

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

Кафедра геофизики

**«Изучение явления поглощения бурового раствора месторождениях
Самарской области»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студента 4 курса 431 группы очной формы обучения

геологического факультета

направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Геолого-геофизический сервис

нефтегазовых скважин»

Аль-Рикаби Ахмед Шавки Амера

Научный руководитель

кандидат геол.-мин.наук, доцент

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Зав. кафедрой

кандидат геол.-мин.наук, доцент

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Саратов 2020

Введение. поглощение буровых растворов является одним из самых распространенных видов осложнений при бурении скважин. Ежегодные затраты времени на ликвидацию этого вида осложнений по стране и за рубежом составляют многие тысячи часов, несмотря на разработку и применение различных способов предупреждения и борьбы с поглощениями буровых и цементных растворов при бурении и креплении скважин.

Цель работы поставлена как исследование явления поглощения бурового раствора на примере скважины 1 Невской.

Для достижения поставленной цели в работе поставлены следующие **задачи:**

- изучить геологическое строение Невской площади;
- изучить методы предупреждения и ликвидации поглощений;
- проанализировать причины поглощений;
- рассмотреть предаварийную ситуацию поглощения бурового раствора на примере конкретной скважины.

Для работы были использованы материалы, полученные при прохождении практики на кафедре геофизики Саратовского университета им. Н.Г Чернышевского.

Данная работа включает введение, 4 раздела, заключение, список использованной литературы. Общий объем работы составляет 39 страницы

Основное содержание работы Раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика района работ» содержит четыре подраздела.

Подраздел 1.1 «Общие сведения о территории исследования». Содержит общие сведения о территории исследования скважина №1 Невской площади находится на юге Самарской области к северо-западу от поселка Глушицкий, как показано на рисунке 1 [11]. Скважина заложена с целью поиска и оценки залежей нефти в отложениях карбона и девона.

Во втором подразделе 1.2 **Литолого-стратиграфическая характеристика района работ** геологический разрез в пределах исследуемой территории представлен породами архейского кристаллического фундамента и осадочной толщей палеозойской, мезозойской и кайнозойской систем.

Наиболее древними породами, вскрытыми в пределах рассматриваемой территории, являются гранито-гнейсы кристаллического фундамента. Поверхность фундамента пронизана серией разрывных нарушений и ступенеобразно погружается в юго-восточном направлении.

Общая толщина осадочного чехла составляет 3100-3400 м.

Палеозойская эратема Pz

Представлена в составе девонской, каменноугольной и пермской систем.

Девонская система D

Представлена средним и верхним отделами. Средне-верхнедевонский карбонатно-терригенный литолого-стратиграфический комплекс с размывом и угловым несогласием трансгрессивно залегает на эродированной поверхности кристаллического фундамента.

Средний отдел D2 Эйфельский ярус D2ef

Отложения бийского и клинцовского горизонтов на данной территории отсутствуют.

Живетский ярус D2zv

Выше эйфельских залегают отложения живетского яруса, представленные воробьевским, ардатовским и муллинским горизонтами. Песчаные пласты этих горизонтов, а также ардатовский карбонатный пласт, являются потенциальными коллекторами с установленной на близлежащих месторождениях промышленной нефтегазоносностью.

Верхний отдел D3 Франский ярус D3f

Выделен в составе нижнего, среднего и верхнего подъярусов.

Нижнефранский подъярус D3f1

Представлен пашийским и тиманским горизонтами. Песчаные пласты этих горизонтов являются потенциальными коллекторами с установленной на близлежащих месторождениях промышленной продуктивностью.

Среднефранский подъярус D3f2

Представлен карбонатными отложениями семилукского и саргаевского горизонтов. Мощность около 50 м.

Верхнефранский подъярус D3f2

Отложения верхнефранского подъяруса представлены преимущественно карбонатными породами, при этом в нижней части разреза существенное место занимают глинистые карбонатные породы.

Фаменский ярус D3fm

Фаменский ярус сложен карбонатными породами и характеризуется увеличением мощности в юго-восточном направлении, происходящим, главным образом, за счет нижней части разреза. Мощность 410-500 м.

Каменноугольная система С Нижний отдел С1

Представлен отложениями турнейского, визейского и серпуховского ярусов.

Турнейский ярус С1t

Сложен преимущественно карбонатными отложениями кизеловского и черепетского горизонтов и преимущественно глинисто-карбонатными упинского и малевского.

Визейский ярус С1v

Нижневизейский подъярус С1v1

К отложениям нижневизейского подъяруса относятся породы косьвинского, радаевского и бобриковского горизонтов мощностью 26-35 м. В строении подъяруса принимают участие.

Верхневизейский подъярус С1v2

Представлен отложениями окского надгоризонта.

Над бобриковскими отложениями залегает тульская карбонатно-терригенная пачка, представленная чередованием известняков и глин, к кровле которой приурочена отражающая поверхность n_{C1a1} , возникающая на контакте глин этого возраста и алексинских карбонатов нижней части окского надгоризонта.

Серпуховский ярус C1s

В нижней части залегает терригенно-карбонатная пачка (тарусский горизонт, покровская глинистая пачка). Сложена она чередующимися между собой аргиллитами известковистыми, глинистыми и битуминозными известняками с суммарной толщиной 20-25 м.

Средний отдел C2 Башкирский ярус C2b

В нижней части представлен черемшано-прикамскими преимущественно карбонатными отложениями. Выше по разрезу залегают нерасчлененные карбонатно-терригенные, преимущественно глинистые отложения верейско-мелекесского возраста, значительно отличающиеся по плотностной характеристике от подстилающих и перекрывающих карбонатов.

Московский ярус C2m

В нижней части представлен верейской карбонатно-терригенной, преимущественно глинистой толщей. Общая мощность верейско-мелекесских отложений на данной территории составляет 115-125 м.

Верхний отдел C3

Представлен нерасчлененными преимущественно карбонатными отложениями касимовского и гжельского ярусов. Мощность пород изменяется от 243 м до 307 м.

Пермская система P

В нижней части сложена преимущественно карбонатными породами ассельского и артинского ярусов.

Мезозойская эратема Mz

Представлена в объеме триасовой и юрской систем. **Триасовая система** представлена на данной территории нижним отделом, отложения среднего и верхнего отделов здесь отсутствуют. Во всех вскрытых разрезах отложения триаса с размывом залегают на породах казанского яруса. Сложены они глинами, алевролитами и песчаниками.

Юрская система представлена средним отделом.

Кайнозойская группа Kz

Разрез кайнозойских отложений значительно сокращен за счет глубокого размыва, в результате которого размывы породы всего палеогена, миоцена и нижнего плиоцена. Отложения **неогеновой** системы представлены верхним отделом (плиоценом) в объеме акчагыльского яруса.

В подразделе 1.3 «тектоника», В тектоническом отношении Невская структура расположена в пределах Юго-западного борта Бузулукской впадины - наиболее крупной структуры I порядка на территории Самарской области как показано в приложении Б [8, 9].

В пределах Бузулукской впадины развиты две системы пересекающихся грабенообразных прогибов, образующих прямоугольный «каркас», что при существующих региональных направлениях падения структурных поверхностей и простираций структурно-тектонических экранов создают весьма благоприятные условия формирования залежей в терригенном девоне.

Подраздел 1.4. «Нефтегазоносность» содержит информацию о нефтегазоносности района, В соответствии с общепринятой схемой нефтегеологического районирования район работ находится на территории Бузулукской нефтеносной области [1, 6, 9]. Бузулукская нефтеносная область соответствует Бузулукской впадине В отложениях палеозоя выделяют семь продуктивных литолого- стратиграфических

комплексов пород, в кровле каждого из которых залегают плохо проницаемые породы, играющие роль покрышек - глинистые, глинисто-карбонатные или ангидритово-галогенные породы.

Раздел 2 «Поглощение бурового раствора в процессе бурения.

Поглощение промывочной жидкости объясняется превышением давления столба жидкости в скважине над пластовым давлением (чем больше эта разность, тем интенсивнее поглощение), а его интенсивность – характером объекта поглощения. Поглощающими объектами могут быть: -продуктивные нефтегазоносные и водоносные пласты с большой пористостью и проницаемостью и относительно невысоким пластовым давлением; - дренированные пласты, т. е. продуктивные нефтегазоносные и водоносные пласты, в которых в результате продолжительной эксплуатации снизилось давление, образовались дренажные каналы, по которым может перемещаться промывочная жидкость; -трещиноватые и кавернозные породы, а также породы, перемятые и нарушенные тектоническими сдвигами, карстовые пустоты.

2.1 Подраздел «Методы борьбы с поглощением бурового раствора».

опыт борьбы с поглощениями показывает, что одним из эффективных методов ликвидации поглощений является закупорка поглощающих каналов с помощью наполнителей. В качестве наполнителей широко применяют: резиновую крошку, хромовую стружку, отходы реактопластов, улюк (отходы хлопкового волокна), выбуренный шлам, кордное волокно, целлофановую стружку, ореховую скорлупу, древесные опилки и др.

Определить в лаборатории пригодность каждого закупоривающего материала весьма трудно из-за незнания размера отверстий, которые должны быть закупорены. Цель их применения состоит в создании тампонов в каналах поглощения. Эти тампоны служат основой для

отложения фильтрационной (глинистой) корки и изоляции поглощающих пластов. Наполнители по качественной характеристике подразделяются на:

Волокнистые- имеют растительное, животное, минеральное происхождение. Сюда относятся и синтетические материалы. - Пластинчатые- пригодны для закупорки пластов крупнозернистого гравия и трещин размером до 2,5мм. К ним относят: целлофан, слюду, шелуху, хлопковые семена и т.д.

2.1 Подраздел «Мероприятия по предупреждению и ликвидации поглощений. Мероприятия по предупреждению поглощений: -Регулирование плотности бурового раствора путем совершенствования очистки его от песка и частиц выбуренной породы с помощью хим. реагентов, тщательного соблюдения правил химической обработки раствора и его разбавления .Добавление в раствор нефти и при необходимости аэрация его. Бурение с промывкой чистой водой.

Регулирование реологических параметров бурового раствора (снижение его вязкости и статического напряжения сдвига (СНС). Однако необходимо учитывать, что высоковязкие и высоко - коллоидные растворы способствуют ликвидации поглощений в маломощных пластах, сложенных несцементированным материалом.

Ограничение скорости спуска инструмента, плавный пуск буровых насосов и недопущение расхаживания инструмента. -Улучшение конструкции скважин для избежания воздействия утяжеленных растворов, применяемых при проходке нижележащих пород, на вышележащие породы. Указанные мероприятия на практике разрешили многие вопросы, связанные с предупреждением и ликвидацией поглощений, сократив их число на 50-90% [2].

3 В третьем разделе «Результаты исследование» сопровождение строительства скважины месторождения геолого-технологическими

исследованиями начато в процессе бурения под обсадную колонну - кондуктор Ø324мм при глубине забоя 0м и продолжено до спуска эксплуатационной колонны Ø178мм при глубине забоя 3922м, что отображается на рисунке 7

Геологами отряда ГТИ проведен комплекс геолого-геохимических исследований с использованием автоматизированного газокаротажного хроматографа «СНГС-04М», осуществляющего отдельный компонентный анализ УВ газов предельного ряда С1-С5 и водорода Н₂. Кроме непрерывного фиксирования частичной газонасыщенности бурового раствора был произведен полный комплекс геолого-геохимических геолого-технологических исследований.

Интервал бурения: 2043-3024м.

Сборка КНБК в интервале 0-29м (опрессовка ВЗД). Продувка манифольда. Спуск инструмента в интервале 29-2017м. Проработка в интервале 2017-2043м.

Бурение в интервале 2043-3024м. при бурении в интервале 2215-2918м зафиксировано частичное поглощение 2м³/ч., при бурении в интервале 2664-2674м (повышение газопоказаний до 1,6-2%). Запись гаммы каротажа в интервале 2974-3024м (зафиксировали поглощение с интенсивностью 30м³/ч, повышение газопоказаний до 51%) с проработкой, наращивание, промывка и снятие замера ТС и ориентирование ТС.

Параметры бурения (ГТН/факт): нагрузка на долото -14-18/8-16т; давление на входе - 170-220/130-215атм; расход на входе -36-40/40-45л/сек.

Параметры промывочной жидкости (ГТН/факт): плотность - 1,02-1,07/1,04-1,07г/см³; условная вязкость - 28-45сек.

В третьем разделе «Результаты исследования » По итогам геолого-технологических исследований в процессе бурения эксплуатационной скважины №800 Ананьевской площади были получены следующие результаты. В процессе бурения добывающей скважины геолого-геохимические исследования проводились в интервале 2050-2140 м.

Литологическая разбивка вскрытого разреза проведена по данным исследования проб шлама и керна, определения карбонатности пород, ЛБА, ДМК, газового каротажа. Фактические материалы представлены на рисунках 9.1 – 9.2, где отображены исследуемые интервалы, содержащие параметры, связанные с результатом исследования.

По результатам работ выявились продуктивные пласты, и определился их характер насыщения. Результаты интерпретации данных ГИС и ГТИ представлены в таблицах 1-2.

Заключение. в итоге текста работы видно, что цель выпускной квалификационной работы достигнута – проанализировано явление поглощения бурового раствора (промывочной жидкости).

Задачи, поставленные в работе, решены:

- проведено детальное изучение геологического строения Невской площади;
- изучены методы предупреждения и ликвидации поглощений;
- рассмотрены причины поглощений;
- изучено поглощение бурового раствора в процессе бурения на примере конкретных скважин месторождений Самарской области.

В результате исследования одной из скважин было установлено: С глубины 2974 м имеет место поглощения в объеме 5м³. Совокупность признаков включающих: объем бурового раствора, литология по шламу, скорость проходки можно объяснить вскрытием пласта коллектора. По мере углубления скважины до глубины 3005м наблюдалось дальнейшее поглощение промывочной жидкости, при этом интенсивность поглощения убывает до глубины 3000м, после проведения технологических операций (долива в объеме 15м³) интенсивность поглощения вскрытого пласта достигает максимальных значений, что свидетельствует о вскрытии подошвы пласта. Установлено, что причиной поглощения были 4 пропластка песчаника мощностью 2–5 метров .

