

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

Кафедра геофизики

**«Предупреждение осложнений при бурении с использованием данных
ГТИ на примере Вынгапуровского месторождения»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 531 группы
направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Геолого-геофизический сервис нефтегазовых скважин»
геологического ф-та
Якоби Андрея Алексеевича

Научный руководитель

К. г.-м.н., доцент

подпись, дата

К.Б. Головин

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2022

Введение. В данной выпускной квалификационной работе рассматриваются виды осложнений при бурении скважин, а также проанализировано бурение на примере эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком на Вынгапуровском месторождении.

Актуальность исследования осложнений при бурении определяется тем, что каждая бурящаяся скважина не застрахована от аварийной ситуации. Ежегодные затраты времени на ликвидацию осложнений по стране и за рубежом составляют многие тысячи часов, несмотря на разработку и применение различных способов предупреждения и борьбы с ними.

Целью выпускной квалификационной работы является рассмотрение осложнений при бурении скважины и методов борьбы с ними.

Для достижения поставленной цели в работе поставлены следующие задачи:

- изучить геологическое строение Вынгапуровского месторождения;
- рассмотреть возможные виды осложнений при бурении скважины;
- изучить методы предупреждения и ликвидации поглощений;
- проанализировать причины поглощений и прихватов;
- рассмотреть предаварийную ситуацию поглощения бурового раствора на примере конкретной скважины;
- рассмотреть предаварийную ситуацию прихвата бурового инструмента на примере конкретной скважины;
- сделать анализ по устранению вышеописанных ситуаций;
- сделать анализ по предотвращению осложнений при бурении последующих скважин Вынгапуровского месторождения.

Данная работа включает введение, 3 раздела, заключение, список использованных источников. Общий объем работы составляет 60 страниц.

Основное содержание работы. **Раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика района работ»** содержит 5 подразделов.

Подраздел 1.1 «Географическое и административное положение месторождения. В административном отношении Вынгапуровское месторождение расположено своей большей частью на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа и меньшей частью на территории Нижневартовского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.

В географическом отношении месторождение расположено в северной части Западно-Сибирской низменности и представляет собой пологоволнистую равнину с лесными массивами. Район проектируемых работ не сейсмичен.

Подраздел 1.2 «Природно-климатические условия района месторождения». В орографическом отношении район месторождения имеет равнинный рельеф, в значительной степени переработанный процессами денудации. Абсолютные отметки рельефа изменяются от +90 до +137 метров над уровнем моря. Присутствуют переувлажненные болотные ландшафты с мерзлотным рельефом.

Важной особенностью природной обстановки описываемого района является наличие многолетнемерзлых и сезонномерзлых пород. Характер сезонного промерзания грунтов во многом определяется высотой снежного покрова и влажностью почвы. На открытых участках глубина промерзания достигает 3,9 м, на залесенных - 2,4 м.

Подраздел 1.3 «Литолого-стратиграфическая характеристика района». Литологический разрез Вынгапуровского месторождения представлен толщей терригенных песчано-глинистых отложений мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, подстилаемых метаморфизованными породами палеозойского складчатого фундамента. Максимально вскрытая толщина осадочного чехла составляет 3962 м. Сводный геолого-геофизический разрез представлен на рисунке 2.

Подраздел 1.4 «Особенности тектонического развития района».

Согласно "Тектонической карте мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы", составленной в 1990г. институтом ЗапСибНИГНИ под редакцией В.С.Бочкарева, масштаба 1:1000000, как показано на рисунке 3, Вынгапуровское нефтегазоконденсатное месторождение находится на территории южной части субрегиональной структуры - Ямало-Тазовской мегасинеклизы (В), которая, в свою очередь, осложнена надпорядковой структурой - Надым-Тазовской синеклизой (В1).

Южный борт Надым-Тазовской синеклизы осложняет Варьеганско-Пурпейская зона линейных структур (антиклинальная зона) (В1В). В состав ее, наряду с другими положительными структурами, входят: Вэнгапурский крупный вал (LVII), непосредственно к которому и приурочена исследуемая площадь и Варьеганский крупный вал (LX), находящийся юго-восточнее. Эти объекты имеют меридиональное простирание.

Подраздел 1.5 «Нефтегазоносность». В нефтегазоносном отношении исследуемая площадь расположена в пределах Вынгапуровского нефтегазоносного района Надым-Пурской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Вынгапуровский участок работ характеризуется широким стратиграфическим диапазоном распространения залежей нефти и газа. Этаж нефтегазоносности охватывает толщу осадочных пород платформенного мезозойского чехла от среднеюрского до верхнемелового возраста и составляет около 2000 м. В его составе можно выделить три нефтегазоносных комплекса (НГК): средне-верхнеюрский, неокомский и апт-сеноманский.

Раздел 2 «Основная часть» содержит 5 подразделов.

Подраздел 2.1 «Профиль скважины». Все профили условно можно разбить на следующие три вида:

- тангенциальные профили;

- S-образные профили;
- J-образные профили.

В данном случае выбираем J-образный профиль скважины, который показан на рисунке 4, так как для эффективной разработки месторождения необходимо вскрытие продуктивной залежи под большим значением зенитного угла, при большом отклонении от вертикали и точном попадании в продуктивный пласт с помощью двух участков набора кривизны.

Исходя из выбора J-образного профиля, вида и плотности пород, глубины залегания скважины, технических характеристик бурения, возможно построение трехмерного изображения профиля скважины для дальнейшего анализа и интерпретации данных.

Подраздел 2.2 «Инклинометрия». В нашем случае для бурения скважины № 3234 куст № 122 Вынгапуровского месторождения была выстроена проектная инклинометрия в таблице 2.

Согласно проектной инклинометрии глубина по стволу должна составить 3960 м, протяженность горизонтального участка 578 м, глубина по вертикали 2931,97 м.

При фактическом бурении и корректировках, которые наблюдались на протяжении бурения участков под эксплуатационную колонну и горизонтального участка имеем следующие показатели: глубина по стволу 3984 м, протяженность горизонтального участка 602 м, глубина по вертикали 2931 м.

При бурении горизонтального участка для измерения зенитного угла, азимута географического, угла установки отклонителя бурильного инструмента использовался инклинометр 4 3/4" IDS only компании Weatherford.

Подраздел 2.3 «Датчики ГТИ». В этом подразделе содержится описание, фото, технические характеристики датчиков, используемых для контроля процесса бурения.

1) Датчик-расходомер количества выходящего бурового раствора Weatherford. Лопасть датчика используется для измерения потока раствора в возвратной поточной линии.

2) Датчик веса на крюке ДНК-2. Датчик веса на крюке предназначен для измерения веса бурового инструмента и контроля нагрузки на долото при бурении скважин с вертикальным стволом, а также веса на крюке буровой установки при различных технологических операциях.

3) Датчик момента на роторе ДМЦ-Д. Датчик момента на роторе предназначен для контроля крутящего момента роторного стола на буровых установках с цепным приводом.

4) Датчик давления ДВД-1. Датчик давления предназначен для измерения давления бурового раствора в линии нагнетания или в обсадной колонне нефтегазовых скважин.

5) Поплавковый датчик уровня буровой жидкости ДУ-Г. Поплавковый датчик уровня буровой жидкости предназначен для измерения уровня бурового раствора в закрытых и открытых емкостях.

Подраздел 2.4 «Основные виды осложнений при бурении горизонтальной скважины». В этом подразделе рассмотрены основные виды осложнений, которые встречаются при бурении скважин. *Осложнение в бурении* – это отклонение технологии ведения работ от проекта или приостановка технологического цикла работ, восстановление которого возможно только после устранения причин, повлиявших на это.

Дифференциальный прихват возникает, когда разность между гидростатическим давлением столба бурового раствора и пластовым давлением становится чрезмерно большой и колонна труб в скважине находится без движения даже незначительное время, в течение которого труба соприкасается со стенкой скважины.

Прихват в желобной выработке относится ко второй группе и возникает при подъеме или вращении бурильной колонны.

Прихват посторонними предметами относится ко второй группе и возникает при бурении или СПО. Этот тип прихвата возможен по всему стволу скважины вследствие падения в скважину посторонних предметов. Прихват характеризуется затяжкой инструмента при подъеме или резкой посадкой при спуске бурильного инструмента. Циркуляция бурового раствора сохраняется.

Прихват из-за сальникообразования возникает при разбурировании глинистых или высокопроницаемых пластов при формировании толстой глинистой корки. Образованию сальников, состоящих из вязкой смеси глинистого материала с частицами выбуренной породы, способствуют загрязненность скважины шламом из-за неудовлетворительной промывки, плохая работа системы очистки бурового раствора, спуск инструмента без промежуточных промывок, бурение без проработок пробуренного интервала, ступенчатость ствола скважины, наличие каверн, желобов, большая кривизна ствола.

Газонефтеводопроявление (ГНВП) - вид осложнения, при котором поступление флюида из пласта в скважину или через ее устье можно регулировать или приостанавливать с помощью запорного оборудования.

Поглощением в бурении называется уход бурового или тампонажного раствора в пласт в объеме, превышающем естественную убыль раствора в скважине. Поглощение может открыться только в том случае, если гидродинамическое давление столба бурового раствора, возникающее в стволе скважины при выполнении в нем различных технологических операций (спуска и подъема инструмента, проработки ствола, восстановления циркуляции, бурения и др.), превысит то предельное давление, при котором пласт начнет принимать буровой раствор.

По интенсивности поглощения разделяются на частичные (без потери циркуляции), полные (циркуляция отсутствует, но уровень бурового раствора находится у устья скважины) и катастрофические (со значительным падением уровня бурового раствора в скважине ниже устья).

Обвал – это нарушение устойчивости стенок скважины вследствие хрупкого объемного разрушения породы в скважине. Как видно из рисунка 12, обвалы присущи в основном глинистым и песчано-глинистым комплексам (глины, аргиллиты, алевролиты, сланцы, мергели и др.), на долю которых из общего объема осадочных пород приходится до 80 % .

Осыпание стенок скважин – это нарушение их устойчивости вследствие хрупкого поверхностно-объемного разрушения пород в скважине. Осыпи чаще всего встречаются при пересечении скважиной пластов пород с большими углами падения, особенно при бурении наклонно-направленных скважин.

Искривленными называются скважины, наклонный ствол которых проектом не предусмотрен, а получен в результате неправильного или недостаточного учета геологических факторов или вследствие технико-технологических упущений.

Подраздел 2.5 «Процесс бурения и предупреждение осложнений при бурении». В этом подразделе подробно рассмотрено бурение интервалов, даны рекомендации по возможным осложнениям. Бурение интервалов: направление, кондуктор, эксплуатационная колонна, хвостовик.

Пункт 2.5.1 «Направление»

Бурению интервала заняло 1 день вместе со спуском обсадной колонны. Длина интервала 365 метров, средняя скорость проходки 40 м/ч, тип бурового раствора глинистый.

Стратиграфия представлена: четвертичными отложениями, журавской свитой, новомихайловской свитой, атлымской свитой, черганской свитой.

Бурение и спуск обсадной колонны прошло без осложнений.

Пункт 2.5.2 «Кондуктор»

Бурение интервала заняло 3 дня. Длина интервала 1063 метра, средняя скорость проходки 56 м/ч, тип бурового раствора мало-глинистый полимерный.

Стратиграфия представлена: черганской свитой, люлинворской свитой, талицкой свитой, ганькинской свитой, березовской свитой, кузнецовской свитой, покурской свитой.

Бурение и спуск обсадной колонны прошло без осложнений.

Пункт 2.5.3 «Эксплуатационная колонна»

Бурение интервала заняло 6 дней . Длина интервала 1751 метр, средняя скорость проходки 27 м/ч, тип бурового раствора высокоминерализованный на основе бинарных солей.

Стратиграфия представлена: атлымской свитой, черганской свитой, люлинворской свитой, талицкой свитой, ганькинской свитой, березовской свитой, кузнецовской свитой, покурской свитой, алымской свитой, вартовской свитой.

Во время бурения эксплуатационной колонны скважины №3234 куст 122 Вынгапуровского месторождения были получены и ликвидированы следующие осложнения: прихват буровой колонны, поглощение бурового раствора.

Прихвату предшествовали:

- затяжки при подъеме КНБК
- посадки при спуске КНБК
- не соблюдение параметров раствора программным значениям (превышение плотности и реологических параметров)
- простой в открытом стволе скважины в проницаемых породах.
- высокая пространственная интенсивность набора угла (более 1 град/10м) согласно данным инклинометрии, которые представлены в таблице 2.

Для избавления от прихвата приняты действия:

- приложен максимальный крутящий момент и доведен до места прихвата;
- восстановлена циркуляция до максимально допустимого расхода;

- резкие разгрузки колонны для создания максимальной осевой нагрузки.

Поглощению предшествовали:

- не соблюдение параметров раствора программным значениям (превышение плотности и реологических параметров) вследствие произошло разность между давлением столба жидкости и пластовым давлением;

- прихват буровой колонны;

- расход буровых насосов и выход на рабочий режим был не плавным, а резким, вследствие чего произошло разность между давлением столба жидкости и пластовым давлением.

Для борьбы с поглощением прокачана кольматирующая пачка в объёме 10 м³ с концентрацией в 36 кг/м³ разнофракционного наполнителя, которая была изготовлена заранее согласно программе бурения и борьбы с осложнениями. Согласно диаграмме ГТИ, представленной на рисунке 13, общее время на определение и ликвидацию прихвата и поглощения составило 2,5 часа, суммарный объем поглощенного раствора составил 16 м³, данное значение было зафиксировано благодаря герконовому датчику ДУ-Г, показанному на рисунке 10.

Пункт 2.5.4 «Хвостовик»

Бурение интервала заняло 10 дней. Длина интервала 819 метров, средняя скорость проходки 15 м/ч, тип бурового раствора ингибированный биополимерный.

Стратиграфия представлена: мегинской свитой. Пласт насыщения АЧ1

Бурение и спуск хвостовика прошло без осложнений.

В третьем разделе «Результаты работы» проведены исследования процесса бурения скважины № 3234 куст № 122 Вынгапуровского месторождения. Рассмотрели возможные осложнения на каждом из интервалов, а также пути борьбы и ликвидаций. При бурении

Эксплуатационной колонны столкнулись с 2-мя видами осложнений: прихват и поглощение бурового раствора.

Прихват вызван продолжительным простоем в открытом стволе скважины в проницаемых породах, как следствием поломкой бурового оборудования, а также вследствие разности между давлением столба жидкости и пластовым давлением. Как дополнительный фактор осложнения выступила сложность геометрии ствола на участке 3100-3169м, согласно данным инклинометрии в таблице 2 с высокой пространственной интенсивностью (более 1 град/10м). Прихват был зафиксирован датчиками ГТИ и незамедлительно приняты меры по устранению. В ходе начала промывки было обнаружено поглощение бурового раствора, которое является возможным следствием прихвата, а также следствием превышения гидростатического давления столба бурового раствора над пластового из-за несоблюдения параметров промывочной жидкости. Также возможной причиной осложнения мог послужить резкий выход на максимальный расход буровых насосов, что привело к разрыву пласта. Первым и наиболее показательным признаком осложнения явилось изменение параметра «расход на выходе», снижение бурового раствора в емкостях по герконовым датчикам ГТИ. Следом прослежена смена параметров бурового раствора: увеличение плотности, увеличение вязкости и реологических параметров. Также на виброситах замечен повышенный выход шлама из забойной пачки, что связано с неустойчивостью ствола скважины.

Оба осложнения были грамотно определены и предприняты меры по их устранению, которые повлияли на скорость устранения и результат по заканчиванию интервала эксплуатационной колонны.

Заключение. В данной работе рассмотрены возможные осложнения при бурении скважин, а также рассмотрен конкретный случай бурения с ликвидацией прихвата бурового инструмента и поглощения бурового раствора.

На основании всего вышесказанного, а также на основании анализов можно сделать вывод, что процесс построения скважины должен проходить в регулярном контроле за параметрами бурения, параметрами промывочной жидкости, откалиброванными датчиками ГТИ и других подрядных организаций, участвующих в процессе. При полноценном контроле и быстром реагировании возможно в короткие сроки устранить осложнение и избежать простоев в бурении, а тем более критических ситуаций.

Выполненный анализ также показал, что современное бурение невозможно без контроля за режимом промывки скважины. Контроль за ним позволяет оперативно установить возникновение поглощения. Позволяет своевременно принять необходимые меры для предотвращения аварии, угрожающей целостности скважины и безопасности, задействованного в строительстве скважины персонала.

В работе показано, что на основе метода расходомерии можно эффективно провести расчёт интенсивности поглощений.

Следует отметить, что точность и надёжность применяемой аппаратуры является характеристикой, определяющей эффективность применения современных методов оценки расхода бурового раствора на входе и выходе из скважины.

На основе рассмотрения осложнений и методов борьбы с ними показано, что наиболее необходимым является выявление на первоначальном этапе степени осложнения и верного пути ликвидации.