

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования

«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ  
УНИВЕРСИТЕТ  
имени Н.Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

**Анализ работы партии ГТИ при ликвидации осложнений (на примере скважины  
№4276ГС Каменного месторождения)  
АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ**

студента 5-ого курса 532 группы  
направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
профиль подготовки «Геолого-геофизический сервис»  
геологического факультета  
Свиридов Артур Александрович

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

\_\_\_\_\_

подпись, дата

В.Ю. Шигаев

Зав. кафедрой  
к.г.-м.н., доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2024

Введение. В условиях быстрого роста объемов данных нефтяные компании ищут способы предоставления возможностей прогнозной аналитики, близкой к реальному времени, интеллектуального анализа данных и машинного обучения, а также расширяют свою инфраструктуру и ресурсы хранения данных. Эти новые цели ставят перед собой задачи управления ростом данных, интеграции интеллектуальных инструментов и анализа данных для получения полезной информации. Компаниям нужны инструменты для работы с данными, чтобы экономически извлекать выгоду из больших объемов информации, полученных с помощью устройств и датчиков, связанных бурением скважин. Интеллектуальный анализ данных играет важную роль для нефтегазовой отрасли на протяжении всего цикла строительства скважин, которая фокусируется на поддержке работ на скважинах и месторождениях от стадии планирования до пуска в эксплуатацию. Основным инструментом получения информации является проведение геолого-технологических исследований (ГТИ) при бурении скважин.

Целью работы является анализ работы партии ГТИ при ликвидации осложнений на примере скважины №4276ГС Каменного месторождения.

Для достижения поставленной цели были сформулированы следующие **задачи**:

- 1) проанализировать геологическое строение месторождения, выделить продуктивные пласты;
- 2) изучить технологию проведения ГТИ;
- 3) рассмотреть скважинные осложнения в процессе бурения;
- 4) проанализировать эффективность работы партии ГТИ при бурении и определить аспекты, требующие модернизации.

Выпускная квалификационная работа составлена по групповому рабочему проекту, нефтяной геофизической литературе, статьям зарубежных коллег.

Предметом исследования является скважина №4276ГС Каменного месторождения.

Практическая значимость результатов – снижение аварийности при бурении, совершенствование эффективности ГТИ и процесса бурения.

Личным вкладом в исследование является анализ диаграмм ГТИ, корреляция данных актов расследования инцидентов, поиск опытных разработок с целью внедрения их в эксплуатацию.

Работа состоит из следующих разделов:

1. Введение

2. Основное содержание работы

3. Заключение

Основное содержание работы. Каменное нефтегазовое месторождение (НГМ) находится на западе Ханты-Мансийского автономного округа.

Расположено между городами Нягань и Ханты-Мансийск на левом берегу и в пойме р. Оби (Верхнее Двубье).

Каменное НГМ является частью Красноленинского свода месторождений.

Красноленинский свод представляет собой вытянутую с юго-востока на северо-запад мегабрахиантиклиналь протяженностью до 115-165 км, в плане совпадающую с отрицательной гравитационной аномалией.

Амплитуда свода вверх по разрезу уменьшается, поэтому свод не выделяется как положительная структура по кровле палеогеновых отложений.

Красноленинский свод располагается в западной части Мансийской синеклизы.

Красноленинский нефтегазоносный район (НГР), в частности Ем-Ёговская площадь, сложен породами различного состава от докембрийского до современного возраста.

Фундамент представлен породами докембрийского и палеозойского возраста. Докембрий сложен кварцитсерицитовыми, биотитовыми сланцами и амфиболитами. Палеозойские же отложения представлены сланцами, туфопесчаниками, кварцитовыми песчаниками, осадочно-вулканогенными образованиями, базальтами и являются менее метаморфизованными или неметаморфизованными породами. Максимальная глубина, вскрытая

скважинами, кровли фундамента - 2665,4 м, а толщина фундамента – 491 м. также складчатое основание прорвано многочисленными интрузиями кислого, реже среднего и основного состава.

В сводном разрезе Красноленинского НГР присутствуют древние коры выветривания. Они имеют преимущественно каолиновый состав и формировались в пермско-нижнетриасовое время.

Свойства пластовых нефтей определены по нефтеносным пластам ВК<sub>1</sub>, ЮК<sub>1</sub> и ЮК<sub>2-9</sub> и в пределах залежей они резко отличаются. Ввиду отсутствия информации свойства нефтей для пластов ВК<sub>2-3</sub> следует брать по аналогии с ВК<sub>1</sub>.

Плотность сепарированной нефти – 858 кг/м<sup>3</sup>, пластовой – 824 кг/м<sup>3</sup>, поэтому ее можно отнести к классу средних по плотности. Вязкость – 3.5 мПа\*с, следовательно нефть незначительной вязкости. Содержание серы – 0.41% - малосернистая. Содержание смол и асфальтенов – 7.45% - смолистая. Содержание парафинов – 4.96% - парафинистая.

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.

В базовых беспилотных станциях используется экономичная установка для каротажа бурового раствора, которая обеспечивает простую слежку продуктивных зон от газа и повышает безопасность бурения. Система настраивается для мониторинга углеводородных газов. Установки оснащены сигнализацией, которая предупреждает о возникновении проблем с повышением уровня газа и работает в сочетании с данными каротажа и скорости проходки при бурении. Дополнительные инструменты для мониторинга и анализа как геологической информации о недрах, так и параметров бурения составляют полную картину технологического процесса

проводки скважины. Различные комбинации услуг зависят от требований заказчика и сложности скважины.

Проведение ГТИ при бурении снижает затраты и повышает эффективность бурения. Также ГТИ неотъемлемо используются для выработки рекомендаций по оптимизации траекторий бурения (геонавигации) для максимального увеличения добычи.

Сбор данных и регистрация всех параметров поверхности, а также отбор проб шлама являются основой проведения ГТИ. Неотъемлемой частью ГТИ является анализ газа бурового раствора. Показания выводятся на систему мониторинга бурения с обширным пакетом программного обеспечения.

Газовый каротаж осуществляется хроматографом совместно с суммарным газоанализатором.

Небольшое количество смеси газов вводится в поток газа-носителя, который непрерывно поступает в специально подготовленную колонку газового хроматографа. Каждый компонент смеси, в идеальном случае, выводится на анализ поочередно. Детектор на выходе выдает сигнал, относящийся к количеству или концентрации компонентов газовой смеси.

При использовании универсальных детекторов возникают трудности с интерпретацией данных, поскольку точный химический состав элюента неизвестен. Масс-спектрометр устраняет большинство трудностей.

Главный недостаток хроматографического анализа это повышенная сложность прибора, которая в данном случае должна вызывать особое беспокойство из-за специфических условий эксплуатации. Короткое время, доступное для отбора проб и анализа, надежность в течение длительного времени и жесткие ограничения по весу и мощности требуют особого рассмотрения применения.

Возможно использование открытых капиллярных анализаторов. В этой конструкции должны быть сбалансированы наилучшие характеристики прибора и умеренная сложность прибора. В данной конфигурации три хроматографические колонки с различными свойствами используются и

эксплуатируются параллельно, чтобы охватить диапазоны ожидаемых примесей. В одной колонке будут отделяться СО и N<sub>2</sub> и другие стабильные газы. Вторая колонка будет разделять нитрилы и другие органические соединения, содержащие до трех атомов углерода. Третья колонка обеспечит разделение насыщенных и ненасыщенных углеводородов C<sub>3</sub> по C<sub>8</sub> и нитрилов до C<sub>4</sub>. Колонка с микропакетом из кремнеземистой стали длиной 2 м с внутренним диаметром 0,75 мм (для колонки 1) и открытой трубчатой камерой с покрытием стенок из кремнеземистой стали оказались наиболее подходящими в конфигурации длиной 10 м и 14 м с внутренним диаметром 0,18 мм (для колонок 2 и 3). Колонки наматываются в спираль диаметром 178 мм на высокотемпературных нагревателях из фольги.

Каждая колонка оснащена термоизолированной печью, обеспечивающей эффективный нагрев. Колонки будут работать при давлении на входе 0,18 МПа, а на выходе через ограничитель потока отводится окружающую атмосферу.

Водород был выбран в качестве газа-носителя из-за эффективности хранения и перекачки. Он хранится в 100 г металлического сплава на основе гидрида, заключенного в корпус из нержавеющей стали.

Количество водорода, необходимое для работы при условии времени спуска 180 минут и 50%-ного запаса, составляет приблизительно 3 стандартных литра. Резервуар для газа-носителя водорода будет оснащен клапаном впрыска. Клапан управляется соленоидом и по конструкции аналогичен микроклапанам. Плунжер клапана прокалывает мембрану и инициирует подачу газа-носителя. Миниатюрный кремниевый мембранный датчик давления используется для контроля давления в колонке. Регулятор давления управляет потоком через ограничители потока и колонки. В целях безопасности разрывная мембрана настроена на разрыв при давлении 3 МПа.

Зонд не тратит достаточно времени на повторный газохроматографический анализ в коротком диапазоне. Для преодоления этой трудности пробы будут отбираться в указанное время во время спуска через

эту область в атмосферу в объемах для последующего анализа. Вблизи поверхности пробы они будут вводиться непосредственно из атмосферы в канал подачи газа-носителя.

При запуске системы газообразный носитель водорода поступает из резервуара для водорода через клапан впрыска, регулятор давления, ограничитель и клапан колонки. После прохождения через клапаны впрыска пробы поток газа разделяется на три колонки. Часть потока, выходящего из колонок, будет отделяться и направляться через капиллярные решетки в источники ионов. Оставшийся газ будет удаляться через сбрасывающий клапан и ограничитель колонки.

Атмосферные пробы, собранные в объемах для отбора проб, будут анализироваться по одной за раз, сначала промывая впускной коллектор между клапанами газом-носителем, а затем приводя в действие пары клапанов в течение нескольких миллисекунд, чтобы обеспечить сброс объема пробы в поток газа-носителя. Допустимое время анализа каждого образца составляет около 10 минут. Непосредственный ввод пробы будет осуществляться аналогичным образом, сначала закрыв камеру отбора и впрыскивая часть захваченного газа для пробы через клапан, перенаправляя поток газа-носителя на разные колонки. Подача пробы ГВС из коллектора для подачи пробы в колонку будет осуществляться через клапан аналогичным образом.

Авария представляет собой катастрофическое поглощение бурового раствора, перебур пилотного ствола с последующим сломом бурильного инструмента и отсутствием свободного хождения. Станция ГТИ показала себя максимально качественно, обнаружив все процессы точной калибровкой оборудования. Геолог партии при описи керна определил субвертикальную трещину, которая в будущем привела к катастрофическому поглощению БР. Поглощение было отслежено уровнемерами. Все затяжки и посадки при СПО отслежены датчиком веса, что дало понимание о состоянии ствола и ускорило решение о его ликвидации. Анализ шлама, выполненный станцией ГТИ ясно показал обвалообразование ствола. В целом всю работу станции ГТИ можно

вывести в следующие списки.

Критические факторы аварии:

1. Естественная трещиноватость и проницаемость разбуриваемых горных пород пласта Юк0, тип поглощающего пласта Юк0 его мощность и глубина залегания., которая подтверждается литологическим торцевым описанием керна.

2. Нестабильный интервал с 2960м по 3025м MD (Фроловская свита), где наблюдается высокий риск обрушений при плотности БР менее градиента обрушений, пласт Юк0 может быть активен или активирован при поддержании необходимой плотности БР (для стабилизации ствола) в процессе бурения, наличие зоны с пониженным градиентом поглощений по геомеханической модели привело к поглощению, что подтверждается структурной картой по кровле пласта Юк0 и разрез через скв. 4276ГС.

3. Заклинка КНБК по причине обвалообразования;

4. Поглощение РУО, отсутствие циркуляции;

5. Недохождение колонны до плановой глубины спуска по причине обвалообразования;

6. Поглощение РУО.

Возможные причины:

1. Горно-геологические условия пласта Юк0 (естественная трещиноватость). Недостаточность сопротивления пород гидравлическому разрыву, величина пластового давления и характеристика пластовой жидкости привели к осложнению в виде поглощения бурового раствора. Интервале Фроловской свиты неустойчивых аргиллитов, глинистых известняков, алевролитов, сидеритов, которые склонны к насыщению фильтратом бурового раствора, что приводит к неустойчивости стенок скважины, где наблюдается высокий риск обрушений при плотности БР менее градиента обрушений, пласт Юк0 может быть активен или активирован при поддержании необходимой плотности БР (для стабилизации ствола) в процессе бурения, наличие зоны с пониженным градиентом поглощений по геомеханической модели привело к

поглощению, что подтверждается структурной картой по кровле пласта Юк0 и разрез через скв. 4276ГС;

2. Обвалообразование в интервале Ханты-Мансийской свиты по причине влияния временного фактора (перебур пилотного ствола) на неустойчивые аргиллиты;

3. Осыпание цементного камня опорного моста ввиду слабого сцепления с горной породой в интервале Ханты-Мансийской свиты;

Наличие зоны с пониженным градиентом поглощений по стволу скважины.

Комплекс ГТИ является неотъемлемой частью при бурении скважин. Он позволяет минимизировать риски аварий и оптимизировать процесс строительства скважины. По данным ГТИ можно в режиме реального времени следить за технологическими параметрами на буровой и на основе этих данных принимать оперативные решения. Область применения комплекса неуклонно расширяется, например, в последнее время в специализированной литературе часто освещается практический опыт применения искусственного интеллекта в области ГТИ. Для практической реализации которого специалистами разработан расчетный алгоритм использования искусственной нейронной сети для анализа каротажных данных с целью прогнозирования аварий и осложнений в процессе бурения нефтегазовых скважин.

При подготовке и написании данного труда автор изучил возможные осложнения и аварии в бурении, цели и задачи геолого-технологических исследований в ходе контроля за состоянием скважины, геологическую характеристику района работ. Автором проанализированы материалы ГТИ по оперативной диагностике аварийной ситуации и осложнений в процессе бурения на изучаемом объекте. Своевременно выявлено катастрофическое поглощение бурового раствора, перебур пилотного ствола по скважине №4276 ГС Каменного месторождения с последующим сломом бурильного инструмента и отсутствием свободного хождения.

При написании данной работы автор проанализировал многочисленные

научные публикации, посвященные тематике исследования. Среди них, по мнению автора, особенно выделяются монографии Э.Е. Лукьянова, Б.А. Головина, Р.Э. Щербакова и др. Полученные в работе материалы позволяют автору искренне надеяться, что им была достигнута цель исследований. Полученные результаты свидетельствуют об эффективности применения ГТИ для решения задач определения аварийных ситуаций, связанных с поглощением бурового раствора и сломом бурильного инструмента.