

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

Кафедра геофизики

**«Выявление осложнений в процессе бурения при строительстве  
разведочной скважины №9 Лодочного месторождения»**

**АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ**

Студента 5курса 531 группы  
геологического факультета  
направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Мерзуна Николая Васильевича

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

подпись, дата

Б.А.Головин

Зав. кафедрой  
к.г.-м.н., доцент \_\_\_\_\_

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2021

**Введение.** В настоящее время в практике промысловых работ при строительстве нефтегазовых скважин осложнения стали далеко не редким явлением. Осложнения заметно снижают темпы строительства скважины и увеличивают ее стоимость.

На борьбу с ликвидацией осложнений при строительстве скважин на нефть и газ в некоторых случаях затрачивается от 10 до 20% календарного времени, что делает проблему предупреждения осложнений и их ликвидации весьма актуальной

Объектом исследования является скважина № 9 Лодочного месторождения Туруханского района Красноярского края.

Целью выпускной квалификационной работы является прогнозирование, ранее выявление и предотвращение аварийных ситуаций в процессе строительства скважины №9 лодочного месторождения.

Для выполнения указанной цели были поставлены следующие задачи:

- изучить геолого-геофизическое строение исследуемого месторождения;
- адаптировать методику проведения и интерпретацию ГТИ применительно к геологическим условиям лодочного месторождения;
- осуществить прогноз и ранее выявление предаварийных в процессе бурения методами ГТИ.

Работа состоит из следующих разделов:

- 1 Геолого-геофизическая характеристика района территории исследования
- 2 Методика исследований
- 3 Осложнения при строительстве скважины
- 4 Результаты работ

**Основное содержание работы.** Первый раздел работы «Геолого-геофизическая характеристика территории исследований». В разделе содержатся общие сведения о Лодочном месторождении. Лодочное

нефтегазоконденсатное месторождение в административном отношении располагается на территории Туруханского района Красноярского края.

В геологическом строении Лодочного месторождения принимают участие метаморфические образования архейско-среднепротерозойского возраста, осадочные образования ранне-среднепалеозойского, позднепалеозойского- раннемезозойского и мезозойско-кайнозойского возраста .

Территория Лодочного месторождения в тектоническом отношении расположена в северо-восточной части Западно-Сибирской плиты (ЗСП), которая характеризуется гетерогенным по строению фундаментом и осадочным чехлом. Наиболее крупными структурными элементами северо-восточной части ЗСП являются Надым-Тазовская синеклиза и Приенисейская моноклиза. Пендомаяхская впадина и Большехетская структурная терраса считаются структурными элементами первого порядка, осложняющими Надым-Тазовскую синеклизу. На Большехетской структурной террасе выделяются положительные структуры второго порядка: Сузунский и Лодочный валы. В их пределах выделены Сузунское, Ванкорское, Лодочное и Тагульское локальные поднятия, с которыми связаны одноименные месторождения нефти и газа.

На лодочном месторождении выявлено несколько этажей нефтегазоносности.

Один представлен с пластами-коллекторами нижнее хетской и долганской свиты, второй связан - с пластами яковлевской и малохетской свит, в которых обнаружено несколько залежей: одна нефтяная, две газовые и четыре нефтегазоконденсатные залежи. Залежи пластово-сводовые, литологически ограниченные. Нефть малосернистая, плотность 0.82 - 0.905. Геологические запасы Лодочного месторождения по состоянию на 1 января 2010 г. составляют 31,688 млн т нефти по категории С1 и 97,358 млн .т. нефти по категории С2, извлекаемые - 10,503 млн. т. и 32,649 млн. т. нефти по категориям С1 и С2, запасы газа по категории С1 составляют 22,451 млрд м<sup>3</sup>,

C2 - 47,384 млрд м<sup>3</sup>. Геологические запасы газового конденсата по категории C1 - 2,948 млн т, C2 - 4,274 млн т.

**Второй раздел работы «Методика исследований».** Целью технологических исследований является повышение эффективности бурения и оптимизация процесса строительства скважины с точки зрения стоимости бурения, безаварийности процесса строительства скважины и обеспечения условий для последующей эффективной добычи нефти и газа из пластов.

По целевому назначению основные задачи ГТИ подразделяются на: геологические, технологические, планово-экономические, научно-исследовательские (экспериментальные) и информационные.

Изучение разреза скважины непосредственно в процессе бурения должны быть детально рассмотрены и классифицированы отдельно от технологических исследований. По способу привязки получаемой информации к разрезу все методы изучения разреза скважины в процессе бурения следует подразделить на две большие группы:

- 1) методы с мгновенной привязкой информации к разрезу;
- 2) методы с задержкой информации на величину времени отстаивания промывочной жидкости и шлама или на величину подъема инструмента и обработки информации.

Буровой инструмент несет информацию о динамике взаимодействия долота с горной породой в виде колебаний верха бурильной колонны. Амплитуда и частота колебаний верха бурильной колонны содержат информацию о твердости горной породы, динамике взаимодействия долота с горной породой. Данная информация определяется с помощью измерения параметров веса инструмента, нагрузки на долото и оборотов ротора.

Промывочная жидкость на выходе из скважины содержит информацию о проходимых нефтегазоносных пластах за счет флюидов, попадающих в промывочную жидкость из выбуренной породы и пластов. Это приводит к изменению физических свойств промывочной жидкости, что позволяет с учетом аналогичных фоновых замеров на входе в скважину по приращению

измеряемых параметров выявлять эти пласты и определять характер их насыщения.

Информация, содержащаяся в промывочной жидкости, задерживается на величину отставания, равную времени движения жидкости от забоя до места установки соответствующих датчиков в желобной системе.

Газовый каротаж основан на исследовании количества и состава газа в промывочной жидкости, выходящий из скважины.

Непрерывный компонентный анализ газо-воздушной смеси, получаемый непосредственно в процессе бурения дает возможность для эффективного разделения продуктивных и водоносных пластов.

Горная порода в виде шлама, выносимого на дневную поверхность вместе с промывочной жидкостью, или в виде керна, поднимаемого в керноотборных снарядах, несет информацию о коллекторских, механических и абразивных свойствах образцов исследуемого разреза, о минеральном и фракционном составе; это позволяет строить литологическую колонку и проводить стратиграфическое разделение разреза, выявлять особенности элементного состава, изучать наличие в каменном материале жидких, газообразных и твердых углеводородов, а также выполнять другие геолого-геохимические и петрофизические определения.

### **Третий раздел работы «Осложнения при строительстве скважины»**

Широко распространенными осложнениями при строительстве скважин являются: разрушение стенок скважин, поглощение буровых и тампонажных растворов; газонефтеводопроявления; прихваты бурильных и обсадных колонн.

Осложнениями называют нарушение нормального процесса строительства скважины, которое требует принятие немедленных и эффективных мер для его устранения и продолжения строительства скважины.

На борьбу с ликвидацией осложнений при строительстве нефтегазовых скважин в некоторых случаях затрачивается от 10 до 20% календарного времени. На практике становится известно, что любое осложнение легче

предотвратить с помощью своевременной диагностики, чем его ликвидировать.

Далеко не редкость что одно возникшее осложнение влечет за собой другое, а совокупность нескольких осложнений в одном стволе в целом максимально затрудняет их ликвидации и приводит к значительным затратам календарного времени и средств.

Неликвидированное осложнение может перерасти в аварию. Авария в бурении это возникновение в стволе скважины непредвиденной ситуации, в которой невозможно продолжение запланированных работ без устранения возникшего препятствия посредством специальных работ, не входящих в технологический цикл. Работы, проводимые для ликвидации аварии называются аварийными. Аварийные работы приводят к непроизводительной потере рабочего времени, нерациональным расходу трудовых ресурсов, и весьма значительным материальным и финансовым затратам.

Именно по этой причине повышенное внимание должно уделяться предупреждению аварий на основе постоянного контроля над состоянием бурового инструмента и ствола скважины.

Наиболее распространённые и дорогостоящие виды осложнений при строительстве скважин, являются прихваты бурильных труб и обсадных колонн. Как известно, им служат затяжки, посадки бурового инструмента, тесно связанные с обвалами пород, с помощью которого образуются, а так же ликвидируются.

Возникновение прихватов различные, поэтому и методы ликвидации их отличаются между собой и имеют свою специфику.

На возникновение прихватов колонн труб оказывает влияние множество факторов, дифференцировать которые, с целью оценки их влияния, трудно.

Можно схематично разделить действующие при прихвате колонн труб силы на силы механического прижатия труб к стенке скважины, связанные с действием перепада давления и горизонтальной составляющей веса колонны труб, и адгезионные силы взаимодействия, зависящие от свойств

фильтрационной корки, состояния контактной зоны и условий среды. Эти силы действуют совместно и в зависимости от условий в скважине, их соотношение меняется.

Прихватом называют процесс, в результате которого возникает потеря подвижности колонны труб, которая не восстанавливается даже после приложения к ним максимально допустимых нагрузок с учетом запаса прочности материала труб.

На возникновение прихватов оказывают значительное влияние физические свойства фильтрационных корок, такие как липкость, прочность структуры, связанность частиц, пористость, проницаемость контактирующих с колонной труб.

Существуют разнообразные способы ликвидации прихватов. Труднее всего ликвидировать прихваты, возникшие по причине обвала пород, Такие прихваты не редко переходят в категорию аварий.

Поглощение относится к одним из основных видов осложнений.

В настоящее время используются вероятностно-статистические методы для прогнозирования зон поглощений, который предусматривает выбор наиболее эффективных технологических мероприятий по предупреждению и борьбе с поглощениями.

Поглощения раствора поглощающими пластами сопровождаются наличием пор, трещин, каналов, пустот в проходимых скважиной породах и слабой устойчивостью пород к давлению столба жидкости в скважины, в результате чего возникает гидроразрыв пород и в щели проникает жидкость.

Поглощающие пласты в скважинах чаще всего бывают пористыми, трещиновидными и кавернозными породами. Пористые песчано-алевритовые породы имеют трещины и обладают поровой трещинной проницаемостью, трещиноватые породы имеют межзерновую пористость, а кавернозные породы разбиты микротрещинами различной раскрытости.

Для определения интенсивности поглощения имеются некоторые способы; один из них это по разности количества закачиваемого и выходящего

раствора. Наиболее точным будет это определение потери бурового раствора в процессе бурения, в процессе этого учитывается, не только изменения объема жидкости в циркуляционной системе, но и избыточное давление на поглощающий пласт, что дает более подробную информацию интенсивности поглощения бурового раствора при определенном избыточном давлении.

Газонефтеводопроявления (ГНВП) так же является широко распространенным видом осложнений, возникающих на всех этапах строительства скважин. Наиболее распространёнными считается в разведочном бурении в разрезе газоносных горизонтов, на долю ГНВП приходится свыше 30%, в соответствии от общего числа осложнений. В результате чего становятся значительные затраты, расходуемые на ликвидацию ГНВП, что в свою очередь отрицательно сказывается на экономических показателях деятельности буровых предприятий.

Основной причиной поступления пластового флюида в скважину является недостаточное давление на пласт.

Поступление пластовых флюидов в ствол скважины определенным образом отражается на гидравлических характеристиках циркуляционного потока и свойствах бурового раствора, выходящего из скважины. Возникающие при этом на поверхности сигналы или признаки проявлений обладают различной значимостью в зависимости от информативности, времени поступления и интенсивности притока флюида. Станция ГТИ выявляет следующие признаки газонефтеводопроявлений

- увеличение объема (уровня) бурового раствора в емкостях;
- повышение расхода выходящего бурового раствора из скважины при неизменной подаче буровых насосов;
- уменьшение против расчетного объема доливаемого в скважину бурового раствора при подъеме бурильной или обсадной колонны;
- увеличение против расчетного объема бурового раствора в приемной емкости при спуске бурильной или обсадной колонны;
- повышение газосодержания в буровом растворе;



- возрастание механической скорости бурения;
- изменение показателей свойств бурового раствора;
- изменение давления на манифольде.

Увеличение объема бурового в приемных емкостях являются основным прямым признаком ГНВП.

Во время интенсивного роста содержания газа необходимо незамедлительно осуществлять действия для дегазации бурового раствора, а так же следует выявить причины его поступления

#### **Четвертый раздел работы «Результаты исследования»**

В соответствии с задачей исследования, были выделены прихваты, поглощение, газонефтеводопроявления на лодочном месторождении скважине №9. Прихват был зафиксирован в 12:20, в процессе ликвидации которого произошел разрыв обсадной колонны в районе ЦКОДа (цементируемый клапан обратного давления) так как данный элемент обсадной колонны имел наименьшую максимально допустимую нагрузку по прочности.

Во время спуска обсадной колонны, были зафиксированы посадки в инт. 465-512 м. до 10 т. и выданы предупреждение об их наличии буровой бригаде. Для устранения посадок, производились промывки с расхаживанием кондуктора, и расхаживания кондуктора без циркуляции. Далее в 12:20 станцией ГТИ было зафиксировано и выдано предупреждение о наличии прихвата в интервале 501-502 м в процессе ликвидации которого были зафиксированы посадки до 20 т. и затяжки до 25 т. По рекомендациям было принято решение включить циркуляцию после чего в 12:50 в процессе промывки удалось восстановить хождение обсадной колонны в интервале 498-503 м. Далее был произведен подъем обсадной колонны. По окончанию подъема было зафиксировано отсутствие следующих элементов компоновки низа обсадной колонны: Обсадная труба 324 x 9,5x "Д"-12,03 м; БК-324 мм-0,42 м.

Поглощение произошло в процессе бурения скважины №9 В 17:40 станцией ГТИ было зафиксировано отсутствие циркуляции бурового раствора в процессе бурения и оперативно выдано предупреждение об уменьшении бурового раствора в емкостях, об отсутствие расхода бурового раствора на выходе из скважины, а так же о резком уменьшении давления на манифольде. наблюдалось поглощение с полным отсутствие циркуляции бурового раствора.

В 17:45 по рекомендациям, были приняты меры для устранения поглощение инструмент был поднят от забоя на 2 метра, и была уменьшена производительность буровых насосов. В 17:50 в процессе промывки на пониженном расходе бурового раствора наблюдалось плавное восстановление циркуляции бурового раствора, а так же нормализация рабочего давления на манифольде. В 18:00 циркуляция восстановилась, после чего была увеличена производительность буровых насосов до рабочего расхода бурового раствора. В 18:10 было принято решение продолжить бурение. Объем поглощение бурового раствора составил 21 м<sup>3</sup>.

Газонефтеводопроявление наблюдалось, при проведении геофизического комплекса ГДК-ОПК (Гидродинамический каротаж и опробование пласта) на глубине 1714 м. в процессе промежуточной промывки, буровой бригадой успешно было предотвращено флюидопроявление с помощью своевременных предупреждений и рекомендаций, выданных персоналом ГТИ.

В 14:50 – Закончился оптический анализ на глубине 1714 м. после чего была запущена промежуточная промывка. В 15:05 – Станцией зафиксировано и выдано предупреждение буровой бригаде о скачках давления на манифольде.

В 15:10 – Зафиксировано и выдано предупреждение буровой бригаде об увеличении газопоказаний до 15%. В 15:20 – Зафиксировано и выдано предупреждение буровой бригаде об увеличении газопоказаний до 22%.

В 15:30 – Зафиксировано и выдано предупреждение буровой бригаде об увеличении объема в рабочих емкостях.

В 15:35 – На столе ротора визуально наблюдалось поступления пластового флюида.

В 15:40 – Сделано предупреждение о Выбросе. Далее была остановлена промывка и произведены работы по герметизации устья скважины и отключению электроэнергии на буровой установке.

В последствии были проведены работы по глушению скважины и восстановлению циркуляции которые привели к положительному результату.

**Заключение.** В данной работе была рассмотрена аппаратура и методика для проведения геолого-технологических исследований в процессе бурения скважины.

На конкретной скважине №9 лодочного месторождения, было осуществлено решение задачи- прогнозирования и своевременного выявления предаварийных ситуаций в скважине №9 Лодочного месторождения

Показано, что технологический контроль позволил осуществлять поддержание рационального режима бурения.