

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

Кафедра геофизики

**«Выявление поглощения в процессе бурения скважины №5
Левчуновского месторождения
АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ**

Студента 5 курса 531 группы
направления 21.03.01 – «Нефтегазовое дело»
профиль «Геолого-геофизический сервис»
геологического факультета
Крахмалева Алексея Александровича

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

подпись, дата

М.В. Калининкова

Зав. кафедрой
к.г.-м.н., доцент

подпись, дата

Е. Н. Волкова

Саратов 2026

Введение. Данная бакалаврская работа посвящена оперативной диагностике поглощения бурового раствора в процессе бурения поисково-оценочной скважины. Осложнения при бурении остаются одной из основных причин увеличения сроков строительства и удорожания работ. Согласно данным промышленной статистики, до 30–40% непроизводительного времени (НПВ) при строительстве глубоких скважин связано с ликвидацией последствий поглощений и связанных с ними прихватов.

К числу наиболее распространённых осложнений относится поглощение бурового раствора, возникающее при вскрытии интервалов с повышенной трещиноватостью, кавернозностью или развитой проницаемостью. Потери циркуляции ухудшают вынос шлама, снижают эффективность очистки забоя, повышают риск дифференциальных прихватов и осложняют интерпретацию газогеохимических и литологических данных. Особую опасность поглощения представляют при бурении на депрессии, когда снижение уровня раствора может спровоцировать газонефтеводопроявление из вышележащих горизонтов.

Поэтому оперативная диагностика поглощений по данным геолого-технологических исследований (ГТИ) является практической задачей, влияющей на безопасность и эффективность бурения. Современные станции ГТИ, такие как использованная на объекте «ИМС-12», позволяют фиксировать дисбаланс между расходом на входе и выходе с точностью до 0,1–0,5 м³/ч, что даёт возможность выявлять начинающиеся поглощения на ранней стадии.

Целью работы является повышение эффективности проводки и сокращение сроков строительства скважины №5 Левчуновского месторождения на основе оперативной информации, получаемой в процессе бурения, с акцентом на выявление признаков поглощения бурового раствора.

Объектом исследования является процесс бурения поисково-оценочной скважины №5 Левчуновского месторождения (Волгоградская область).

Предмет исследования – проявления поглощений бурового раствора и их связь с режимными параметрами бурения (осевая нагрузка, крутящий момент, механическая скорость) и литологическими характеристиками пошламу в интервале 1049,0–1063,83 м.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

дать геолого-геофизическую характеристику района работ на основе фондовых материалов и отчета по бурению;

изучить возможности предупреждения осложнений методами ГТИ с анализом проектных мер;

рассмотреть приборный комплекс и методику проведения ГТИ на объекте (станция «ИМС-12», дегазатор «Активный», хроматограф «Хромопласт»);

провести интерпретацию технологических данных ГТИ по скважине №5 для оперативного выявления признаков поглощения бурового раствора в реальном времени.

Методической основой работы является комплексный анализ материалов станции ГТИ, включающий обработку хронометража, оценку параметров циркуляции и механики бурения, интерпретацию газовых данных и сопоставление с литологическими признаками пошламу с глубинной привязкой.

Практическая значимость работы состоит в формировании обоснованной схемы выделения интервалов потерь циркуляции по данным ГТИ, пригодной для оперативного сопровождения бурения и подготовки отчётных материалов.

Выпускная квалификационная работа включает введение, три раздела (геолого-промысловая характеристика скважины № 5 Левчуновской площади, методика исследования, результаты исследования), заключение и список использованных источников (22 наименования) и приложений с копиями диаграмм ГТИ.

Основное содержание работы. Раздел 1 «Геолого-промысловая характеристика скважины №5 Левчуновской площади» содержит четыре подраздела.

Подраздел 1.1 «Общие сведения о скважине №5 и районе работ» содержит физико-географическое и координатное описание района. Скважина расположена на территории Волгоградской области в пределах Левчуновского лицензионного участка. Координаты устья: X = 5548726,56; Y = 545104,3 (система ГСК-2011). Скважина имеет вертикальный профиль, проектную глубину 4910 м по стволу (4820 м по вертикали) и предназначена для поиска и оценки залежей углеводородов в евланово-ливенском горизонте верхнего девона (D₃ ev-iv). Буровая установка – ZJ50DBS с применением роторного и турбинного способов (ВЗД-172, ВЗД-240). Плановый цикл строительства – 138,57 суток.

Подраздел 1.2 «Литолого-стратиграфическая характеристика» содержит детальное описание разреза от четвертичных отложений (0–155 м) до верхнего девона (4268–4820 м). Выделены:

четвертичная и палеогеновая системы (0–155 м): суглинки, супеси, глины;

меловая система (155–680 м): глины, мергели, песчаники, коэффициент кавернозности до 1,40;

юрская система (680–905 м): глины слюдистые, алевролиты;

триасовая система (905–1115 м): пестроцветные глины, кварцевые песчаники;

пермская система (1115–2485 м): ангидриты, доломиты, каменная соль (кунгурский ярус мощностью 863 м);

каменноугольная система (2485–4268 м): известняки органогенные, кавернозные, аргиллиты;

девонская система (4268–4820 м): известняки массивные, битуминозные, доломиты.

Продуктивные интервалы приурочены к бобриковскому (C_1 bb, 4109–4115 м, дебит 122 м³/сут), кизеловскому (C_1 kz, 4126–4135 м, дебит 24 м³/сут), черепетскому (C_1 чг, 4158–4163 м, дебит 160 м³/сут) и евлановско-ливленскому (D_3 ev-iv, 4513–4733 м, дебит 237,5 м³/сут) горизонтам.

Подраздел 1.3 «Тектоника» показывает, что Левчуновская площадь приурочена к западному борту Прикаспийской синеклизы в зоне сочленения с Воронежской антеклизой. Элементы залегания пластов – практически горизонтальные (углы падения близки к 0°). Кунгурский ярус (каменная соль, ангидриты) выступает региональным флюидоупором. Аномально высокие пластовые давления в отдельных пропластках кунгура указывают на микротектоническую изолированность линз.

Подраздел 1.4 «Нефтегазоносность» описывает многопластовый характер продуктивности. В кунгурском ярусе (1725–1750 м) – газовая залежь с содержанием H_2S до 1,7%. В бобриковском горизонте нефть плотностью 824 кг/м³ (после дегазации), газовый фактор 216 м³/м³. В черепетском горизонте подвижность нефти 0,0786 мкм²/(м·Па·с). В евлановско-ливленском горизонте максимальная подвижность – 0,64 мкм²/(м·Па·с), пластовое давление 58,2 МПа, температура 116°С.

Раздел 2 «Методика исследования» содержит три подраздела.

Подраздел 2.1 «Цели, задачи ГТИ, информационно-измерительная система» описывает назначение ГТИ при строительстве скважины №5. Исследования выполнялись станцией «ИМС-12» (программный комплекс «DTCIS») с регистрацией:

технологических параметров: вес на крюке, нагрузка на долото, давление на манифольде, расход на входе/выходе, крутящий момент, частота вращения ротора;

механических показателей: механическая скорость проходки (ROP), осевая нагрузка;

газового каротажа: суммарное газосодержание (TG) и компонентный состав C_1 – C_5 (метан, этан, пропан, бутан, пентан);

параметров бурового раствора: плотность, вязкость, водоотдача, рН, содержание песка, температура на входе и выходе.

Подраздел 2.2 «Комплекс ГТИ: методы, методики и приборный комплекс» содержит характеристику применённого оборудования:

датчики осевой нагрузки и крутящего момента (тензометрические);

датчики давления на стояке и в манифольде (пьезорезистивные);

ультразвуковые расходомеры на выходе и электромагнитные на входе;

дегазатор «Активный партия №5» для непрерывного отбора газа из раствора;

хроматограф «Хромопласт» для анализа $C_1 - C_5$ с дискретностью 1–2 минуты;

блок регистрации и архивирования данных с формированием глубинных диаграмм масштаба 1:1 и 1:5.

Контролируются также литологические признаки по шламу (цвет, структура, включения, гранулометрия, люминесценция) и реологические свойства раствора.

Подраздел 2.3 «Характеристика поглощения бурового раствора» описывает физическую природу поглощений как превышение гидростатического и гидродинамического давления (эквивалентной циркуляционной плотности, ЭЦП) над давлением поглощения пласта.

Поглощения классифицируются:

малоинтенсивные (1–5 м³/ч) – фильтрационные потери, купируются коррекцией реологии;

средние (5–20 м³/ч) – вскрытие высокопроницаемых зон или мелких трещин;

катастрофические (>20 м³/ч, полная потеря циркуляции) – падение уровня, риск ГНВП и прихватов.

Диагностика по данным ГТИ основана на:

балансе потока: $Q_{вх} - Q_{вых} > 0$;

падении уровня в приёмных емкостях (V общ снижается);

снижении давления на манифольде (уменьшение гидростатического напора);

косвенных признаках: рост механической скорости при вскрытии каверн, колебания крутящего момента.

Проектные меры предупреждения включают ограничение расхода насосов, контроль ЭЦП, применение кольматантов (древесная мука, слюда) и закачку вязко-упругих составов (ВУС).

Раздел 3. Результаты исследования

Раздел содержит анализ интервала 1049,0–1063,83 м скважины №5 Левчуновского месторождения, в котором было зафиксировано частичное поглощение бурового раствора.

Подраздел 3.1 «Анализ проведения ГТИ при строительстве скважины №5»

Конструкция скважины №5 включает кондуктор диаметром 426 мм (глубина спуска 162,41 м), первую промежуточную колонну 323,9 мм (1244,98 м), вторую промежуточную колонну 244,5 мм (2173,58 м), эксплуатационную колонну 177,8 мм (4600 м) и хвостовик 127 мм (4350–4905 м). Фактическая глубина по стволу – 4910 м.

Бурение сопровождалось комплексным мониторингом технологических параметров и непрерывным газовым анализом. Станция ГТИ «ИМС-12» обеспечивала регистрацию данных с дискретностью 1 минута. Вертикальная и горизонтальная проекции траектории скважины свидетельствуют о выдержанном профиле.

Подраздел 3.2 «Исходные данные по бурению скважины №5 и оценка качества результатов ГТИ»

Фактические значения параметров бурового раствора (плотность, вязкость, водоотдача) находились в пределах проектных допусков. Плотность раствора варьировалась от 1,04 до 1,26 г/см³ в зависимости от интервала бурения. Давление на манифольде, нагрузка на долото и механическая скорость регистрировались с высокой степенью достоверности. Качество регистрации данных ГТИ признано соответствующим нормативным требованиям (ГОСТ Р 53375-2016).

Подраздел 3.3 «Анализ поглощений по данным ГТИ»

В интервале 1049,0–1063,83 м при бурении ротором было зафиксировано изменение гидравлических параметров. В период с 12:18 до 12:51 при нахождении забоя в указанном интервале проявилось частичное поглощение бурового раствора.

Технологические параметры в момент фиксации осложнения: расход на входе $Q_{вх} = 45$ л/с, расход на выходе снизился до 37 л/с. Крутящий момент на роторе вырос с 4,78 до 8,55 кН·м. Механическая скорость проходки увеличилась с 28,22 до 38,8 м/ч. Датчики уровня в приёмных ёмкостях зафиксировали падение суммарного объёма. Интенсивность поглощения в пиковый момент составила 42 м³/ч.

Литологически интервал представлен отложениями с высокими фильтрационно-емкостными свойствами, где эквивалентная циркуляционная плотность превысила давление поглощения.

Важным аспектом анализа явился мониторинг косвенных признаков. Рост механической скорости коррелировал с вскрытием зон повышенной пористости. После фиксации падения уровня раствора буровой бригадой были предприняты меры по стабилизации: в 12:53 начата промывка, затем закачка кольматирующей пачки.

Детальное рассмотрение диаграммы масштаба «1 минута» позволило выделить фазу стабилизации. В 12:53 после достижения глубины 1063,83 м бурение прекращено, переход на промывку. На графике это отразилось

стабилизацией расхода на выходе и выравниванием дифференциального давления.

Особое внимание уделено газовому каротажу в процессе поглощения. Кривые суммарного газосодержания (TG) и компонентного состава ($C_1 - C_5$) сохраняли фоновые значения, не превышающие 0,05–0,1%. Отсутствие корреляции между уходом раствора и ростом газопоказаний подтвердило, что поглощение не спровоцировало приток флюида из смежных пластов.

Зафиксированное поглощение интенсивностью 42 м³/ч классифицируется как средней степени тяжести. После закачки вязкоупругих составов и кольматантов поглощение было успешно локализовано, что подтверждается стабилизацией объёма в 15:25 и возможностью продолжения работ по углублению скважины.

Обобщая данные анализа за весь период строительства, можно сделать вывод, что зоны поглощения на Левчуновской площади имеют преимущественно поровую и порово-трещинную природу. Информативность системы ГТИ позволила не только зафиксировать факт осложнения, но и оценить его интенсивность в динамике. Своевременное обнаружение снижения расхода на выходе на 5–10% от номинального предотвратило развитие поглощения до катастрофических масштабов.

Заключение. По материалам станции геолого-технологических исследований выполнен анализ интервала поглощения в скважине №5 Левчуновского месторождения. Установлено, что наиболее опасными интервалами являются зоны контакта разнородных по литологии пластов и интервалы с аномально низкими градиентами давлений в терригенном и карбонатном комплексах.

Зафиксированное поглощение интенсивностью 42 м³/ч в интервале 1049,0–1063,83 м классифицируется как осложнение средней степени тяжести, близкое к катастрофическому. Своевременное обнаружение (снижение расхода на выходе на 5–10% от номинального, падение уровня в

емкостях, рост крутящего момента) позволило предотвратить полную потерю циркуляции и связанные с ней прихваты бурильного инструмента.

Полученные результаты показывают, что оперативная диагностика поглощений по данным ГТИ должна выполняться комплексно, с учётом:

хронометража и последовательности операций;

баланса потока ($Q_{вх} - Q_{вых}$) и уровня в емкостях;

механических параметров бурения (нагрузка, крутящий момент, механическая скорость);

газгеохимических показателей ($TG, C_1 - C_5$) для исключения сопутствующего ГНВП;

литологии шлама для привязки к типу коллектора.

Такой подход обеспечивает надёжный контроль целостности ствола скважины и позволяет минимизировать непроизводительное время (НПВ) на борьбу с осложнениями. Рекомендуется для практического применения при бурении поисково-оценочных и разведочных скважин на территориях со сложным геологическим строением.