

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

Кафедра геофизики

**«Ранняя диагностика и предотвращение поглощений в процессе бурения
на примере Тымпучиканского месторождения»**

АВТОРЕФЕРАТ МАГИСТЕРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 2 курса 261 группы
направления (специальности) 05.04.01 Геология
профиль «Геофизика при поисках нефтегазовых месторождений»
геологического ф-та
Кутумова Константина Алексеевича

Научный руководитель

К. г.-м.н., доцент

Б.А Головин

подпись, дата

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Саратов 2026

Введение. Объектом исследования является Тымпучиканское нефтегазоконденсатное месторождение, которое входит в состав Ереминско-Чонского скопления нефти и газа.

Ереминско-Чонское скопление нефти и газа (ЕЧС) расположено в Катангском районе Иркутской области и на сопредельной территории Республики Саха (Якутия). В тектоническом отношении оно приурочено к центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы. Согласно нефтегазогеологическому районированию - находится в центре одноименной нефтегазоносной области. Площадь его составляет 26,5 тыс. км².

Актуальность ВКР заключается в том, что поглощения бурового раствора вносят изменения в процесс строительства скважины, проект которого составлялся до начала бурения, помимо этого поглощения несут экономические убытки, такие, как потеря бурового раствора, затраты времени и материалов для его ликвидации.

Научная новизна ВКР заключается в том, что на данном объекте производства работ не было предложено решений по борьбе с поглощениями.

Поглощение – это потеря некоторого объёма бурового или тампонажного растворов вследствие их фильтрации из ствола скважины в пласт. Поглощение является одним из наиболее распространённых видов осложнений.

Целью ВКР является изучение предаварийной ситуации - поглощения, произошедшего на группе скважин: №250, №258 Тымпучиканского месторождения.

В соответствии с поставленной целью в работе решались следующие **задачи:**

1. Изучить геолого-геофизическую информацию по Тымпучиканскому НГКМ.
2. Описать методику выявления поглощений в процессе бурения по данным ГТИ.
3. Охарактеризовать комплекс ГТИ, позволяющий производить раннюю фиксацию поглощений.

4. Описать интервалы поглощений на скважине №250, №258.

5. Дать рекомендации по раннему выявлению и предотвращению поглощений.

Количество разделов 3:

1. Геолого-геофизическая характеристика Тымпучиканского месторождения.
2. Методика проведения работ.
3. Результаты исследования.

Основное содержание работы. В разделе 1 дается краткая геологическая характеристика района работ. Тымпучиканское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) расположено в Ленском районе Республики Саха (Якутия), на границе с Иркутской областью. Площадь Тымпучиканского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) составляет 1510 кв. км

ЕЧС расположено в центральной приподнятой части Непско-Ботуобинской антеклизы, где включает северо-западную часть Непского свода, осложненную Верхнечонским структурным мысом (**раздел 1.1.**). Непско-Ботуобинская антеклиза представляет собой платформенную надпорядковую структуру с небольшими углами наклона пород осадочного чехла. Амплитуда ее по кровле фундамента составляет 1200 м, площадь в пределах Якутии составляет 84 тыс. км².

Перспективы нефтегазоносности продуктивных пластов ЕЧС связаны с пластами Б12-13 в пределах рассматриваемого скопления нефти и газа характеризуется практически повсеместным развитием нефтенасыщенных коллекторов, поэтому оценка их ресурсов углеводородов осуществлена первым методом. Остальные продуктивные пласты скопления характеризуются очаговым распределением нефтегазонасыщенных коллекторов. (**раздел 1.2.**)

Начальные суммарные ресурсы углеводородов (НСР) вендско-нижнекембрийского подсолевого комплекса ЕЧС оцениваются в 12890,1 млн т условных углеводородов (УУВ), что соответствует 49,5% последней (2009 г.) официальной оценки ресурсов УУВ всей территории Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области.

Из них ресурсы нефти оцениваются в 11406,0 млн т (88,5%), газа – 1462,9 млрд м³ (11,3%) и конденсата – 20,7 млн т (0,2%). Извлекаемые ресурсы нефти, газа и конденсата соответственно равны: 1806,5 млн т (55,0%); 1462,9 млрд м³ (44,5%) и 15,7 млн т (0,5%). **Раздел 2** работы посвящён теоретическим основам и методике проведения геолого-технологических исследований, осложнений, возникающих при бурении и технологии бурения с воздушной очисткой забоя.

Геолого-технологические исследования скважин — комплексные исследования содержания, состава и свойств пластовых флюидов и горных пород в циркулирующей промывочной жидкости, а также характеристик и параметров технологических процессов на различных этапах строительства скважин с привязкой результатов исследований ко времени контролируемого технологического процесса и к разрезу исследуемой скважины.

Геолого-технологические исследования (ГТИ) в нефтяных и газовых скважинах проводятся для достижения следующих целей:

Оптимизация и контроль технологических процессов на всех этапах строительства, ввода в эксплуатацию и эксплуатации скважин; обеспечение безопасного проведения работ; изучение геологического разреза; обеспечение высокого качества и технико-экономических показателей строительства скважин; выполнение природоохранных требований (**раздел 2.1**).

Одной из важных задач ГТИ является предотвращение осложнений и аварийных ситуаций. Осложнения могут быть связаны с буровым инструментом и не связаны с ним.

Наиболее часто буровой раствор поглощается в карбонатных (обычно известняки) породах. Различаются известняки с первичной или вторичной пористостью и трещиноватые. К первым относятся мел, раковинные и коралловые известняки. Ко вторым - все известняки и доломиты, пористость которых является результатом последующего выщелачивания. Третью группу составляют известняки и доломиты, трещиноватость которых обусловлена процессами доломитизации, вызывающими сокращение объема породы, или тектоническими причинами. (**раздел 2.2**).

Методика бурения кондукторов с воздушной очисткой забоя (бурение с продувкой воздухом) — способ очистки забоя от разбуренной породы с помощью сжатого воздуха вместо промывочной жидкости. Этот метод эффективен в неблагоприятных для жидкостной промывки условиях: в зонах значительных потерь циркуляции, при затруднениях с водоснабжением, в высокогорной или труднопроходимой местности или в районах с суровым климатом.

Технология: Из компрессора воздух поступает через нагнетательный шланг в бурильные трубы. При выходе из-под торца режущего инструмента воздух, расширяясь, поднимается по затрубному пространству. Разбуренная порода увлекается за воздухом в выкидную линию и затем в шламособорник, где шлам улавливается специальными приспособлениями, а воздух, свободный от породы, уходит в атмосферу в соответствии с рисунком 1. (раздел 2.3).

1 – трубопровод к компрессору; 2 – масло-влагоотделитель; 3 – трубопровод к КИП; 4 – нагнетательный шланг; 5 – бурильная колонна; 6 – погружной влагоотделитель; 7 - коронка; 8 – герметизатор; 9 – выкидная линия; 10, 18 – патрубок; 11 – корпус шламоотделителя; 12 – труба; 13 – шнек; 14 – устье; 15 – конус; 16 – затвор; 17 – корпус фильтра; 19 – диски; 20 – патрубок; 21 – расходомер; 22 – манометр; 23 – термометр.

Преимущества: по сравнению с бурением с промывкой механическая скорость проходки увеличивается от 4–5 раз в более твёрдых и в 2–3 раза в мягких породах из-за уменьшения гидростатического давления на забой; исключаются расходы на приобретение и транспортировку воды, глины и реагентов для обработки глинистых растворов. А также является отличным средством для борьбы с поглощением бурового раствора. Бурение скважин с воздушной очисткой (бурение с продувкой воздухом) целесообразно в определённых условиях. Некоторые из них: Неблагоприятные для жидкостной промывки условия.

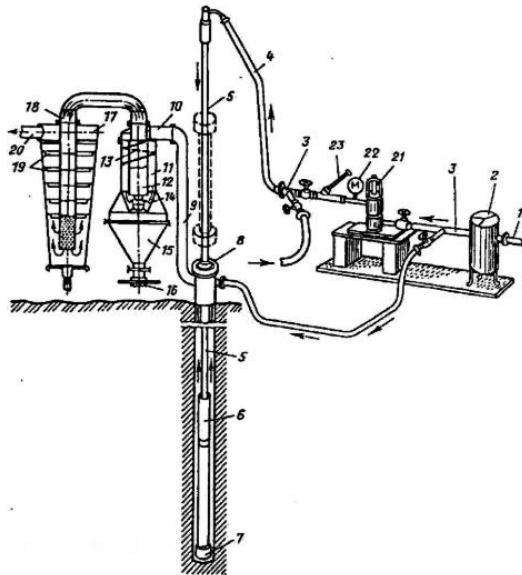


Рисунок 1 – Схема расположения оборудования при бурении с продувкой

Например, при бурении в зонах значительных потерь циркуляции, при затруднениях с водоснабжением, в высокогорной или труднопроходимой местности, в районах с суровым климатом. Устойчивые породы при отсутствии водопритоков. Обломочные породы со слабой связью между частицами, которые при бурении с промывкой дают обвалы. Сухие породы, набухающие или разрушающиеся при смачивании водой: мел, глины, аргиллиты, угли, мерзлые, насыщенные льдом породы, различные растворимые соли. Мёрзлые грунты. Основу полученных результатов (**раздел 3**) составляет обработка полевых материалов. Для примера рассмотрим описание геологического осложнения – поглощения, произошедших при бурении скважин №250 и №258 Тымпучиканского НГКМ. На скважине №250 Тымпучиканского месторождения, при бурении секции под «кондуктор» произошло осложнение в виде поглощения в интервале 599-608м с интенсивностью более 90 м³/ч, что позволяет отнести данное поглощение к катастрофическим как показано на рисунке 2. в интервале 599-608м с интенсивностью более 90 м³/ч, что позволяет отнести данное поглощение к катастрофическим как показано на рисунке 2.

В 03:10 на диаграмме ГТИ наблюдается резкое уменьшение уровня бурового раствора в емкости №2, а вместе с ней и понижение уровня общего объема емкостей, данная ситуация описывается, поглощение бурового раствора.

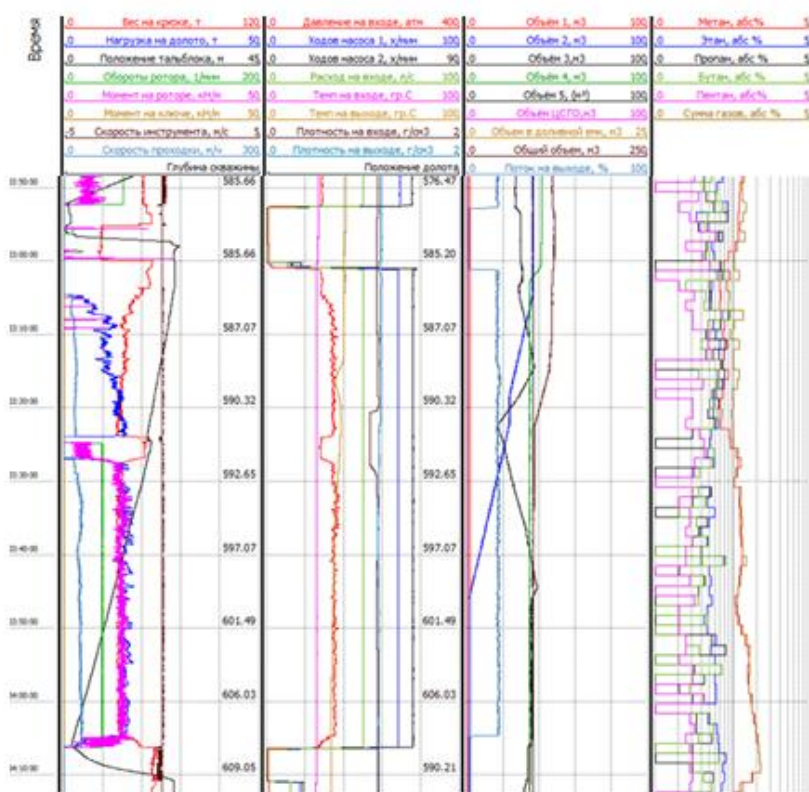


Рисунок 2 – Суточная диаграмма ГТИ

В 03:10 на диаграмме ГТИ наблюдается резкое уменьшение уровня бурового раствора в емкости №2, а вместе с ней и понижение уровня общего объема емкостей, данная ситуация описывается, поглощение бурового раствора.

Информация о литологии интервала поглощения взята с соседней скважины, расположенной в 15м западнее рассматриваемой скважины.

Поскольку шлам в исследуемой скважине в секции «кондуктор» не отбирался. Соответственно отрицательный опыт, полученный на исследуемой скважине, привел к тому, что на следующей скважине при прохождении одноименных отложений шлам отбирался.

Интервал поглощения представлен известняком белым, серым, мелкокристаллическим, частично глинистым, средней крепости, плотным,

доломитом серым, темно-серым, коричневато-серым, мелко-, скрытокристаллическим, средней крепости, плотным.

Признаками поглощения на данной скважине является:

1. Уменьшение объема бурового раствора в приёмных ёмкостях при бурении. С 125 м³ до 98 м³ за 15 минут. Далее проводилось пополнение рабочих емкостей с последующими потерями бурового раствора. Суммарные потери бурового раствора составили более 1500 м³.

2. Вероятные причины, связанные с буровым раствором: при бурении секции «кондуктор» в интервале 590м наблюдалось повышение плотности бурового раствора на 0,03-0,05 г/см³.

3. Геологические причины: возможная трещиноватость, кавернозность карбонатных пород, солевые включения, насыщающие буровой раствор. Трещиноватость и кавернозность данных пород обуславливается тектоническими факторами, при которых происходило их образование. По данным, полученным с описания шлама известняки и доломиты характеризуются, как плотные и крепкие, так если они могут подвергаться растрескиванию.

На скважине №258 Тымпучиканского месторождения, при бурении секции «кондуктор» произошло осложнение в виде поглощения с глубины 604 м с начальной интенсивностью 60 м³/ч с постепенным увеличением до 120м³/ч, что позволяет отнести данное поглощение к катастрофическим как показано на рисунке 4.

Информация о литологии интервала поглощения взята с соседней скважины, расположенной в 75м западнее рассматриваемой скважины.

Интервал поглощения представлен теми же породами, что и на скважине №250. Общий объем поглощения составил 177 м³ глинистого раствора и 123 м³ технической воды.

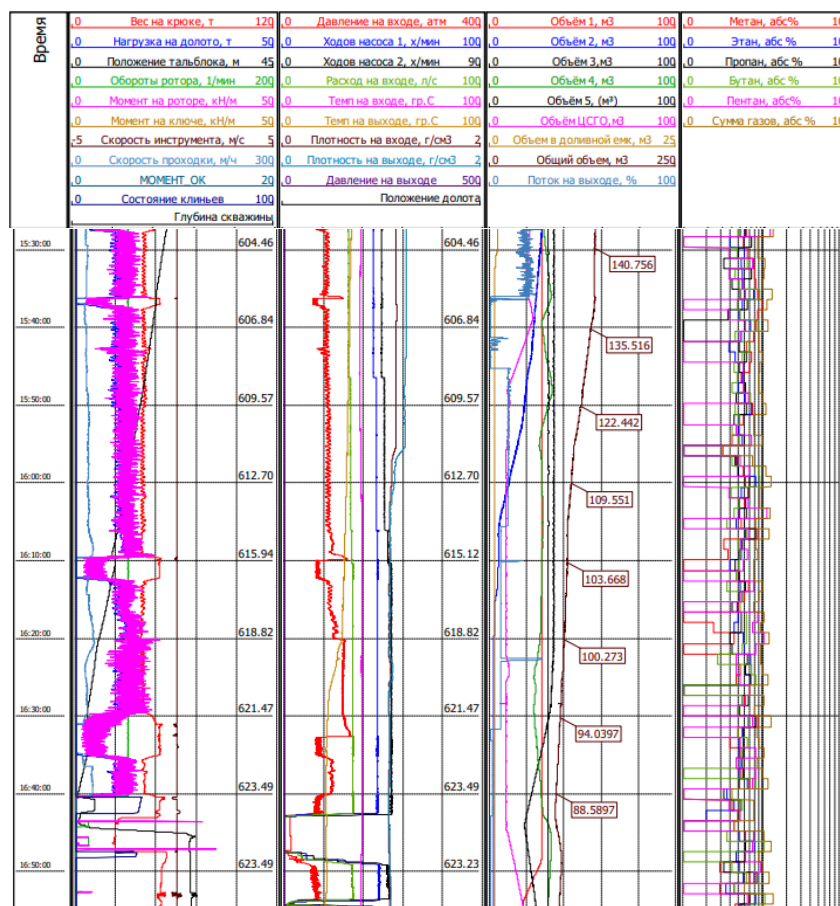


Рисунок 4 – Диаграмма ГТИ

Исходя из опыта бурения секций кондуктор на прошлых скважинах, где были зафиксированы поглощения бурового раствора с интенсивностью свыше 60 м^3 , при бурении данной скважины было принято решение изменить режимы параметров бурения, а также заменить буровой раствор с технической воды на глинистый раствор в соответствии с таблицей 1.

При подходе к интервалу возможного поглощения было принято решение об изменении следующих параметров бурения с целью предотвращения поглощения. Снижена производительность буровых насосов, с 50 л/сек до 32 л/сек , соответственно изменилось и давление со 140 атм до $70\text{-}80 \text{ атм}$. Изменены параметры бурового раствора, если в случае скважины №250, бурение производилось на технической воде с плотностью $1,15 \text{ г/см}^3$, то на скважине №258 бурение производилось на глинистом буровом растворе с плотностью $1,12 \text{ г/см}^3$.

Таблица 1 - Данные по глубине

Глубина по стволу, м	Мех скорость, м/ч	Нагрузка на долото, т	Вес на крюке, т	Обороты ротора, 1/мин	Момент на роторе, кН*м	Расход на входе, л/с	Давление, атм	Поток на вых., %	ρ вх., г/см ³	ρ вых., г/см ³
549,51	20,32	4,43	45,18	58,67	11,89	32,42	76,80	18,28	1,12	1,20
550,52	22,02	7,77	41,84	58,52	13,53	32,36	82,95	22,11	1,12	1,20
551,50	23,83	6,08	43,53	59,16	9,06	32,20	77,56	20,59	1,12	1,19
552,51	26,69	9,27	40,35	58,71	12,17	32,43	87,10	20,99	1,12	1,19
553,52	13,84	8,44	41,17	48,30	10,69	32,41	87,18	20,95	1,12	1,20
554,50	24,30	4,94	44,67	48,01	9,80	32,60	73,39	17,90	1,12	1,20
555,51	25,20	9,30	40,31	48,24	11,89	32,37	91,10	19,79	1,12	1,20
556,52	24,52	3,33	46,28	48,14	7,21	32,55	71,44	19,23	1,12	1,20
557,50	19,35	9,95	39,66	47,44	13,23	32,27	87,08	21,04	1,12	1,20
558,51	15,17	2,75	46,87	47,43	9,63	32,32	66,53	20,99	1,12	1,20
559,52	20,16	8,34	41,27	48,02	9,89	32,44	84,71	18,20	1,12	1,20
560,50	16,32	3,38	46,23	48,15	7,34	32,28	68,21	20,33	1,12	1,20
561,51	15,54	9,67	39,94	48,10	12,24	32,40	88,10	18,97	1,12	1,20
562,52	13,51	7,57	42,04	40,04	6,56	32,48	71,65	21,81	1,12	1,20
563,51	18,56	7,68	41,93	39,92	11,49	32,36	83,92	21,29	1,12	1,20
564,51	17,63	6,58	43,04	40,29	7,11	32,42	78,22	18,97	1,12	1,20
565,52	20,05	6,23	43,38	40,62	5,65	32,45	83,13	19,41	1,12	1,20
566,51	11,10	7,87	41,75	39,64	11,63	32,38	87,31	20,31	1,12	1,20
567,51	12,95	6,67	42,95	40,26	7,91	32,35	85,08	17,69	1,12	1,20
568,52	22,67	5,53	44,08	40,24	7,48	32,57	76,96	17,59	1,12	1,20
569,51	19,74	4,13	45,48	39,53	9,49	32,23	79,25	17,86	1,12	1,20

Одна из главных причин, которая привела к вскрытию поглощения на скважине №258, является увеличение плотности с 1,06 г/см³ до 1,12 г/см³, что связано с насыщением бурового раствора солью, так как согласно журналу бурового раствора, в интервале 450-550м наблюдалось увеличение хлоридов в буровом растворе с 22000 мг/л до 75000 мг/л.

В данных условиях одним из возможных решений для борьбы с поглощениями при бурении под кондуктор может выступать бурение с воздушной очисткой забоя. Опыт данного бурения в скважинах Восточной Сибири имеется.

При бурении скважины №260 на Тымпучиканском месторождении удалось избежать геологического осложнения – поглощения. Исходя из опыта бурения прошлых скважин на данном месторождении, при обнаружении положительной тенденции в увеличении количества хлоридов и увеличении плотности бурового раствора, были приняты следующие меры: сброс

насытившегося бурового раствора в амбар со следующим пополнением рабочих емкостей «свежим» раствором.

Таким образом удалось избежать поглощения, соответственно еще одним верным решением в борьбе с поглощения будет являться бурения на полимерном соленасыщенном растворе, т.к данный тип бурового раствора не будет растворять в себе солевые включения, соответственно не будет наблюдаться и повышение плотности.

При анализе потерь времени на ликвидации поглощений, была составлена гистограмма количества суток для бурения 100 м в соответствии с рисунком 5.

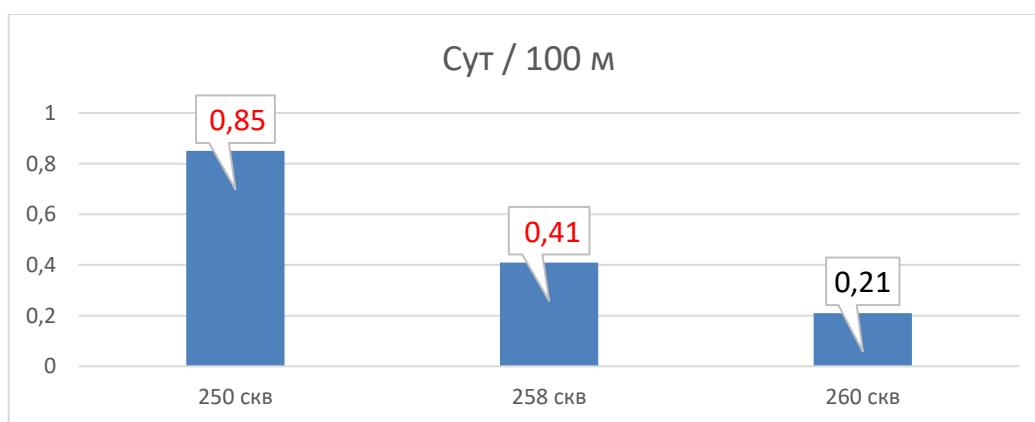


Рисунок 5 – Гистограмма цикла строительства секции кондуктор

Как можно увидеть на рисунке 5, скважина №260 на которой удалось избежать поглощения, гораздо меньше затрачено времени на строительства секции кондуктор. Для бурения 100м скважины №250 было затрачено 0,85 суток, для бурения 100м скважины №258 было затрачено 0,41 суток, для бурения 100м скважины №260 было затрачено 0,21 суток, что в 2 раза меньше, чем у скважины №258 и в 4 раза меньше, чем у скважины №250.

Заключение. При написании работы автором изучены: краткая геологическая характеристика района работ, теоретические основы, методика полевых работ, основные вопросы проведение геолого-технологических исследований, осложнений, возникающих при бурении и бурение с воздушной очисткой забоя.

Данные осложнение было выявлено при помощи датчика уровня бурового раствора поплавкового, информация которого выводилась на экран монитора в виде диаграммы, на которой наблюдалось резкое снижение уровня бурового раствора в рабочих емкостях и, соответственно в общем объеме емкостей. Суммарные потери бурового раствора на данных скважинах составили более 1800 м³.

Далее были определены причины, приводящие к поглощению.

Неконтролируемое увеличение плотности в связи с насыщением бурового раствора солевыми включениями. В случае скв. №250 бурение на неподходящем буровом растворе – технической воде.

Геологические причины: возможная трещиноватость, кавернозность карбонатных пород. На данном интервале встречались следующие породы: известняк белый, серый, мелкокристаллический, частично глинистый, средней крепости, плотный. Доломит серый, темно-серый, коричневато-серый, мелко скрытокристаллический, средней крепости, плотный. Трещиноватость и кавернозность данных пород обуславливается тектоническими факторами, при которых происходило их образование. По данным, полученным с описания шлама известняки и доломиты характеризуются, как плотные и крепкие, так если они могут подвергаться растрескиванию.

Разница по затраченному времени на секцию под кондуктор на разных скважинах имеет следующее отношение: для бурения 100м скважины №250 было затрачено 0,85 суток, для бурения 100м скважины №258 было затрачено 0,41 суток, для бурения 100м скважины №260 было затрачено 0,21 суток, что в 2 раза меньше, чем у скважины №258 и в 4 раза меньше, чем у скважины №250.

Было предложено два решения данной проблемы в виде бурения с воздушной очисткой забоя и бурении на соленасыщенном полимерном растворе. Так как игнорирование поглощения сулит финансовые потери в связи с непроизводительным временем на буровой.

Полученные результаты, по мнению автора ВКР, позволяют считать достигнутой заявленную цель проведенных исследований.