

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

Кафедра геофизики

**ДИАГНОСТИКА ПОГЛОЩЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ
ПО ДАННЫМ ГТИ НА ПРИМЕРЕ ВЫНГАПУРОВСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 531 группы
направление 21.03.01 нефтегазовое дело
профиль «Геолого-геофизический сервис»
Геологического факультета
Кудряшова Никиты Владимировича

Научный руководитель
ст. преподаватель

подпись, дата

В.В. Тимофеев

Зав. кафедрой
к.г.-м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2026

Введение. Актуальность темы выпускной квалификационной работы определяется тем, что бурение горизонтальных скважин в настоящее время является одним из наиболее результативных способов повышения нефтеотдачи пластов и вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов углеводородов. Однако строительство таких скважин сопряжено с рядом серьёзных осложнений, обусловленных сложной конфигурацией ствола, большой протяжённостью открытого интервала, неоднородностью коллекторских свойств пород и наличием зон с аномальными пластовыми давлениями.

Среди всех гидродинамических осложнений поглощение бурового раствора занимает особое место. По данным статистики, в условиях Западной Сибири на его долю приходится до 40% всех осложнений при бурении. Поглощение влечёт за собой значительные материальные затраты на приготовление и восполнение объёмов промывочной жидкости, увеличение непроизводительного времени (НПВ), а в ряде случаев может создать условия для развития газонефтеводопроявлений (ГНВП) вплоть до открытого фонтанирования.

В этих условиях ключевую роль приобретают геолого-технологические исследования (ГТИ) – комплексная информационно-измерительная система, обеспечивающая непрерывный контроль геологических, технологических и технико-экономических параметров в процессе бурения в режиме реального времени. Данные ГТИ позволяют не только своевременно выявить начало поглощения, но и оценить его механизм, интенсивность, чувствительность к изменению режимов бурения, а также обосновать выбор методов кольматации.

Особый интерес представляет Вынгапуровское нефтегазоконденсатное месторождение, для которого характерны многопластовое строение, наличие зон с аномально низким пластовым давлением (АНПД) и развитие трещиноватых коллекторов. Именно здесь при бурении одного из горизонтальных стволов произошёл показательный инцидент, детальный

анализ которого по данным ГТИ позволил выявить причины и разработать рекомендации по предотвращению подобных осложнений.

Цель выпускной квалификационной работы состоит в анализе геолого-геофизических условий Вынгапуровского месторождения и использовании данных ГТИ для детального рассмотрения случая поглощения бурового раствора, а также выявления факторов, обуславливающих его развитие.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

1. Рассмотрены геолого-геофизические особенности Вынгапуровского месторождения, включая литолого-стратиграфическое строение, нефтегазоносность и свойства пластовых флюидов, с акцентом на интервалы, вскрываемые горизонтальным стволом (пласты БВ₇, БВ₈).

2. Изучены содержание, нормативная база (ГОСТ Р 53375-2016, РД 153-39.0-069-01), задачи (геологические, технологические, технико-экономические, информационные) и технические средства (датчики РСУ-СТ, ИП-СТ, ДГУ-СТ, ДНК-2, ДВД-1, карбонатомер КП-СТ, люминоскоп ЛС-СТ) геолого-технологических исследований при бурении скважин.

3. Обобщены основные осложнения при строительстве горизонтальных скважин, особое внимание уделено причинам поглощений бурового раствора (высокопроницаемые и трещиноватые породы, АНПД, превышение эквивалентной циркуляционной плотности, поршневые эффекты) и способам их предупреждения (проектный подбор плотности, управление ЭЦП, кольматация, контроль скорости СПО).

4. На основе комплексной интерпретации данных ГТИ, литолого-петрографического контроля шлама и реологических параметров промывочной жидкости выполнен детальный анализ инцидента поглощения, произошедшего при бурении горизонтального ствола на глубине 2811 м (вертикаль 2670,28–2671,46 м) в пласте БВ₇.

Методическую основу работы составляют комплексный анализ данных ГТИ, результаты люминесцентно-битуминологического (ЛБА) и рентгено-флуоресцентного (РФА) исследования шлама, а также расчётно-графические

методы оценки эквивалентной циркуляционной плотности и влияния гидродинамических параметров на развитие поглощения.

Практическая значимость работы заключается в том, что рассмотренный подход к выявлению и диагностике поглощения бурового раствора по данным ГТИ может быть использован при бурении горизонтальных скважин в сходных геолого-технических условиях, в том числе при вскрытии трещиноватых коллекторов и пластов с пониженным давлением. Работа состоит из введения, 4 разделов (1 Геолого-геофизическая характеристика Вынгапуровского месторождения, 2 Сущность, нормативная база и задачи геолого-технических исследований при бурении скважин, 3 Анализ гидродинамических осложнений при бурении горизонтальных скважин на Вынгапуровском месторождении, 4 Инцидент на скважине: Поглощение бурового раствора во время бурения. Анализ причин поглощения на основе комплексной интерпретации данных ГТИ), заключения, списка использованных источников и списка приложений.

Основное содержание работы. **Раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика Вынгапуровского месторождения»**

Подраздел 1.1 «Географическое и административное положение». Вынгапуровское месторождение расположено большей частью на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа и меньшей – на территории Нижневартовского района Ханты-Мансийского автономного округа. В непосредственной близости находится посёлок Вынгапуровский, базовый город – Ноябрьск (104 км к западу). Месторождение открыто в 1968 году как газовое (сеноман), а в 1978 году установлено наличие нефтегазовых залежей в неокоме и юре. В промышленную эксплуатацию введено в 1982 году. Разработку осуществляет АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз». Через месторождение проходят газопровод Уренгой – Вынгапур – Челябинск – Новополюцк и нефтепровод Холмогорское – Федоровское – Сургут – Омск.

Подраздел 1.2 «Природно-климатические условия». Район работ расположен в северной части Западно-Сибирской низменности, рельеф равнинный с абсолютными отметками от +90 до +137 м. Климат резко континентальный: среднемесячная температура июля +15...+17°C, февраля – 22,3°C, среднегодовая –6,7°C. Болота занимают 60–65% площади. Реки замерзают в конце сентября, вскрываются во второй половине мая. Характерно наличие многолетнемерзлых пород, глубина сезонного промерзания достигает 3,9 м на открытых участках.

Подраздел 1.3 «Литолого-стратиграфическая характеристика». Разрез представлен толщей терригенных песчано-глинистых отложений мезозойско-кайнозойского чехла мощностью до 3962 м. Наибольший интерес для бурения горизонтальных скважин представляют вартовская свита (ранний мел, валанжин-готерив-барремский возраст), сложенная частым чередованием глинистых и песчано-алевролитовых пород. Верхняя часть свиты содержит продуктивные пласты АВ, нижняя – БВ. В частности, пласт БВ₇ (интервал поглощения) в верхней части представлен аргиллитами серыми и зеленовато-серыми, слюдистыми, тонкослоистыми, с прослоями песчаников и алевролитов, а в нижней – частым чередованием глинистых и песчано-алевролитовых пород. Кровля серии переходит в пески и рыхлые песчаники. Толщина вартовской свиты составляет 513–672 м.

Подраздел 1.4 «Нефтегазоносность». На месторождении выявлено 27 продуктивных пластов. Основной объект разработки – пласт БВ₈, содержащий 64% начальных балансовых запасов нефти. Пласт БВ₈ имеет форму клина, его нефтенасыщенные толщины варьируют от 0,8 до 28,7 м (среднее 7,2 м), пористость по ГИС – 18%, нефтенасыщенность – 62,7–68,5%. Пласт БВ₇, в котором произошло поглощение, согласно геологическому прогнозу разреза, характеризуется аномально низким пластовым давлением (АНПД) – 15,7 МПа, что создаёт предпосылки для поглощения при превышении гидростатического или гидродинамического давления в стволе.

Этаж нефтегазоносности достигает 2000 м (от среднеюрского до верхнемелового возраста).

Раздел 2 «Сущность, нормативная база и задачи геолого-технологических исследований при бурении скважин»

Подраздел 2.1 «Понятие, эволюция и нормативно-правовое регулирование ГТИ». ГТИ представляют собой комплексную информационно-измерительную систему, обеспечивающую непрерывный контроль более 90 параметров в процессе строительства скважин. Нормативная база: ГОСТ Р 53375-2016 «Скважины нефтяные и газовые. Геолого-технологические исследования. Общие требования» (устанавливает классификацию задач, требования к службе ГТИ, состав аппаратных комплексов) и РД 153-39.0-069-01 «Техническая инструкция по проведению геолого-технологических исследований» (конкретизирует методики, организационную структуру, порядок поверки оборудования). ГТИ признаны обязательным видом исследований для всех категорий скважин.

Подраздел 2.2 «Классификация и детализация задач ГТИ». Согласно ГОСТ, выделяют пять групп задач:

- Геологические: литолого-стратиграфическое расчленение разреза по шламу; выделение пластов-коллекторов и оценка ФЕС (пиролиз, РФА); газовый каротаж (компонентный состав УВ); люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА) шлама и керна; геологическая навигация (геонавигация) для оптимального вскрытия коллектора.

- Технологические: контроль и оптимизация режима бурения (нагрузка на долото, момент, механическая скорость); раннее обнаружение осложнений (ГНВП, поглощения) по расходу, уровню в ёмкостях, газопоказаниям; прогнозирование зон АВПД методом D-экспоненты; контроль гидродинамики (ЭЦП, гидравлические потери); контроль операций по креплению и испытанию.

- Технико-экономические: учёт времени строительства скважины, снижение непроизводительного времени, оценка работы долот и оборудования, обоснование корректировок проектных решений.

- Информационные: сбор, обработка и хранение данных с привязкой по глубине и времени; визуализация на мониторах и табло бурильщика; передача данных в удалённые центры по протоколу WITSML; документирование и отчётность.

- Научно-исследовательские (в рамках данной работы не рассматриваются).

Подраздел 2.3 «Техническая реализация и аппаратное обеспечение ГТИ». Станция ГТИ смонтирована в утеплённом взрывозащищённом блоке.

Подраздел 2.4 «Методологические основы решения геологических задач». Детально описан комплекс геолого-геохимических исследований шлама и керна.

В данной работе именно методы ЛБА и РФА в сочетании с визуальным описанием шлама позволили диагностировать трещиноватый карбонатный коллектор в зоне поглощения.

Раздел 3 «Анализ гидродинамических осложнений при бурении горизонтальных скважин на Вынгапуровском месторождении»

Подраздел 3.1 «Поглощение бурового раствора». Поглощение – непроизводительный уход бурового раствора из ствола скважины в пласт-коллектор под действием перепада давления. По степени тяжести выделяют: частичное (циркуляция сохраняется, но выход меньше закачки); полное (циркуляция отсутствует, раствор не возвращается); катастрофическое (мгновенный уход больших объёмов, падение уровня, риск ГНВП).

Подраздел 3.2 «Причины поглощений в горизонтальных скважинах». Основные факторы:

- Высокопроницаемые и трещиноватые породы (несцементированные песчаники, карбонаты с сетью трещин). Горизонтальный ствол может вскрывать такие зоны на сотни метров.

- Зоны тектонических нарушений (разломы, дробленные участки).

- Истощённые пласты с аномально низким пластовым давлением (АНПД). Нормальное гидростатическое давление столба раствора создаёт огромную репрессию.

- Превышение эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) над давлением гидроразрыва. Из-за большой протяжённости кольцевого пространства гидравлические потери на трение при циркуляции создают значительное дополнительное давление на забой.

- Поршневые эффекты при быстром спуске инструмента (особенно с КНБК большого диаметра).

- Ошибки в выборе плотности раствора, пуск насосов без расхаживания колонны.

Подраздел 3.3 «Механизмы поглощения»:

- Фильтрационное в матрицу породы (в высокопористых песчаниках). Формируется глинистая корка, которая может кольматировать поры.

- Гидроразрыв стенок скважины (при превышении давления над минимальным главным напряжением в породе). Наиболее опасен, так как трещина может распространяться далеко.

- Поглощение в естественные трещины и каверны – без деформации породы, по открытым каналам. Трудноизолируемо, особенно при раскрытости трещин более 3–5 мм.

Подраздел 3.4 «Методы предупреждения»: проектный подбор плотности раствора в узком «окне бурения» (между пластовым давлением и давлением гидроразрыва); управление ЭЦП путём оптимизации расхода, снижения вязкости, использования труб меньшего диаметра; кольматация – введение в раствор тонкодисперсных материалов (карбонат кальция, графит, целлюлозные волокна, полимерные наполнители) с размером частиц,

соответствующим пор и трещин; контроль скорости спуско-подъёмных операций; проведение тестов на приёмистость (LOT/FIT) перед бурением.

Раздел 4 «Инцидент на скважине: Поглощение бурового раствора во время бурения. Анализ причин поглощения на основе комплексной интерпретации данных ГТИ»

Подраздел 4.1 «Описание инцидента». При бурении горизонтального ствола в интервале 2806–2816 м (вертикальная глубина 2670,28–2671,46 м) с глубины 2811 м зафиксировано частичное поглощение бурового раствора. Режимы бурения на момент инцидента: механическая скорость 14,3 м/ч, нагрузка на долото 2,3 т, давление на входе 186 атм, расход на входе 12 л/с, перепад давления 15,7 атм, обороты ротора 50 об/мин, момент на роторе 6,4 кН·м. Плотность бурового раствора – 1,10 г/см³. При расходе 12 л/с интенсивность поглощения составила 8 м³ за 60 минут; при снижении расхода до 10 л/с интенсивность снизилась до 6 м³/ч.

Подраздел 4.2 «Геолого-техническая характеристика интервала поглощения». По данным финальной инклинометрии, на глубине 2814,25 м по стволу зенитный угол составлял 88,37°, вертикальная глубина – 2671,46 м. Это соответствует пласту БВ₇ вартовской свиты. В геолого-техническом наряде (ГТН) на бурение данной скважины в возможных осложнениях указано поглощение бурового раствора. Согласно геологическому прогнозу разреза, пластовое давление в этом интервале составляет 15,7 МПа, что является аномально низким (АНПД). Именно АНПД создаёт предпосылки для поглощения при превышении гидростатического или гидродинамического давления.

Подраздел 4.3 «Параметры бурового раствора на момент инцидента как фактор развития поглощения». Гидростатическое давление на глубине 2811 м составляет 288 атм. С учётом потерь давления в кольцевом пространстве эквивалентная циркуляционная плотность (ЭЦП) превышает 1,13 г/см³, что создаёт избыточную репрессию на трещиноватый пласт с АНПД. Повышенные ДНС и СНС в совокупности с условной вязкостью формируют

значительные гидродинамические сопротивления, что объясняет высокую чувствительность интенсивности поглощения к расходу. Тонкая фильтрационная корка (0,2 мм) не способна перекрыть трещины раскрытостью более нескольких миллиметров. МВТ указывает на присутствие глинистой фазы, но для кольматации крупных трещин этого недостаточно без специальных мостообразующих наполнителей.

Подраздел 4.4 «Литолого-петрографический контроль по ведомости шлама ГТИ». В интервале 2806–2811 м в шламе преобладают преобладают полуокатанные и угловатые обломки плотных кварц-полевошпатовых песчаников и алевролитов. На глубине 2811 м (момент провала) в шламе появляются угловатые неокатанные зёрна с выраженными зеркалами скольжения, одновременно увеличивается содержание кальцита с признаками вторичной пустотности и перекристаллизации. Это прямое литологическое доказательство вскрытия зоны тектонического дробления с раскрытостью трещин ориентировочно более 3–5 мм. появляются многочисленные угловатые, неокатанные обломки песчаников и аргиллитов с выраженными зеркалами скольжения

Подраздел 4.5 «Анализ инцидента на основе данных ГТИ. Информационное сопровождение». Станцией ГТИ зафиксировано частичное поглощение по комплексу датчиков: расхождение расходов на входе и выходе, падение уровня в приёмных ёмкостях. При ступенчатом изменении подачи насосов выявлено: снижение расхода на 16,7% (с 12 до 10 л/с) привело к снижению интенсивности поглощения на 25%. Это указывает на то, что степень раскрытия трещин существенно зависит от гидродинамического давления в стволе. Поглощение классифицировано как чувствительное к ЭЦП, что требует ограничения расхода и минимизации репрессии.

Подраздел 4.6 «Комплексный анализ как основа прогнозирования и предотвращения». Причина поглощения носит системный характер и вытекает из сочетания трёх факторов: (1) вскрытие хрупких трещиноватых

карбонатных пород с открытыми трещинами (диагностировано по характеру шлама); (2) превышение гидродинамического давления над пластовым, обусловленное плотностью $1,10 \text{ г/см}^3$ и потерями на циркуляцию (диагностировано по данным ГТИ и расчётной ЭЦП); (3) низкая кольтатирующая способность исходного бурового раствора, не адаптированного к трещинному коллектору (диагностировано по реологии, МВТ и фильтрации).

Заключение. В работе показано, что основная доля осложнений, связанных с поглощением бурового раствора, находит своё отражение в диаграммах ГТИ. На примере скважины Вынгапуровского месторождения детально разобран инцидент поглощения при бурении горизонтального ствола. Установлено, что развитие поглощения было обусловлено совокупностью следующих факторов:

- Геологическими: вскрытие тектонически нарушенной зоны трещиноватых терригенных пород с раскрытостью трещин более 3–5 мм и аномально низким пластовым давлением (15,7 МПа).

- Технологическими: завышенная плотность бурового раствора ($1,10 \text{ г/см}^3$) и его высокие реологические параметры, создавшие избыточную репрессию и высокую эквивалентную циркуляционную плотность (ЭЦП $>1,13 \text{ г/см}$).

Показано, что для диагностики поглощений в горизонтальных скважинах необходимо использовать комплекс параметров ГТИ.

Исследование показало необходимость в режиме реального времени отслеживать технологические параметры на буровой и на основе этих данных принимать оперативные решения:

1. Снижать плотность бурового раствора до минимально допустимого уровня, обеспечивающего только необходимое противодействие на пласт (но не выше градиента гидроразрыва).

2. Оптимизировать реологию раствора (снижать ДНС и СНС) для уменьшения гидравлических потерь и ЭЦП.

3. Применять кольматирующие материалы с размером частиц, соответствующим ожидаемой раскрытости трещин (по данным шлама и геологического прогноза). Для трещин >3 мм необходимы наполнители с фракцией 5–10 мм.

4. Проводить ступенчатые тесты изменения расхода для оценки чувствительности поглощения к ЭЦП.

Предложенный подход к выявлению и диагностике поглощения бурового раствора по данным ГТИ может быть использован при бурении горизонтальных скважин в сходных геолого-технических условиях, в том числе при вскрытии трещиноватых коллекторов и пластов с аномально низким давлением. Это позволит значительно сократить потери бурового раствора, непроизводительное время и предотвратить развитие более тяжёлых осложнений, вплоть до открытых фонтанов.