

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

Кафедра геофизики

**Раннее выявление осложнений в процессе бурения методами ГТИ на
примере скважин № 1121 и № 903 Ленского месторождения**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 531 группы
направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Геолого-геофизический сервис»
геологического факультета
Киреева Сергея Сергеевича

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 2025

Введение. Актуальность темы исследования обусловлена высокой раннего выявления осложнений в процессе бурения для нефтегазовой отрасли. Прихваты бурового инструмента, поглощения бурового раствора, газонефтеводопроявления (ГНВП) и обвалы стенок скважины, приводят к значительным экономическим потерям, увеличению сроков строительства скважин и повышению рисков для персонала. По данным до 20% времени бурения может быть затрачено на ликвидацию осложнений, что существенно увеличивает себестоимость добычи углеводородов.

Особую важность проблема осложнений приобретает в условиях сложных геологических сред, характерных для Ленского месторождения (Непско-Ботуобинская антеклиза), где преобладают карбонатные и глинистые породы, склонные к набуханию и обрушению. Нестабильность ствола скважины в таких условиях требует применения современных методов геолого-технологических исследований (ГТИ) и комплексного мониторинга параметров бурения .

Современные методы диагностики, включая анализ данных в реальном времени (RTDM – Real-Time Data Monitoring), машинное обучение для прогнозирования осложнений и интеллектуальные системы поддержки принятия решений, позволяют минимизировать риски и повысить эффективность строительства скважин. Внедрение таких технологий соответствует тенденциям цифровизации нефтегазовой отрасли и способствует снижению неоправданных затрат.

Таким образом, совершенствование методов предупреждения и ликвидации осложнений при бурении остается актуальной научно-практической задачей, имеющей высокую экономическую значимость для нефтегазодобывающих компаний.

Целью работы является анализ раннего выявления осложнений при бурении на Ленском месторождении с использованием данных ГТИ.

Для достижения этой цели поставлены следующие задачи:

1. Изучить и описать осложнения в процессе бурения
2. Проанализировать физико-географические основы методов ГТИ для

диагностики осложнений при бурении

3. Дать геологическую характеристику исследуемого месторождения, включающую в себя: общие сведения, литолого-стратиграфическую характеристику разреза, описание тектонического строения и нефтегазоносности. На основе данного материала сделать вывод о влиянии геологических особенностей на бурение скважин Ленского месторождения.

4. Описать результаты исследований

Работа основана на материалах производственной практики, пройденной в ПАО «Сургутнефтегаз», и включает анализ геологического разреза месторождения, а также описание производственного инцидента, связанного с прихватом бурильной колонны. Результаты анализа данных газового и механического каротажа позволили выделить интервалы осложнений и разработать рекомендации по их предотвращению.

Практическая значимость исследования заключается в возможности применения полученных результатов для оптимизации технологии бурения на Ленском месторождении. Реализация предложенных решений позволит снизить риски осложнений (таких как поглощения бурового раствора и прихваты инструмента), уменьшить непроизводительные затраты времени и повысить экономическую эффективность разработки месторождения. Полученные выводы будут полезны при проектировании буровых работ на аналогичных месторождениях Восточной Сибири.

Основное содержание работы. Виды осложнений в процессе бурения

Прихват бурильного инструмента возникает, когда бурильная колонна теряет подвижность из-за механического заклинивания, адгезионного сцепления с породой или образования сальниковых пробок. Для предотвращения прихватов применяют оптимизацию состава бурового раствора, контроль реологических свойств, а также использование ингибиторов коррозии и набухания глин. (подраздел 1.1)

Потеря бурового раствора возникает из-за его поглощения проницаемыми

пластами, для предотвращения и ликвидации поглощений применяют комплекс мер, включающий оптимизацию плотности бурового раствора, использование специальных реагентов-наполнителей, применение тампонажных смесей и технологию управляемого бурения с постоянным мониторингом параметров циркуляции. (подраздел 1.2)

Газонефтеводопроявления возникают из-за дисбаланса между давлением бурового раствора и естественным пластовым давлением. Для предотвращения ГНВП применяется комплекс профилактических мер: тщательное изучение геологического разреза поддержание оптимальной плотности бурового раствора постоянный контроль за показателями циркуляции использование современных систем обнаружения проявлений. (подраздел 1.3)

Образование осыпей и обвалов происходит вследствие потери устойчивости пород, слагающих стенки ствола скважины. При возникновении обвалов используют различные методы очистки ствола, включая промывку, механическую очистку желонками или специальными буровыми инструментами. (подраздел 1.4)

Современные методы предотвращения аварий бурового оборудования включают комплексный мониторинг технического состояния оборудования с использованием систем диагностики, регулярное обслуживание по регламентированным графикам и обязательный контроль качества ремонтных работ. (подраздел 1.5)

2 Физико-геологические основы методов ГТИ для диагностики осложнений при бурении

Методы геолого-технологических исследований (ГТИ) представляют собой комплексный подход к мониторингу и анализу процесса бурения, основанный на изучении физических свойств горных пород и динамических характеристик бурового процесса. Их эффективное применение требует глубокого понимания геолого-геофизических особенностей разреза, что особенно актуально для Ленского месторождения с его сложным строением и неоднородностью коллекторов.

3 Краткая геологическая характеристика района работ

Ленское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Ленском районе Республики Саха (Якутия), в зоне Непско-Ботуобинской антеклизы, в 10 км к северу от Центрального блока Талаканского месторождения, что показано на рисунке 1. (подраздел 3.1)



Рисунок 1 - Расположение Ленского месторождения на карте

Разрез месторождения включает два структурных этажа. Нижний сложен метаморфическими породами архея и протерозоя, верхний — кембрийскими отложениями ангарской, литвинцевской и верхоленской свит. Тонкозернистые известняки ангарской свиты склонны к трещинообразованию, создавая риски поглощения раствора. Глинисто-мергельные породы верхоленской свиты отличаются высокой набухаемостью, вызывая прихваты инструмента. Осинский горизонт с трещиноватыми карбонатными коллекторами характеризуется аномально высоким пластовым давлением (до 150 атм). (подраздел 3.2)

Тектоническая структура месторождения осложнена зонами разломов и надвигов, что усиливает риски обвалов стенок скважин и перетоков флюидов. Блоковое строение и чешуйчатые деформации создают неоднородность геологической среды, влияя на устойчивость ствола при бурении, что показано на рисунке 2 (подраздел 3.3)

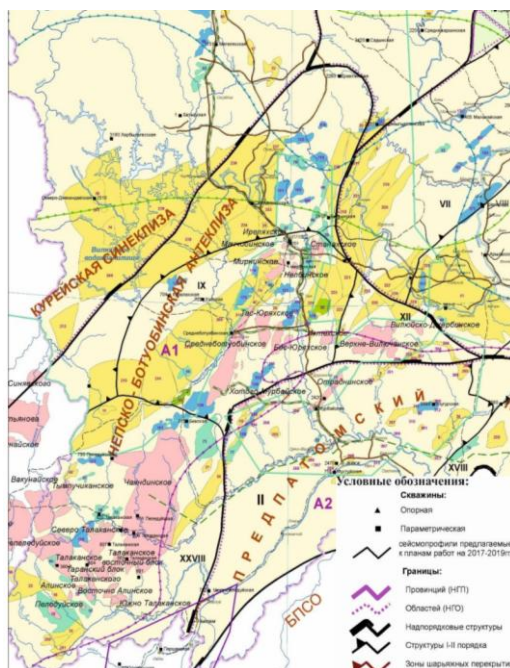


Рисунок 3 - Фрагмент тектонической карты северо-восточной части

Непско-Ботубойнской антеклиз

Нефтегазоносность связана с венд-кембрийским и ордовикско-силурийскими комплексами. Основные продуктивные горизонты приурочены к трещинно-кавернозным коллекторам осинского горизонта (пористость 5–20%) и пластовым залежам в трещиноватых известняках ордовика. Залежи относятся к структурному и литолого-стратиграфическому типам, а флюиды представлены легкой малосернистой нефтью (плотность 0.82–0.85 г/см³) и метановым газом с примесью азота. (подраздел 3.4)

Осложнения при бурении связаны с геологическими особенностями. В скв. №1121 прихват колонны в интервале 1465–1555 м (верхоленская свита) произошел из-за набухания глин. В скв. №903 зафиксировано поглощение раствора (до 18 м³/час) при вскрытии трещиноватых карбонатов осинского горизонта. (подраздел 3.5)

Методика исследования. Геолого-технологические исследования (ГТИ) критически важны на Ленском месторождении со сложными геологическими условиями для мониторинга бурения, своевременного выявления и предотвращения осложнений.

Методика основана на непрерывном контроле гидродинамических и механических параметров (давление, расход раствора, крутящий момент, нагрузка). Системы реального времени (RTDM) позволяют диагностировать осложнения, например, дифференциальный прихват в глинистых породах верхоленской свиты, что было выявлено в скв. №1121 и потребовало промывки ингибиторами.

Анализ кавернометрии выявляет зоны аномального расширения ствола, связанные с обвалами, особенно в условиях тектонической нарушенности Ленского месторождения. Геомеханическое моделирование дополняет кавернометрию для прогнозирования рисков, таких как поглощения раствора в трещиноватых карбонатах осинского горизонта (пример скв. №903), требующие применения кольматирующих составов.

Термометрия контролирует тепловые аномалии, предотвращая деформации ствола в мерзлоте. Акустические методы оценивают целостность цементного кольца, выявляя дефекты изоляции в зонах нарушений. Интеграция данных газового каротажа необходима для прогнозирования ГНВП при вскрытии пластов с аномальным давлением; рост газового фактора служит сигналом для повышения плотности раствора (пример предотвращения выброса в скв. №2156).

Результаты работ. Геолого-технологические исследования (ГТИ) на Ленском месторождении, примененные для раннего выявления осложнений, включали мониторинг параметров бурения в реальном времени (RTDM) и интерпретацию данных газового/механического каротажа. Исследования охватили осложненные интервалы в скважинах №1121 (1465–1555 м, прихват колонны) и №903 (2753–2761 м, поглощение раствора).

В скважине №1121 диагностика дифференциального прихвата выполнена по данным мониторинга: рост крутящего момента с 6 до 18 кН·м, снижение осевой нагрузки на 40% и аномалии промывки. Причина – адгезия к глинам верхоленской свиты при недостаточной концентрации KCl (<5%).

В скважине №903 зафиксировано поглощение раствора (18 м³/час) при

вскрытии трещиноватых карбонатов осинского горизонта. Причина – дисбаланс давлений ($\Delta P = 38$ атм при плотности раствора $1,13 \text{ г/см}^3$ и репрессии 97 атм), усугубленный несвоевременным отключением добывающих скважин. Локализация достигнута кольматацией за 4,5 часа.

Интерпретация объединила анализ RTDM, корреляцию каротажа с литологией и геомеханическое моделирование. Результаты показали:

- Сква. 1121: сплошное сцепление на 65% интервала, частичное высвобождение – 25%, критические зоны гидратации – 10%.
- Сква. 903: полное восстановление циркуляции – 85%, остаточные потери – 12%, зоны катастрофического поглощения – 3%.

Оценка качества ГТИ показала коэффициент раннего обнаружения 0,89 и эффективность превентивных мер: 78% для прихватов, 82% для поглощений.

Выводы:

Для верхоленской свиты: концентрация KCl $\geq 5\%$, ограничение простоя колонны ≤ 1 часа.

Для трещиноватых карбонатов: плотность раствора $\geq 1,18 \text{ г/см}^3$, применение кольматантов (CaCO_3 , полимеры).

Внедрение RTDM сократило время реагирования на 40%.

Общий коэффициент надежности диагностики составил 0,83, подтверждая эффективность ГТИ для минимизации рисков на месторождении (результаты детализированы в графических приложениях А и Б).

Заключение. Геологические особенности Ленского месторождения (карбонатные коллекторы, глинистые породы, тектонические нарушения) напрямую влияют на характер осложнений при бурении. Использование методов ГТИ позволяет минимизировать риски за счет своевременной диагностики и адаптации технологических параметров.

В работе проведен анализ двух характерных случаев осложнений - прихвата бурильного инструмента в скважине №1121 и поглощения бурового раствора в скважине №903 - позволил выявить ключевые закономерности возникновения аварийных ситуаций в специфических геологических условиях

Ленского месторождения. Исследование продемонстрировало высокую эффективность методов ГТИ для своевременной диагностики осложнений, что особенно важно при работе с трещиноватыми карбонатными коллекторами и неустойчивыми глинистыми породами, характерными для данного месторождения.

Особое значение имеет выявленная взаимосвязь между геологическим строением разреза и характером возникающих осложнений. Анализ прихвата в скважине №1121 показал, что наиболее опасными являются интервалы верхоленской свиты, где преобладают неустойчивые мергели и глинистые породы. В то же время, исследование поглощения в скважине №903 подтвердило высокий риск потерь циркуляции при вскрытии трещиноватых карбонатов осинского горизонта.

Важным практическим результатом работы стало подтверждение эффективности современных систем мониторинга ГТИ, которые позволяют не только фиксировать уже возникшие осложнения, но и прогнозировать их развитие на ранних стадиях. Примером является анализа динамики технологических параметров в обоих исследованных случаях. Разработанные на основе этих данных рекомендации по оптимизации параметров бурения и превентивным мероприятиям могут быть непосредственно применены при строительстве новых скважин на Ленском месторождении.

По итогу исследований скважин № 1121 и № 903 можно сделать следующие выводы и дать рекомендации:

1. Дифференциальный прихват (скв. № 1121) Прихват бурильной колонны в интервале 1465–1555 м обусловлен адгезионным взаимодействием с глинистыми породами верхоленской свиты, усиленным недостаточной концентрацией ингибиторов ($KCl < 5\%$) и длительным простоем инструмента в открытом стволе. Своевременное обнаружение признаков прихвата (рост крутящего момента до 18 кН·м, снижение осевой нагрузки на 40%) позволило предотвратить аварийную ситуацию путём промывки и раскачивания колонны.

Рекомендации:

- Использование полимерных ингибиторов (например, РАС).
- Ограничение времени простоя в неустойчивых интервалах до 1 часа.
- Регулярный проворот колонны при остановках

2. Поглощение бурового раствора (скв. № 903)

Основной причиной поглощения стало вскрытие высокопроницаемого трещиноватого пласта Б6–Б9(1) осинского горизонта при недостаточной репрессии ($\Delta P = 38$ атм). Усугубляющим фактором явилось несвоевременное отключение соседних добывающих скважин (№ 1096, 3131, 3136), что привело к снижению пластового давления. Локализация осложнения потребовала применения кольматирующего состава на основе карбоната кальция и полимерных волокон, что позволило восстановить циркуляцию за 4,5 часа.

Рекомендации:

- Повышение плотности бурового раствора до 1,18–1,20 г/см³.
- Внедрение геомеханического моделирования перед вскрытием трещиноватых зон.
- Модернизация систем очистки и мониторинга циркуляции.

Полученные результаты открывают перспективы для дальнейшего совершенствования методов ГТИ на Ленском месторождении, в частности - за счет внедрения алгоритмов машинного обучения для прогнозирования осложнений и разработки специализированных программных решений для анализа геолого- технологической информации. Накопленный опыт может быть успешно применен и на других месторождениях со схожими геологическими условиями.

Проведенное исследование подтвердило, что применение методов ГТИ является критически важным для безопасного и экономически эффективного бурения в сложных геологических условиях. Реализация предложенных мер позволит повысить надежность строительства скважин и снизить эксплуатационные риски на Ленском месторождении и других аналогичных объекта.