

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

Кафедра геофизики

**«Оперативная диагностика поглощения в процессе бурения скважины  
№578р Восточно-Каменного месторождения»**

**АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ**

Студента 5 курса 532 группы  
направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
профиль «Геолого-геофизический сервис»  
геологического факультета  
Андреечкина Дениса Дмитриевича

Научный руководитель  
к. г.-м.н., доцент

Зав. кафедрой  
к. г.-м.н., доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Головин Б. А.

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Волкова Е. Н.

Саратов 2026

**Введение.** Строительство нефтяных и газовых скважин сопровождается комплексом технологических и геологических факторов, которые могут приводить к снижению механической скорости проходки, ускоренному износу долота, росту непроизводительного времени и материальных затрат. Наиболее распространённые осложнения включают поглощение бурового раствора, газо- и нефтепроявления, обвалообразование и сужение ствола, рост крутящего момента и затяжки при спуско-подъёмных операциях. При неблагоприятном развитии осложнения переходят в аварийные ситуации, требующие затратных работ по ликвидации последствий и повышающие риск для персонала и оборудования.

Ключевым условием снижения аварийности является своевременное выявление отклонений от нормального режима бурения и оперативная оценка их причин. Существенную роль в этом играет анализ параметров процесса бурения и промывки, выполняемый на основе материалов геолого-технологических исследований (ГТИ). Комплекс ГТИ обеспечивает непрерывный контроль технологических параметров, состояния промывочной системы и признаков осложнений, позволяя оперативно обнаруживать начало неблагоприятного процесса, отслеживать его динамику и оценивать эффективность принятых мероприятий.

Особую значимость оперативная диагностика имеет в условиях осложнённых разрезов Восточно-Каменного месторождения, где даже кратковременная потеря управляемости режимом бурения может приводить к интенсивным потерям раствора, ухудшению очистки ствола, росту затяжек и увеличению вероятности прихвата. Контроль по данным ГТИ в таких условиях становится практическим инструментом принятия решений: от корректировки режимов промывки и бурения до выбора составов кольматационных и тампонажных материалов.

**Цель выпускной квалификационной работы** состоит в проведении оперативной диагностики поглощения бурового раствора в процессе бурения скважины № 578 р Восточно-Каменного месторождения.

**Объектом исследования** выбрана скважина № 578 р Восточно-Каменного месторождения, процесс строительства которой сопровождался осложнениями, требовавшими контроля по данным ГТИ и применения технологических мероприятий.

Для достижения поставленной цели в работе были поставлены следующие задачи:

1. Дать геолого-геофизическую характеристику Восточно-Каменного месторождения.
2. Охарактеризовать виды осложнений, возникающих в процессе бурения скважин.
3. Охарактеризовать методику оперативной диагностики поглощения по данным ГТИ.
4. Выявить по данным комплекса ГТИ поглощение, возникающее в процессе бурения скважины № 578 р Восточно-Каменного месторождения.

При подготовке работы использованы материалы ГТИ, производственная документация по бурению и данные литературных источников по тематике осложнений, аварий и геолого-технологического сопровождения бурения.

Структура выпускной квалификационной работы включает введение, три основных раздела: «Геолого-геофизическая характеристика района работ», «Методика исследования», «Результаты комплексной интерпретации и их сопоставление с данными керна», а также заключение, список использованных источников и приложения.

**Содержание работы. Раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика района работ»** содержит четыре подраздела.

**Подраздел 1.1 «Физико-географический очерк»** содержит физико-географическое описание территории, в которой расположено изучаемое месторождение, с географической привязкой. Восточно-Каменное нефтегазовое месторождение расположено в Ханты-Мансийском районе

Ханты-Мансийского автономного округа — Югры, в западной части округа, на левобережье р. Обь. Положение месторождения показано на рисунке 1.

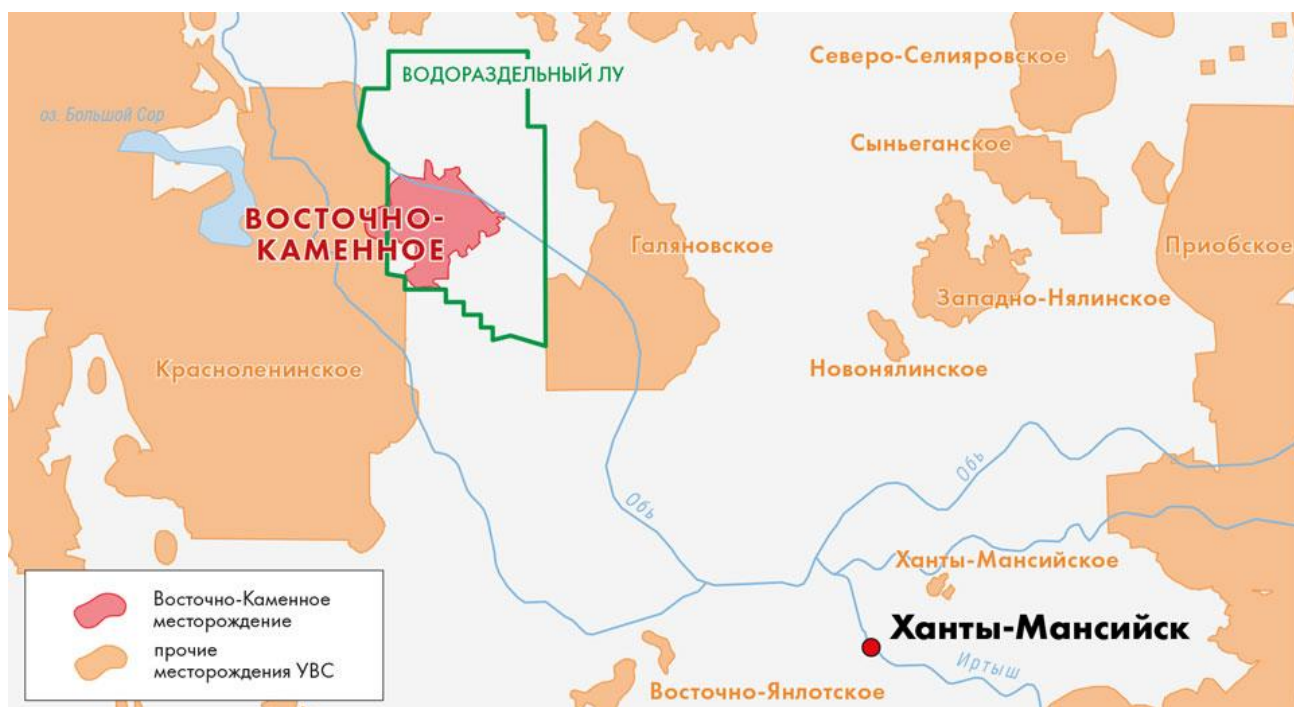


Рисунок 1 – Схема расположения Восточно-Каменного месторождения [1]

**Подраздел 1.2 «Литолого-стратиграфическая характеристика разреза»** содержит описание геологического строения района изучаемого месторождения. Разрез месторождения имеет сложное многоярусное строение и включает образования от архейского фундамента до современных четвертичных отложений

**Подраздел 1.3 «Тектоника»** содержит описание тектонических особенностей изучаемой территории. Восточно-Каменное месторождение приурочено к западной части Мансийской синеклизы Западно-Сибирской плиты и связано с системой структур Красноленинского свода. Тектоническое положение территории показано на рисунке 2.

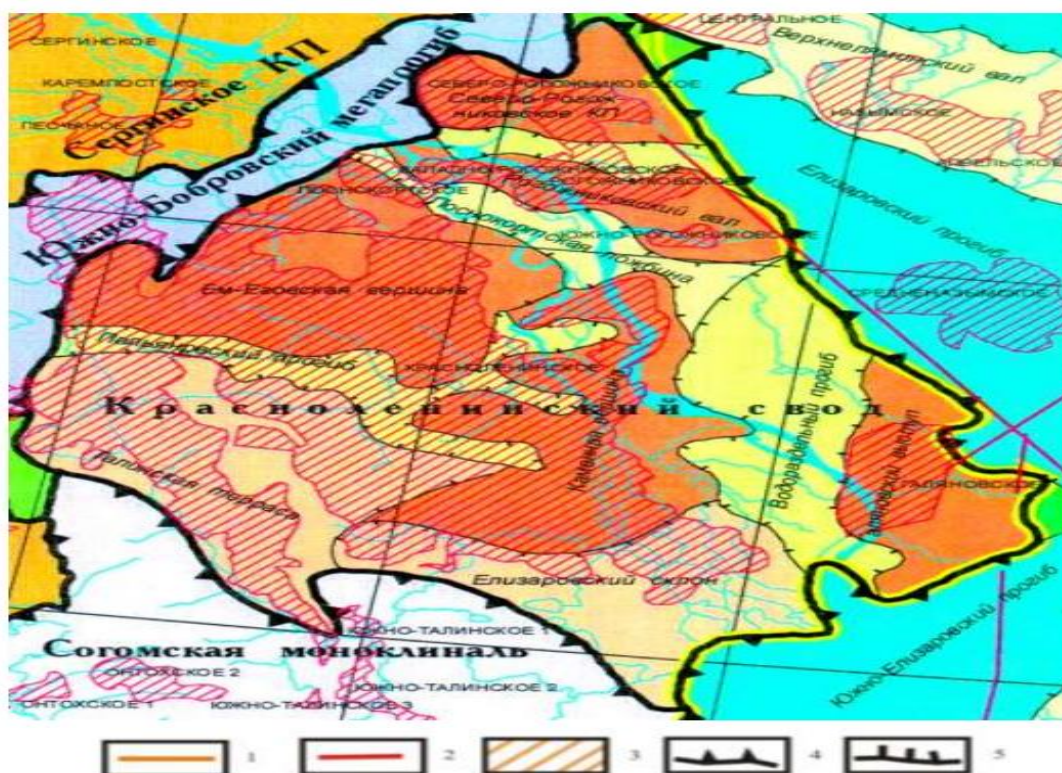


Рисунок 4 — Фрагмент тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты масштаб 1:2000000

Условные обозначения: 1 – граница синеклизы, 2– границы участка проектных работ, 3 – открытые месторождения нефти, газа и газоконденсата, 4 – границы тектонических элементов I порядка, 5 – границы внутреннего районирования тектонических элементов I порядка [4]

**Подраздел 1.4 «Нефтеносность»** содержит описание нефтеносных пластов изучаемого месторождения. Промышленная нефтегазоносность района связана с отложениями тюменской, абалакской, баженовской и викуловской свит, а также с корой выветривания и верхней частью доюрского основания. В пределах Восточно-Каменного месторождения выделяются доюрский, среднеюрский, верхнеюрский и нижнемеловой нефтегазоносные комплексы.

Доюрский объект связан с корой выветривания и трещиновато-кавернозной зоной верхней части фундамента. Среднеюрский комплекс включает отложения тюменской свиты и базальный пласт, развитый в зоне

перехода к фундаменту. Верхнеюрский комплекс объединяет продуктивные интервалы баженовской и абалакской свит, где важную роль играет трещиноватость пород. Наибольшее промышленное значение имеет нижнемеловой нефтегазоносный комплекс, связанный с пластами ВК1–ВК3 викуловской свиты. Коллекторы этих пластов представлены песчаниками и алевролитами порового типа, а залежи относятся к пластовым сводовым, литологически экранированным и литолого-стратиграфически экранированным типам.

**Второй раздел «Методика исследования»** содержит три подраздела.

**Подраздел 2.1 «Цели и задачи геолого-технологических исследований»** раскрывает назначение ГТИ при бурении скважин. Геолого-технологические исследования рассматриваются как комплекс измерений, наблюдений и оперативной обработки данных, позволяющий контролировать геологический разрез, технологические параметры бурения и состояние скважины в реальном времени.

В работе отмечено, что ГТИ решают три основные группы задач: геологические, технологические и диагностические. Геологические задачи связаны с построением фактического литологического разреза, выделением пластов-коллекторов, описанием шлама и керна. Технологические задачи включают контроль механической скорости проходки, нагрузки на долото, давления, расхода бурового раствора и режима промывки. Диагностические задачи направлены на выявление осложнений: поглощений, флюидопроявлений, нарушений устойчивости стенок скважины, затяжек, посадок и прихватов инструмента.

Также в подразделе указано, что данные ГТИ формируются за счёт автоматической регистрации параметров датчиками на буровой, работы аппаратуры станции ГТИ, ручных измерений и расчётных показателей. Все эти сведения сопоставляются по времени и глубине, что позволяет связывать изменения технологических параметров с конкретными интервалами разреза [12–16, 20].

**Подраздел 2.2 «Виды осложнений, возникающих в процессе бурения нефтяных и газовых скважин»** содержит краткую характеристику основных осложнений при строительстве скважин. К ним относятся разрушение стенок скважины, поглощение бурового раствора, флюидопроявления, прихваты бурильного инструмента и неудовлетворительная очистка ствола.

В работе показано, что осложнения возникают под влиянием геологических и технологических причин. Геологические причины связаны с трещиноватостью, кавернозностью, повышенной проницаемостью пород, аномальными пластовыми давлениями и неустойчивостью стенок скважины. Технологические причины включают несоответствие параметров бурового раствора условиям разреза, нарушение режима промывки, недостаточную очистку ствола и ошибки при спуско-подъёмных операциях.

Особое внимание уделено роли ГТИ в выявлении осложнений. По материалам ГТИ осложнения диагностируются по изменению давления, расхода, механической скорости проходки, крутящего момента, уровня раствора в ёмкостях, выхода бурового раствора, газопоказаний и поведения инструмента. Это позволяет обнаруживать отклонения от нормального режима бурения и своевременно принимать технологические решения [7, 17, 18, 20].

**Подраздел 2.3 «Характеристика поглощения бурового раствора как одного из видов осложнений по данным ГТИ»** посвящён основному осложнению, рассматриваемому в практической части работы. Поглощение бурового раствора характеризуется как частичная или полная потеря циркуляции, при которой промывочная жидкость уходит из ствола скважины в проницаемый интервал пласта.

В подразделе отмечено, что поглощения чаще всего возникают при вскрытии трещиноватых, кавернозных или хорошо проницаемых пород. Такое осложнение ухудшает очистку забоя, снижает эффективность выноса шлама, нарушает циркуляцию и может создавать условия для затяжек, сальникообразования и прихватов бурильной колонны.

Для оценки поглощения в работе используются показатели абсолютной и относительной интенсивности. Абсолютная интенсивность определяется как объём потерянного раствора за единицу времени, а относительная показывает долю потерь от подачи бурового насоса. Эти показатели позволяют оценить степень развития осложнения и сопоставить его с фактическим режимом циркуляции.

По данным ГТИ основными признаками поглощения являются снижение уровня раствора в ёмкостях, уменьшение расхода на выходе, изменение давления, рост механической скорости проходки при вскрытии поглощающего интервала и ухудшение выноса шлама. Для предупреждения и ликвидации поглощений применяют регулирование параметров бурового раствора, снижение давления на пласт, введение наполнителей, кольматирующие составы и тампонажные материалы [2, 14, 17, 19].

### **Раздел 3 «Результаты исследования» содержит три подраздела.**

**Подраздел 3.1 «Исходные материалы и условия возникновения осложнения»** содержит характеристику материалов, использованных для анализа поглощения бурового раствора в скважине № 578р Восточно-Каменного месторождения.

Для исследования были использованы материалы ГТИ, представленные в приложениях А, Б, В и Г. По общей диаграмме ГТИ определено положение осложнённого интервала 1062–1070 м в геологическом разрезе. По интервальным диаграммам рейсов № 04 и № 05 установлены время, глубина, технологические параметры и последовательность работ при проявлении поглощения.

В работе показано, что фактические параметры бурового раствора в интервале 165–1247 м, где расположен осложнённый участок, в целом соответствовали проектным значениям. Плотность составляла 1,19–1,23 г/см<sup>3</sup> при плановом значении 1,21 г/см<sup>3</sup>, вязкость — 48–60 с АРІ при плановых 40–60 с АРІ, водоотдача — 3,8–5,8 см<sup>3</sup>/30 мин при допустимом значении не более 6 см<sup>3</sup>/30 мин.

На основании этого сделан вывод, что поглощение не связано с резким отклонением параметров бурового раствора от проектных значений. Основной причиной осложнения является литологическая неоднородность интервала и вскрытие более проницаемых песчаных разностей.

**Подраздел 3.2 «Проявление поглощения в рейсе № 04»** содержит анализ наиболее интенсивного эпизода осложнения.

В период рейса № 04 в интервале 1062–1068 м было зафиксировано поглощение бурового раствора. Основной эпизод зарегистрирован 15.07.2024 в интервале времени 16:35–16:48. В онлайн-рапорте указана интенсивность поглощения 36 м<sup>3</sup>/ч.

При бурении данного интервала отмечался рост механической скорости проходки до 42,0 м/ч. На предшествующем участке 1039–1063 м механическая скорость составляла 25,8 м/ч. Также зафиксировано изменение параметров циркуляции: при бурении интервала 1062–1068 м Рвх составляло 83,0 атм, Qвх — 40,0 л/с, тогда как на предыдущем участке Рвх составляло 86,0 атм, Qвх — 45,0 л/с.

При Qвх = 40 л/с, что соответствует 144 м<sup>3</sup>/ч, потери 36 м<sup>3</sup>/ч составили около 25 % подачи насоса. Это позволяет отнести данный эпизод к частичному поглощению с выраженным нарушением баланса циркуляции.

Дополнительно в период рейса № 04 были зафиксированы потери бурового раствора объёмом 6 м<sup>3</sup> при промывке в интервале 1063,7–1065,3 м. После проходки осложнённого участка при подъёме КНБК отмечено остаточное проявление поглощения с объёмом потерь 3 м<sup>3</sup>.

**Подраздел 3.3 «Продолжение проявления поглощения в рейсе № 05 и итоговая оценка осложнения»** содержит результаты анализа дальнейшего бурения интервала 1068–1070 м.

В период рейса № 05 при бурении интервала 1068–1070 м поглощение сохранилось, но его интенсивность снизилась. По данным фрагмента диаграммы ГТИ за 16.07.2024 19:45–20:05 интенсивность поглощения составляла до 3 м<sup>3</sup>/ч. Для этого участка зафиксированы параметры: Vмех = 4,8

м/ч,  $W_{\text{дол}} = 9,4$  т,  $P_{\text{вх}} = 29,0$  атм,  $Q_{\text{вх}} = 30,0$  л/с,  $N_{\text{рот}} = 55,0$  об/мин,  $M_{\text{рот}} = 4,1$  Тс·м.

При  $Q_{\text{вх}} = 30$  л/с, что соответствует  $108$  м<sup>3</sup>/ч, интенсивность поглощения до  $3$  м<sup>3</sup>/ч составила около  $2,8$  % подачи насоса. Это показывает снижение интенсивности осложнения по сравнению с эпизодом 15.07.2024.

При дальнейших работах в интервале  $1068$ – $1070$  м поглощение оценивалось до  $4,8$  м<sup>3</sup>/ч при объёме потерь  $2$  м<sup>3</sup>. В период промывки и прокачки кольматирующего ВУС интенсивность достигала  $9$  м<sup>3</sup>/ч при объёме потерь  $4,3$  м<sup>3</sup>. Для снижения приёмистости была выполнена промывка интервала  $1067$ – $1070$  м и прокачка кольматирующего ВУС объёмом  $6+5$  м<sup>3</sup>.

По литологическим данным осложнённый интервал связан с переходом от тёмно-серых глин с прослоями зеленовато-серого разномерного песчаника к буровато-серым и буровато-коричневым мелкозернистым песчаникам с прослоями серой плотной алевролитистой глины. Это подтверждает связь поглощения со вскрытием более проницаемого песчаного участка разреза.

В результате установлено, что осложнение в скважине № 578р развивалось по типу частичного поглощения. Наиболее интенсивно оно проявилось в интервале  $1062$ – $1068$  м, где интенсивность достигала  $36$  м<sup>3</sup>/ч. В интервале  $1068$ – $1070$  м поглощение сохранилось, но перешло в менее интенсивную форму. Выполненные кольматационные мероприятия снизили интенсивность потерь и позволили продолжить бурение ниже  $1070$  м.

**Заключение.** Выпускная квалификационная работа была посвящена оперативной диагностике осложнения, связанного с поглощением бурового раствора при бурении скважины № 578р Восточно-Каменного месторождения. В ходе работы были изучены основные виды осложнений при бурении, рассмотрены цели и задачи геолого-технологических исследований, дана геолого-геофизическая характеристика района работ и выполнен анализ материалов ГТИ по исследуемой скважине.

По результатам исследования установлено, что зона возникновения осложнения приурочена к интервалу 1062–1070 м. Наиболее интенсивное поглощение было зафиксировано при бурении интервала 1062–1068 м. По данным фрагмента диаграммы ГТИ за 15.07.2024 16:35–16:48 интенсивность потерь достигала 36 м<sup>3</sup>/ч. В этот период отмечались рост механической скорости проходки до 42,0 м/ч, изменение параметров циркуляции и прямая фиксация поглощения в онлайн-рапорте.

При дальнейшем бурении интервала 1068–1070 м поглощение сохранялось, но его интенсивность снизилась до 3 м<sup>3</sup>/ч. Это показывает, что после выполненных мероприятий осложнение не было полностью устранено, однако перешло в менее интенсивную форму. Дополнительно при подъёме КНБК было отмечено остаточное проявление поглощения с объёмом потерь 3 м<sup>3</sup>.

Литологическая привязка показала, что осложнённый интервал связан с переходом от глинистых пород к более проницаемым песчаным разностям. Фактические параметры бурового раствора в рассматриваемом интервале в целом соответствовали проектным значениям, поэтому основную причину поглощения следует связывать с геологическим строением разреза и повышенной приёмистостью вскрытого участка.

Выполненные мероприятия, включая проработку и расхаживание инструмента, промывки и кольматационные обработки, позволили снизить интенсивность потерь и продолжить бурение ниже 1070 м. Таким образом, по материалам ГТИ установлено, что осложнение в скважине № 578р развивалось по типу частичного поглощения, наиболее активно проявилось в интервале 1062–1068 м и затем сохранилось в ослабленной форме в интервале 1068–1070 м.