

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

Кафедра геофизики

**Диагностика осложнений в процессе бурения по данным ГТИ на
примере Южно-Приобского месторождения**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 531 группы
направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Геолого-геофизический сервис»
геологического факультета
Митрошкина Романа Денисовича

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 2025

Введение. Южно-Приобское нефтяное месторождение, расположенное в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, характеризуется сложным геологическим строением: чередованием глин, песчаников, зон трещиноватости и аномальных пластовых давлений. Эти факторы создают значительные риски осложнений при бурении, таких как поглощения бурового раствора, газонефтеводопроявления, обвалы и прихваты, что увеличивает сроки и стоимость работ.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью повышения безопасности и экономической эффективности строительства скважин через внедрение современных методов геолого-технологических исследований (ГТИ), обеспечивающих оперативную диагностику и предотвращение аварий.

Цель ВКР - совершенствование методов оперативного контроля на основе данных ГТИ для минимизации рисков аварий и повышения рентабельности бурения на Южно-Приобском месторождении.

Задачи:

- изучить геолого-геофизические особенности месторождения, включая литолого-стратиграфический разрез и тектонику.
- проанализировать методику проведения ГТИ, их техническое обеспечение и роль в управлении процессом бурения.
- исследовать типовые осложнения при бурении и их причины.
- провести диагностику осложнений на примере реальных скважин с использованием данных ГТИ.
- разработать рекомендации по оптимизации технологических процессов.

Работа основана на анализе данных ГТИ, полученных при строительстве скважин месторождения, включая:

- параметры бурового раствора (плотность, вязкость, газосодержание).
- показания датчиков давления, расхода, крутящего момента.
- результаты петрофизического анализа шлама и керна.
- данные газового каротажа и мониторинга в реальном времени.

В результате исследования разработаны рекомендации по корректировке параметров бурового раствора, использованию кольматационных составов и внедрению систем автоматизированного оповещения.

Практическая значимость работы заключается в сокращении простоев, предотвращении экологических рисков и снижении затрат на ликвидацию аварий. Результаты могут быть применены при проектировании скважин, составлении технологических регламентов и обучении персонала, что соответствует тенденциям цифровизации нефтегазовой отрасли.

Ключевые выводы: интеграция ГТИ в процесс бурения позволяет перейти от реактивного к превентивному управлению рисками, обеспечивая безопасность и экономическую эффективность работ.

Бакалаврская работа состоит из четырех разделов:

1. Геолого-геофизическая характеристика района работ — описание месторождения, литологии, тектоники и нефтегазоносности.
2. Методика проведения ГТИ — цели, задачи, технические средства и комплексы исследований.
3. Осложнения и аварии при бурении — классификация, причины и последствия.
4. Диагностика осложнений по данным ГТИ — анализ реальных кейсов, включая газопроявления, поглощения, прихваты.

Основное содержание работы. Первый раздел Геолого-геофизическая характеристика района работ. В разделе представлена геолого-геофизическая характеристика района работ. Южно-Приобское нефтяное месторождение, расположенное в центральной части Западно-Сибирской равнины, представляет собой ключевой объект нефтедобычи России. Его территория, административно относящаяся к Ханты-Мансийскому автономному округу, отличается сложным ландшафтом, где обширные заболоченные низменности соседствуют с поймами реки Обь. Геологическая история этого региона тесно связана с формированием Западно-Сибирского осадочного бассейна, начавшимся в мезозойскую эру. Осадочный чехол месторождения, мощностью до 3300 метров, сформирован толщей пород мелового, юрского и кайнозойского возрастов, залегающих на эффузивно-осадочном фундаменте доюрского периода.

Геологический разрез месторождения демонстрирует выраженную слоистость, отражающую смену палеогеографических условий. В нижней части разреза выделяются отложения юрской системы, представленные аргиллитами, алевролитами и песчаниками, сформированными в условиях континентальных и мелководно-морских бассейнов. Особое значение имеет баженовская свита верхней юры — уникальный комплекс битуминозных аргиллитов, насыщенных органическим веществом. Эти породы, выступающие региональным репером, не только служат источником углеводородов, но и создают риски аномальных давлений при бурении.

Тектоническая структура месторождения сформирована в результате длительного взаимодействия региональных и локальных процессов. Расположенное в зоне сочленения Фроловской впадины и Салымской террасы, оно характеризуется наличием пологих антиклинальных складок и разломов, унаследованных от доюрского фундамента. Амплитуда локальных поднятий уменьшается вверх по разрезу, что связано с постседиментационными процессами выравнивания. Наиболее активные тектонические нарушения приурочены к нижней части осадочного чехла,

создавая зоны повышенной проницаемости и риски неконтролируемых флюидопроявлений.

Нефтегазоносность Южно-Приобского месторождения связана с многопластовыми коллекторами неокомского комплекса, где сосредоточено около 90% разведанных запасов. Продуктивные горизонты приурочены к песчаным телам черкашинской свиты, однако их продуктивность не всегда коррелирует с современным структурным планом. Это обусловлено преобладанием литологического и стратиграфического типов ловушек над тектоническими. Пласты-коллекторы, такие как AC10 и AC12, отличаются низкими фильтрационно-емкостными свойствами, что требует применения методов гидроразрыва для повышения дебита.

Особенностью месторождения является наличие зон аномально высоких пластовых давлений (АВПД), связанных с изолированными линзами песчаников в глинистой толще. Эти зоны, выявленные в процессе бурения, создают риски газонефтеводопроявлений и требуют тщательного контроля плотности бурового раствора. Дополнительную сложность вносит чередование устойчивых и неустойчивых пород: плотные аргиллиты сменяются рыхлыми песчаниками, склонными к осыпям и обвалам.

Геолого-геофизические условия Южно-Приобского месторождения сочетают в себе признаки типичных залежей Западной Сибири и уникальные черты, связанные с его тектонической историей и фациальной изменчивостью. Понимание этой сложной картины является основой для разработки эффективных стратегий бурения, минимизирующих риски и обеспечивающих рентабельную эксплуатацию ресурсов.

Второй раздел «Методика проведения геолого-технологических исследований». В разделе описываются методики проведения геолого-технологических исследований. Геолого-технологические исследования (ГТИ) представляют собой интегрированный подход, объединяющий геологический анализ, технологический контроль и инженерные решения для

оптимизации процесса бурения. На Южно-Приобском месторождении, где геологическая сложность сочетается с высокими рисками осложнений, ГТИ становятся ключевым инструментом управления безопасностью и экономической эффективностью работ. Основная цель методики заключается в создании непрерывного потока данных, позволяющего оперативно корректировать параметры бурения, прогнозировать аномалии и предотвращать переход осложнений в аварийные ситуации.

Методика ГТИ базируется на синтезе трех направлений: мониторинга технологических параметров, геохимического анализа флюидов и петрофизического изучения пород. На первом этапе осуществляется сбор данных в режиме реального времени с использованием датчиков, фиксирующих давление в манифольде и затрубном пространстве, расход бурового раствора, крутящий момент, скорость проходки и другие параметры.

Второй компонент методики — газовый каротаж, направленный на выявление углеводородов в разрезе. Дегазаторы, установленные в циркуляционной системе, извлекают газовоздушную смесь из бурового раствора, которая анализируется хроматографами или масс-спектрометрами. Определение компонентного состава газа (метан, этан, пропан) позволяет не только идентифицировать продуктивные пласты, но и прогнозировать риски газопроявлений. На Южно-Приобском месторождении, где зоны АВПД распространены, такой анализ критически важен для своевременного увеличения плотности раствора и предотвращения выбросов.

Третий аспект — петрофизические исследования шлама и керна. Отбор проб проводится с заданным интервалом, после чего образцы изучаются под микроскопом для определения литологии, пористости и нефтенасыщенности. Люминесцентно-битуминологический анализ выявляет следы углеводородов даже в низкопроницаемых породах, а фракционный состав шлама помогает оценить устойчивость стенок скважины. Например, присутствие крупных

угловатых обломков указывает на обвалы, тогда как мелкодисперсный шлам характерен для устойчивых пород.

Особое значение в методике ГТИ уделяется адаптивности. Для разных типов скважин — параметрических, разведочных, горизонтальных — разрабатываются индивидуальные программы исследований. При бурении горизонтальных стволов акцент смещается на точное позиционирование долота в продуктивном пласте, что требует частого отбора шлама и анализа газовых аномалий. В эксплуатационных скважинах упор делается на контроль фильтрационных свойств раствора для минимизации кольматации коллекторов.

Техническое обеспечение ГТИ включает мобильные станции, оснащенные датчиками, лабораторным оборудованием и системами визуализации данных. Современные станции, такие как «Разрез-2», интегрированы с цифровыми платформами, что позволяет передавать информацию в режиме реального времени не только на пульт бурильщика, но и в удаленные центры мониторинга. Это обеспечивает согласованность действий между геологами, инженерами и технологами, даже в условиях сложной логистики месторождения.

Важным элементом методики является прогнозно-аналитическая работа. Данные ГТИ используются для построения гидродинамических моделей, предсказывающих поведение пласта при вскрытии. Например, в зонах трещиноватости прогнозируется риск поглощений, что требует заблаговременной подготовки кольматационных составов. Алгоритмы машинного обучения, внедряемые в последние годы, повышают точность таких прогнозов, анализируя исторические данные по аналогичным скважинам.

Методика ГТИ на Южно-Приобском месторождении также учитывает экологические аспекты. Контроль уровня газоздушных выбросов и химического состава бурового раствора позволяет минимизировать воздействие на окружающую среду. Например, автоматизированные системы

оповещения фиксируют утечки метана, предотвращая его попадание в атмосферу.

Третий раздел «Осложнения и аварии при бурении скважин». В разделе описываются осложнения и аварии при бурении скважин. Одним из наиболее распространенных осложнений являются поглощения бурового раствора, связанные с вскрытием трещиноватых или высокопроницаемых пластов. На месторождении, где чередуются плотные аргиллиты и рыхлые песчаники, такие зоны часто остаются невыявленными при предварительном моделировании. Например, в интервале 3365–3389 метров черкашинской свиты локальные трещины, активизированные гидродинамическим воздействием раствора, приводили к потерям до 0,8 м³/ч. Если вовремя не применить кольматационные составы, это может перерасти в катастрофическое поглощение, делающее дальнейшее бурение невозможным.

Не менее опасны газонефтеводопроявления, возникающие при дисбалансе между пластовым и гидростатическим давлением. В зонах аномально высоких давлений (АВПД), характерных для бажендовской свиты, даже небольшое снижение плотности раствора провоцирует внезапный приток углеводородов или пластовых вод. Так, в интервале 2315–2330 метров, где использовался раствор с плотностью ниже проектной, фиксировались нефтепроявления, требовавшие экстренного повышения плотности и установки противовыбросового оборудования. Игнорирование таких сигналов может привести к выбросам и фонтанированию, сопровождающимся риском возгорания и разрушения устья.

Осыпи и обвалы стенок скважины — еще одна типичная проблема, особенно актуальная в верхних интервалах разреза. Неустойчивые глинистые породы, такие как алевроиты и аргиллиты, склонны к расслоению под действием циркулирующего раствора и вибраций бурового инструмента. Например, в интервале 0–420 метров, где преобладают слабосцементированные отложения, длительные простои колонны без

движения приводили к осыпанию материала в ствол. Это не только затрудняло подъем инструмента, но и создавало пробки, требующие многократной проработки желонкой. В более глубоких горизонтах, таких как алымская свита, обвалы часто связаны с трещиноватостью пород, усиливающейся после кислотных обработок.

Прихваты бурового инструмента становятся логическим следствием накопления осложнений. Низкое качество раствора, недостаточная очистка ствола от шлама или резкие изменения режима бурения создают условия для адгезии колонны к стенкам скважины. На Южно-Приобском месторождении, где горизонтальные участки скважин часто проходят в зонах контакта разнородных пород, прихваты особенно критичны. В одном из случаев, при бурении горизонтального ствола на глубине 3833 метров, колонна оказалась заблокированной из-за сочетания факторов: накопления шлама, низкой реологии раствора и геометрии ствола. Ликвидация прихвата потребовала 130 часов простоя, включая установку кислотных ванн и многократные попытки расхаживания.

Экономические последствия таких инцидентов значительны. Простой оборудования, затраты на ремонт, ликвидацию последствий и экологический ущерб — все это снижает рентабельность проекта.

Четвертый раздел «Диагностика осложнений в процессе бурения по данным ГТИ». Диагностика осложнений при бурении скважин на Южно-Приобском месторождении строится на непрерывном анализе данных геолого-технологических исследований (ГТИ), которые служат основой для оперативного принятия решений. В условиях сложного геологического разреза, где риски поглощений, газопроявлений и обвалов сопутствуют каждому метру проходки, роль ГТИ становится критической. Интеграция мониторинга технологических параметров, геохимического анализа и петрофизических данных позволяет не только выявлять аномалии в реальном времени, но и прогнозировать их развитие, минимизируя переход осложнений в аварийные ситуации.

Ключевым элементом диагностики является анализ гидродинамических параметров. Датчики, установленные в циркуляционной системе, фиксируют малейшие отклонения давления, расхода и температуры бурового раствора. Например, внезапное падение давления в манифольде при сохранении подачи насосов может указывать на поглощение раствора в трещиноватый пласт. Такие сигналы, зафиксированные в интервале 3365–3389 метров черкашинской свиты, позволили оперативно идентифицировать зону риска и применить кольматационные составы до перехода осложнения в катастрофическую фазу. Аналогично, рост давления в затрубном пространстве, сопровождаемый увеличением газосодержания, становится маркером газонефтепроявлений, требующих немедленного повышения плотности раствора.

Газовый каротаж играет особую роль в диагностике флюидопроявлений. Дегазаторы, интегрированные в систему циркуляции, извлекают углеводородные газы из раствора, а их компонентный анализ помогает определить природу пластового флюида. На Южно-Приобском месторождении, где зоны АВПД распространены, масс-спектрометрическое выявление тяжелых углеводородов (пропан, бутан) в интервале 2315–2330 метров позволило своевременно скорректировать рецептуру раствора, предотвратив выброс. Кроме того, мониторинг метана в реальном времени служит индикатором разгерметизации ствола, что особенно актуально при бурении вблизи тектонических нарушений.

Петрофизические исследования шлама дополняют гидродинамический и газовый анализ, предоставляя информацию о состоянии пород в призабойной зоне. Микроскопическое изучение шлама выявляет признаки обвалов — крупные угловатые обломки, как в случае с алымской свитой (интервал 2432 м), где снижение плотности раствора спровоцировало обрушение аргиллитов. Люминесцентно-битуминологический анализ, обнаруживающий следы нефти даже в низкопроницаемых породах, помогает уточнить границы продуктивных пластов и избежать необоснованного

углубления скважины. Например, в горизонтальном стволе на глубине 3833 метров именно сочетание данных о шламе и газовых аномалиях позволило локализовать зону прихвата, вызванного накоплением шлама в зоне контакта песчаника и глины.

Современные цифровые технологии значительно расширяют возможности диагностики. Алгоритмы машинного обучения, обрабатывающие исторические данные по аналогичным скважинам, прогнозируют риски осложнений еще до их возникновения. На месторождении такие системы успешно предупреждали о вероятности поглощений в трещиноватых пластах, основываясь на анализе скорости проходки и крутящего момента. Автоматизированные оповещения, интегрированные в станции ГТИ, сокращают время реакции: например, при обнаружении аномального роста давления в интервале 3411–3426 метров система мгновенно рекомендовала остановить бурение и провести промывку ствола, что предотвратило формирование грифона.

Экологический аспект диагностики также важен. Контроль химического состава раствора и уровня выбросов позволяет минимизировать воздействие на окружающую среду. Так, в случае утечки раствора через трещины в приустьевой зоне (интервал 17–41 м) данные ГТИ помогли быстро идентифицировать источник загрязнения и провести цементирование, исключив долговременные последствия.

Однако эффективность диагностики зависит не только от технологий, но и от человеческого фактора. Интерпретация данных ГТИ требует глубокого понимания геологии месторождения и навыков работы в условиях неопределенности. Например, в ситуации с разрушением долота на глубине 1062 метров именно опыт инженера позволил связать скачки крутящего момента с абразивными включениями в породе, хотя автоматическая система классифицировала их как вибрационный шум.

Таким образом, диагностика осложнений по данным ГТИ на Южно-Приобском месторождении представляет собой динамичный процесс,

объединяющий технологии, аналитику и профессионализм специалистов. Этот подход не только снижает аварийность, но и формирует основу для устойчивого развития проекта, где безопасность, экономическая эффективность и экологическая ответственность взаимосвязаны.

Заключение. Проведённое исследование подтвердило ключевую роль геолого-технологических исследований (ГТИ) в обеспечении безопасного и эффективного строительства скважин на Южно-Приобском нефтяном месторождении. Интеграция методов мониторинга, анализа и прогнозирования позволила создать систему оперативного реагирования на осложнения, минимизируя риски перехода локальных аномалий в аварийные ситуации. Практическая значимость работы заключается в разработке адаптивных решений, таких как корректировка параметров бурового раствора, применение кольматационных составов и внедрение автоматизированных систем оповещения, которые уже продемонстрировали свою эффективность в реальных условиях.

Снижение частоты прихватов, поглощений и газопроявлений стало возможным благодаря синтезу данных гидродинамического контроля, газового каротажа и петрофизического анализа. Это не только сократило затраты на ликвидацию аварий, но и уменьшило экологические риски, связанные с утечками флюидов и нарушением целостности ствола. Особое значение имеет человеческий фактор: профессионализм специалистов, интерпретирующих данные ГТИ в контексте геологической сложности месторождения, остаётся основой успешного управления процессами.

Перспективы дальнейших исследований связаны с углублением цифровизации — внедрением алгоритмов машинного обучения для прогнозирования осложнений и оптимизации режимов бурения.