

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

Кафедра геофизики

**«Анализ эффективности ГТИ при строительстве скважины №51222
Приобского месторождения»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 531 группы
направление 21.03.01 нефтегазовое дело
профиль «Геолого-геофизический сервис»
геологического факультета
Герасимова Евгения Сергеевича

Научный руководитель

ассистент каф. Геофизики

подпись, дата

В.В. Тимофеев

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Введение. Изначально ГТИ, как служба каротажа бурового раствора, сосредоточилась на качественном мониторинге циркуляции бурового раствора и содержании в нем нефти и газа. Измерения включали наблюдение за возвратом бурового раствора на предмет углеводородной жидкостной фазы, мониторинг газа, выделяющегося из бурового раствора по мере его выхода его на поверхность, и изучения бурового шлама для определения типа породы, которая была пробурена, а также поиск анализ на наличие нефти в буровом шламе. Постепенно технология развилась на отслеживание параметров бурения для определения зон аномально высокого пластового давления и поглощения с использованием газовой хроматографии.

Традиционные исследования, поставляемые соответствующими компаниями, включают в себя геологическую оценку скважины, оценку формирования нефтегазового коллектора и услуги инженерной поддержки бурения.

Одним из важных инструментов безопасности при бурении является комплекс датчиков, который помогает в режиме реального времени проводить операцию бурения и реагировать на любые потенциальные или фактические опасности.

Процесс получения этих данных и их последующая оценка являются очень важными факторами для всех программ бурения. Его эффективность зависит, прежде всего, от точности измеряемых параметров.

Также ГТИ используются в качестве коррелирующего инструмента, позволяющего технологам изменять свои программы бурения, чтобы не пропустить возможные продуктивные пласты. ГТИ ведутся непрерывно и не мешают процессу бурения, результаты доступны практически сразу.

Целью моей выпускной квалификационной работы является анализ эффективности ГТИ при строительстве скважины 51222 Приобского месторождения

Для достижения цели работы были поставлены следующие задачи:

- 1) изучение геологического строения месторождения и продуктивных пластов;
- 2) анализ инновационных технологий;
- 3) описание оборудования ГТИ и принципа его работы;
- 4) составление проектных мероприятий, повышающих качество проведения ГТИ.

Объект исследования – Приобского месторождение и оборудование ГТИ. Месторождение находится недалеко от г. Ханты-Мансийска, имеет накопленную базу информации, хорошо подходит для опытно-промышленных испытаний.

Предмет исследования - скважинная информация, наземное оборудование ГТИ, каротажные диаграммы.

Информационная база исследования - информация о разработках в сфере ГТИ, результаты исследований на Приобской площади, геофизическая литература.

Практическая значимость результатов – повышение качества проведения ГТИ, увеличение объема предоставляемой информации, предотвращение аварийных ситуаций.

Личный вклад в исследование – анализ разработок Российских и зарубежных предприятий, анализ диаграмм и скважинных отчетов, изучение произошедших осложнений.

Работа состоит из следующих разделов: 1) Геологический раздел; 2) Геолого-технологические исследования; 3) Оборудование ГТИ; 4) Анализ эффективности ГТИ при строительстве скважины 51222 Приобского месторождения.

Основное содержание работы: Приобское месторождение открыто в 1982 году. Коллективами институтов СибНИИП и Уфимским филиалом ЮганскНИПИнефть за прошедший период было составлено десять проектных документов. Проектные решения и подходы к разработке месторождения

изменялись по мере изучения строения месторождения и развития новых технологий.

Освоение месторождения шло медленными темпами, ввиду сложностей с формированием системы заводнения. Действующий нагнетательный фонд состоял из 41 скважины. Низкая приемистость нагнетательных скважин не позволяла эксплуатировать их круглогодично ввиду риска замерзания водоводов в зимний период. Перевод скважин под закачку производился со значительным отставанием. Соотношение числа добывающих к нагнетательным скважинам действующего фонда составляло 6 – 7 к 1, причем по горизонтам АС₁₁ и АС₁₂ это соотношение составляло 10 – 12 к 1.

Геологический разрез Приобского месторождения сложен мощной толщей (более 3000м) терригенных отложений осадочного чехла мезокайнозойского возраста, залегающих на породах доюрского комплекса, представленных корой выветривания.

В тектоническом отношении в Западно-Сибирской равнине выделяются три крупных тектонических элемента. Внешний пояс, Центральная и Северная тектоническая области.

Западно-Сибирская плита (ЗСП) представляет собой молодой комплекс земной коры в виде огромной зоны прогибания, в котором выделено три структурных этажа (снизу вверх): складчатый палеозойско-допалеозойский, параплатформенный (промежуточный) и осадочный мезозойско-кайнозойский. Толщина осадочного чехла возрастает от районов обрамления впадины к центру до 8 - 9 км, залегающего несогласно на гетерогенном фундаменте. В региональном тектоническом плане Приобское месторождение, согласно тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты (главный редактор В. И. Шпильман 1998 г.), расположено во Фроловской впадине между Сырбегайской террасой и Тундринской седловиной. Амплитуда антиклинальных структур по нижним горизонтам чехла достигает 100- 150 м. Вверх по разрезу амплитуда локальных поднятий заметно сокращается и наблюдается уменьшение амплитуды тектонических нарушений, развитых в

нижней части осадочного чехла, вплоть до полного их затухания в неокомских отложениях. Из чего следует, что первостепенную роль при формировании юрского комплекса играл тектонический фактор. В меловое время первостепенное значение приобретают условия осадконакопления.

Скважины в основном вскрывают метаморфические или изверженные породы, лишенные палеонтологических остатков.

По нефтегеологическому районированию Приобское месторождение расположено в Фроловской нефтегазоносной области (НГО) Приобском нефтегазоносном районе (НГР). В соответствии со схемой нефтегазоносного районирования основными нефтегазоносными комплексами (НГК) в разрезе Приобского месторождения являются отложения неокомского НГК, в частности, серия пластов $AC_7 - AC_{12}$. Перспективными считаются отложения тюменской свиты - среднеюрский НГК (пласты $ЮС_2, ЮС_3$) и баженовской свиты - верхнеюрский НГК (пласт $Ю_0$) из которых получены небольшие притоки нефти или вынесен нефтеносный керн.

В связи с отсутствием проектных решений на пласты AC_7, AC_9 , которые в настоящее время находятся на этапе изучения, в данной работе рассматриваются нефтегазоносные объекты основных продуктивных пластов группы $AC_{10}-AC_{12}$. Всего в разрезе выделено 9 подсчетных объектов: пласты $AC_{12}^3, AC_{12}^{1-2}, AC_{12}^0, AC_{11}^{2-4}, AC_{11}^1, AC_{11}^0, AC_{10}^{2-3}, AC_{10}^1, AC_{10}^0$. Залежи нефти горизонтов $AC_{10}, AC_{11}, AC_{12}$ представляют собой линзовидные тела, полностью заполненные нефтью.

Горизонт AC_{12} представляет собой мощное песчаное тело, вытянутое с юго-запада на северо-восток, включает в себя продуктивные пласты $AC_{12}^3, AC_{12}^{1-2}, AC_{12}^0$. Породы-коллектора пласта AC_{12}^3 представлены в виде цепочки песчаных линзовидных тел, имеющих северо-восточное простирание. Отмечается тенденция увеличения общих толщин в каждой песчаной линзе в северо-восточном направлении. В разрезе нефтенасыщенный коллектор вскрыт на абсолютных отметках от -2587 до -2738 м, представлен крупнозернистыми алевролитами с прослоями в нижней части разреза неотсортированных

разностей. Эффективные толщины изменяются от 0,8 до 12,8 м, более высокие значения приурочены к восточной зоне развития коллектора.[9]

ГТИ можно назвать растворным каротажем т.к. основа всей информации добывается из промывочной жидкости. Персонал ГТИ анализирует образцы породы, поступающей с циркулирующим буровым раствором по скважине от бурового долота до вибросит. Подобно каротажным диаграммам ГИС, диаграмма ГТИ составляется из меняющихся показаний бурения. Также диаграмма отображает газ, присутствующий в пласте, с использованием методов газовой хроматографии. Из всей геологической информации составляется отчет по геологическому строению и характеру насыщенности пласта. Диаграмма ГТИ передается в режиме реального времени в операционную систему, которая использует эти каротажные данные для принятия эксплуатационных решений о скважине и интерпретации количества присутствующих углеводородов.

В целом ГТИ предоставляют геологическую информацию о недрах при бурении скважины путем анализа геологической информации, содержащейся в разрезе пласта и буровом растворе, чтобы определить, встречаются ли промышленные залежи во время бурения скважины. ГТИ также обеспечивают важнейшие функции безопасности, такие как определение порового давления, контроль выбросов и мониторинг поступающего газа. ГТИ используются при бурении большинства разведочных и эксплуатационных скважин. Услуги ГТИ варьируются от простого обнаружения газа автоматизированным способом до сложных, полностью обслуживаемых операций с участием персонала. Сегодня ГТИ включают в себя электронный мониторинг параметров бурения. Эти параметры отображают крутящий момент, скорость проходки, уровень бурового раствора, объем подачи насосов и другие данные.

Оборудование обработки информации и рабочие места персонала ГТИ смонтированы в вагон-доме на колесах или полозьях.

Объем данных, включает данные о бурении и газопоказаниях, литологию и других параметрах, инженерно-геологическое описание пород, пористость и размеры частиц шлама. Использование и соотношение всех данных выдает

высококачественный результат бурения. Путем ГТИ составляется полная информация о коллекторе скважины, кернах и других разбуриваемых породах. Независимо от того, является ли заказчик работ малой независимой компаний или крупной государственной компанией, инвестиции в ГТИ окупятся крайне быстро.

ГТИ необходимо интегрировать в работу других сервисов путем модернизации. В первую очередь в сервисы телеметрии бурения и буровых растворов. Интеграция путем добавления и настройки оборудования и ПО даст оперативную картину бурения с целью предотвращения осложнений.

Необходимо ввести в комплекс ГТИ систему контроля крутящего момента и вибраций. Измерения базируются на моделировании процесса по характеристикам БИ и датчиках, измеряющих крутящий момент с весом на крюке. Такая система позволит не допустить избыточной деформации скручиванием труб БК, а также отследить факторы вибрации на КНБК и оперативно провести корректировку режимов бурения, траектории и обработку БР.

Также считаю необходимым ввести систему предупреждения выбросов на раннем этапе. Необходимо автоматизировать процесс, не полагаясь на оператора ГТИ и уровнемеры в приемных емкостях. Системы автоматического предупреждения сократит время, которое критически важно для герметизации устья скважины.

Открытый капиллярный анализ основан на повторном измерении одной пробы газа несколько раз в разных камерах по соответствующим компонентам. Несмотря на эффективность, он выполняется 10 минут, вместо 2 минут стандартного анализа под давлением. Для эксплуатационного бурения он не подходит, однако может применяться при разведочном бурении для составления точной карты газосодержащих залежей.

Датчики ГТИ несмотря на доказанную эффективность работы не интегрированы в систему управления бурением полностью. Считаю нужным внедрить показатели ГТИ в систему скважинной телеметрии. Показатели

вполне возможно передавать в модель, которая может работать как от заданного алгоритма, так и от нейросети. Анализ, проведенный искусственным интеллектом позволит оперативно выносить вердикты об обстановке и автоматически предлагать варианты действия.

Комплекс ГТИ должен иметь возможность отслеживать все возможные параметры БР. Сегодня имеется модуль непрерывного замера БР Губкинского университета, но он не позволит отслеживать данные посекундно в режиме реального времени. Помимо плотности и температуры, вполне реально измерить условную вязкость, статическое и динамическое напряжение сдвига, а также содержание смазки в БР. Такой комплекс датчиков должен быть сконструирован в виде «гирлянды» модулей, по аналогии с телесистемой в КНБК. Условную вязкость, СНС и ДНС возможно измерить ротационным вискозиметром со считыванием данных. Содержание смазки возможно отследить спектрометром на показатель углеводородной фазы БР.

Анализ аварии на анализируемой скважине: После достижения проектного забоя 2793м секции под спуск эксплуатационной колонны Ø178мм была выполнена промывка (режим: Q=36л/сек; P=165атм; N=80об/мин; M_{свп}=15-19кНм) и шаблонировка ствола скважины в интервале 2793-2456-2793м с проработкой мест затяжек и посадок более 5т на глубинах 2729м, 2683м (режим: Q=36л/сек; P=165-175атм; N=10-60об/мин; M_{свп}=17-23кНм) и проверкой хождения КНБК без циркуляции. После спуска до забоя также осуществили промывку (режим: Q=36л/сек; P=165атм; N=0об/мин; M_{свп}=10кНм) и установку смазывающей пачки в объеме 20м³ (содержание смазки – 7%). По окончанию промывки персонал приступил к подъему КНБК для последующего пуска эксплуатационной колонны Ø178мм. В процессе подъема регистрировались затяжки более 5т (собственный вес при подъеме 91-66т) на глубинах 2348м, 2318м, 2263м, 1871м, 1844м, 1824м, 1769м. Места затяжек проработаны (режим: Q=36л/сек; P=160-138атм; N=40-80об/мин; M_{свп}=12-16кН*м) с проверкой хождения бурильного инструмента без циркуляции.

При подъеме бурильного инструмента на глубине 1762м зафиксирована затяжка более 30т (собственный вес при подъеме 66т). После предупреждения со стороны ГТИ бурильщик осуществил спуск бурильного инструмента до глубины 1769м и выполнил наворот СВП для проработки интервала затяжки. При выходе на рабочий режим производительности ($Q=40$ л/сек) фиксируется повышенное давление 180атм (давление при проработке затяжки на глубине 1800м составляло 140атм). При последующем спуске КНБК на глубине 1782м зафиксирована разгрузка до 0т и остановка вращения СВП по достижению ограничения 30кНм. Оператором ГТИ зарегистрирована потеря подвижности бурильного инструмента. После прихвата буровая бригада приступила к расхаживаниям по следующей схеме: при собственном весе 66т создание крутящего момента на СВП 30кНм с последующей разгрузкой до 0т и сбросом крутящего момента СВП до 0кНм. Выполненные мероприятия не принесли положительного результата, произвели прокачивание композитной пачки с целью снижения гидростатики по стволу скважины в объеме 35м^3 – результат отрицательный, подвижность КНБК не восстановлена.

Далее выполнили установку противоприхватной ванны в объеме 16м^3 (состав: нефть – 16м^3) из условия размещения 14м^3 нефти в затрубном пространстве и оставления в бурильных трубах 2м^3 нефти для последующих подкачек. В процессе последующей стоянки на реакции производились расхаживания по схеме: при собственном весе 66т производился набор крутящего момента 30кНм с последующей разгрузкой до 0т без сброса крутящего момента на СВП через каждые 30 минут по 7 раз. В процессе очередного расхаживания зафиксировано восстановление подвижности бурильного инструмента, хождение КНБК вверх и вниз свободное (вес при подъеме – 69т. при спуске – 37т).

Вывод: ГТИ не могло предотвратить данную аварию, т.к. она произошла по вине человеческого фактора. Бурильщик нарушил правило, согласно которому подъём бурильной колонны в продуктивных пластах, осложнённых интервалах ствола скважины и потенциально прихватоопасных зонах,

необходимо производить на минимальной скорости, достаточной для своевременного реагирования бурильщика по недопущению затягивания КНБК. Однако аварию можно было бы предотвратить, если бы на основе датчиков ГТИ имелся модуль предупреждения аварийных ситуаций. Блокировка, по которой буровая лебедка отключается не обеспечивает высокую точность измерения и имеет диапазон 2-4 тонны перед срабатыванием. С целью модернизации нужно в блок управления лебедкой внедрить электронный тормоз, который не даст производить движение крюка вверх при нарастающем весе выше выставленной границы. Показания нужно брать с датчика ГТИ, т.к. при существующих АСУ БУ показания индикатор веса передаются на электронный модуль полного отключения лебедки по достижению предела заданного веса. Данный фактор не дает возможности задвоить выходной канал сигнала на разные модули.

Нужно внедрить показания ГТИ в АСУ буровой установки. Т.к. комплекс измерений буровой бригады имеет достаточно крупные погрешности измерений, которые за своей малозначимостью зачастую игнорируются, то комплекс ГТИ должен иметь повышенную точность. Комплекс электронных не блокировок, но тормозов, способен без ухудшения общей ситуации не допустить аварию. Примеры: вес на крюке-лебедка, уровень БР-сирена, плотность БР-предупреждение. Такая автоматизация позволит еще сильнее уменьшить влияние человеческого фактора на производственный процесс.

Заключение. Выводы по ВКР следующие:

1) Объем данных, включает данные о бурении и газопоказаниях, литологию и других параметрах, инженерно-геологическое описание пород, пористость и размеры частиц шлама. Использование и соотношение всех данных выдает высококачественный результат бурения. Путем ГТИ составляется полная информация о коллекторе скважины, кернах и других разбуриваемых породах. Независимо от того, является ли заказчик работ малой независимой компаний или крупной государственной компанией, инвестиции в ГТИ окупятся крайне быстро.

2) ГТИ необходимо интегрировать в работу других сервисов путем модернизации. В первую очередь в сервисы телеметрии бурения и буровых растворов. Интеграция путем добавления и настройки оборудования и ПО даст оперативную картину бурения с целью предотвращения осложнений.

3) Необходимо ввести в комплекс ГТИ систему контроля крутящего момента и вибраций. Измерения базируются на моделировании процесса по характеристикам БИ и датчиках, измеряющих крутящий момент с весом на крюке. Такая система позволит не допустить избыточной деформации скручиванием труб БК, а также отследить факторы вибрации на КНБК и оперативно провести корректировку режимов бурения, траектории и обработку БР.

4) Также считаю необходимым ввести систему предупреждения выбросов на раннем этапе. Необходимо автоматизировать процесс, не полагаясь на оператора ГТИ и уровнемеры в приемных емкостях. Системы автоматического предупреждения сократит время, которое критически важно для герметизации устья скважины.

5) Открытый капиллярный анализ основан на повторном измерении одной пробы газа несколько раз в разных камерах по соответствующим компонентам. Несмотря на эффективность, он выполняется 10 минут, вместо 2 минут стандартного анализа под давлением. Для эксплуатационного бурения он не подходит, однако может применяться при разведочном бурении для составления точной карты газосодержащих залежей.

6) Датчики ГТИ несмотря на доказанную эффективность работы не интегрированы в систему управления бурением полностью. Считаю нужным внедрить показатели ГТИ в систему скважинной телеметрии. Показатели вполне возможно передавать в модель, которая может работать как от заданного алгоритма, так и от нейросети. Анализ, проведенный искусственным интеллектом позволит оперативно выносить вердикты об обстановке и автоматически предлагать варианты действия.

7) Комплекс ГТИ должен иметь возможность отслеживать все возможные параметры БР. Сегодня имеется модуль непрерывного замера БР Губкинского университета, но он не позволит отслеживать данные посекундно в режиме реального времени. Помимо плотности и температуры, вполне реально измерить условную вязкость, статическое и динамическое напряжение сдвига, а также содержание смазки в БР. Такой комплекс датчиков должен быть сконструирован в виде «гирлянды» модулей, по аналогии с телесистемой в КНБК. Условную вязкость, СНС и ДНС возможно измерить ротационным вискозиметром со считыванием данных. Содержание смазки возможно отследить спектрометром на показатель углеводородной фазы БР.

8) Нужно внедрить показания ГТИ в АСУ буровой установки. Т.к. комплекс измерений буровой бригады имеет достаточно крупные погрешности измерений, которые за своей малозначимостью зачастую игнорируются, то комплекс ГТИ должен иметь повышенную точность. Комплекс электронных не блокировок, но тормозов, способен без ухудшения общей ситуации не допустить аварию. Примеры: вес на крюке-лебедка, уровень БР-сирена, плотность БР-предупреждение. Такая автоматизация позволит еще сильнее уменьшить влияние человеческого фактора на производственный процесс.

Таким образом можно применить инновационные разработки в ГТИ с целью его модернизации и повышения эффективности.