторождения**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студента 4 курса 403 группы

направления 05.03.01 «Геология»

профиль подготовки «Нефтегазовая геофизика»

геологический факультет

Измайлова Эмиля Рафаиловича

Научный руководитель:

к.г.-м.н., доцент _____ Б.А. Головин

Зав. кафедрой

геофизики:

к.г.-м.н., доцент _____ Е.Н. Волкова

Саратов 2026

Введение. Актуальность темы исследования обусловлена стремительным развитием технологий горизонтального бурения на месторождениях Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, особенно в условиях эксплуатации низкопроницаемых терригенных коллекторов нижнемелового комплекса. Традиционные методы геофизических исследований скважин (ГИС), выполняемые после завершения бурения, требуют значительного времени на обработку, привязку к глубине и построение комплексных интерпретационных моделей, что в условиях строительства горизонтальных стволов часто приводит к запоздалому принятию технологических решений. В современной практике всё активнее применяется комплекс методов Инклинометрия-Геофизические исследования в процессе бурения (ГИС)-Геофизические исследования процесса строительства скважин (ГТИ), информация от которых поступает в режиме реального времени. Оперативная геофизическая поддержка позволяет осуществлять непрерывный контроль пространственного положения ствола, дифференцированно оценивать фильтрационно-ёмкостные свойства и характер насыщения вскрываемых интервалов, а также своевременно корректировать траекторию бурения для удержания ствола в наиболее продуктивных зонах пласта. Такое сопровождение напрямую влияет на экономическую эффективность проекта, коэффициент извлечения нефти (КИН) и минимизацию рисков аварийных осложнений, связанных с уходом из коллектора или пересечением водоносных зон.

Исследуемый объект расположен в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Продуктивным горизонтом является пласт БП-16 сортымской свиты нижнемелового возраста (берриасский-валанжинский ярусы), представленный переслаиванием кварцевых песчаников на глинистом цементе, алевролитов и аргиллитоподобных глин.

Пласт характеризуется нефтенасыщенностью, маловязкой малосернистой нефтью плотностью 0,82-0,86 г/см³ и разрабатывается с применением системы заводнения и горизонтальных скважин. В условиях высокой изменчивости литологического строения, наличия глинистых прослоев и анизотропии коллекторских свойств точное позиционирование ствола требует комплексной интерпретации данных гамма-каротажа, газового каротажа и инклинометрии с привлечением экспресс-методик определения характера насыщения. Особую роль играет верификация расчётных данных независимыми лабораторными методами, что позволяет исключить ложные интерпретации, вызванные влиянием бурового раствора или технологических добавок.

Цель работы: обеспечение проводки горизонтального ствола скважины №5608 в оптимальных геолого-геофизических условиях пласта БП-16 Восточно-Таркосалинского месторождения на основе совместной оперативной интерпретации данных ГТИ и ГИС.

Для достижения поставленной цели были сформулированы и решены следующие задачи:

1. Изучить геолого-геофизическую характеристику района работ, включая тектоническое строение, литолого-стратиграфический разрез, фильтрационно-ёмкостные свойства и нефтегазоносность продуктивных отложений.
2. Охарактеризовать методику геофизических исследований процесса строительства горизонтальных скважин, включая принципы инклинометрии, гамма- и газового каротажа, технологическую схему ГТИ и алгоритмы привязки данных к истинным глубинам.
3. Проанализировать фактические материалы газового каротажа по скважине №5608 в интервале проводки горизонтального ствола, выделить аномалии

углеводородных газов, рассчитать их относительные и абсолютные концентрации, учесть влияние времени отстаивания газовой смеси.

4. По результатам газового каротажа оперативно определить изменения характера насыщения пласта БП-16 с использованием методик флюидных коэффициентов X-LOG и обобщённого показателя углеводородного состава (ОПУС), выполнить их сравнительный анализ и обосновать выбор наиболее достоверного метода.

5. Изучить методику проведения гамма-каротажа во время бурения для контроля глинистости разреза, литологического расчленения продуктивного интервала и оценки влияния глинистых прослоев на газопоказания.

6. Проследить в оперативном режиме изменения литолого-петрофизических характеристик пласта БП-16 по данным гамма- и газового каротажа, интегрировать результаты люминесцентно-битуминологического анализа для верификации расчётов и сформировать рекомендации по корректировке траектории ствола скважины.

Фактический материал. В основу работы положены материалы бурения и геофизических исследований горизонтальной скважины №5608 куста 256Г Восточно-Таркосалинского месторождения (Пуровский район ЯНАО). Изучен интервал проводки горизонтального ствола по стволу скважины 4000-4500 м, соответствующий абсолютным глубинам залегания пласта БП-16 (3010-3030 м). Используются данные инклинометрии (зенитный и азимутальный углы, вертикальная и горизонтальная проекции интервалов), гамма-каротажа (ГК), газового каротажа (ГзК, суммарные и покомпонентные концентрации C1-C6), результаты люминесцентно-битуминологического анализа (ЛБА) по шламу и керну, а также расчёты характера насыщения по методикам X-LOG и ОПУС. Обработка и интерпретация выполнялись в соответствии с требованиями РД 153-39.0-072-01 и современными отраслевыми стандартами по геофизическому сопровождению бурения.

Привязка газопоказаний к глубине осуществлялась с учётом расчётного времени отставания газа, определяемого по диаметру скважины, диаметру бурового инструмента, глубине залегания и расходу промывочной жидкости.

Автор выражает искреннюю благодарность научному руководителю к.г.-м.н., доценту Б.А. Головину за постановку задачи, научное руководство и методическую поддержку, а также коллективу кафедры геофизики СГУ имени Н.Г. Чернышевского за консультации по обработке промысловых данных, интерпретации геофизических материалов и освоению программного обеспечения для расчёта флюидных коэффициентов.

Выпускная квалификационная работа содержит введение, заключение, список использованных источников, а также три раздела основного содержания работы:

- 1 Геолого-геофизическая характеристика района работ
- 2 Методика геофизического сопровождения проводки горизонтального ствола (включает подразделы 2.1, 2.2, 2.3)
- 3 Результаты совместной интерпретации данных ГТИ и ГИС

Основное содержание работы. Первый раздел «Геолого-геофизическая характеристика района работ» включает детальное описание Восточно-Таркосалинского месторождения, литолого-стратиграфическое строение разреза, тектонику и особенности нефтегазоносности. Месторождение приурочено к локальному сводовому антиклинальному поднятию в пределах Надым-Тазовской синеклизы, осложнено системой субмеридиональных разломов и характеризуется двухэтажным строением, включающим складчатый фундамент и мезозойско-кайнозойский осадочный чехол. Продуктивные отложения сосредоточены в нижнемеловой сортымской свите, представленной флюидонасыщенными песчаниками и глинами общей мощностью 680-700 м. Пласт БП-16 залегает на абсолютных отметках 3010-3030 м, перекрыт тангаловскими и покурскими глинистыми отложениями,

подстиляется баженовскими и георгиевскими аргиллитами, выполняющими роль эффективных флюидоупоров. Нефть месторождения относится к классу маловязких, малосернистых и малопарафинистых, с газовым фактором 40-70 м³/т. Разведанные запасы оцениваются в 35-40 млн тонн, КИН составляет 0,35-0,40. Разрабатывается с применением заводнения и сети горизонтальных скважин, что требует точного геолого-геофизического контроля на всех этапах строительства. В разделе также рассмотрены стратиграфические подразделения разреза, начиная от среднепротерозойского фундамента и заканчивая четвертичными отложениями, с акцентом на коллекторские свойства нижнемеловых образований и условия их формирования.

Второй раздел «Методика геофизического сопровождения проводки горизонтального ствола» структурирован по трём ключевым направлениям оперативного геофизического контроля.

2.1 Инклинометрия скважин. Контроль пространственного положения ствола является базовым элементом сопровождения горизонтального бурения. Горизонтальными признаются скважины, углы наклона которых в вертикальной плоскости (зенитные углы) достигают значений от 56° на наклонно-направленных участках до 110° на инверсионных. Пространственное положение любой точки ствола характеризуется зенитным углом δ (отклонение оси от вертикали) и магнитным азимутом φ (угол между горизонтальной проекцией элемента оси и направлением на магнитный север). Измерения выполняются дискретно с шагом 5 м для наклонно-направленных участков. На основании измеренных углов рассчитываются вертикальная и горизонтальная проекции интервалов по формулам:

$$l_{\text{вер}} = h_{(i+1)} - h_i, \Delta l_i = l_{\text{вер}} \cdot \sin(\delta_i).$$

Суммирование вертикальных проекций от устья позволяет определить абсолютную отметку вскрываемого пласта. По вычисленным значениям горизонтальных проекций и азимутов строится инклинограмма в масштабе

1:200, отражающая смещение оси ствола от вертикали и позволяющая технологам своевременно корректировать траекторию, избегать резких искривлений, образования желобов и осложнений при спуско-подъёмных операциях. Инклинометрия обеспечивает привязку фактического положения забоя к геологической модели, что критически важно для удержания ствола в заданном стратиграфическом интервале.

2.2 Гамма-каротаж. Методика основана на непрерывной регистрации естественного гамма-излучения горных пород в процессе бурения. Интенсивность излучения напрямую коррелирует с содержанием глинистой фракции, поскольку глины сорбируют соединения урана, тория и содержат радиоактивный изотоп калия ^{40}K . Радиус зоны исследования гамма-метода составляет около 30 см, при этом показания зависят от диаметра скважины, плотности бурового раствора, наличия обсадной колонны и цементного кольца. В терригенных разрезах, подобных изучаемому, гамма-каротаж является основным инструментом литологического расчленения: по кривым $\Gamma\gamma$ чётко выделяются глинистые прослои (высокая радиоактивность) и чистые песчаники/алевролиты (низкая радиоактивность).

Форма диаграмм определяется усреднением радиоактивности в интервале зоны исследования и инерционностью измерительной схемы. При мощности пласта $h \geq 0,8-1,0$ м амплитуда аномалии не зависит от мощности, а границы пластов фиксируются по середине перегиба кривой. Оперативная интерпретация диаграмм ГК позволяет геофизику на буровой в реальном времени отслеживать изменение глинистости, прогнозировать приближение к кровле или подошве пласта-коллектора и корректировать зенитный угол для оптимизации траектории. Совместное использование ГК с другими методами ГТИ минимизирует риски ухода ствола в покрышку или подошву.

2.3 Газовый каротаж. Технологическая схема газового каротажа включает непрерывную активную дегазацию бурового раствора на устье, катарометрическое измерение суммарного газосодержания и

хроматографический покомпонентный анализ (С1-С6). Дегазация осуществляется дегазаторами активного типа с принудительным перемешиванием и разбрызгиванием потока, что обеспечивает стабильную и высокую степень извлечения углеводородов. Суммарное содержание газов измеряется катарометром, принцип работы которого основан на различии теплопроводности углеводородной газовой смеси и чистого воздуха.

Покомпонентный состав определяется газовым хроматографом (например, «Хромопласт»), использующим метод газовой хроматографии и пламенно-ионизационный детектор. Цикл анализа составляет 6 минут, что позволяет получать дискретные данные на каждый пробуренный метр. Критически важным этапом является привязка газопоказаний к истинной глубине, осуществляемая с учётом времени отставания газа, рассчитываемого по формуле:

$$T_{\text{от}} = 3,14 \cdot 10^{-3} \cdot (D^2 - d^2) \cdot H / Q,$$

где D и d - наружный диаметр скважины и бурового инструмента, H - глубина, Q - расход раствора.

Для определения характера насыщения применяются две экспресс-методики: флюидные коэффициенты X-LOG (расчёт W_h , V_h , C_h) и обобщённый показатель углеводородного состава (ОПУС) Э.Е. Лукьянова. Методика X-LOG использует соотношения тяжёлых и лёгких компонентов, тогда как ОПУС опирается на относительные концентрации первых двух компонентов или полную газовую смесь. Верификация расчётов выполняется люминесцентно-битуминологическим анализом (ЛБА), позволяющим по цвету свечения капиллярных вытяжек в УФ-свете определить тип битумоида (от лёгкого до смолисто-асфальтенового) и подтвердить характер насыщения. Интеграция этих методов обеспечивает оперативное выделение коллекторов, оценку флюидонасыщенности и минимизацию ложных аномалий.

Третий раздел «Результаты совместной интерпретации данных ГТИ и ГИС» посвящён анализу фактических данных по скважине №5608 в интервале 4000-4500 м. По данным инклинометрии выделены три зоны траектории проводки: зона погружения в пласт после вскрытия (4000-4125 м), зона горизонтального бурения в оптимальной зоне коллектора (4125-4400 м) и зона углубления для поиска подошвы пласта (4400-4500 м). Угол залегания ствола изменялся от $\sim 80^\circ$ при входе в пласт до 92° в горизонтальном участке. Проведён детальный расчёт характера насыщения в каждой точке с шагом 5 м.

Выявлено систематическое расхождение между методиками: ОПУС стабильно указывает на нефтенасыщение (значения в диапазоне $10^4 - 10^5$, что соответствует границе 700-250000), тогда как X-LOG в большинстве интервалов классифицирует пласт как зону остаточной нефти ($Wh > 40$, $Bh < 1$). Для верификации привлечены данные ЛБА, показавшие преобладание маслянистых и маслянисто-смолистых битумоидов (группы 2-3, голубовато-жёлтое и жёлтое свечение), что однозначно соответствует продуктивной нефти, а не остаточной или окисленной. Сделан вывод о более высокой достоверности метода ОПУС в условиях пласта БП-16, где X-LOG переоценивает долю тяжёлых фракций из-за особенностей сорбции в глинисто-алевритовых прослоях и влияния технологических добавок в буровом растворе.

Совместная интерпретация данных гамма- и газового каротажа позволила выявить литологическую неоднородность пласта. По всему интервалу 4000-4500 м фиксируются средние значения ГК, что согласуется с литологией кварцевых песчаников на глинистом цементе с прослоями алевролитов. Наиболее выразительной аномалией является интервал 4430-4435 м, где наблюдается локальное снижение показаний ГК, свидетельствующее об уменьшении глинистости и улучшении коллекторских свойств. В этом же интервале отмечено резкое увеличение газопоказаний

(суммарные концентрации достигают 10,4-10,6 у.е.), что подтверждает высокую нефтегазонасыщенность чистых песчаников. На основе полученных данных сформированы рекомендации по корректировке траектории: при снижении ГК и росте газопоказаний ствол следует удерживать в центральной части пласта, при увеличении глинистости - осуществлять плавный подъём или спуск для возврата в оптимальную зону. Подробно описан алгоритм оперативного принятия решений геофизиком на буровой, включая пороговые значения параметров, частоту обновлений данных и критерии аварийного оповещения.

Заключение. Настоящая выпускная квалификационная работа представляет собой результаты комплексного геолого-геофизического сопровождения проводки горизонтального ствола скважины №5608 в пласте БП-16 Восточно-Таркосалинского месторождения. В ходе работы обоснована эффективность совместной оперативной интерпретации данных инклинометрии, ГТИ и ГИС. Сравнительный анализ методик X-LOG и ОПУС доказал преимущество последнего для экспресс-оценки характера насыщения в изучаемых терригенных отложениях, что подтверждено независимыми данными ЛБА. Интеграция гамма- и газового каротажа позволила точно выделить зоны снижения глинистости (4430-4435 м), характеризующиеся оптимальными фильтрационно-ёмкостными свойствами и высокой нефтегазонасыщенностью. Полученные результаты обеспечили обоснование корректировки траектории ствола, минимизировали риски ухода из продуктивного интервала и создали условия для максимальной эффективности последующей разработки залежи. Цель работы достигнута, поставленные задачи решены в полном объёме. Материалы исследования имеют прямое практическое значение для оптимизации процессов горизонтального бурения в терригенных коллекторах Западной Сибири и могут быть рекомендованы для внедрения в технологические регламенты геофизического сопровождения строительства скважин.