

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
образования

**«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»**

Кафедра геофизики

**«Диагностика и раннее предотвращение прихватов бурового  
инструмента в процессе бурения (на примере скважин Оренбургского  
нефтегазонаосного района)»**

**АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ**

студента 5 курса 531 группы заочной формы обучения

геологического факультета

по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Геолого-геофизический сервис

нефтегазовых скважин»

Мишанина Владислава Андреевича

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 2021

**Введение.** Актуальность темы выпускной квалификационной работы определяется тем, что осложнения в процессе бурения, к которым относится прихват бурового инструмента, сопровождаются значительными затратами времени и средств на ликвидацию их последствий и могут привести к серьезным авариям. Чтобы успешно их предупредить, требуется комплексный подход, использование методов геолого-технологических исследований в процессе бурения скважин (ГТИ), то есть реализация широкого комплекса взаимосвязанных, разработанных на единой методической основе экономических и технических мероприятий.

**Цель** выпускной квалификационной работы состоит в повышении проводки и сокращения сроков строительства скважины №1 Московского месторождения на основе оперативной информации, получаемой в процессе бурения.

Данная цель была реализована в условиях скважины №1 Московского месторождения расположенной в Оренбургской области. Несмотря на то, что запасы месторождения давно утверждены, на месторождении в настоящее время продолжают вестись геологоразведочные работы с целью оконтуривания ранее выявленных залежей и уточнения подсчетных параметров. Поскольку глубинность исследования скважин постоянно увеличивается, а, следовательно, возрастает и риск проявления аномально высоких пластовых давлений и аварийных ситуаций в процессе бурения.

Для решения поставленной цели были поставлены следующие **задачи:**

- изучить геолого-геофизическую характеристику района работ;
- изучить методику предупреждения осложнений в процессе бурения методами ГТИ;
- изучить классификацию осложнений при бурении скважин;
- охарактеризовать прихват бурового инструмента, как одного из основных видов осложнений, возникающих в процессе бурения;

- описать методику определения веса бурильной колонны и нагрузки на долото;
- описать методику измерения давления в системах буровой установки;
- провести интерпретации технологических данных ГТИ по скважине №1 Московского месторождения Оренбургской области для оперативного выявления признаков прихвата бурового инструмента при бурении и спускоподъемных операциях.

### **Основное содержание работы**

**Раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика района»** содержит четыре подраздела.

Первый подраздел 1.1 «Общая характеристика территории исследования» содержит сведения о Московском месторождении. Данное месторождение расположено в центральной части Оренбургской области, близ села Верхняя Платовка, Новосергиевский района.

Новосергиевский район относится к центральному Оренбуржью, это один из тридцати пяти муниципалитетов оренбургской области. Административный центр - посёлок Новосергиевка. Расположен в центральной части Оренбургской области, занимая отрезки долин рек Киндельки, Самары и ее правых притоков — Кувай, Большой и Малый Уран, Тока. Граничит: с Александровским, Переволоцким, Илекским, Ташлинским, Сорочинским и Красногвардейским районами области. Площадь территории — 4,5 тыс. км<sup>2</sup>. Новосергиевка основана в первой половине 18 века, ныне железнодорожная станция на линии Оренбург – Самара. Сейчас на территории образования 19 сельских советов и 69 населенных пунктов.

Климат района месторождения континентальный, с жарким, сопровождающимся суховеями летом и холодной зимой с устойчивым снежным покровом. Абсолютная амплитуда колебаний между крайними значениями температур велика и достигает 85°С. Зима отличается постоянством отрицательных температур и суровыми морозами. Лето

солнечное и жаркое, в дневные часы, особенно в июле. Вегетационный период около 180 дней. Характерной чертой климата области является его засушливость. выпадающие летом осадки не успевают впитываться в почву, так как высокие температуры воздуха способствуют их быстрому испарению. Осадки на территории области распространяются неравномерно. Максимальное количество осадков выпадает на хребте Малый Накас (до 550 мм в год). Примерно 60-70% годового количества осадков приходится на теплый период, что несколько сглаживает засушливость климата. Низкая обеспеченность оренбургских степей влагой часто приводит к засухе. За последнее столетие в северо-западных районах области сильные и средние засухи наблюдались один раз в 3-4 года. Продолжительность залегания снегового покрова составляет от 135 дней на юге до 154 дней на севере.

Во втором подразделе 1.2 «Литолого - стратиграфическая характеристика» показано, что в геологическом строении исследуемой площади принимают участие породы палеозойской эратемы, а именно: Каменноугольная система нижнего отдела, представленная неравномерным переслаиванием различных известняков с пропластками обломков органики; Девонская система верхнего отдела включающая в себя: известняки, различающиеся по цветовой гамме, аргиллиты темно-серого и также зеленовато-серого цветов, а также кварцевые песчаники светло-серых тонов; средний отдел представлен неравномерным переслаиванием зеленовато-серых аргиллитов, в Ардатовском горизонте D2ar, в интервале 3587-3623.6м, помимо аргиллитов выделяются кварцевые песчаники светло-серого цвета, Афонинская свита D2af состоит из известняков массивных, рыхлых, слабой крепости.

В третьем подразделе 1.3 «Тектоника» приведены данные о структурном плане изучаемой площади. Территория проведения исследований приурочена к Волго-Уральской антеклизе, а именно к Бузулукской впадине. Особенностью модели геологического строения Бузулукской впадины является интенсивная расчлененность фундамента на

множество протяженных структурно-блоковых ступеней и их систем. Бузулукская впадина вытянута с запада на восток на расстоянии до 300 км, ее ширина составляет 100–130 км, площадь – около 35 тыс. км<sup>2</sup>. Впадина представляет собою широкое заливообразное углубление, вдающееся в юго-восточный склон Восточно-Европейской платформы со стороны Прикаспийской синеклизы.

Дно впадины наклонено на юго-восток под углом до 1°. От Прикаспийской синеклизы впадина отделяется серией древних горстовидных выступов (Соль-Илецкий, Рожковский, Карповский и Клинецовский) [2].

Бузулукская впадина зародилась в начале девонского периода в результате обширного прогибания земной коры на юго-востоке Восточно-Европейской платформы, с которым связывалась раннедевонская трансгрессия моря. В конце франского века активизировался тектогенез, на фоне дальнейших погружений Прикаспийской синеклизы во впадине формируется дизъюнктивная ступенчато-блоковая тектоника. В дальнейшем развитии впадины периоды стабилизации (каменноугольный период) сменялись погружениями (пермский период) и восходящими движениями (современная эпоха). Бузулукская впадина по механизму формирования относится к штамповым структурам, формирующимся под действием гравитационных, т. е. объемных сил, вызванных сжатием подкорового субстрата и опусканием системы блоков фундамента.

В четвертом подраздел 1.4 «Нефтегазоносность» содержится информация о нефтегазоносности района, в котором расположено исследуемое месторождение. В продуктивной толще Оренбургского месторождения установлены три базисных геологических резервуара (I, II и III), прослеживаемых по площади месторождения и обладающих различными коллекторскими свойствами: артинско-сакмарский, сакмаро-ассельско-верхнекаменноугольный и верхне-среднекаменноугольный. Здесь три типа коллекторов: поровый, порово-трещинный и трещинный. Объемы локализованных перспективных запасов и ресурсов (категории C<sub>2</sub>+C<sub>3</sub>)

составляют в общей структуре НСР: нефти 12 %; газа 23,3 %; конденсата 14,7 %. Покрышки, представленные только плотными карбонатами, оцениваются как локальные, а глинистыми и плотными карбонатными слоями - как зональные. Это и положено в основу дифференциации территории по степени перспективности. Высокоперспективной считается территория, где прослеживаются зональные покрышки, а низкоперспективной, где покрышки носят локальный характер.

В вышележащих отложениях верхнего девона, карбона и перми раздельно-блоковая тектоника не проявляется. Таким образом, структурные формы терригенного девона являются погребенными. Наиболее крупным разломам в девоне в вышележащем разрезе отвечают слабовыраженные флексуры; наклоны пластов, противоположные региональному падению, также отсутствуют.

Второй важнейшей особенностью модели геологического строения юга Бузулукской впадины является резкое увеличение мощности отложений среднего девона примерно от 200 м на севере до 350–600 м на юге. Многократное утолщение девонского терригенно-карбонатного комплекса в пределах ограниченного района представляет уникальное явление для всей юго-восточной части Русской плиты. С ним связано появление ранее неизвестных продуктивных пластов  $D_{IV}$  и  $D_V$  в воробьевском и афонинском горизонтах и большой группы многопластовых месторождений зайкинского типа.

## **Раздел 2 «Методика исследования» содержит три подраздела.**

Подраздел 2.1 «Осложнения в процессе бурения, их определение и предупреждение по данным ГТИ». Под осложнением в процессе бурения понимают нарушение нормального процесса строительства скважины, которое требует принятия безотлагательных и эффективных мер для его устранения и продолжения бурения. В отличие от аварий осложнение, как правило, не связано с перерывом в процессе проходки скважины. Неликвидированное осложнение может стать причиной аварии. Наиболее

распространенными осложнениями при бурении скважин являются: разрушение стенок скважины; поглощения буровых промывочных и тампонажных растворов, пластовые флюидопроявления, прихваты колонн бурильных и обсадных труб. Применение геолого-технологических исследований скважин (ГТИ) позволяет добиться максимальных результатов в информационном обеспечении бурения, они предназначены для осуществления контроля за состоянием скважины на всех этапах ее строительства, ввода в эксплуатацию и предупреждения аварий.

Подраздел 2.2 «Прихваты бурового инструмента как признак предаварийной ситуации». Прихваты бурового инструмента являются одним из основных видов осложнений. Прихват бурильной колонны характеризуется невозможностью вертикальных перемещений и вращений инструмента в пределах допустимых нагрузок, а в некоторых случаях – потерей циркуляции. На возникновение прихватов существенно влияют физические свойства фильтрационных корок (липкость, прочность структуры, связанность частиц, пористость, проницаемость). Действие других факторов, например, температура, противодавление, качество смазочной добавки к буровому раствору, искривление ствола скважины и т.д. или не исследовали, или исследовали недостаточно, но они тоже играют свою роль. Прихватам предшествуют затяжки бурового инструмента, связанные с обвалами пород или попаданием бурильного инструмента в желоба, им же образованные и ликвидируемые без остановки технологического процесса. Природа прихватов различна, поэтому и методы ликвидации их отличаются друг от друга и имеют свою специфику. Прихваты и неустойчивость ствола могут быть обусловлены как геологическими причинами, так и технологическими.

Подраздел 2.3 «Определение прихватов по комплексу параметров ГТИ» содержит два подраздела. Подраздел 2.3.1 «Определение веса бурильной колонны и нагрузки на долото». Вес на крюке является крайне важным параметром, регистрируемым станцией ГТИ. От его

информативности зависит как своевременная идентификация аварийных ситуаций (например, слом бурового инструмента), так и точность определения интервалов затяжек и посадок. Кроме того, основополагающий параметр бурения – глубина долота, не может быть определён без адекватно-работающего датчика веса на крюке. Резкое изменение веса бурильной колонны является главным признаком наиболее распространённых из осложнений бурения – посадок и затяжек.

Подраздел 2.3.2 «Измерение давления в системах буровой установки». На основе информации об изменении давления во времени можно оперативно определить широкий спектр предаварийных ситуаций, возникающих в процессе бурения и потенциально угрожающих целостности скважины. 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 цементировочного 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).

Таким образом, возрастание давления или его падение, в составляющей буровой установки, которое отслеживает станция ГТИ, дают нам сигнал для предотвращения аварийной ситуации.



**Раздел 3 «Результаты работы».** Прихваты бурового инструмента, как признак предаварийной ситуации, были исследованы на конкретной скважине №1 Оренбургского нефтегазоносного района.

Конструкция скважины: Башмак обсадной колонны 245 x 8,9 установлен на глубине 1220 м.

Режимные параметры составляли: давление на входе – 140-160/148-175 атм; нагрузка на долото –12-16/-; расход на входе – 32-35/30-35 л/с; обороты ротора – 40-60/30-20-30 об/мин; момент на роторе – не регламентировано/5-11 кН\*м.

На скважине был проведён комплекс геолого-технологических исследований в процессе бурения. В интервале 2402 - 2300 м были зафиксированы: посадки, затяжки инструмента, повышения давления, рост момента на ВСП; было срабатывание аварийной чеки. По данным каменного материала интервал 2402-2300 м представлен следующими отложениями: глинами, аргиллитами, песчаником и алевролитом, приуроченными к Бобриковскому горизонту.

Причинами потери подвижности инструмента, исходя из имеющихся данных, можно считать:

- несоблюдение параметров промывочной жидкости;
- бурение и проработка инструмента на буровом растворе, параметры которого не заложены программой на бурение;
- данный прихват может быть отнесён к группе дифференциальных, что подтверждается наличием стабильной циркуляции промывочной жидкости и отсутствием изменения параметров потока промывочной жидкости и достаточно высокой ЭЦП.

**Заключение.** В работе показано что, основная доля осложнений и предаварийных ситуаций находит своё отражение в диаграммах ГТИ. Осложнения были рассмотрены в настоящей работе на примере скважины №1 Оренбургской области. В процессе бурения зафиксированы скачки давления, посадки, затяжки инструмента, которые в итоге привели к прихвату бурового

инструмента. Вероятными причинами прихвата является несоблюдение параметров промывочной жидкости; бурение и проработка инструмента на буровом растворе, параметры которого не заложены программой на бурение.

Показано, что для выявления прихвата бурового инструмента в скважине используется широкий перечень параметров, в числе которых вес колонны, изменение давления, нагрузка на долото и пр.

Исследование показало, что необходимо в режиме реального времени следить за технологическими параметрами на буровой и на основе этих данных принимать оперативные решения по диагностике и раннего предотвращения прихватов бурового инструмента в процессе бурения.