

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

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

Кафедра геофизики

**«Ранняя диагностика прихвата бурового инструмента в терригенных
отложениях по данным ГТИ в процессе спуско-подъемных операций
(Уренгойское месторождение)»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 531 группы
направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Геолого-геофизический сервис»
геологического факультета
Фитилева Александра Андреевича

Научный руководитель

К. г.-м.н., доцент

Е.Н.Волкова

подпись, дата

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Саратов 2026

Введение. Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение является одним из крупнейших в мире по запасам углеводородов и объёмам добычи. Оно расположено в Ямало-Ненецком автономном округе, за Полярным кругом, в зоне распространения многолетнемёрзлых пород. Геологический разрез месторождения представлен сложным чередованием литологических разностей: устойчивых песчаников, известняков и неустойчивых, склонных к набуханию и обрушению аргиллитов. Дополнительные сложности создают аномально высокие пластовые давления (АВПД), достигающие в отдельных интервалах значений, превышающих гидростатические на 30–40%, а также аномально высокие температуры (АВТ), которые в глубоких горизонтах (ачимовская толща) превышают 120°C. Всё это в совокупности создаёт повышенные риски возникновения серьёзных осложнений в процессе строительства скважин: обвалов стенок скважины, приводящих к прихватам бурового инструмента, поглощений бурового раствора с потерей циркуляции и катастрофическим финансовым потерям, газонефтепроявлений вплоть до открытых фонтанов. По статистике, до 40% времени, затрачиваемого на бурение глубоких скважин в сложных условиях, приходится на ликвидацию различного рода осложнений, что увеличивает стоимость строительства скважины в 1,5–2 раза. Поэтому оперативное обнаружение и предотвращение осложнений на самой ранней стадии, когда они ещё обратимы, остаётся одной из ключевых и наиболее актуальных задач современной нефтегазовой отрасли. Эффективное решение данной задачи невозможно без применения передовых методов геолого-технологических исследований (ГТИ). Именно ГТИ обеспечивают непрерывный оперативный контроль за процессом бурения, анализ выносимого шлама, состава газа в промывочной жидкости и параметров бурового раствора. Однако, как показывает практика, сами по себе методы ГТИ без правильно организованной системы интерпретации и оперативного реагирования не дают должного эффекта. Разрозненность поступающей информации, отсутствие интегрированных дашбордов и чётких регламентов действий приводят к тому, что угрожающие признаки (рост концентрации газа, изменение формы шлама,

увеличение крутящего момента) либо остаются незамеченными, либо замечаются слишком поздно, когда предотвратить аварию уже невозможно. Особенно остро эта проблема стоит для интервалов, сложенных аргиллитами, которые чрезвычайно чувствительны к изменению гидродинамического давления и химического состава бурового раствора. Правильный подбор типа и плотности бурового раствора, своевременная корректировка его параметров на основе данных газового каротажа и литологического описания шлама — это залог безаварийного бурения и успешного вскрытия продуктивных горизонтов без ухудшения их коллекторских свойств.

Целью работы является изучение методики ранней диагностики осложнений при бурении по данным геолого-технологических исследований (ГТИ) на примере реального инцидента на скважине № 1013 Уренгойского месторождения.

Задачи исследования. Провести анализ геолого-геофизических условий Уренгойского месторождения. Изучить методы и технологии ГТИ, применяемые при бурении. Проанализировать факторы, влияющие на возникновение осложнений. Детально разобрать инцидент на скважине № 1013 (хронология, параметры бурового раствора, ведомость шлама).

Разработать рекомендации по ликвидации последствий и профилактике подобных осложнений.

Объект исследования — процесс бурения скважин в сложных геологических условиях (на примере Уренгойского месторождения).

Предмет исследования — методы ранней диагностики осложнений на основе данных геолого-технологических исследований (ГТИ). Методы исследования. Анализ геологической документации. Интерпретация данных ГТИ (газовый каротаж, литологическое описание шлама, анализ параметров бурового раствора). Гидродинамические расчёты. Геомеханическое моделирование. Статистический анализ осложнений по месторождению. Основное содержание работы состоит из пяти разделов: Геолого-геофизическая характеристика Уренгойского месторождения. Методы и технологии геолого-технических

исследований (ГТИ). Анализ инцидента на скважине № 1013. Рекомендации по ликвидации последствий и профилактике осложнений

Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в северной части Западно-Сибирской плиты, в пределах Надым-Тазовской синеклизы, и приурочено к крупной брахиантиклинальной складке субмеридионального простирания. Промышленная газоносность установлена в интервале от сеноманских (глубины 1100–1300 м) до валанжинских (2700–3500 м) и ачимовских (3500–4000 м и более) отложений. Разрез месторождения характеризуется исключительной литологической изменчивостью. Верхняя часть разреза (сеноман) сложена преимущественно песчаниками и алевролитами с прослоями глин. Средняя часть (турон-коньяк, сантон-кампан) представлена чередованием карбонатных пород, мергелей и глин. Нижняя, наиболее сложная в техническом отношении часть разреза (валанжин, ачимовская толща), сложена частым (через 2–5 м) переслаиванием плотных, устойчивых песчаников и слабосцементированных, гидрофильных аргиллитов. Мощность отдельных пачек аргиллитов может достигать 30–50 метров. Именно аргиллиты представляют собой основную проблему при бурении. Их минеральный состав (присутствие монтмориллонита и гидрослюд) обуславливает высокую способность к гидратации и набуханию при контакте с фильтратом бурового раствора. Коэффициент набухания аргиллитов в дистиллированной воде достигает 25–30%. При недостаточном противодействии со стороны столба бурового раствора (то есть при плотности раствора ниже некоторого порогового значения) или при неоптимальном химическом составе (низкое содержание ингибиторов гидратации) аргиллиты начинают интенсивно поглощать воду, увеличиваться в объёме, терять прочность и разрушаться. Обломки аргиллита выносятся на поверхность в виде угловатых, неокатанных частиц — это основной диагностический признак свежего обрушения стенок скважины. Кроме того, в интервалах развития аргиллитов часто наблюдаются аномально высокие пластовые давления (АВПД). Коэффициент аномальности (отношение пластового давления к

гидростатическому) здесь может достигать 1,3–1,4. Сочетание АВПД и неустойчивых к гидратации пород создаёт так называемое «гидравлическое окно» очень узкой области безопасных плотностей бурового раствора: слишком низкая плотность — обрушение аргиллитов, слишком высокая — гидроразрыв и поглощение. Таким образом, геологический вывод для диагностики однозначен: зоны литологического контакта «песчаник – аргиллит» и протяжённые пачки аргиллитов являются зонами повышенного риска, требующими непрерывного, детального и интегрированного контроля всех параметров ГТИ.

Методы и технологии геолого-технических исследований. Геолого-технологические исследования (ГТИ) представляют собой не просто набор отдельных замеров, а комплексную систему непрерывного оперативного мониторинга процесса бурения, включающую три основных блока: изучение выносимой породы (шлам и керн), изучение бурового раствора и газового фактора, а также контроль технологических параметров. В рамках данной работы были детально рассмотрены следующие методы.

Газовый каротаж — один из ключевых методов ГТИ, основанный на непрерывном извлечении газа из бурового раствора с помощью вакуумного дегазатора, его транспортировке к газоаналитической станции и последующем хроматографическом анализе. Анализируются концентрации общего газа (сумма углеводородов) и компонентный состав: метан (C1), этан (C2), пропан (C3), изобутан (iC4), н-бутан (nC4), изопентан и н-пентан. Метод позволяет в реальном времени выделять газонасыщенные интервалы (продуктивные пласты), оценивать тип флюида (по соотношению C1/C2+ и другим параметрам), а также фиксировать газопроявления, в том числе заколонные перетоки. При отсутствии аномалий газового каротажа это также важная информация, свидетельствующая о том, что осложнение имеет механическую природу (обрушение), а не флюидодинамическую.

Литологический анализ шлама — визуальное и микроскопическое описание частиц породы, выносимых из ствола скважины промывочной

жидкостью. Для целей ранней диагностики осложнений наиболее важны следующие признаки: появление угловатых, неокатанных обломков (свежие сколы со стенки), увеличение доли глинистой составляющей (аргиллита) в общем объёме шлама, появление слюды (хлорита, мусковита) в шламе, что является характерным признаком разрушения сланцеватых разностей аргиллитов по плоскостям спайности. Также регистрируются такие признаки, как увеличение размера частиц шлама и их количества на вибростите (признак сужения ствола или начала обвала). Отбор проб шлама должен производиться с интервалом не более 2–3 метров, а в потенциально опасных зонах — через каждый метр.

Контроль параметров бурового раствора проводится на входе (после приготовления) и на выходе из скважины. Измеряются плотность (с точностью до 0,01 г/см³), условная вязкость по СПВ-5 (в секундах), водоотдача по АРІ (мл/30 минут), статическое и динамическое напряжение сдвига (СНС и ДНС), содержание песка, хлоридов, ионов кальция и рН. Изменение этих параметров часто служит ранним индикатором осложнений: например, увеличение плотности на выходе свидетельствует о выносе большого количества выбуренной породы; резкое увеличение вязкости или водоотдачи — о попадании в раствор глинистых частиц из обрушающегося интервала.

Гидродинамические и технологические исследования включают контроль давления на стояке, расхода бурового раствора на входе и выходе (баланс циркуляции), крутящего момента на роторе или верхнем приводе, механической скорости бурения, осевой нагрузки на долото. Наиболее информативны крутящий момент и давление на стояке: их необъяснённый рост (на 15–20% и более) почти всегда свидетельствует о сужении ствола, зашламовании кольцевого пространства или начале прихвата.

Программное обеспечение. На большинстве современных буровых используются программные комплексы типа Geolog компании Emerson или Drillworks компании TDE, которые позволяют интегрировать все перечисленные потоки данных в едином дашборде, строить совмещённые

графики и подавать сигналы тревоги при выходе параметров за пределы безопасного коридора. Однако, как показал анализ инцидента на скважине № 1013, наличие такого ПО само по себе проблему не решает — необходима ещё и организационная культура его правильного использования и оперативного реагирования.

Анализ инцидента на скважине № 1013. Исходные данные: горизонтальная скважина № 1013, интервал бурения 3696–3665 м, глубина осложнения 3670–3695 м. Анализ параметров бурового раствора. Плотность 0,98 г/см³ была недостаточной для устойчивости аргиллитов. Расчётное безопасное окно плотности для данного интервала — 1,02–1,04 г/см³.

Диагностический пропуск: уже за 3–5 м до интервала осложнения в шламе фиксировались угловатые обломки аргиллита и рост глинистой составляющей. Эти признаки были проигнорированы. Анализ газового каротажа Аномалий углеводородов не зафиксировано, так как обрушение носило механический, а не флюидодинамический характер. Корневая причина инцидента. Геологическая: локальный пропласток аргиллитов с низкой механической прочностью. Технологическая: недостаточная плотность бурового раствора (0,98 г/см³), не создававшая необходимого противодействия.

Организационная: отсутствие интегрированной системы мониторинга, в которой параметры раствора, литология шлама и технологические параметры (крутящий момент, давление) анализировались бы совместно в реальном времени.

Рекомендации по ликвидации последствий и профилактике осложнений. Мероприятия по скважине № 1013. Оценка состояния ствола. Перед возобновлением бурения необходимо провести комплекс геофизических исследований в затрубном пространстве. Кавернометрия позволит выявить фактические диаметры ствола, зоны сужений и каверн. Акустический телевизор (АКЦ) даст информацию о состоянии стенок скважины, наличии трещин и скоплений шлама. Без этих данных любые дальнейшие работы по очистке или углублению ствола будут выполняться вслепую, что повышает риск повторного

осложнения Очистка ствола. После оценки состояния ствола следует выполнить промывку раствором с повышенными реологическими свойствами. Для эффективного выноса шлама необходимо увеличить условную вязкость до 55–60 с и динамическое напряжение сдвига до 25–30 Па. Такие параметры обеспечат турбулентный режим течения в кольцевом пространстве, при котором шлам не выпадает в осадок, а выносится на поверхность. Промывку рекомендуется проводить с расходом 12–15 л/с при одновременном расхаживании колонны.

Локальное крепление — при сохранении неустойчивости цементирование интервала («хвостовик»).

Проектирование плотности раствора — на основе геомеханического моделирования, а не только по градиенту пластового давления.

Внедрение единой информационной панели (дашборда) ГТИ— интеграция данных о литологии шлама, параметрах раствора и технологических параметрах в реальном времени.

Регламент оперативного реагирования — при первых признаках (рост крутящего момента >15 %, появление угловатого шлама, снижение механической скорости) — немедленное повышение плотности раствора.

Химический состав раствора — при бурении аргиллитов использовать ингибиторы гидратации (хлорид калия, полимеры).

Обучение персонала — регулярные тренинги по интерпретации данных ГТИ и шлама. Корректировка КРІ — в системе оценки эффективности буровой бригады приоритет безаварийности должен быть выше скорости проходки.

Заключение. В ходе выполнения бакалаврской работы достигнута поставленная цель: изучена методика ранней диагностики осложнений при бурении по данным ГТИ на примере реального инцидента на скважине № 1013 Уренгойского месторождения. Основные научные и практические результаты
Геологические факторы. Установлено, что интервал 3670–3695 м сложен преимущественно аргиллитами (содержание до 60 %), которые обладают низкой прочностью, высокой пластичностью и склонностью к набуханию. Эти

породы требуют повышенной плотности бурового раствора (не менее 1,02–1,04 г/см³).

Технологический фактор инцидента. Плотность раствора 0,98 г/см³ оказалась недостаточной для обеспечения устойчивости стенок. При первых признаках осложнения (рост крутящего момента, давления) корректировка плотности была проведена с опозданием. Диагностический пропуск. В ведомости шлама за 3–5 м до входа в критический интервал фиксировались диагностические признаки: увеличение доли угловатых обломков аргиллита; появление слюды (признак свежего скола); нарастание глинистой составляющей. Эти признаки не были своевременно идентифицированы как предвестники обрушения.

Организационная проблема. Разрозненность данных ГТИ (газовый каротаж, литология шлама, параметры раствора, технологические параметры) не позволила оперативно распознать угрожающий тренд. Интегрированной системы мониторинга в реальном времени не существует.

Разработана методика ранней диагностики, включающая: контроль плотности раствора с немедленной корректировкой при первых признаках; визуальный анализ шлама с регистрацией угловатых обломков; мониторинг крутящего момента и давления как интегральных индикаторов зашламования ствола. Рекомендации внедрены в регламент буровых работ на скважине № 1013 при ликвидации последствий инцидента. Предложенная методика может быть тиражирована на другие скважины Уренгойского месторождения и объекты со схожими горно-геологическими условиями (АВПД, неустойчивые аргиллиты).

Разработанный алгоритм ранней диагностики позволяет идентифицировать риски осложнений за 1–2 часа до их критического развития, что даёт буровой бригаде время на превентивную корректировку режима бурения и состава раствора. Полученные в ходе выполнения бакалаврской работы результаты могут быть использованы не только при бурении на Уренгойском месторождении, но и на других площадях с аналогичными горно-геологическими условиями. К таким объектам относятся, в первую очередь, месторождения, расположенные в зоне распространения многолетнемёрзлых

пород, а также участки, где в разрезе присутствуют толщи неустойчивых аргиллитов с аномально высокими пластовыми давлениями. Опыт, накопленный при разборе инцидента на скважине № 1013, показывает, что даже незначительное, на первый взгляд, отклонение плотности бурового раствора от оптимальных значений может привести к серьёзным осложнениям, требующим значительных материальных и временных затрат на их ликвидацию. Поэтому особое внимание следует уделять этапу проектирования бурового раствора, на котором должны быть учтены все особенности геологического строения разреза, включая литологический состав, физико-механические свойства пород и распределение пластовых давлений по глубине.