

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

Кафедра геофизики

**«Выявление прихватов в процессе бурения скважины №U Уренгойского
месторождения»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 4 курса 431 группы
направление 21.03.01 нефтегазовое дело
профиль «геолого-геофизический сервис нефтегазовых скважин»
геологического ф-та
Алашааб Мустафа Кусай Махал

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 2022

Введение. Актуальность темы работы определяется тем, что независимо от уровня технологии проводки скважины, при её бурении неминуемо возникают нештатные ситуации, наиболее неприятные из которых - осложнения и аварии, что связано с разнообразием залегания пород, вариацией глубины пластов, их мощности и физико-химических свойств. В настоящей работе рассматриваются вопросы, связанные с осложнениями при бурении скважин, с их предупреждением и ликвидацией.

Осложнение - это проявление факторов геологического происхождения, делающих дальнейшее бурение скважины нерентабельным, невозможным или опасным. К поглощениям относятся: поглощения промывочной жидкости; газонефтеводопроявления; обвалы и осыпи; прихваты.

Объектом исследования в выпускной квалификационной работе является скважина №U Уренгойского месторождения.

Целью - являлось выявление и анализ прихватов инструмента в процессе бурения скважин Западной Сибири.

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

- изучить геолого-геофизические условия Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ);
- изучить теоретико-методических основы осложнений, возникающих при бурении скважин;
- изучить методику выявления прихвата инструмента в процессе бурения;
- провести интерпретацию диаграмм технологических параметров ГТИ по материалам скважины №U Уренгойского месторождения;
- выявить прихваты бурового инструмента по данным ГТИ в скважине №U Уренгойского месторождения.

Структура данной работы состоит из введения, 3 разделов (1. Геолого-геофизическая характеристика района работ. 2. Методика исследования. 3. Результаты работы), заключение, список использованных источников.

Основное содержание работы

1 Геолого-геофизическая характеристика района работ

1.1 Физико – географическое описание района

Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение в административном отношении находится на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа. Работы проводятся на территории Уренгойского нефтегазоносного района, Надым-Пурской нефтегазоносной области.

1.2 Краткая изученность района работ

Гигантское по запасам газа Уренгойское газовое месторождение было открыто 6 июня 1966 года Нарыкарской нефтеразведочной экспедицией. В результате бурения и испытания скважины №2, заложенной в юго-восточной части выявленного сейсмо-партией Цыбенко В.Л. крупного Уренгойского поднятия, при испытании интервала 1148 -1158 м верхней части сеноманских отложений был получен фонтан газа абсолютным свободным дебитом 6560,8 тыс. м³/сут.

1.3 Литолого – стратиграфическая характеристика разреза

В геологическом строении принимают участие породы фундамента, представленные допалеозойскими и палеозойскими метаморфическими породами и отложениями платформенного чехла, сложенными полифациальными терригенными песчано – глино – алевролитовыми породами палеозойского и мезозойско-кайнозойского возрастов. На рассматриваемой территории сводный геологический разрез представлен палеозойской, мезозойской и кайнозойской эратемами. Описание проведено снизу-вверх, начиная с Мезозойской эратемы.

1.4 Тектоника

Уренгойское месторождение приурочено к Уренгойскому мегавалу. Уренгойский мегавал, имеющий преимущественно субмеридиональное простирание, в северной части ориентирован субширотно. Эта наиболее крупная положительная структура (170 × 120 км) представляет собой единую

сложную складку. В северной части выделены Енъяхинское и Песцовое куполовидные поднятия, а на юге – Южно-Уренгойский малый вал. Мегавал четко прослеживается по всем отражающим сейсмическим горизонтам. Подошва юрских образований фиксируется на глубинах от 5200 до – 6200 м. По кровле юрковской свиты мегавал превращается в структурный нос. Формирование структуры происходило унаследованно. В центральной ее части в берриасе и раннем валанжине увеличение амплитуд шло быстрее, чем на севере. С позднего валанжина преобладали неравномерные восходящие движения. Рост замедлился в маастрихт-датское время. В олигоцене и плиocene структура консолидировалась в единый мегавал.

1.5 Нефтегазоносность

Одним из нефтегазоносных объектов вскрытой части разреза в пределах Уренгойского НГКМ является ачимовская толща, прослеживающаяся в сортымской свите нижнего мела.

На месторождении открыты залежи углеводородов в отложениях от сеноманских до нижнеюрских включительно, в структурных и структурно-литологических ловушках. В плане соотношение полей распространения коллекторов ачимовской толщи с контуром продуктивности основного неокомского горизонта БУ10₁₋₂ и сеноманской газовой залежи. Поле газоносности ачимовских отложений по имеющимся данным лишь своей западной частью перекрывается неокомским контуром, в основной же части распространяется восточнее, в пределах восточного склона Уренгойского вала.

В пределах Уренгойского района наибольший этаж нефтегазоносности установлен на Уренгойском месторождении, где глубоким бурением были вскрыты отложения всего осадочного чехла (в скважине 414 Уренгойской вскрыт палеозойский фундамент). Во многих скважинах вскрыты отложения ачимовской толщи, верхней, средней юры, а в отдельных и нижней юры, которые также оказались продуктивными.

2 Методика исследования

2.1 Геолого-технологические исследования: цели и задачи

Геолого-технологические исследования (ГТИ) являются составной частью геофизических исследований нефтяных и газовых скважин и предназначены для осуществления контроля за состоянием скважины на всех этапах ее строительства и ввода в эксплуатацию с целью изучения геологического разреза, достижения высоких технико-экономических показателей, а также обеспечения выполнения природоохранных требований. ГТИ проводятся непосредственно в процессе бурения скважины, без простоя в работе буровой бригады и бурового оборудования; решают комплекс геологических и технологических задач, направленных на оперативное выделение в разрезе бурящейся скважины перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения, оптимизацию отбора керна, экспрессное опробование и изучение методами ГИС выделенных объектов, обеспечение безаварийной проводки скважин и оптимизацию режима бурения.

2.2 Аппаратура ГТИ

2.2.1 Датчики, регистрирующие параметры в процессе строительства скважины

Существуют четыре основных способа получения геолого-технологической информации:

1. Параметры регистрируются автоматически с помощью датчиков, монтируемых непосредственно на территории буровой. В основном это технологические параметры бурения. Измеренные значения передаются по кабелю либо непосредственно в станцию ГТИ на компьютер, либо через специальное устройство — точку сбора.
2. Параметры регистрируются автоматически с помощью аппаратуры, находящейся в станции ГТИ; это параметры газового каротажа.

3. Параметры измеряются вручную с помощью специальных приборов, находящихся в станции ГТИ. Измеренные значения заносятся вручную или автоматически (для компьютеризированных приборов) в программы для их обработки и визуализации. Это геологические параметры.

4. Параметры вычисляются с помощью аппаратно-программного комплекса ГТИ, расположенного в станции (вагоне-доме). Вычисляемые параметры могут быть технологическими, геологическими и параметрами газового каротажа.

Основная цель геологических исследований состоит в детальном изучении геологического разреза скважин в процессе бурения и выяснения всех, потенциально перспективных на нефть и газ.

2.3 Осложнения и аварии при строительстве скважины

Осложнение в бурении - это отклонение технологии ведения работ от проекта или приостановка технологического цикла работ, восстановление которого возможно после устранения причин, повлиявших на это.

Осложнения в бурении, в основном, возникают вследствие несоответствия технологии ведения работ горно-геологическим условиям проводки скважины. Остановка технологического цикла работ вызванного осложнением возможна по причинам ухудшения условий проводки скважины, которые могут привести к аварии, росту экономических затрат или потерь при проводке скважины, угрозе возникновения значительного экологического ущерба, ухудшению условий труда и промышленной безопасности. Классификация основных видов осложнений, предложенная Э.И. В соответствии с тематикой дипломной работы вначале рассмотрим аварийные ситуации, связанные с прихватами буровых труб.

2.3.1 Прихваты буровых труб

Прихватами называется невозможность вертикальных перемещений и вращений инструмента в скважине при технически допустимых натяжениях. Самый тяжелый случай прихвата – потеря циркуляции промывочной жидкости. Самыми распространенными причинами возникновения прихвата,

как правило, являются: осыпи, обвалы, сужения ствола вследствие выпучивания пород, уступы на стенках скважины вследствие неудачной компоновки колонны, образование сальника. Причинами прихвата, кроме перечисленных признаков неустойчивости ствола скважины, могут быть:

- высокое дифференциальное давление, прижимающее колонну к стенке скважины;
- липкая и рыхлая глинистая корка;
- поглощения промывочной жидкости;
- оставление колонны длительное время без движения и циркуляции;
- заклинивание посторонними предметами.

3 Результаты работы

В соответствии с вышеизложенной методикой, в скважине №U Уренгойского месторождения представилось возможным выделить прихват инструмента в процессе бурения. Бурение скважины проходило 20.12.2017 г и началось в 0 час.0мин по местному времени, что следует из колонки «Время сбора данных» на приложении Б. В это время было проведено отправление команды DOWN LINK на глубине 5671,5м (давление на входе $P_{вх}=180$ атм, дебит $Q_{вх}=8,5$ л/с).

Затем буровой бригадой была проведена промывка инструмента на глубине 5671,5м ($P_{вх}=300$ атм, $Q_{вх}=10$ л/с).

Бурение скважины проходило в штатном режиме, о чем свидетельствуют поведение диаграмм всех регистрируемых параметров. И параметры бурения при этом не изменялись.

В процессе бурения, в 13:00 по местному времени, производилась проработка в интервале 5743-5714 м. ($P_{вх}=100-280$ атм, $Q=5-10$ л/сек, $N=40-60$ об/мин, $M=6-11$ кНм).

Произошла затяжка инструмента.

При расхаживании инструмента без вращения на глубине 5730м затяжки инструмента до 20т ССВ и посадки до 20т НСВ.

Затяжка инструмента отражается резкими изменениями значений параметров: вес на крюке (красная кривая), положение на крюке (голубая кривая) обороты ротора (желтая кривая), момент на роторе (сиреневая кривая), скорости инструмента (черная) и ходов насоса (желтая кривая) и др. Это отражается иззубренностью кривых на этих диаграммах.

Как известно затяжки инструмента являются признаком осложнения при бурении, а именно прихвата инструмента.

Однако, не смотря на данное осложнение – затяжку инструмента буровая бригада продолжала бурение скважины. При этом параметры бурения, бурового раствора и др. не изменялись, как это следует из ниже приведенных данных по бурению интервалов скважины.

Бурение в интервале 15743,0-5760,2м

($P_{вх}=300-325$ атм, $Q=9-10$ л/с, $W=7-9$ т, $N=100$ об/мин, $M=6-8$ кН*м, $Y_{вх}=1,73$ г/см³; $Y_{вых} 1,73$ г/см³, $V=15,9$ м/ч); (сумма C1-C5=2-3%).

Бурение в интервале 5760,2-5764,2 м.

($P_{вх}=305-325$ атм, $Q=10$ л/с, $W=7-9$ т, $N=100$ об/мин, $M=6-8$ кН*м, $Y_{вх}=1,73$ г/см³, $Y_{вых}=1,73$ г/см³, $V=12,1$ м/ч) (сумма C1-C5=2-3%)

Бурение в интервале 5764,2-5765,0 м.

($P_{вх}=305-325$ атм, $Q=10$ л/с, $W=7-9$ т, $N=100$ об/мин, $M=6-8$ кН*м, $Y_{вх}=1,73$ г/см³; $Y_{вых} 1,73$ г/см³, $V=4,7$ м/ч); (сумма C1-C5=2-3%).

Проработка в интервале 5763 - 5765м ($P_{вх}=280$ атм, $Q=10$ л/сек, $N=40$ об/мин, $M=6-7$ кН/м).

Бурение в интервале 5765,0-5771,3 м

($P_{вх}=305-325$ атм, $Q=10$ л/с, $W=7-9$ т, $N=100$ об/мин, $M=6-8$ кН*м, $Y_{вх}=1,73$ г/см³; $Y_{вых}=1,73$ г/см³, $V=15$ м/ч): (сумма C1-C5=2-3%).

Отправление на команды DOWN LINK на глубине 5784м ($P_{вх}=280$ атм, $Q_{вх}=9,5$ л/с).

Поскольку никакие меры по предотвращению осложнения не предпринимались, спустя 7 часов после затяжки в 20 часов 30 мин при

бурении в интервале 5784 - 5788м с параметрами: давление на входе ($P_{вх}$)=280атм, емкость раствора (Q) =10л/сек, число оборотов ротора (N)=60об/мин, момент на ключе (M)=6-7кН/м)на глубине 5788 м произошел **прихват** бурового инструмента.

Признаками прихватов по данным ГТИ кроме затяжек, являются:

- рост давления на входе;
- рост крутящего момента на роторе;
- снижение скорости проходки;
- крупный обвальный шлам на вибросите;
- посадки при подходе к зашламленному забою;

На диаграммах данные признаки отражаются резкими увеличениями значений веса на крюке (красная кривая), положением на крюке (голубая кривая), падением оборотов ротора (желтая кривая), отсутствием момента на роторе (сиреневая кривая), возрастанием скорости инструмента (черная) и уменьшением ходов насоса (желтая кривая).

Как следует из комментариев, при забое 5788м после отрыва от забоя для отправки команды DOWN LINK, при включении оборотов наблюдается рост момента до 19.6кН*м и отсутствие вращения инструмента при расхаживании.

Через 20 минут начала расхаживания без попыток вращения и выключенной циркуляции с постепенным увеличением веса до 170т при собственном весе 95т. При этом расход - 5л/сек и давление 100атм. Движение инструмента при расхаживании составляло 7,5м. Освободить инструмент не удалось.

В 23 часа началась промывка без расхаживания, при этом $P_{вх}$ =265атм, Q =10л/с. Во время промывки производился ремонт СВП (блок управления верхним приводом).

Все выше перечисленные факторы приводят к необходимости привлекать комплекс технологических параметров для раннего предупреждения осложнений связанных с прихватом бурового инструмента.

Заключение

В выпускной квалификационной работе был рассмотрен материал ГТИ по скважине №U Уренгойского месторождения связанный с выявлением осложнений в процессе бурения по данным ГТИ. В работе изучены осложнения при строительстве скважин и методика их выявления по данным ГТИ; проведена интерпретация технологических параметров в процессе бурения и выявлены такие осложнения как затяжки и прихват бурового инструмента на примере скважине №U Уренгойского месторождения.