

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

Кафедра геофизики

**«Выделение зон поглощения в процессе бурения по данным
расходомерии на примере Самарской области»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студента 4 курса 431 группы очной формы обучения
геологического факультета
по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Геолого-геофизический сервис
нефтегазовых скважин»
Аль-кхафаджи Заиналабдина Фаеза Аббас

Научный руководитель
кандидат геол.-мин.наук, доцент

подпись, дата

Б.А. Головин

Зав. кафедрой

кандидат геол.-мин.наук, доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2021

Введение. Геолого-технологические исследования скважин в процессе бурения решают широкий ряд задач, наиболее важными из которых являются выявление мест нефтегазоводопроявлений и поглощений бурового раствора. Оперативное выявление данных предаварийных ситуаций 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 Допплеровского типа.

Цель работы состоит в изучении технологических задач ГТИ в процессе бурения скважин. Для достижения данной цели необходимо было решить следующие задачи:

- изучить геолого-геофизическую характеристику территории исследования;
- рассмотреть современные методы оценки расхода бурового раствора на входе и выходе из скважины, в том числе расчёт расхода через количество ходов бурового насоса;
- рассмотреть технические решения, применяемые для оценки расхода на входе и выходе из скважины;
- оценить преимущества и недостатки методов расходомерии;
- изучить признаки нефтегазоводопроявления и поглощения бурового раствора на основе комплекса технологической информации по одной из скважин расположенной в Самарской области.

Основное содержание работы. Раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика района работ» содержит четыре подраздела. Первый подраздел 1.1 «Общие сведения и краткая изученность района работ» содержит сведения об исследуемой площади, которая расположена на юге Самарской области в пределах Пестравского района. В данную площадь

входят Моздокское месторождение, Комаринская площадь, Гиреевская площадь.

Во втором подразделе 1.2 «Литолого-стратиграфическая характеристика разреза» показано, что в геологическом строении исследуемой площади принимают участие протерозойские, палеозойские и кайнозойские отложения. Сводный разрез исследуемой площади имеет сложное строение. Сложен разрез терригенными и карбонатными породами, наблюдаются перерывы в осадконакоплении, местами размывы частично или полностью некоторые структурные подразделения, мезозойские отложения отсутствуют на этой территории. Это говорит о сложной истории развития структуры.

В третьем подразделе 1.3 «Тектоника» показано, что 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. Амплитуды этих структур уменьшаются вверх по разрезу. Поверхность фундамента при общем погружении в юго-восточном направлении осложняется эрозионными останцами и грабенообразными прогибами северо-восточного простирания, которые выше по разрезу часто выражаются в виде локальных прогибов и поднятий.

В четвертом подраздел 1.4 «Нефтегазоносность» говорится, что исследуемый район (Моздокское месторождение, Комаринская площадь, Гиреевская площадь) расположен в пределах Средне-Волжской нефтегазоносной области, Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. На изучаемой территории нефтяные залежи приурочены к пластам В1 турнейского яруса, Б2 бобриковского горизонта, А4 башкирского яруса и А2

и АЗ верейского горизонта. Все открытые месторождения по флюиду – нефтяные и по количеству запасов небольшие.

Раздел 2 «Методика работ» содержит 3 подраздела. Подраздел 2.1 «Физические основы расходомерии». 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. Ограничения в применении метода связаны со сложностью учета потерь раствора в циркуляционной системе на поверхности (утечки в желобной системе, потери на выбросите и т.д.).

Подраздел 2.2 «Расход раствора на входе в скважину в практике ГТИ». Как в отечественной, так и в зарубежной практике проведения ГТИ 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-штука, 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. Как правило, в линию высокого давления монтируют электромагнитный расходомер типа РГР-1 00 (0-1 00 л/с) Феодосийского завода, который применяют и в составе станции контроля цементирования СКЦ2М-80. В последние годы в связи с появлением на рынке высокоточных накладных ультразвуковых расходомеров, работа которых основана на эффекте Доплера, их применение в составе датчиков ГТИ стало предпочтительней. Примером может служить ультразвуковой измеритель расхода жидкости в полностью заполненной трубе типа РУД-342-03М.

Подраздел 2.3 «Расход раствора на выходе из скважины в практике ГТИ». Расходомеры на выходе из скважины более актуальны, чем на входе, по причине, как поглощения раствора при вскрытии пластов-коллекторов, так и притока в скважину пластового флюида в виде газа, нефти и воды. Поэтому расход на выходе - величина переменная с большим диапазоном изменения: от полного поглощения до выброса (естественно - в аварийных ситуациях).

Индикаторы потока бурового раствора на выходе из скважины (например, ИБПР-33 1 О), широко применяемые как в отечественной, так и в зарубежной практике ГТИ, не выдерживают критики как измерители расхода и, кроме того, часто отказывают в зимнее время из-за намерзания льда, и поэтому они требуют замены. Наилучшим вариантом измерения расхода на выходе из скважины является использование того же ультразвукового накладного доплеровского расходомера с установкой его на обсадную колонну под превентор, как показано на рисунке 4, 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.

Раздел 3 «Аппаратура метода расходомерии» содержит 4 подраздела.

Подраздел 3.1 «Силовые расходомеры». Силовыми называют расходомеры, основанные на зависимости от массового расхода эффекта силового воздействия, сообщающего потоку ускорение того или другого рода. Ускорение, возникающее в процессе придания потоку какого-либо дополнительного движения, пропорционально массовому расходу. Измеряемый параметр, например, мощность, затраченная на закручивание потока, пропорциональна измеряемому расходу, поэтому силовые расходомеры измеряют массовый расход.

Различают:

- расходомеры с внешним силовым воздействием - дополнительное движение потоку сообщается от внешнего источника, как правило, от электродвигателя, который приводит в непрерывное вращение один из элементов преобразователя расхода, например, прямолопастную крыльчатку, закручивающую проходящий через нее поток;
- расходомеры с внутренним силовым воздействием - дополнительное движение потоку сообщается за счет потенциальной энергии потока, например, при его закручивании неподвижными винтовыми лопатками.

Подраздел 3.2 «Расходомеры переменного перепада давления». Сужающее устройство расходомера является первичным измерительным преобразователем расхода, в котором в результате сужения сечения потока измеряемой среды (жидкости, газа, пара) образуется перепад (разность) давления, зависящий от расхода. В качестве стандартных (нормализованных) сужающих устройств применяются измерительные диафрагмы, сопла, сопла Вентури и трубы Вентури.

Диафрагма - тонкий диск с отверстием круглого сечения, центр которого лежит на оси трубопровода (используются в трубах от 50 мм до 2 м). Сопло-

выполнено в виде насадки с круглым концентрическим отверстием, имеющим плавную сужающую часть на входе и развитую цилиндрическую часть на выходе. Сопло Вентури- состоит из цилиндрического входного участка, плавно сужающейся части, переходящей в короткий цилиндрический участок, и расширяющейся конической части (диффузора). Достоинствами диафрагм являются: простота изготовления, дешевизна изготовления, простота проверки конструкции. Недостатками являются: малый срок службы, большая остаточная потеря давления.

Подраздел 3.3 «Электромагнитные расходомеры». Электромагнитные (индукционные) расходомеры предназначены для измерения расхода различных жидких сред, в том числе пульп с мелкодисперсными неферромагнитными частицами, с электрической проводимостью не ниже 10-3 и 10-5 см/м, протекающих в закрытых полностью заполненных трубопроводах.

Электромагнитные расходомеры выполняются в виде двух отдельных блоков: измерительного преобразователя расхода и измерительного блока — передающего преобразователя, в котором осуществляется приведение сигнала, полученного от измерительного преобразователя, к стандартизованному виду, удобному для дальнейшего использования. Измерительный преобразователь расхода электромагнитного расходомера, состоит из немагнитного участка трубопровода с токосъемными электродами и ярма электромагнита с обмоткой возбуждения, охватывающего трубопровод.

Подраздел 3.4 «Тепловые расходомеры». Тепловые расходомеры могут применяться при измерении небольших расходов практически любых сред при различных их параметрах. Кроме того, они весьма перспективны для измерения расхода очень вязких материалов.

Принцип действия их основан на использовании зависимости эффекта теплового воздействия на поток вещества от массового расхода этого вещества. Тепловые расходомеры выполняются по трем основным принципиальным схемам: калориметрические, основанные на нагреве или охлаждении потока посторонним источником энергии, создающим в потоке разность температур;

теплового слоя, основанные на создании разности температур с двух сторон пограничного слоя; термоанемометрические, в которых используется зависимость между количеством теплоты, теряемой непрерывно нагреваемым телом, помещенным в поток, и массовым расходом вещества.

Раздел 4 «Результаты работы». Расходометрия является важным методом ранней идентификации предаварийных ситуаций, возникающих в процессе бурения, связанных с поглощением бурового раствора. В работе рассмотрен пример проявления данного осложнения в скважине №1 Моздокского месторождения. На основе анализа графиков технологических параметров, регистрируемых в процессе бурения, таких как вес на крюке, момент на роторе, момент на ключе, ходы насоса, расход на входе, расход на выходе, механический каротаж, детальный механический каротаж (ДМК), температура на входе и температура на выходе, объем емкостей, плотность на входе, газосодержание бурового раствора и др.

Для выявления поглощения наиболее информативными являются те параметры, которые показывают мгновенное изменение (скорость, объем раствора и др.) и изменение с учетом отставания, так называемые задержанные параметры (температура на выходе, плотность на выходе и др.).

Исходя из имеющихся данных бурения, можно говорить, что бурение исследуемого разреза скважины №1 проводилось в период времени с 3.45 ч по 3.55ч, после чего проводилась промывка скважины и вновь бурение с 4.20ч по 04.40ч. Этим временным интервалам соответствуют два глубинных интервала, в которых наблюдаются признаки поглощения бурового раствора:

- 1).1565,12- 1587,62
- 2). 1568.22-1569.51

На анализируемых диаграммах механического каротажа и ДМК в 3:45 на глубине 1565,12 зафиксировано значительное увеличение механической скорости до 50,73 м/ч и данных ДМК до 7 мин/м. Наблюдается резкое снижение объёма промывочной жидкости в рабочих емкостях с 35 м³ до 30

м³, расход на входе увеличился и составил 19,4л/с, ходы насоса равны 70,2ход/мин.

В 4.20 на глубине 1568,22 отмечено увеличение скорости проходки до 12 5 м/ч и ДМК до 20 мин/м. Так же зафиксировано резкое снижение значения параметра «расход на выходе» до нуля, отмечено резкое снижение объёма промывочной жидкости в рабочих емкостях с 30 м³ до 25 м³, расход на входе увеличился и составил 19,4л/с, ходы насоса равны 70,2ход/мин.

В обоих интервалах одновременно с падением расхода на выходе отмечается снижение плотности и температуры бурового раствора на выходе.

Данная ситуация диагностируется как частичное поглощение бурового раствора так как циркуляция бурового раствора не нарушается.

Состав газа не определен, так как газовая пачка в результате частичного поглощения не вышла на дневную поверхность.

В обоих случаях операторы станции ГТИ должны незамедлительно поставить в известность буровую бригаду и представителя заказчика, дальнейший контроль производится с постоянным расчётом объёма поглощения и его интенсивности.

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

На основе расходомерии, в комплексе с прочими методами геолого-технологических исследований появляется возможность расчёта интенсивности поглощений и проявлений, оценки момента окончания разбуривания поглощающих и проявляющих пластов, оценки эффективности изоляционных работ, т.е. сведение к минимуму технико-экономических потерь, связанных с осложнениями при бурении скважин.

При турбинном бурении расход промывочной жидкости характеризует режим бурения. Знание последнего необходимо для оценки процесса разрушения горных пород в его взаимосвязи с энергетической характеристикой забойного двигателя.

Решение всех показанных задач возможно с применением современных технических средств расходомерии. Следует отметить, что точность и надёжность применяемой аппаратуры является характеристикой, определяющей эффективность решения поставленных задач. Поэтому, всё очевиднее становится необходимость замены морально устаревших датчиков расхода бурового раствора типа «лопатка» на современные ультразвуковые расходомеры.