

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

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

Кафедра геофизики

**«Ранняя диагностика прихватов бурового инструмента в
процессе бурения скважины №44180 Нонг-Ёганского
месторождения»**

АВТОРЕФЕРАТ МАГИСТРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 2 курса 261 группы
направление 05.04.01 геология
профиль «Геофизика при поисках
нефтегазовых месторождений»
геологического ф-та
Прусакова Ивана Васильевича

Научный руководитель
к.г.-м.н., доцент

Зав. кафедрой
к.г.-м.н., доцент

подпись, дата

М.В. Калининкова

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2023

Введение. Топливо-энергетический комплекс России испытывает в настоящее время острый кризис, экстремальный период которого приходится на 1993-1996 годы. При этом ведущая роль в ТЭК принадлежит нефтяной и газовой промышленности, в которых ключевое место по добыче углеводородного сырья занимает Западная Сибирь, где добывается около 75 % российской нефти и более 90 % природного газа. Падение добычи нефти в 1996 г. по сравнению с 1991 г. более чем в 2 раза обусловлено не только уменьшением физических объемов бурения (более чем в 4 раза), но и ростом глубин скважин и осложнение их разрезов, выработкой высокопродуктивных месторождений, увеличением фонда бездействующих скважин и т.д.

За последние годы более чем в 10 раз сократилось количество разведываемых и вводимых в эксплуатацию нефтяных и газовых месторождений, что подтверждает актуальность их поисков и разведки глубоким бурением в перспективных регионах России.

Спецификой строительства нефтяных и газовых скважин в сложных условиях Сибири является достаточно высокие затраты времени и средств на предупреждение и ликвидацию осложнений, возникающих в процессе их бурения и заканчивания в силу действия ряда объективных и субъективных причин и факторов (изученность горно-геологических условий; достигнутый уровень технологии бурения и крепления скважин, обеспечивающий безаварийное их сооружение при минимизации затрат; качественное вскрытие и освоение продуктивных пластов; наличие в разрезах скважин многолетнемерзлых пород; обеспеченность необходимыми материалами и средствами; удаленность от баз снабжения; суровые природно-климатические условия; уровень организации работ и т.д.).

Для Западной Сибири проблемным остается обеспечение устойчивости стенок скважин, прежде всего, в глинистых отложениях. Существующие методики расчета времени устойчивого периода стенок ствола скважин для таких условий позволяют лишь их прогнозную оценку без учета

гидратационных напряжений, возможного осмотического влагомассопереноса и специфического действия химических реагентов, вводимых в буровой раствор. Повысить объективность расчетов можно путем комплексного использования результатов лабораторных и промыслово-геофизических методов исследования.

Успешное решение данных проблем возможно на базе обобщения современных представлений о фильтрационных процессах в проницаемых средах и дисперсных системах. В этом направлении работали и продолжают исследования многие ученые: В.С. Бочкарев, В.И. Воронов, А.Н. Дмитриевский, Н.П. Запивалов, М.Ю. Зубков, К.С. Иванов, К.А. Клещев, А.Э. Конторович, В.Г. Криночкин, В.С. Сурков, С.В. Шадрина, В.Л. Шустер и другие известные геологи и геофизики.

Сложное строение нижнего структурного этажа ЗападноСибирской платформы, включающего породы фундамента, коры выветривания и базальных горизонтов осадочного чехла, подчеркивается широким разнообразием петрографического и литологического состава продуктивных интервалов, среди которых присутствуют нижнекембрийские карбонатные отложения, гранитоиды и толщи триасового вулканогенного комплекса, а также древние метаморфические породы позднепротерозойского-раннепалеозойского возраста, вызывают различные осложнения в процессе бурения и требуют специальных исследований.

Объектом исследования данной работы является Нонг-Ёганское месторождение, которое расположено в западной части Ханты-Мансийского автономного округа, в 100 км к северо-востоку от г. Сургут.

Все промыслово-геофизические работы на исследуемом месторождении ведутся геофизической компанией ООО «Тюменьгеоспектр». Данная компания ведёт геологические работы при разработке месторождений, в строительстве и проектировании строительства скважин в районах Западной Сибири.

Компания использует в работе современное оборудование, а также активно внедряются новые методические разработки, новые технологии, что позволяет обеспечить высокое качество выполняемых работ. ООО «Тюменьгеоспектр» выполняет широкий спектр работ по обслуживанию нефтегазовых скважин в процессе бурения и решению сопутствующих задач: геолого-технологические (ГТИ) исследования при строительстве скважин; производство датчиков и оборудования для проведения ГТИ; геологическое сопровождение работ на этапах строительства, ремонта скважин; инженерное сопровождение строительства скважин; интерпретация (переинтерпретация) данных ГИС, ГТИ и др.

Безусловно, каждая аварийная ситуация несет в себе временные и материальные затраты на их устранение. В данной работе уделим особое внимание прихвату бурового инструмента.

Цель работы состояла в выявлении прихвата бурового инструмента по данным ГТИ в процессе бурения скважины №44180 Нонг-Ёганского месторождения.

Данная цель предполагала решение следующих задач:

- Дать геолого – геофизические характеристики Нонг-Еганского месторождения;
- Изучить методику проведения геолого-технологических исследований в процессе строительства скважин;
- Описать устройство станции ГТИ и датчики, регистрирующей аппаратуры в процессе строительства скважины;
- Дать характеристику осложнений скважин;
- Выявить прихват бурового инструмента в скважине №44180 Нонг-Ёганского месторождения по данным ГТИ.

Основное содержание работы. 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 и предотвращения аварийных ситуаций.

Наиболее распространенными осложнениями при бурении скважин являются: разрушение стенок скважины, поглощения буровых промывочных и тампонажных растворов, пластовые флюидо-проявления; прихваты колонн бурильных и обсадных труб.

Названные типы осложнений можно подразделить на следующие виды изображенные на рисунке 1.



Рисунок 1 – Разновидности осложнений при бурении, связанных со скважиной

Разрушение стенок скважины:

- осыпи и обвалы незакрепленных горных пород, приводящие к чрезмерному загрязнению ствола скважины;
- набухание горных пород, приводящее к сужению ствола скважины;
- оползни, приводящие к частичному или полному перекрытию ствола скважины;

- желобообразование в местах резкого искривления ствола, приводящее к возникновению затяжек и посадок при спуске или подъеме колонны труб;
- растворение соленосных отложений, приводящее к образованию каверн;
- растепление многолетнемерзлых пород, приводящее к их деградации и потере устойчивости.

Поглощения бурового промывочного и тампонажного растворов:

- потери бурового раствора в проницаемые пласты, приводящие к необходимости приготовления дополнительных объемов бурового раствора, а зачастую и проведения специальных глубинных гидродинамических исследований;
- недостаточное гидростатическое давление в скважине, порождающее опасность смятия находящейся в ней обсадной колонны и выброса пластового флюида на поверхность;
- применение специальных материалов для закупорки поглощающих пластов, требующее их доставки на буровую, монтажа специальных устройств для ввода материалов в буровой раствор;
- недоподъем тампонажного раствора за обсадной колонной, приводящий в ряде случаев к необходимости исправительных тампонажных работ.

Пластовые флюидопроявления:

- газирование бурового раствора, приводящее к необходимости его дегазации и дополнительной обработке химическими реагентами;
- разбавление бурового раствора пластовыми флюидами, приводящее к необходимости его частичной замены;
- межпластовые перетоки флюидов, требующие дополнительного разобщения пластов из-за их несовместимости при проходке открытым стволом;

- заколонные флюидопроявления, приводящие к опасно-му скоплению газа непосредственно на устье бурящейся скважины;

- возникновение грифонов, приводящее к проникновению газа на дневную поверхность и возникновению его взрывоопасной концентрации в окрестностях скважины.

Прихваты колонны труб в необсаженном стволе скважины:

- одностороннее прижатие колонны труб к проницаемому пласту за счет репрессии между ним и скважиной;

- заклинивание колонны в желобной выработке вида «замочная скважина»;

заклинивание долота сальником или в сужении ствола скважины;

- заклинивание долота сальником или в сужении ствола скважины;

- прихват колонны обвалившимися породами.

Профилактика предусматривает:

- использование рациональных конструкций скважин;

- применение буровых растворов, свойства которых способствуют предупреждению прихвата колонны и обеспечению устойчивого состояния пород, слагающих стенку скважин;

- нормирование превышения гидростатического давления над пластовым

- недопущение непланируемого искривления ствола скважины;

- редупреждение образования желобов и ликвидацию желобных выработок;

- применение противоприхватных компоновок низа бурильных колонн;

- использование специальных приспособлений и устройств, предупреждающих заклинивание колонны труб в скважине в процессе бурения и при спускоподъемных операциях.

Наименьшая вероятность прихвата у инструментов, имеющих меньший диаметр и длину (центратор, наддолотный калибратор, па керы и др.).

При выборе рациональной конструкции скважины необходимо строго придерживаться следующих основных требований:

-не допускать совместное вскрытие горизонтов с различными градиентами пластовых давлений;

-своевременно перекрывать опасный участок ствола промежуточной колонной или хвостовиком.

Нарушение этих требований приводит к возникновению прихватов под действием перепада давления, ликвидация которых на большой глубине не всегда возможна.

Проблема сохранения устойчивости пород, слагающих стенки скважин, пока еще полностью не решена.

Для ликвидации прихватов широко применяются жидкостные ванны с применением в качестве рабочих агентов нефти, воды, кислот, щелочей, а также их комбинаций. Механизм действия химически малоактивных веществ (нефть, вода) до конца не изучен. Видимо, наряду с проникновением этих веществ в зону контакта труб с породой или с фильтрационной коркой, сопровождающимся смачиванием и смазыванием трущихся пар, происходят эрозия фильтрационных корок, образование в корках каналов, способствующих сообщению скважины с пластом и выравниванию давлений.

Исследуемая скважина № 44180 была заложена с целью разработки меторождения, с проектной глубиной 3143,8 м. Проектный пласт - ЮВ1. Достигнутый забой - 3143,8 м.

В соответствии с задачей исследования, в скважине №44180 Нонг-Ёганского месторождения был выделен прихват инструмента.

Прихват бурового инструмента был зафиксирован при приведении шаблонирования открытого ствола скважины. Шаблонирование производят в скважинах с целью определения проходимости прибора (колонны) по стволу скважины. Диаметр и длина, спускаемого шаблона должны быть не меньше диаметра и длинны прибора (колонны).

Прихват бурового инструмента при шаблонировании получен не случайным образом. Во время бурения скважины под эксплуатационную колонну в интервале 3042 – 3049 м произошли видимые на глубинной диаграмме изменения момента на роторе во время бурения и изменение скорости проходки бурового инструмента. При выходе шлама этого интервала были зафиксированы крупные куски пород, фракциями более 7-10 мм, что соответствует неправильному ходу бурения.

На планшете глубинной диаграммы фиксируются следующие параметры:

- Общий газ в процентном соотношении;
- Сумма газов;
- Детально-механический каротаж;
- Механическая скорость проходки, м/час;
- Положение тальблока, м
- Вес на крюке, т;
- Нагрузка на долото, т;
- Давление на входе, атм;
- Обороты ротора, об/мин;
- Момент на роторе, кН*м;
- Расход на входе, л/сек;
- Поток на выходе, у.е.;
- Ходы насоса 1, ход/мин;
- Ходы насоса 2, ход/мин;
- Температура на входе, °С;
- Температура на выходе, °С;
- Плотность на входе, г/см³;
- Плотность на выходе, г/см³;
- Объёмы емкостей V1-V5, м³

Изменение показаний момента на роторе в интервале с 3042 по 3048 м с 1 до 2,5 кН*м были спровоцированы увеличением нагрузки на долото во

время бурения. Из-за низкой проходимости, буровой бригадой было принято решение увеличить нагрузку от 4 до 8 тонн в том же интервале, что было категорически противопоказано.

Во время шаблонирования открытого ствола скважины, под спуск эксплуатационной колонны, при спуске инструмента получили посадку инструмента после чего затяжку до 40 тонн. В результате чего на скважине произошёл прихват инструмента в интервале 3045 – 3049. На суточной диаграмме ГТИ видно по резкому увеличению веса при хождении на вира и резкому уменьшению веса при хождении на майна.

Повышение пластового давления в приствольной зоне скважины вследствие фильтрации нефти и воды в пласт при определенных условиях, в результате уменьшается перепад давления, действующий в зоне прихвата.

Из-за прихвата было принято решение введения нефти в буровой раствор. Благодаря введению в состав бурового раствора нефти освобождение от прихвата удалось получить спустя ровно 95 часов после его начала. Газоаналитическое оборудование зафиксировало повышение газопоказания, что является индикатором выхода углеводородов из введённой нефтяной пачки.

Заключение. В данной работе рассмотрены материалы ГТИ по скважине №44180 Нонг-Ёганского месторождения, связанные с ранней диагностикой и выявлением предаварийной ситуации в процессе бурения. Бурение скважины происходило в сложных геологических условиях зоне возможных осыпей и обвалов, признаками которых являлись: увеличение крутящего момента, снижение скорости проходки, крупный обвальный шлам на виброститах во время бурения в интервале 3042-3048 м. Во время шаблонирования открытого ствола скажины были получены посадки и затяжки инструмента. Буровая бригада была предупреждена о развивающемся осложнении, но не приняла адекватного решение. Зона осложнения обусловленная как геологическими факторами (наличие

неустойчивых пород) так и технологическими факторами (недостаточная очистка забоя от шлама и не соответствие свойств бурового раствора и породы) могла быть пройдена с промывкой химически обработанным буровым раствором, имеющим минимальную водоотдачу и максимально возможную высокую плотность. Действуя по методике изложенной выше, можно было бы избежать прихват бурового инструмента, сохранив при этом заложенные при планировании строительства нормы времени.

В соответствии с целью работы было выполнено следующее:

- дана геологическая и геофизическая характеристика Нонг-Еганского месторождения;
- изучена методика проведения геолого-технологических исследований в процессе строительства скважин прошли успешно;
- охарактеризовано устройство станции ГТИ;
- дана характеристика осложнений при строительстве скважин;
- выявлен прихват бурового инструмента на скважине №44180 Нонг-Еганского месторождения.