

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

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

Кафедра геофизики

**«Роль параметра давления в циркуляционной системе при диагностике
осложнений в процессе бурения»**

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-Садуни Хусейн Али Абдулмохсин

Научный руководитель

кандидат геол.-мин.наук, доцент

М.В. Калининкова

подпись, дата

Зав. кафедрой

кандидат геол.-мин.наук, доцент

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Саратов 2020

Введение. Для увеличения добычи нефти и газа необходим существенный рост темпов разбуривания эксплуатируемых и вводимых в разработку месторождений, повышение технико-экономических и качественных показателей буровых работ. При этом, зачастую, бурение ведётся во всё более сложных геолого-технологических условиях, растёт глубина скважин. Всё это необратимо ведёт к существенному возрастанию требований к качеству измерения технологических параметров бурения.

Одним из наиболее значимых параметров, регистрируемых и анализируемых службой ГТИ, является давление в скважине. Поскольку именно постоянный мониторинг давления в скважине позволяет сократить время, необходимое для определения начала образования осложнения и предотвращения аварийных ситуаций, то данная информация используется всеми службами, участвующими в процессе строительства скважины. Это делает тему данной бакалаврской работы весьма актуальной.

Цель выпускной квалификационной работы - рассмотреть технические средства измерения давления в скважине, используемые для решения задач геолого - технологических исследований в процессе бурения скважин на примере бурящихся скважин Кулешовско-Малаховского нефтегазоносного района Самарской области.

Для достижения указанной цели в процессе написания данной квалификационной работы автором были поставлены следующие **задачи**:

- изучить геолого-геофизическую характеристику района работ;
- провести систематизацию, закрепление и углубление теоретических знаний по физическим основам давления, видам измеряемых давлений;
- изучить средства измерения давления в системах буровой установки;
- изучить наиболее характерные аварийные ситуации на диаграммах давления;
- выявить предаварийные ситуации на примере скважины №1 Кулешовско-Малаховского нефтегазоносный район (НГР) Самарской области (в связи с

требованием производственной организации номер скважины был взят условным).

Данная работа включает введение, 3 раздела, заключение, список используемых источников. Раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика района работ», Раздел 2 «Методика выполнения работы», раздел 3 «Результаты исследования»

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. Район работ расположен на юго-востоке в 110 километрах от города Самара, в пределах Кулешовско-Малаховского НГР (нефтегазоносный район) Самарской области на границе с Бобровско-Покровским и Северо-Бузулукского НГР Оренбургской области.

Во втором подразделе 1.2 «Литолого-стратиграфическая характеристика», приведено описание литолого-стратиграфического разреза. Геологический разрез в пределах исследуемой территории представлен породами архейского кристаллического фундамента и осадочной толщей палеозойской, мезозойской и кайнозойской систем.

В подразделе 1.3 «Тектоника» приведены данные о структурном плане изучаемой площад. В тектоническом отношении исследуемая площадь расположена в пределах Юго-западного борта Бузулукской впадины - наиболее крупной структуры I порядка на территории Самарской области.

В пределах Бузулукской впадины развиты две системы пересекающихся грабенообразных прогибов, образующих прямоугольный «каркас», что при существующих региональных направлениях падения структурных поверхностей и простираний структурно-тектонических экранов создают весьма благоприятные условия формирования залежей в терригенном девоне. Исследуемая скважина расположена на кулешевской системе валов. В пределах исследуемой территории залежи нефти содержатся в эмско-франском (I НГК), франско-турнейском (II НГК),

визейском (III НГК), окско-башкирском (IV НГК) нефтегазоносных комплексах.

Подраздел 1.4. «Нефтегазоносность» содержит информацию о нефтегазоносности района, в котором расположено исследуемое месторождение. В соответствии с общепринятой схемой нефтегеологического районирования, 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 «Методика выполнения работы» содержит 6 подразделов.

Подраздел 2.1 «Физические основы измерения давления». К основным источникам давления жидкостей в нефтяных пластах относятся вес столба воды над точкой измерения давления на поверхности Земли и вес перекрывающих продуктивный пласт пород. В большинстве нефтяных залежей пластовое давление равно весу столба воды до пьезометрической поверхности, или статического уровня. Однако в некоторых залежах основным источником пластового давления является давление, передаваемое вмещающими породами (коллекторами).

Превышение пластового давления над нормальным наблюдается в залежах, приуроченных к изолированным линзам, не имеющим гидродинамической связи с площадью питания на поверхности Земли. Под действием веса налегающих пород мягкие (компетентные) осадочные породы уменьшаются в объеме главным образом за счет изменения порового пространства, что приводит к возрастанию пластового давления. Давление, развивающееся в результате уплотнения мягких пород, передается воде, содержащейся в поровой системе, и определяет градиент давления.

Жидкости и газы, заключенные в порах коллектора, залегают под определенным давлением, которое называют пластовым. Пластовое давление, измеряемое в кГ/см^2 , характеризует давление, существующее в

пласте перед началом отбора нефти и газа или после того, как установится режим эксплуатации залежи. С глубиной залегания пласта оно повышается почти линейно. В ряде случаев еще до вскрытия залежи ее пластовое давление можно приблизительно подсчитать путем умножения глубины залегания залежи, находящейся ниже уровня подземных вод, на 0,1.

Подраздел 2.2 «Виды измеряемых давлений». Жидкие и газообразные среды характеризуются свойствами упругости - обратимого изменения объема, то есть уменьшения объема среды при сжатии ее под давлением и восстановления исходного объема при снятии этого давления, и текучести - обратимого изменения формы. В этих средах различают давление внешнее (поверхностное) - на границе (поверхности) сред и внутреннее - внутри, в объеме или массе среды.

Положение точки измерения относительно горизонтальных плоскостей поверхностей равного давления - определяет весовую составляющую внутреннего давления - гидростатическое давление. Закон Паскаля справедлив не только для покоящихся, но и для движущихся сред, если их можно считать идеальными (отсутствует трение между слоями среды - вязкость). В вязких же движущихся средах величина внутреннего давления зависит от направления, и поэтому под внутренним давлением среды понимают его усредненное значение по трем взаимно перпендикулярным направлениям в точке измерения.

Полное внутреннее давление в движущейся среде, например, горизонтального напорного трубопровода определяется суммой внешнего, гидростатического и гидродинамического давления - скоростного напорного давления, а также потерями давления на трение по всей длине трубы и вихревыми потерями при изменениях величины и направления по тока в гидравлических сопротивлениях - коленах, задвижках, диафрагмах. В напорных трубопроводах с энергоносителями измеряется, как правило, статическое давление, которое является разностью полного и динамического давлений; при этом скоростные характеристики потока учитываются в

расходомерах и счетчиках при измерениях расхода и количества среды.

На практике давления газообразных и жидких сред могут измеряться относительно двух различных уровней: уровня абсолютного вакуума, или абсолютного нуля; уровня атмосферного, или барометрического, давления.

Давление, измеряемое относительно вакуума, называют давлением абсолютным (ДА). Барометрическое давление (ДБ) - это абсолютное давление земной атмосферы. Оно зависит от конкретных условий измерения: температуры воздуха и высоты над уровнем моря. Давление, которое больше или меньше атмосферного, но измеряется относительно атмосферного, называют соответственно избыточным (ДИ) или давлением разрежения, вакуумметрическим (ДВ).

Подраздел 2.3 «Классификация средств измерения давления». Для прямого измерения давления жидкой или газообразной среды с отображением его значения непосредственно на шкале, табло или индикаторе первичного измерительного прибора применяются манометры. Манометры классифицируют по принципу действия и конструкции, по виду измеряемого давления, по применению и назначению, по типу отображения данных и другим признакам. Манометры выполняют функцию локального контроля и в большинстве случаев из-за отсутствия возможности дистанционного доступа к их показаниям (за исключением манометров с унифицированным выходным электрическим сигналом) не могут использоваться для целей современной автоматизации. Такую возможность обеспечивают измерительные преобразователи давления (ИПД). По способу обработки и отображения измеряемого давления ИПД подразделяют на первичные (формируют для дистанционной передачи выходной сигнал, соответствующий измеряемому давлению) и вторичные (получают сигнал от первичных преобразователей, обрабатывают его, накапливают, отображают и передают на более высокий уровень системы). Современная тенденция развития ИПД заключается в их «интеллектуализации» на базе микроэлектронной технологии и микропроцессорной техники,

предполагающей передачу части функций системы управления вторичным преобразователям, а некоторых традиционных функций вторичных преобразователей – первичным.

Подраздел 2.4 «Установка и использование измерительных преобразователей давления». Установка конкретного ИПД для измерения давления в напорном трубопроводе должна производиться таким образом, чтобы исключить или свести к минимуму влияние на процесс измерения и эксплуатации прибора таких дестабилизирующих и опасных факторов. С учетом предельных характеристик ИПД и конкретных условий окружающей среды преобразователи устанавливаются и закрепляются либо непосредственно на трубе в месте измерения давления, либо дистанционно на настенной панели с подводкой к измеряемой среде посредством соединительных трубок (рукавов) и, если необходимо, разделителей мембранных (РМ) или сосудов уравнивающих и уравнивающих конденсационных.

Подраздел 2.5 «Измерение давления в системах буровой установки». В системах буровой установки для решения задач ГТИ давление измеряется:

- в линии высокого давления (манифольде) с установкой ИПД в насосном блоке или на стояке (предел измерения 25 или 40 МПа; -50.;. +80 С; $\pm 0,5\%$);
- в обвязке превентора (на выкидной линии) с установкой ИПД для измерения давления под превентором (предел измерения 60 или 100 МПа; -50.;. +80 С; $\pm 0,5-1,0\%$), включается только при включении в работу превентора;
- в линии высокого давления цементирующего агрегата (25-40 МПа, остальное - аналогично);
- в пневмосистеме привода клиньев ротора (как правило, установка ИПД осуществляется через тройник, предел измерения 1 МПа, -50.;. +80 С; $\pm 1-2\%$; возможна установка датчика релейного типа с настройкой давления срабатывания).

ИПД (датчики давления) устанавливаются со средоразделителями различной конструкции, или имеют встроенные металлические мембранные разделители сред и не требуют дополнительного средоразделения. Выходной сигнал - аналоговый, цифровой или содержит выключатель, срабатывающий при достижении заданного значения (датчик положения клиньев). Выходной сигнал - аналоговый, цифровой или содержит выключатель, срабатывающий при достижении заданного значения.

Следует иметь в виду, что как при бурении, так и при цементировании применяются двух- или трехцилиндровые буровые насосы с числом двойных ходов от 50 до 250 в минуту, что обуславливает пульсации давления в линиях высокого давления с частотой - 1 -4 Гц и амплитудой 0,5-1,5 МПа. В качестве своеобразных демпферов служат соединительные трубки и средоразделители, но наибольшее сглаживание при регистрации давления достигается электрическим демпфированием, с применением специальных фильтров низких частот.

Кроме вышеперечисленных ИПД (датчиков давления) в составе подсистем ГТИ применяются дополнительные датчики давления на диапазоны до 1 МПа, но они, как правило, не связаны с установкой их на элементах бурового оборудования и служат для измерения малых (до 0,05-0,15 МПа) избыточных (ДИ), дифференциальных (ДД) или вакуумметрических (ДВ) давлений.

Подраздел 2.6 «Наиболее характерные аварийные ситуации на диаграммах давления». На основе информации об изменении давления во времени можно оперативно определить широкий спектр предаварийных ситуаций, возникающих в процессе бурения и потенциально угрожающих не только целостности скважины, но и безопасности персонала. Оперативное определение предаварийных ситуаций позволяет своевременно принять необходимые меры для остановки дальнейшего развития аварии или осложнения. Например, промыв бурового инструмента в верхней части буровой колонны, так же промыв бурового инструмента в нижней части

буровой колонны; засорение фильтров, расположенных в нагнетательной линии и компоновке низа буровой колонны, либо засорение насадок долота.

В третьем разделе «Результаты исследования» приводятся данные исследования давления бурового раствора, как признака предаварийной ситуации, на конкретной скважине №1 Кулешовско-Малаховского нефтегазоносного района Самарской области.

На скважине был проведён комплекс геолого-технологических исследований в процессе бурения. В процессе бурения зафиксированы скачки давления, которые являются признаками неустойчивости стенки скважины.

В 11:49:40 - 1303кг/м³ выполнялся спуск на проработку в интервале 2758-2767,8м. Были зафиксированы подклинки, периодический скачкообразный рост давления до 163атм, расчётная эквивалентная циркуляционная плотность бурового раствора на забое 1324кг/м³. Скачки давления в скважине №1 наблюдались в интервале 2769-2779м.

С 13:08 до 14:08 производился спуск инструмента с проработкой в интервале 2779-2788м (давление 133-140атм; расход на входе 32-34л/сек.

В процессе проработки отмечались скачкообразные повышения давления на входе до 142атм, расчётная величина на забое до 1301кг/м³. По окончании проработки при выключенной циркуляции промывочной жидкости производился подъем инструмента в интервале 2784-2774м, в 14:09 на глубине 2785м зафиксирована затяжка инструмента до 20т свыше собственного веса.

С 14:08 до 15:25 производился спуск инструмента с проработкой интервала 2784-2793м. С 15:25 по 15:52 производилась проработка в интервале 2795-2806м (давление 100-140атм, расход на входе 27-34л/сек, обороты 61об/мин), в процессе проработки зафиксированы скачкообразные повышения ЭЦП на забое до 1354кг/м³ с повышением давления до 170атм. Наблюдалась затяжка инструмента до 20т свыше собственного веса на глубине 2785м

С 15:52 до 16:20 производился спуск инструмента в интервале 2789-2802м. С 16:20 по 21:54 производилась проработка в интервале 2804-2834м, отмечались скачкообразные повышения давления до 177атм, ЭЦП на забое до 1358кг/м³.

Заключение. В настоящей работе было показано, что для регистрации параметра давления в скважине используется широкий перечень измерительных средств, в числе которых манометры, измерительные преобразователи давления, датчики давления и пр.

В современной практике промыслово – геофизических работ отмечается очевидная тенденция на переход на цифровые датчики регистрации давления в скважине. Цифровые датчики обладают рядом важных преимуществ, в числе которых устойчивость к электромагнитным помехам, оцифровка данных в датчике и пр. Всё это позволяет увеличить точность получаемых данных о давлении и, что гораздо важнее, сократить время, необходимое для определения начала образования осложнения и предаварийных ситуаций.

Основная доля осложнений и предаварийных ситуаций находит своё отражение в диаграммах давления ГТИ. Наиболее показательные в этом плане осложнения были рассмотрены на примере скважины №1 Кулешовско-Малаховского нефтегазоносного района Самарской области. Однако помимо них существует целый ряд осложнений и предаварийных ситуаций, которые находят своё отражение на диаграмме давления. Например, как было показано в разделе 2 настоящей работы неустойчивость стенок скважины весьма ярко проявляется в динамике изменения давления бурового раствора в скважине.

Таким образом, становится очевидным вывод: модернизация методики измерения давления в комплексе геолого-технологических исследований ведёт к повышению безопасности бурения, особенно в сложных геолого-технологических условиях.