

Министерство образования и науки Российской Федерации  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ  
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

**«Диагностика и раннее предотвращение поглощений бурового раствора  
в процессе бурения (на примере скважин Самарского нефтегазоносного  
района)»**

**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»

Абдугоппоров Мухаммадазиз Кобулжон угли

**Научный руководитель**

К. г.-м.н., доцент

\_\_\_\_\_

М.В. Калининкова

подпись, дата

**Зав. кафедрой**

К. г.- м.н., доцент

\_\_\_\_\_

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Саратов 2020

**Введение.** Актуальность исследования поглощений бурового раствора в процессе бурения определяется тем, каждая бурящаяся скважина не застрахована от аварийной ситуации. Геолого-технологические исследования скважин решают широкий ряд задач, одной из которых является диагностика и раннее предотвращение аварийных ситуаций, к которым относится и поглощение бурового раствора в процессе бурения. Оперативное выявление данной предаварийной ситуации невозможно без применения методов расходомерии – определения расхода бурового раствора на входе и выходе из скважины.

Сегодня в практике геолого-технологических исследований задачи расходомерии решаются с применением широкого спектра технических решений: от применения простейших датчиков типа «лопатка» до современных ультразвуковых расходомеров Доплеровского типа.

**Цель** выпускной квалификационной работы состоит в анализе технологических параметров ГТИ, связанных с предотвращением поглощений бурового раствора в процессе бурения на примере скважин Самарского нефтегазоносного района.

Данная цель предполагала решение следующих **задач**:

- дать геолого-геофизическую характеристику Самарского нефтегазоносного района;
- изучить методику проведения геолого-технологических исследований в процессе строительства скважин;
- охарактеризовать поглощение бурового раствора, как основной вид осложнений в процессе бурения;
- оценить преимущества и недостатки метода расходомерии в вопросе определения поглощения бурового раствора;
- рассмотреть технические решения, применяемые для оценки расхода бурового раствора;

- рассмотреть современные методы оценки расхода бурового раствора на входе и выходе из скважины, в том числе расчёт расхода через количество ходов бурового насоса;
- изучить признаки поглощения бурового раствора на основе комплекса технологической информации, предоставляющей станцией ГТИ по трем скважинам Самарского нефтегазоносного района.

Данная работа включает введение, 4 раздела, заключение, список используемых источников.

Раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика района работ»

Раздел 2 «Методика проведения ГТИ»

Раздел 3 «Методика определения поглощений бурового раствора в процессе бурения»

Раздел 4 «Результаты работы»

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

Подраздел 1.1 «Общие сведения и изученность территории работ». Содержит общие сведения о территории исследования. В административном отношении район работ расположен на юге Самарской области в пределах Пестравского района. В данную площадь входят Моздокское месторождение (скважина №101), Комаринская площадь (скважина №110), Гиреевская площадь (скважина №190). Ближайшими населенными пунктами являются с. Крюково, п. Петровский, и д. Михеевка.

Комплекс геолого-геофизических работ, проведенных в пределах исследуемой площади, включает структурно-геологическую съемку, гравиразведку, электроразведку, сейсморазведку, структурное, поисковое и разведочное бурение. Планомерные и целенаправленные геолого-геофизические исследования с целью поисков нефти и газа начали проводиться на исследуемом участке в основном, с 30-40-х годов XX века.

Структурное бурение на исследуемой территории проводилось с 1958 по 1988 гг. геологоразведочной конторой объединения «Куйбышевнефть».

Сейсморазведочные работы МОВ в рассматриваемом районе начали проводиться с 1964 г. По их результатам подготовлено к глубокому бурению 7 поднятий, из которых 2 – совместно со структурным бурением. На 5 поднятиях открыты залежи нефти в отложениях карбона. К поисково-разведочному бурению поднятие подготовлено структурным бурением совместно с сейсморазведкой МОВ.

Во втором подразделе 1.2 «Литолого – стратиграфическая характеристика района работ», приведено описание литолого-стратиграфического разреза. В геологическом строении исследуемой площади принимают участие протерозойские, палеозойские и кайнозойские отложения. Сводный геолого-геофизический разрез представлен.

В подразделе 1.3 «Тектоника» приведены данные о структурном плане изучаемой площади. Исследуемая площадь расположена в зоне сочленения Бузулукской впадины с юго-восточным склоном Жигулевско-Пугачевского свода. Особенностью структурного плана горизонтов терригенного девона рассматриваемой территории является наличие большого количества малоразмерных положительных структур облекания формирующихся над эрозионно-тектоническими выступами кристаллического фундамента. Поверхность карбонатного комплекса верхнефранско-турнейского комплекса, в целом, повторяет нижележащий, за исключением участков бобриковского эрозионного вреза, амплитуды которых по данным отдельных скважин достигают 60 – 70 м.

Подраздел 1.4. «Нефтегазоносность» содержит информацию о нефтегазоносности района, в котором расположено исследуемое месторождение. Согласно принятой схеме Моздокское месторождение, Комаринская площадь, Гиреевская площадь расположены в пределах Средне-Волжской нефтегазоносной области, Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Нефтяные залежи приурочены к пластам В<sub>1</sub> турнейского яруса, Б<sub>2</sub> бобриковского горизонта, А<sub>4</sub> башкирского яруса и А<sub>2</sub> и А<sub>3</sub> верейского горизонта. Все открытые месторождения по флюиду – нефтяные и по

количеству запасов небольшие. На подготовленных к глубокому бурению структурах согласно паспортам на выданные структуры возможно продуктивными являются верейские (пласты А<sub>2</sub> и А<sub>3</sub>), башкирские (пласт А<sub>4</sub>), бобриковские (пласт Б<sub>2</sub>), турнейские (пласт В<sub>1</sub>) и пашийские (пласт Д<sub>1</sub>) отложения.

**Раздел 2 «Методика проведения ГТИ»** содержит 3 подраздела.

Подраздел 2.1 «Информативные параметры ГТИ» содержит определение, описание и задачи, которые выполняет ГТИ. На Моздокской, Комаринской, Гиреевской площадях комплекс ГТИ предусматривает работу:

- партии ГТИ, осуществляющей сбор и регистрацию технологических и геолого-геохимических параметров на буровой с выдачей оперативных предупреждений, рекомендаций;
- интерпретационно - методической группы ГТИ осуществляющей приемку, обработку и интерпретацию первичных материалов в стационарных условиях, выдачу заключений, увязку материалов с ГИС и их комплексную интерпретацию, составление отчета по скважине.

При проведении ГТИ на Моздокском месторождение (скважина №101), Комаринской площади (скважина №110), Гиреевской площади (скважина №190), была использована доработанная методика проведения Люминисцентно-битуминологического каротажа по раствору, что значительно повысило достоверность прогноза флюидов пластов вскрытых в процессе строительства скважины. Данная методика зарекомендовала себя единственно эффективная при низком газовом факторе нефтяной залежи и низких скоростях бурения, когда флюид вымывается из керна еще в процессе бурения.

В подразделе 2.2 «Решаемые геологические и технологические задачи» рассматриваются задачи ГТИ. На исследуемых площадях Самарской области интервалы отбора керна, шлама, проведения ИПТ и ГИС определяются индивидуальным техническим проектом на скважину.

Отбор шлама осуществляется во всем интервале исследований: в

непродуктивных интервалах - через 1 м; в интервалах пластов - через 0,5 м.

Отбор керн осуществляется в интервалах продуктивных пластов согласно геолого-технологическому наряду. Порядок решения геологических задач осуществляется согласно рекомендациям Э.Е. Лукьянова.

В подразделе 2.3 «Технические средства ГТИ» содержится описание информационно-измерительной системы ГТИ. Аппаратура станции ГТИ включает в себя комплекс по сбору и обработке данных о процессе бурения скважин « DTCIS ». Комплекс предназначен для сбора, хранения, обработки, отображения на экране дисплея и вывода на печать информации о технологических параметрах бурения, результатов геологических исследований и данных забойной инклинометрии.

В состав комплекса входят микропроцессорные устройства, работой которых управляет, установленное на них прикладное программное обеспечение. Устройства объединены в сеть, управление которой осуществляет программное обеспечение базового компьютера. Комплекс «DTCIS» включает в себя датчики технологических параметров бурения; датчики комплекса интеллектуальные и др.

**Раздел 3 «Методика определения поглощений бурового раствора в процессе бурения»** содержит 4 подраздела.

В подразделе 3.1 «Поглощение бурового раствора, как основной вид осложнений в процессе бурения» рассматриваются геологические и технологические факторы, влияющие на возникновение поглощений промывочной жидкости. Различают три категории интенсивности поглощений: малая (до 10... 15 м<sup>3</sup>/ч), средняя (до 40...60 м<sup>3</sup>/ч), высокая (более 60 м<sup>3</sup>/ч).

Поглощения в скважинах буровых растворов являются одним из основных видов осложнений. Данное осложнение бывает частичное, полное, также поглощение может классифицироваться как катастрофическое и гидроразрыв. Классификация поглощений рассматривается по Э.Е.

Лукьянову. Поглощающие пласты в бурящихся скважинах могут быть представлены пористыми, трещиноватыми и кавернозными породами. Наиболее часто буровой раствор поглощается в карбонатных (обычно известняки) породах.

Вскрытие поглощающего интервала в процессе механического бурения отмечается ростом механической скорости проходки, изменением крутящего момента и одновременным (а возможно и несколько запаздывающим) падением уровня раствора в рабочей емкости.

Прямые признаки поглощения: снижение уровня раствора в рабочих емкостях; скорости потока на выходе из скважины.

Косвенные признаки поглощения: снижение давления на входе; колебания на фоне снижения: снижение температуры раствора на входе.

Самую опасную ситуацию отражает возрастающая во времени интенсивность поглощения, когда требуется принятие немедленных мер по облегчению и обработке раствора, введению наполнителя и т.п. с целью не допустить дальнейшего развития поглощения до катастрофических размеров.

Очень характерной и весьма опасной ситуацией (относительно катастрофических поглощений) является вход в сильно кавернозные, закарстованные породы с низким пластовым давлением. При их вскрытии резкий рост скорости выражается в провалах инструмента, а падение уровня в емкости начинается практически одновременно с провалами и сразу с большой интенсивностью.

В подразделе 3.2 «Физические основы расходомерии» показано, что физическая сущность метода состоит в том, что при вскрытии проницаемого пласта ввиду разности забойного и пластового давлений происходит фильтрация бурового раствора в пласт или поступление в скважину пластового флюида, вследствие чего изменяется объем циркулирующей промывочной жидкости и расход ее на выходе из скважины.

Для проведения расходомерии измеряется и сравнивается количество бурового раствора, нагнетаемого в скважину  $Q_{вх}$  и выходящего из скважины

$Q_{\text{вых}}$  или измеряется объем бурового раствора в приемных емкостях. Интенсивность поглощения или проявления рассчитывается на аномальных участках по изменению во времени дифференциального расхода или объема бурового раствора в приемных емкостях и представляет собой скорость поглощения бурового раствора или проявления пластового флюида. Интенсивность поглощения зависит главным образом от величины репрессии на пласт, свойств пластового флюида и типа коллектора.

В подразделе 3.3 «Расход раствора на входе в скважину в практике ГТИ» показано, что расход бурового раствора на входе в скважину определяется через измерение числа двойных ходов поршней буровых насосов в единицу времени (ход/мин). При этом коэффициент наполнения цилиндров насоса при засасывании в них бурового раствора (реально меняющийся от 0,80 до 0,98) принимается постоянным и неизменным. Причинами изменения коэффициента наполнения являются: наличие газа в буровом растворе (в том числе и в растворенном состоянии); положение уровня бурового раствора в емкостях относительно всасывающих клапанов насоса (всасывание с разрежением, работа под залив, работа с подпором с применением шламового насоса); реологические свойства бурового раствора (вязкость, статическое напряжение сдвига и т.п.); изношенность всасывающих и нагнетательных клапанов пары поршень-втулка, а также содержание и состав твердой фазы раствора (процент песка и пр.).

Реальный коэффициент наполнения может быть корректно определен при перекачке раствора из одной емкости в другую с одновременным измерением уровня в емкости, а через него - и перекачанного объема.

Наилучшим вариантом измерения расхода на входе в скважину является установка в манифольде расходомера, погрешность которого (1,5-2,5%) меньше, чем погрешность определения расхода по ходам насоса, особенно при дизельном приводе насосов или при плавном регулировании расхода.

В подразделе 3.4 «Расход раствора на выходе из скважины в практике ГТИ» показано, что расход на выходе - величина переменная с большим



диапазоном изменения: от полного поглощения до выброса (естественно - в аварийных ситуациях). Наилучшим вариантом измерения расхода на выходе из скважины является использование ультразвукового накладного доплеровского расходомера с установкой его на обсадную колонну под превентор или на выкидную трубу закрытой желобной системы в месте ее полного заполнения (перед выходом на выбросита). Альтернативой этому варианту определения расхода на выходе является измерение уровня жидкости в закрытой желобной системе - в её начале, где нет полного заполнения трубы. Еще одним вариантом измерения расхода на выходе является измерение уровня в емкости под выброситами, куда сливается буровой раствор из закрытой желобной системы как показано.

**В четвертом разделе «Результаты работы»** приводятся данные об интервале исследования по трем скважинам Самарского нефтегазоносного района. По диаграмме ГТИ скважины №101 Моздокского месторождения описано частичное поглощение бурового раствора при бурении и газонефтепроявления. На представленной диаграмме, в 12:15 зафиксировано вскрытие нефтегазонасыщенного пласта-коллектора, зоны АВПД, не предусмотренной проектной документацией. Первым и наиболее показательным признаком осложнения явилось пилообразное изменение параметра «расход на выходе». Следом прослежена смена параметров бурового раствора: увеличивается температура промывочной жидкости на выходе из скважины, снижается плотность, увеличивается удельное электрическое сопротивление. Повышается объём бурового раствора в емкостях. Отмечено повышение газосодержания бурового раствора. Именно изменение параметров бурового раствора позволяет однозначно идентифицировать характер выделяющегося с пласта флюида – нефть. Однако регистрируемый параметр «расход бурового раствора на выходе из скважины» является наиболее оперативным признаком ГНВП, что обусловлено не сжимаемостью жидкости.

На диаграмме ГТИ скважины №101 также было определено частичное поглощение бурового раствора при бурении. При бурении монотонной толщи терригенных отложений все параметры были стабильны. В 13:00 отмечено увеличение скорости проходки, приуроченное к вскрытию карбонатных отложений. В 13:45 зафиксировано снижение значения параметра «расход на выходе» при неизменных значениях прочих параметров циркуляции, а также отмечено снижение объёма в рабочих емкостях.

На диаграмме ГТИ по скважине №110 Комаринской площади, проведено описание полное поглощение бурового раствора при бурении. Так же, как и в предыдущем случае, при бурении монотонной толщи терригенных отложений все параметры были стабильны. В 3:00 отмечено увеличение скорости проходки, приуроченное к вскрытию карбонатных отложений. В 3:45 зафиксировано резкое снижение значения параметра «расход на выходе» до нуля, а также отмечено резкое снижение объёма промывочной жидкости в рабочих емкостях. Одновременно с падением расхода на выходе было отмечено снижение плотности и температуры бурового раствора на выходе, а также снижение газопоказаний  $C_1+C_2$ . Данная ситуация диагностируется как полное поглощение бурового раствора без выхода циркуляции.

На диаграммах ГТИ по скважине №190 Гиреевской площади, было определено частичное поглощение бурового раствора в процессе бурения. Главным отличием полного от частичного поглощения является отсутствие выхода циркуляции на поверхность, в то время как при частичном поглощении, циркуляция бурового раствора не нарушается.

**Заключение.** Выполненное исследование показало, что современное бурение невозможно без контроля за режимом промывки скважины. Контроль за ним позволяет оперативно установить возникновение нефтегазоводопроявления или поглощения. Позволяет своевременно принять необходимые меры для предотвращения аварии, угрожающей целостности скважины и безопасности, задействованного в строительстве скважины персонала.

В работе показано, что на основе метода расходомерии можно эффективно провести расчёт интенсивности поглощений и проявлений, определить момент окончания разбуривания поглощающих и проявляющих пластов, оценить качество изоляционных работ.

Решение поставленных в работе задач было возможно с использованием современных технических средств расходомерии. Следует отметить, что точность и надёжность применяемой аппаратуры является характеристикой, определяющей эффективность применения современных методов оценки расхода бурового раствора на входе и выходе из скважины.

На основе изучения признаков поглощения бурового раствора по трем скважинам Самарского нефтегазоносного района показано, что только комплекс расходомерии с прочими методами геолого-технологических исследований позволяет оперативно диагностировать и заранее предотвратить поглощение бурового раствора в процессе бурения.