

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

Кафедра геофизики

**«Выявление зон поглощения промывочной жидкости в карбонатных
отложениях нижней перми и верхнего карбона (на примере скважины
№3 Смеловского месторождения)»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студента 4 курса 431 группы очной формы обучения
геологического факультета
по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Геолого-геофизический сервис»
Абдурахманов Набижон Оллаер угли

Научный руководитель
кандидат геол.-мин.наук, доцент

подпись, дата

М.В. Калининкова

Зав. кафедрой

кандидат геол.-мин.наук, доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2025

Введение.Одной из актуальных проблем в области борьбы с осложнениями в процессе бурения нефтяных и газовых скважин является прогнозирование зон поглощения. Создание различных методов по прогнозированию зон поглощения необходимо прежде всего для совершенствования конструкций скважин, выбора мероприятий по предупреждению и ликвидации поглощения, в том числе способа обработки бурового раствора при вскрытии зоны поглощения, вида наполнителей, способа проведения изоляционных работ и т. д.

В настоящее время при прогнозировании показателей, характеризующих степень интенсивности поглощения при бурении проектируемой скважины, ориентируются на характер аналогичных осложнений в уже пробуренных поблизости скважинах. Однако установить закономерность возникновения поглощения в трещиноватых породах очень сложно. Часто бурение второго или третьего ствола скважины проходит без осложнений, хотя первый ствол приходится ликвидировать из-за наличия шести-семи зон поглощения и бесполезности работ по их изоляции.

Наибольшие затраты времени и средств приходится на борьбу с поглощениями в трещиноватых коллекторах. На возникновение зон поглощения в трещиноватых коллекторах основное влияние оказывают геологические факторы: особенности строения структуры, тип поглощающего пласта, его толщина и глубина залегания, форма строения поглощающих каналов и величина их раскрытия, пластовое давление и т. д.

Вследствие этого при прогнозировании зон поглощения можно исходить из определенных геологических признаков строения разбуриваемой структуры, к числу которых могут быть отнесены форма структуры, величины гипсометрических отметок и толщины пластов, наличие тектонических нарушений, особенности формирования структуры и др.

Задача предупреждения катастрофических поглощений бурового раствора в процессе бурения скважины состоит в раннем обнаружении начавшегося поглощения и своевременной его ликвидации.

Поглощения буровых растворов обеспечиваются наличием пор, каналов, трещин, пустот в проходимых скважиной породах и (или) недостаточной устойчивостью (сопротивляемостью) пород к давлению столба жидкости в скважине.

Для определения влияния геологических факторов на возникновение поглощений в данной работе рассмотрено геологическое Смеловской площади Саратовского Поволжья, для которой характерно наличие нескольких зон поглощения.

Основные поглощающие пласты приурочены к интервалам залегания следующих стратиграфических подразделений:

I - нижняя пермь

II - верхний карбон;

Объектом исследования являлось скважина №3 Смеловского месторождения расположенная в Энгельском районе Саратовской области. На скважине проводились геолого-технологические исследования в процессе бурения, направленные на обеспечение безаварийной проводки скважин и оптимизацию режима бурения.

Цель работы состояла в изучение методики прогнозирования и выявления зон поглощения промывочной жидкости по данным ГТИ в процессе бурения нефтегазовых скважин на примере геологических условий Степновского сложного вола.

Задачи, поставленные в данной работе:

- изучить геолого-геофизическую характеристику района работ;

- дать классификацию осложнениям, имеющим место в бурящейся скважине;
- охарактеризовать причины поглощений жидкостей в скважинах;
- рассмотреть методы выявления поглощения жидкости в бурящихся скважинах;
- описать приборы, используемые для выявления поглощения жидкостей в скважинах;
- выявить поглощения промывочной жидкости в процессе бурения нефтегазовой скважины №3 Смеловская.

Выпускная квалификационная работа состоит из введения, четырех разделов:

ВВЕДЕНИЕ

1.1	Геолого-геофизическая характеристика района работ
1.2	Литолого-стратиграфическая характеристика разреза
1.3	Тектоника
1.4	Нефтегазоносность

Методы исследования при установившихся режимах течения жидкости

2.3	Геофизические методы исследования поглощающих пластов
-----	---

3	Приборы, используемые для выявления поглощения жидкостей в скважинах
---	--

4	Результаты исследования
---	-------------------------

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ и приложения.

Основное содержание работы **Раздел 1 Геолого-геофизическая характеристика района работ**

- 1.1 Общие сведения о Смеловском месторождении содержит четыре подраздела

Первый подраздел 1.1 Общие сведения о Смеловском месторождения
Исследуемое в работе Смеловское месторождение расположено в
Энгельском районе Саратовской области в 40 км к юго-востоку от города

Энгельс, в двух километрах к юго-западу от Березовского месторождения в пределах Ровенского лицензионного участка.

Во втором подразделе 1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В геологическом строении Смеловской площади принимают участие палеозойские, мезозойские и кайнозойские отложения.

Стратиграфическое описание дается на основании данных бурения поисковых скважин № 35, 36, 37, 38, 39 Ровенских (по проекту на бурение - Февральских), № 1, 3, 4, 5, 6, 7 Лукяновского месторождения, № 1,2 Западно-Лукяновской площади, №1,3 Смеловской площади.

Комплекс пород расчленен в соответствии с унифицированными схемами стратиграфии и исследованиями керна из этих скважин. При стратиграфическом расчленении были уточнены данные каротажных диаграмм. Описание отложений производится снизу-вверх, т.е. в порядке осадконакопления.

В третьем подразделе 1.3 Тектоника приведены данные о

тектоническом отношении Смеловская структура расположена в западной части предбортовой зоны Прикаспийской впадины, на территории Волжского палеопрогиба в зоне сочленения Золотовско-Каменской приподнятой зоны и Степновского сложного вала как показано на рисунке 3.

Волжский палеопрогиб образован вместе с Уметовско-Линевской палеовпадиной в начале среднефранского времени, когда граница Прикаспийского бассейна проходила по южному склону Каменской структурной террасы и Степновского сложного вала. Формирование Волжского прогиба, как и Уметовско-Линевской впадины, связано с недокомпенсацией прогибания карбонатными и терригенно-карбонатными осадками, в результате чего в начале среднефранского времени на большей

части площади прогиба отложились карбонатно-кремнистые относительно глубоководные породы толщиной 50-100 м.

В четвертом подраздел 1.4 «Нефтегазоносность» содержится информация о рассматриваемой части бортовой зоны Прикаспийской впадины установлена промышленная нефтегазоносность данково-лебедянских, малевско-заволжских, радаевских, черемшано-прикамских, сакмаро-артинских осадков [6,7, 8].

Коллекторами в девонской терригенной толще являются песчано-алевролитовые породы, часто окварцованные, переслаивающиеся с пропластками плотных, непроницаемых глинисто-аргиллитовых пород. Тип коллекторов поровотрещиноватые и гранулярные.

Газоконденсатные залежи установлены в воробьевском, ардатовском и палийском горизонтах.

Общая толща песчаных коллекторов воробьевского горизонта изменяется от 25м до 38.8м, а эффективная от 5,3 до 11,7м, проницаемость по материалам исследования скважин 8,32 миллиарди. Дебиты газа 5-104 тыс м³/сут. При пластовом давлении 550 атм.

Раздел 2 Методика исследования

Подраздел 2.1 Характеристика осложнений, связанных с поглощением жидкостей в скважинах содержит 3 подраздела.

Осложнение - это замедление (приостановление) непрерывного цикла буровых работ, вызванное влиянием природных и/или геологических факторов. Различают следующие основные типы осложнений: 1) поглощение буровых и тампонажных растворов; 2) нефтегазоводопрооявления; 3) нарушение устойчивости стенок скважины; 4) жёлобообразование; 5) прихваты колонн бурильных и обсадных труб; 6) сероводородная агрессия;

7) растепление ММП и их обратное промерзание; 8) осложнения при бурении с продувкой [9].

Поглощения бурового промывочного и тампонажного растворов могут быть следующие:

- 1) полное;
- 2) частичное;
- 3) катастрофическое;
- 4) гидроразрыв.

Во втором подразделе 2.2 Гидродинамические методы исследования поглощения жидкости в скважине

Данные о строении поглощающего пласта, местоположении, интенсивности поглощения (водопроявления), величине и направлении перетоков могут быть получены гидродинамическими, геофизическими методами исследований и с помощью отбора керна или шлама.

Основные цели гидродинамических исследований- получение индикаторной диаграммы поглощающего пласта, которая позволяет определить коэффициент приемистости поглощающего пласта, оценить размеры поглощающих каналов. Гидродинамические исследования поглощающих пластов проводятся при установившихся и неуставившихся режимах фильтраций жидкости.

В третьем подразделе 2.3 Геофизические методы исследования поглощающих пластов

К промыслово-геофизическим методам при изучении поглощений относятся замеры электроуровнемером, резистивиметром, каверномером, а также микрокаротаж, электрический каротаж, радиоактивный и акустический каротаж (АКШ, FMI), глубинная фотосъемка, глубинное (забойное)телевидение [15].

Диаграммы радиоактивного и акустического каротажа используют в качестве вспомогательных для уточнения границ поглощающих пластов. По

материалам промыслово-геофизических исследований изучают изменения характеристики поглощающих пластов по площади (рисунок 7).

Диаграммы радиоактивных методов каротажа используют для расчленения разреза, корреляции пластов, прослеживания за изменением литологии и пористости пород поглощающего горизонта. Диаграмма акустического каротажа позволяет четко локализовать кавернозные и трещиноватые разности пород по резкому уменьшению скорости и увеличению поглощения энергии упругих колебаний.

Раздел 3 Приборы, используемые для выявления поглощения жидкостей в скважинах

В практике ГТИ применяют различные типы уровнемеров для выявления поглощений в скважинах. Наиболее часто используются такие приборы как радарные уровнемеры и ультразвуковой уровнемер.

Раздел 4 Результаты исследования

В соответствии с задачами исследования, в скважине №3 Смеловской площади были выявлены интервалы поглощений бурового раствора.

Поглощения были выявлены по диаграммам ГТИ (Приложение 1) и представлены в таблице 3.

Первое поглощение было зафиксировано в интервале глубин 1003-1005м. Поглощение наблюдалось в отложениях нижней перьми P_1 .

Нижнепермские отложения представлены в изучаемой скважине ассельским, сакмарским, артинским ярусами. Сложены доломитизированными известняками и доломитами, светло-серыми и буровато-серыми, органогенно-обломочными, мелкокристаллическими, плотными и мелкопористыми (Приложение 2).

Данное поглощение характеризуется следующими признаками на диаграммах ГТИ (Приложение 1):

- увеличениями скорости проходки с 10 до 38м/ч;
- уменьшение давления с 70 атм. до 7 атм.;
- уменьшением расхода на выходе вначале с 88 л/с до 22 л/с и затем падает практически до 0;
- уменьшением температуры на выходе до 0° С;
- уменьшения объема в рабочих емкостях-уменьшение давления до 120 и 150 м³.

При этом, по мере прохождения пласта с глубиной наблюдается увеличение поглощения промывочной жидкости. Так, на глубине 1003 м наблюдалось поглощение промывочной жидкости в количестве 46м³ (2,5м³/ч). На глубине 1004 м зафиксировано поглощение промывочной жидкости без выхода циркуляции (70м³, 2,5м³/ч) на устье. На глубине 1005 м наблюдается полное поглощение промывочной жидкости в объеме 80м³ (3,4м³/ч) и полное поглощение промывочной жидкости в объеме 93м³ (3,9м³/ч). На глубине 1057 м наблюдается полное поглощение промывочной жидкости в объеме 420м³ (27,5м³/ч)

Таким образом, данное поглощение может быть оценено как катастрофическое.

Второе поглощение было зафиксировано в интервале глубин 1116- 1116,4 м (таблица 3).

Поглощение наблюдалось в отложениях верхнего карбона С₃. Верхнекаменноугольные отложения подразделяются на два яруса – касимовский и гжельский. Верхнекаменноугольные отложения сложены, в основном, карбонатными породами, органогенно-обломочными (Приложение 2). Данное поглощение характеризуется следующими признаками на диаграммах ГТИ (Приложение 1):

- увеличениями скорости проходки с до 35 м/ч;
- уменьшение давления с 100 атм. до 10 атм.;
- уменьшением расхода на выходе с 88 л/с резко падает практически до 0;
- уменьшением температуры на выходе с 30 °С до 10 °С;
- уменьшения объема в рабочих емкостях-уменьшение давления с 200 до 180 м³;

При этом, на глубине 1116м зафиксировано поглощение бурового раствора в количестве 27м³ (54м³/ч), на глубине 1116, 4 потери промывочной жидкости составили 3м³. Наблюдались посадка инструмента до 5т на глубине 1102 м. Потери промывочной жидкости составили 11м³.

Таким образом, второе поглощение может быть оценено как частичное.

Таблица 3 - Интервалы поглощений по скважине №3 Смеловской площади

№п/п	Возраст (отдел, ярус)	Глубина забоя, м	Рекомендации и предупреждения ГТИ	Характер поглощения
1	Р ₁ артинский сакмарский ассельский	1003	Зафиксировано поглощение промывочной жидкости в количестве 46м ³ (2,5м ³ /ч), буровая бригада поставлена в известность.	Катастрофическое
2		1004	Зафиксировано поглощение промывочной жидкости без выхода циркуляции (70м ³ , 2,5м ³ /ч) на устье буровая бригада поставлена в известность	
3		1005	Наблюдается полное поглощение	

			промывочной жидкости а в объеме 80м3 (3,4м3/ч). Полное поглощение промывочной жидкости в объеме 93м3 (3,9м3/ч).	
4		1057	Наблюдается полное поглощение промывочной жидкости в объеме 420м3 (27,5м3/ч)	
5	С ₃ касимовский гжельский	1116	Зафиксировано поглощение бурового раствора в количестве 27м3 (54м3/ч), буровая бригада поставлена в известность.	Частичное
6		1116,4	Потери промывочной жидкости составили 3м3. Посадка до 5т на глубине 1102м Потери промывочной жидкости составили 11м3.	

Закключение. Одним из основных видов осложнений в скважинах являются поглощения буровых растворов. Поглощения буровых растворов и иных жидкостей поглощающими пластами обеспечиваются наличием пор, каналов, трещин, пустот в проходимых скважиной породах и (или) недостаточной устойчивостью (сопротивляемостью) пород к давлению столба жидкости в скважине, в результате чего возникает гидроразрыв пород, и в щели проникает жидкость. Установить какие-либо закономерности возникновения поглощений жидкостей в скважинах очень сложно и требует специального изучения.

В результате выполненного исследования в выпускной квалификационной работе:

- представлена геолого-геофизическая характеристика Смеловского месторождения;
- дана классификация осложнений, имеющих место в бурящейся скважине;
- охарактеризованы причины поглощений жидкостей в скважинах;
- рассмотрены методы выявления поглощения жидкости в бурящихся скважинах;
- описаны уровнемеры, используемые для выявления поглощения жидкостей в скважинах;
- в процессе интерпретации диаграмм ГТИ по скважине № 3 Смеловской площади было выявлено два интервала поглощения бурового раствора. В интервале 1003- 1057 м поглощение оценено как катастрофическое. В интервале 11116-1116,4 м – как частичное.