

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

Кафедра геофизики

**«Оперативная диагностика поглощения бурового раствора в процессе  
бурения Таловского месторождения)»**

**АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ**

Студента 5 курса 532 группы  
направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
профиль «Геолого-геофизический сервис»  
геологического факультета  
Овчухова Ильи Юрьевича

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

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Головин Б. А.

Зав. кафедрой  
к.г.-м.н., доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Волкова Е. Н.

Саратов 2026

**Введение.** Осложнения при бурении поисково-оценочных скважин остаются одной из основных причин увеличения сроков строительства и удорожания работ. К числу наиболее распространённых осложнений относится поглощение бурового раствора, возникающее при вскрытии интервалов с повышенной трещиноватостью, кавернозностью или развитой проницаемостью. Потери циркуляции приводят к ухудшению выноса шлама, снижению эффективности очистки забоя, росту риска прихватов и осложняют интерпретацию газогеохимических и литологических данных. Поэтому оперативная диагностика поглощений и оценка условий их проявления по данным геолого-технологических исследований являются практической задачей, напрямую влияющей на безопасность и эффективность бурения.

**Целью** работы является ранняя диагностика поглощения бурового раствора и анализ причин его возникновения при вскрытии отложений прикамского горизонта среднего отдела каменноугольной системы (С2рк) в поисково-оценочной скважине №6 Таловского месторождения в процессе бурения.

**Объектом исследования** является скважины №6 Таловского месторождения.

**Предмет исследования** — проявления поглощений бурового раствора и их связь с режимными параметрами бурения, газовыми показателями (хроматография С1–С5, суммарная газонасыщенность) и литологическими характеристиками по шламу в интервале 3635–3750 м залегания отложений прикамского горизонта среднего отдела каменноугольной системы (С2рк).

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие **задачи:**

- изучить геолого-геофизическую характеристику месторождения
- охарактеризовать методику проведения ГТИ на Таловском месторождении;
- выполнить подбор и привязку исходных материалов ГТИ;
- выделить интервал поглощения в процессе бурения скважины №6;

— проанализировать режимные параметры бурения в интервалах потери циркуляции;

— оценить газогеохимические особенности интервала поглощения по данным хроматографии и суммарной газонасыщенности;

— выявить литологическую приуроченность интервала поглощения к исследуемому литолого-стратиграфическому комплексу (ЛСК)

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 по шламу.

Выпускная квалификационная работа состоит из введения, трех разделов: «Геолого-геофизическая характеристика района работ», «Методика геолого-технологических исследований на Таловском месторождении», «Результаты исследования», а также заключения, списка литературы и приложений. Общий объем работы составляет 48 страниц.

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

**Подраздел 1.1 «Общие сведения по Таловскому месторождению»** содержит физико-географическое описание территории, в пределах которой расположено изучаемое месторождение. Таловское месторождение в административном отношении находится в Камышинском районе Волгоградской области. Поисково-оценочная скважина № 6 Таловская расположена в 8 км от с. Антиповка и в 30 км от г. Камышин. В 4 км от проектируемой скважины проходит федеральная автомобильная дорога Р-228 «Сызрань — Саратов — Волгоград».

Район работ приурочен к степной части Волгоградской области в зоне правобережья Волги. Климат района континентальный: зима продолжительная и холодная, лето тёплое и сравнительно сухое. Природные и климатические условия учитываются при организации работ на буровой площадке, завозе материалов и обеспечении устойчивой работы оборудования

станции ГТИ.

**Подраздел 1.2 «Литолого-стратиграфическая характеристика разреза»** содержит описание геологического строения Таловского месторождения. Геологический разрез в интервале 0–4770 м представлен осадочными отложениями мезозойско-кайнозойского и палеозойского возраста, вскрытыми поисково-оценочной скважиной № 6.

В разрезе выделяются девонские, каменноугольные, пермские, триасовые, юрские и меловые отложения. Основное внимание в работе уделено отложениям каменноугольной системы, так как исследуемый интервал 3635–3750 м приурочен к прикамскому горизонту среднего отдела каменноугольной системы. Прикамский горизонт сложен преимущественно известняками серыми микрозернистыми, в верхней части оолитовыми, что важно учитывать при анализе условий возникновения поглощения бурового раствора.

**Подраздел 1.3 «Тектоника»** содержит описание тектонических особенностей района работ. В региональном тектоническом плане Таловское месторождение расположено на юго-восточном склоне Воронежской антеклизы, при этом крайняя юго-восточная часть территории относится к зоне Прикаспийской синеклизы. Сочленение этих структур связано с флексурно-разрывной зоной, а по поверхности фундамента бортовому уступу соответствует Волгоградский глубинный разлом.

Главными тектоническими элементами района являются Доно-Медведицкий прогиб и Приволжский мегавал. На площади района работ располагается Чухонастасьевско-Липовский сложный вал, в составе которого выделяются Уметовская и Южно-Уметская зоны поднятий. Восточная граница этих зон контролируется Иловлинской флексурой.

**Подраздел 1.4 «Нефтегазоносность»** содержит описание нефтегазоносности района работ. Таловское месторождение расположено в пределах Волгоградской области в зоне сочленения юго-восточного склона Воронежской антеклизы и Прикаспийской синеклизы. В пределах области

выделяется Коробковско-Камышинский нефтегазодобывающий район, включающий Камышинское, Петроввальское, Чухонастовское, Восточно-Умётовское и другие месторождения.

Нефтегазоносность района связана с несколькими нефтегазоносными комплексами пород. В пределах Волгоградской области выделяются терригенные, карбонатно-терригенные и карбонатные комплексы, которые формируют потенциальные коллекторы и продуктивные интервалы. Нефтегазоносность Таловской площади обусловлена сочетанием структурных ловушек, экранирования по разрывным нарушениям и литологическим замещениям, а также наличием надёжных покрышек.

**Раздел 2 «Методика геолого-технологических исследований на Таловском месторождении»** содержит четыре подраздела.

Подраздел 2.1 «Цели и задачи геолого-технологических исследований» содержит описание назначения ГТИ при строительстве поисково-оценочной скважины № 6 Таловской. Геолого-технологические исследования выполнялись для получения оперативной информации о строении разреза, свойствах вскрываемых пород, признаках нефтегазоносности, а также для контроля режима бурения и своевременного выявления осложнений.

К основным задачам ГТИ относились: непрерывная регистрация технологических параметров бурения, контроль механических параметров, литологическое описание шлама, контроль газового фактора, мониторинг свойств бурового раствора, выявление признаков осложнений и формирование массива данных для последующей обработки и интерпретации [5].

Подраздел 2.2 «Комплекс геолого-технологических исследований: методы, методики и приборный комплекс» содержит характеристику комплекса ГТИ, применённого при бурении скважины № 6. Исследования выполнялись в непрерывном режиме и включали регистрацию технологических параметров бурения, контроль газовых показателей, литологическое описание пород по шламу, контроль свойств бурового

раствора и анализ механического состояния бурильной колонны.

В процессе бурения контролировались следующие группы параметров:

- технологические параметры бурения;
- газовые показатели;
- физико-химические свойства бурового раствора;
- литологические признаки пород по шламу;
- параметры, отражающие механическое состояние бурильной колонны

и устойчивость стенок ствола [6].

Регистрация данных выполнялась с использованием станции геолого-технологических исследований. Приборный комплекс включал датчики осевой нагрузки и крутящего момента, датчики давления и расхода бурового раствора, средства контроля параметров раствора, дегазационную установку и газоаналитическое оборудование.

Подраздел 2.3 «Контроль параметров бурового раствора и газа. Обработка и интерпретация данных ГТИ» содержит описание контроля бурового раствора и газового фактора. В процессе бурения скважины № 6 определялись плотность, условная и пластическая вязкость, водоотдача, толщина фильтрационной корки, содержание твёрдой фазы и песка, значение рН, минерализация, содержание ионов кальция и калия, а также смазочные свойства раствора [7].

Газовый контроль осуществлялся методом непрерывного отбора бурового раствора с последующей дегазацией и анализом выделяющегося газа. На станции ГТИ регистрировались общая газопоказательность, содержание углеводородных фракций  $C_1$ – $C_5$ , коэффициент жирности газа, форма и динамика газовых аномалий.

Обработка данных включала фильтрацию случайных выбросов, сглаживание параметров, автоматическую привязку к глубине и формирование глубинных диаграмм. Интерпретация выполнялась на основе комплексного анализа механических параметров бурения, газовых показателей, свойств бурового раствора, литологических характеристик по

шламу, конструкции и траектории скважины [8].

Подраздел 2.4 «Исходные материалы ГТИ и привязка данных для анализа поглощений» содержит описание материалов, использованных для выявления осложнений типа «поглощение» в интервале 3635–3750 м. В работе использовались хронометраж, технологические параметры бурения, газовый контроль бурового раствора, хроматография  $C_1$ – $C_5$  и литологическое описание шлама. Привязка данных выполнена по глубине с последующим сопоставлением, как показано на рисунке 3.

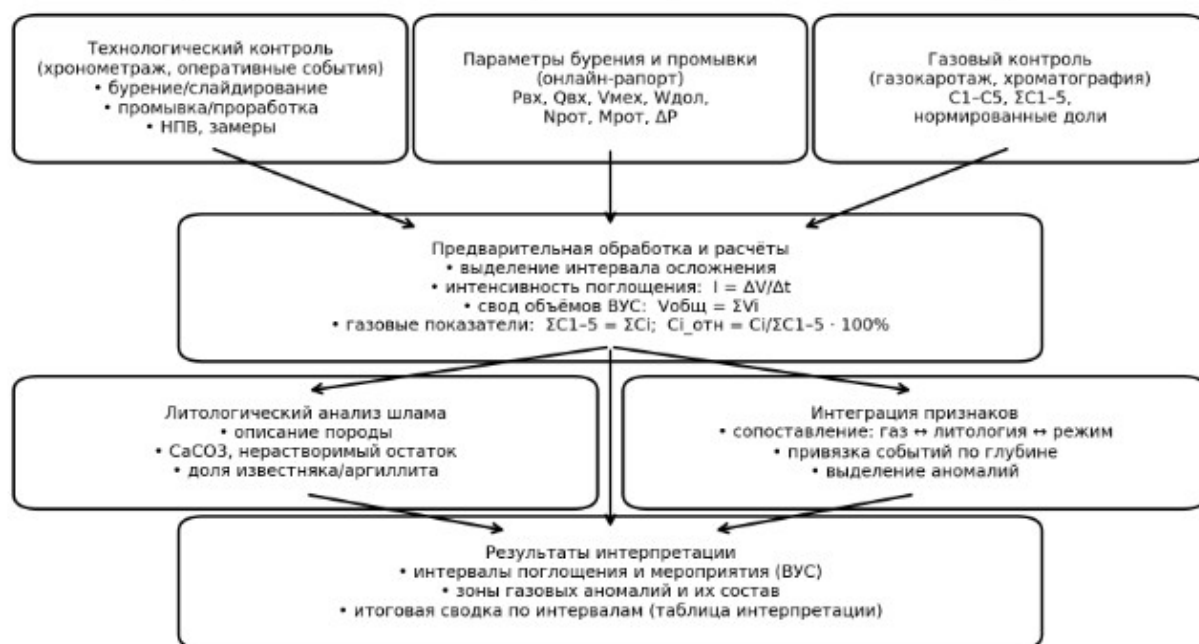


Рисунок 3 — Схема комплекса данных ГТИ, использованного в исследовании

Хронометраж рассматривался как первичный документ, фиксирующий последовательность операций и осложнений при бурении. По нему выделялись интервалы бурения, промывки, проработки, технологические паузы, поглощения, прокачки ВУС, а также эпизоды затяжек и посадок.

Осложнение «поглощение бурового раствора» диагностировалось по технологическим признакам и прямым записям в хронометраже. Основным количественным показателем являлась интенсивность поглощения, определяемая по формуле 1 :

$$I = \frac{\Delta V}{\Delta t}, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (1)$$

где  $\Delta V$  — объём потерь или долива,  $\Delta t$  — время, за которое зафиксирована потеря или долив.

Для анализа мероприятий по снижению потерь учитывался суммарный объём волокнисто-уплотняющей смеси по формуле 2:

$$V_{\text{ВУС, общ}} = \sum_{i=1}^n V_i \quad (2)$$

где  $V_i$  — объём отдельной прокачки ВУС.

Газовый контроль использовался для выделения газонасыщенных интервалов. Суммарная газонасыщенность рассчитывалась по формуле 3:

$$\sum C_{1-5} = C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5, \text{ см}^3/\text{л} \quad (3)$$

Нормированные доли компонентов определялись по выражению 4:

$$C_i = \frac{C_i}{\sum C_{1-5}} * 100\%, i = 1 \dots 5 \quad (4)$$

где  $C_i$  — содержание отдельной углеводородной фракции.

Комплексная интерпретация выполнялась путём сопоставления хронометража, режима бурения, газогеохимических показателей и литологии шлама. Основными диагностическими сочетаниями являлись: поглощение с газовой аномалией, поглощение без выраженного газового отклика и газовая аномалия без фиксации потерь бурового раствора. Такая методика позволила обосновать выделение интервалов потерь циркуляции и перейти к фактическому анализу исследуемого интервала в третьем разделе.

**Раздел 3 «Результаты исследования»** содержит анализ интервала 3635–3750 м поисково-оценочной скважины № 6 Таловского месторождения. Рассматриваемый интервал приурочен к карбонатным отложениям прикамского горизонта среднего отдела каменноугольной системы  $S_{2pk}$ .

В работе использовались материалы станции ГТИ: хронометраж, диаграммы режимных параметров бурения, данные газового контроля, хроматография бурового раствора  $C_1$ – $C_5$  и литологическое описание шлама.

По данным хронометража в интервале 3635–3750 м выделены два

основных эпизода поглощения бурового раствора: на глубинах 3648 м и 3700 м. После фиксации потерь выполнялись прокачки волокнисто-уплотняющей смеси. Суммарный объём ВУС в пределах исследуемого интервала составил 54 м<sup>3</sup>.

При анализе режимных параметров установлено, что первый эпизод поглощения на глубине 3648 м был зафиксирован при бурении ротором, а второй эпизод на глубине 3700 м — при слайдировании. Это показывает, что потери циркуляции проявлялись при разных условиях бурения.

По данным хроматографии бурового раствора выделены две зоны повышенных газопоказаний метанового характера: 3647–3648 м и 3683–3687 м. Максимальное значение суммарной газонасыщенности отмечено на глубине 3684 м и составило 0,6051 см<sup>3</sup>/л. На глубине 3700 м газовые показатели находились на фоновом уровне.

Литологическое описание шлама показало, что исследуемый интервал сложен преимущественно карбонатными породами. В составе шлама преобладают известняки, содержание CaCO<sub>3</sub> составляет около 80–90 %, местами отмечаются глинистые примеси.

В результате комплексного анализа установлено, что на глубине 3648 м поглощение практически совпадает с газовой аномалией, что может указывать на локально разуплотнённый участок карбонатных пород при наличии газонасыщенности. На глубине 3700 м поглощение отмечено при фоновом уровне газа, что может соответствовать поглощающей зоне без выраженного газосодержания. Дополнительно в районе 3693 м по хронометражу отмечена затяжка и последующее освобождение КНБК, что подтверждает осложнённый характер исследуемого интервала.

**Заключение.** По материалам станции геолого-технологических исследований выполнен анализ интервала 3635–3750 м поисково-оценочной скважины №6 Таловского месторождения, характеризующегося осложнениями типа «поглощение бурового раствора». На основе хронометража и режимных параметров бурения выделены два основных

эпизода потерь циркуляции: на глубинах 3648 м и 3700 м с интенсивностями 6,0 и 6,8 м<sup>3</sup>/ч соответственно.

В качестве технологического реагирования в рассматриваемом интервале проводились прокачки волокнисто-уплотняющей смеси. Суммарный объём ВУС составил 54 м<sup>3</sup>, при этом прокачки выполнялись как после фиксации потерь, так и профилактически при проработках и промывках. Дополнительно в районе 3693 м по данным хронометража отмечено осложнение по состоянию инструмента (затяжка и последующее освобождение КНБК), что косвенно указывает на неблагоприятные условия в карбонатном интервале.

По данным газового контроля выявлены зоны повышенных газопоказаний метанового характера в интервалах 3647–3648 м и 3683–3687 м. Совмещение газового отклика и эпизода поглощения на глубине 3648 м интерпретируется как проявление разуплотнённого участка карбонатных пород (трещиноватость /кавернозность) при наличии газонасыщенности. Поглощение на глубине 3700 м при фоновом уровне газопоказаний может соответствовать преимущественно поглощающей зоне без выраженного газосодержания либо ситуации, когда газовый эффект нивелируется условиями циркуляции.

Полученные результаты подтверждают эффективность комплексного подхода к диагностике поглощений по данным ГТИ и демонстрируют информативность совместного анализа хронометража, режимных параметров бурения, газогеохимических показателей и литологических данных по шламу при обосновании интервалов осложнений.