

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

Кафедра геофизики

**«Оценка качества цементирования обсадных колонн методами ГИС на
примере скважины Гагаринского месторождения »**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студента 5 курса 531 группы
направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело»,
профиль «Геолого-геофизический сервис»
Макеева Никиты Алексеевича

Научный руководитель
кандидат геол.-мин.наук, доцент _____ Б.А. Головин

Зав. кафедрой
кандидат геол.-мин.наук, доцент _____ Е.Н. Волкова

Саратов, 2025

Введение. Актуальность выпускной квалифицированной работы обусловлена важностью обеспечения надежной изоляции пластов в процессе эксплуатации скважин для предотвращения законтурных перетоков. Такие перетоки могут привести к серьезным негативным последствиям, включая прорывы флюидов в водоносные пласты, что ухудшает качество добываемых ресурсов и создает экологические риски, а также возможные аварийные ситуации на поверхности. Эффективная изоляция пластов способствует сохранению пластового давления, предотвращает потерю добываемого флюида и обеспечивает стабильность работы скважин.

Скважина расположена на Гагаринском нефтяном месторождении Пермского края. Месторождение приурочено к одноимённой структуре в северо-восточной части Соликамской депрессии Камско-Кинельской системы поднятий. Нефтеносность установлена в нижнепермских (пласт С_м), верхневизейско-башкирских (пласт Бш) и верхнедевонско-турнейских (пласт Ф_м) карбонатных отложениях.

Залежь нефти пласта Ф_м связана с турнейско-фаменскими отложениями. Коллекторами являются известняки. Промышленная нефтеносность залежи установлена результатами перфорации интервалов 1934,0 - 1956,0 м (-1792,3-1814,3) м и 1964,0 - 1968,0 м (-1822,3 -1826,3). Залежь массивного типа, размеры ее в пределах контура нефтеносности 3,9 x 3,6 км, альтитуда 124м.

В башкирских отложениях (пласт Бш) при перфорации интервала 1634,0-1651,0 (-1420,9-1436,9) м получен промышленный приток нефти из известняков. По типу залежь пластово-массивная.

Нижнепермская залежь в сакмарских отложениях (пласт С_м) приурочена к известнякам, вскрытых в интервале 1180,0 – 1200,0 м (-980,2 - -1000,40). По типу - залежь пластовая сводовая, литологически экранированная.

Целью выпускной квалификационной работы является определение качества цементирования эксплуатационных колонн методами ГИС на примере скважин Гагаринского месторождения.

В процессе написания работы были поставлены следующие задачи:

1. Изучить геолого-геофизических характеристики Гагаринского месторождения;
2. Описать способы цементирования нефтяных и газовых скважин;
3. Охарактеризовать качество цементирования скважины 54611 методами ГИС.

Объектом исследования являются данные цементажа эксплуатационных колонн скважины 54611 Гагаринского месторождения.

Основное содержание работы. Гагаринское нефтяное месторождение — один из самых перспективных активов в Пермском крае, открытое в 1990 году. Расположено в Красновишерском районе Пермского края на территории заказника «Гагаринское болото», который входит в состав государственного областного заповедника Вишерский. В настоящее время месторождение находится в стадии доразведки, одновременно ведутся работы: добыча нефти, бурение и освоение новых скважин. Геологический разрез Гагаринского месторождения изучен по данным структурных, параметрических, поисковых и разведочных скважин, от вендских до четвертичных отложений. Максимальная вскрытая глубина составила 2473 м в скважине № 162. Осадочный чехол слагают верхнепротерозойские и палеозойские отложения, с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на размытой поверхности фундамента. Верхнепротерозойская толща представлена рифейским и вендским комплексами. В тектоническом отношении Гагаринское месторождение приурочено к одноименной структуре III порядка, расположенной в северо-восточной части Соликамской депрессии в районе северной оконечности Березниковского палеоплато внутренней зоны ККСП. Соликамская депрессия представляет собой крупную наложенную отрицательную структуру с размерами 230х(60-80) км, сформировавшуюся в раннепермскую эпоху за счет накопления флишоидно-молассовых отложений артинского яруса - «терригенного клина». Гагаринское месторождение нефти расположено в пределах зоны нефтегазонакопления северной части восточного борта Камско-Кинельской системы впадин в Красновишерском

нефтегазоносном районе. В результате проведения поисково-разведочного и эксплуатационного бурения в разрезе Гагаринского месторождения промышленная нефтеносность установлена в нижнепермских (пласт С_м), верхневизейско-башкирских (пласт Бш) и верхнедевонско-турнейских (пласт Ф_м) карбонатных отложениях.

Контроль качества цементирования скважин проводится с целью получения сведений о герметичности затрубного пространства по всему зацементированному интервалу. Основная задача заключается в том, чтобы установить наличие или отсутствие каналов межпластового сообщения в цементном камне и в зонах его контакта с породой и обсадной колонной до перфорации продуктивных объектов.

В рамках проведенной интерпретации данных, полученных при цементировании эксплуатационной колонны скважины 54611 Гагаринского месторождения, отмечается, что по результатам традиционных интегральных каналов прибора МАК-9 качество сцепления цемента в основном на протяжении всего интервала оценивается как хорошее, то есть сплошное.

В процессе обработки данных комплекса АКЦ-ВС и АКЦ-С в скважине 54611 Гагаринского месторождения было установлено наличие как частичного, так и сплошного контакта цемента. Это указывает на возможные проблемы с герметичностью цементного кольца и требует проведения дополнительных исследований для определения точных причин. Наличие контакта может привести к снижению эффективности изоляции и увеличению риска аварийных ситуаций в скважине. В дальнейшем рекомендуется провести повторную цементацию или другие меры по укреплению цементного слоя для обеспечения надежной изоляции эксплуатационных колонн.

Следует подчеркнуть, что на основании данных акустического каротажа можно выделить коллекторы порово-трещинного типа по их структуре. В соответствии с проектной документацией по скважине 54611 в интервале 1000-1800м выделенные коллекторы насыщены нефтью, кроме того, в интервале 1800-1990м выделяют коллектора насыщенные нефтью с водой. Эта

информация указывает на вероятность частичного контакта цемента с колонной и горной породой.

Для оценки качества цементирования был рассчитан расчетный коэффициент качества цементирования ($K_{КЦ}$) по формуле 1.

$$K_{КЦ} = \frac{a_{к} - a_{к0}}{a_{к}^{y} - a_{к0}}, \quad (1)$$

где $a_{к}$ - измеренное значение коэффициента затухания амплитуды упругих волн;

$a_{к0}$ - значение коэффициента затухания в незацементированной обсадной колонне;

$a_{к}^{y}$ - граничное значение $a_{к}$ при заданном сроке формирования цементного камня.

Для расчетов использовались измеренные значения коэффициента затухания амплитуды упругих волн. Значение коэффициента затухания для незацементированной обсадной колонны ($a_{к0}$) было установлено на уровне 3,5 дБ/м, а граничное значение затухания при заданном сроке формирования цементного камня ($a_{к}^{y}$) составило 15 дБ/м.

Качество цементирования по коэффициенту качества цементирования ($K_{КЦ}$) оценивается по следующей шкале:

$1,00 \geq K_{КЦ} > 0,80$ - хорошее;

$0,80 \geq K_{КЦ} > 0,63$ – удовлетворительное («частичное»);

$0,63 \geq K_{КЦ} > 0,20$ - плохое;

$0,20 \geq K_{КЦ} > 0$ - очень плохое.

Результаты расчетов по скважине 54611, представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Таблица результатов рассчитанного коэффициента качества цементирования по скважине 54611 Гагаринского месторождения.

Интервал	Результат $K_{КЦ}$
900-912,1м	0,69
923,8-935,6м	0,65
946,2-949,3м	0,72
971,3-976,1м	0,71

Продолжение таблицы 1.

Интервал	Результат $K_{ки}$
997,7-1001,8м	0,74
1020-1022м	0,72
1045-1051,2м	0,68
1062-1064,2м	0,73
997,7-1001,8м	0,74
1076-1086,7м	0,71
1102-1107,2м	0,76
1176,2-1179м	0,67
1183,5-1185,9м	0,70
1200,6-1204,2м	0,69
1233,8-1235,2м	0,65
1237,2-1250,5м	0,71
1274,3-1277,1м	0,68
1287-1294,1м	0,69
1298,2-1302,6м	0,72
1308,3-1310,4м	0,74
1317,7-1327,3м	0,65
1381,3-1384,7м	0,70
1421,7-1441,7м	0,73
1471,6-1475,2м	0,75
1478,3-1479,6м	0,72
1481,4-1483,7м	0,76
1517,9-1522,2м	0,69
1614,5-1616,0м	0,74
1646,3-1650,3м	0,68
1652,8-1660,2м	0,70
1706,8-1711,1м	0,73
1730,8-1736,4м	0,77
1748,5-1750,4м	0,79
1778-1788,4м	0,72
1811,0-1812,9м	0,69

Продолжение таблицы 1.

Интервал	Результат $K_{кц}$
1819,4-1824,8	0,67
1844,0-1849,4м	0,75
1870,2-1872,1м	0,79
1887,8-1890,6м	0,73
1916,2-1926,1м	0,67
1946,8-1970,3м	0,72

Расчетный коэффициент качества цементирования ($K_{кц}$) по скважине 54611 показал удовлетворительный результат. Исходя из этого полученные результаты подтверждают плохой контакт с колонной, связанный с коротким временным промежутком ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ).

Колонна-кондуктор установлена в артинском ярусе в терригенных породах и хотелось бы отметить, что продуктивные пласты не перекрыты, что обеспечивает свободный доступ к ним и создает условия для их эффективной эксплуатации. Это способствует повышению производительности скважины и снижает риск возникновения проблем с изоляцией. Учитывая расположение колонны-кондуктора, возможна более простая и быстрая эксплуатация пластов. В дальнейшем рекомендуется регулярно проводить мониторинг состояния колонны для своевременного выявления возможных дефектов и обеспечения долговечности скважины.

В процессе цементирования эксплуатационной колонны три продуктивных пласта оказались перекрыты. Перекрытие служит важной мерой для обеспечения надежной изоляции и предотвращения нежелательных перетоков нефти, газа или воды между слоями. Это позволяет защитить водоносные горизонты и контролировать пластовые потоки, что способствует более эффективной добыче и повышает безопасность эксплуатации скважины. Кроме того, такое перекрытие может быть обусловлено особенностями геологической ситуации или техническими требованиями, направленными на долговечность и надежность работы скважины. В случае необходимости

рекомендуется выполнить повторное цементирование или другие мероприятия по усилению изоляции между пластами. Контроль за состоянием цементного слоя и проведение регулярных инспекций помогут своевременно выявить возможные дефекты и предотвратить возможные аварийные ситуации. В целом, правильное управление перекрытием способствует повышению эффективности добычи и обеспечению безопасности эксплуатации комплекса.

На скважине 54611 Гагаринского месторождения были перекрыты следующие пласты: пласт С_м сакмарского яруса, пласт Б_ш башкирского яруса, пласт Ф_м верхнедевонско-турнейских возраста.

Пласт С_м сакмарских отложений в интервалах 1183,5-1185,9м, 1200,6-1204,2м, 1233,8-1235,2м, 1237,2-1250,5м перекрыт частично, как показано на диаграмме в приложении Б. Это свидетельствует о неполной изоляции данного пласта в указанных участках, что может привести к возможным перетокам нефти, газа или воды между слоями. Такой характер перекрытия требует проведения дополнительных мероприятий по усилению изоляции и оценки состояния цементного кольца для обеспечения надежной эксплуатации скважины и предотвращения потерь ресурсов.

В башкирских отложениях (пласт Б_ш) в интервале 1634,0-1651,0 м и пласт Ф_м в интервале 1926,1-1946,8 м хорошо перекрыты, что обеспечивает надежную изоляцию и предотвращает нежелательные перетоки между слоями. Такое состояние способствует эффективной эксплуатации скважины, повышает ее безопасность и позволяет более точно контролировать поток ресурсов.

По итогам обработки геофизических данных акустической цементометрии, выполненной стандартным (интегральным) прибором МАК-9, была получена информация о сплошном контакте цемента с колонной, в то время как запись, произведенная секторным прибором акустического каротажа, показывает наличие мелких зазоров и дефектов в интервале нахождения коллекторов со смешанным и водяным насыщением. Состояние контакта цемента и колонны в указанных интервалах коллекторов определяется как частичное. Различие в результатах интерпретации можно объяснить тем, что в

интервале, представленном карбонатными высокоскоростными породами башкирского яруса, зачастую волна по породе интерферирует с волной по колонне (признак частичного или отсутствующего контакта), что накладывает определенный отпечаток на информативность метода традиционной акустической цементометрии интегральными зондами.

Можно сделать вывод о хорошем контакте цемента как с колонной, так и с породой на скважине 54611 Гагаринского месторождения, основываясь на статистических данных, представленных в таблице 2. Учитывая эти данные, можно утверждать, что герметичность данного интервала обеспечит безопасное проведение дальнейших работ в соответствии с графиком строительства на скважине 54611 Гагаринского месторождения.

Таблица 2 – Статистика результатов контактов цемента с колонной и породой по скважине 54611 Гагаринского месторождения.

Статистика (%)	Толщина (м)	Контакт цемент-колонна	Контакт цемент-порода
6,24	80,4	Плохой	Неопределенный(частичный)
25,18	324,3	Частичный	Неопределенный(частичный)
66,13	851,7	Хороший	Хороший
0,35	4,5	Стоянка прибора	Стоянка прибора

Заключение. В выпускной квалификационной работе изучены сведения о геологическом строении Гагаринского месторождения, рассмотрены способы цементирования, комплекс геофизических исследований при цементации, использовавших на данном месторождении.

В процессе написания работы была выполнена интерпретация геофизических данных каротажа с целью выявления герметичности затрубного пространства по всему зацементированному интервалу. Данные исследования проводились для того, чтобы установить наличие или отсутствие каналов межпластового сообщения в цементном камне и в зонах его контакта с породой и обсадной колонной до перфорации продуктивных объектов.

Анализ данных показал, что традиционный метод акустической цементометрии обладает низкой информативностью. при использовании стандартного (интегрального) прибора МАК-9, что связано с особенностями карбонатных высокоскоростных пород, которыми сложен разрез скважины.

В условиях сложных геологических условий волна, проходящая через породу, зачастую интерферирует с волной по колонне, что свидетельствует о наличии частичных или полного отсутствия контакта. Эти особенности отчетливо выявляются при использовании комплексов АКЦ-ВС и АКЦ-С. Благодаря своей высокой чувствительности, способности адаптироваться к сложным условиям и применению современных технологических решений, данные комплексы заслуженно считаются более надежными и точными инструментами для оценки состояния скважин и контактов.

На основе полученных результатов для оценки качества цементирования предпочтительнее использовать данные, полученные с комплексов АКЦ-ВС и АКЦ-С, так как они позволяют более точно прогнозировать развитие заколонного перетока и обводнения нефтяной продукции в процессе эксплуатации. Эти аспекты следует учитывать при определении интервалов перфорации и депрессии на пласт во время освоения скважины.