

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

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

Кафедра геофизики

**Оперативное сопровождение строительства скв. №9620Г для
уточнения положения коллекторов и оптимизации их вскрытия по
данным ГТИ и ГИС**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студента 4 курса 403 группы

направления 05.03.01 «Геология»

профиль подготовки «Нефтегазовая геофизика»

геологический факультет

Тимофеева Кирилла Вячеславовича

Научный руководитель:

д. г.-м. н., профессор

В. А. Огаджанов

Зав. кафедрой геофизики:

к. г.-м. н., доцент

Е. Н. Волкова

Саратов 2026

Введение. Актуальность работы: Постепенное истощение традиционных высокопродуктивных запасов углеводородов в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и устойчивый рост доли трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), приуроченных к низкопроницаемым коллекторам нижнемелового возраста, требует оперативного и достоверного геолого-геофизического сопровождения строительства скважин.

Терригенные отложения Имилорского месторождения, в частности пласт БС11/0, характеризуются сложной литологической неоднородностью, изменчивой глинистостью, анизотропией фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) и наличием зон с низкой проницаемостью. В таких геологических условиях традиционные подходы к выделению коллекторов часто оказываются недостаточными, что повышает риски пропуска продуктивных интервалов или ошибочного вскрытия непродуктивных зон, особенно при бурении горизонтальных скважин. Современная практика бурения и разработки требует оперативного и достоверного геолого-геофизического сопровождения. Комплексное применение геолого-технологических исследований (ГТИ) в режиме реального времени и геофизических исследований скважин (ГИС) позволяет минимизировать геологические риски, оптимизировать процесс бурения и точно определять границы коллекторов.

В связи с этим комплексный анализ данных ГТИ и ГИС, направленный на поиск и поддержание горизонтального ствола в продуктивных интервалах пласта БС11/0, представляет значительный научно-практический интерес. Решение данной задачи позволит повысить достоверность выделения нефтенасыщенных интервалов, обосновать оптимальные зоны перфорации и заканчивания скважин, а также внести вклад в совершенствование технологий освоения низкопроницаемых терригенных отложений нижнемелового возраста в условиях Западной Сибири.

Объектом исследования являются терригенные коллекторы нижнемелового возраста (пласт БС11/0) Имилорского месторождения (Сургутский район, ХМАО-Югра), вскрытые горизонтальной скважиной №9620Г.

Предметом исследования является методика комплексной интерпретации данных геолого-технологических (ГТИ) и геофизических исследований скважин (ГИС) для поиска и обеспечения максимального контакта ствола с нефтенасыщенными интервалами.

Геологическая задача заключается в комплексной интерпретации данных ГТИ и ГИС для поиска и удержания ствола горизонтальной скважины №9620Г в пределах продуктивных интервалов пласта БС11/0.

Цель работы: комплексная интерпретация данных ГТИ и ГИС для удержания ствола горизонтальной скважины №9620Г в пределах продуктивных интервалов пласта БС11/0 и оптимизации их вскрытия.

Для достижения поставленной цели необходимо было решить следующие задачи:

1. Изучить геолого-геофизическую характеристику пласта БС11/0 Имилорского месторождения.
2. Проанализировать методику и аппаратное обеспечение комплекса геолого-технологических исследований (ГТИ), применяемого при строительстве горизонтальных скважин, и обеспечить информационную поддержку работ по горизонтальному вскрытию коллекторов в оптимальных геолого-геофизических условиях.
3. Изучить методику и техническое оснащение комплекса геофизических исследований скважин (ГИС), применяемого для верификации данных геолого-технологических исследований (ГТИ) и точного оконтуривания продуктивных интервалов.
4. Подтвердить результаты оперативного геологического сопровождения (ГТИ) данными стационарного каротажа (ГИС) в пределах пласта для

достижения наиболее перспективных для дальнейшей разработки нефтенасыщенных интервалов скважины.

Фактический материал. Материалом для исследования послужили данные бурения горизонтальной скважины №9620Г, вскрытой в интервале 3240–3788 м на Имилорском месторождении. В работе использованы результаты непрерывного мониторинга ГТИ (газовый и механический каротаж, люминесцентно-битуминологический анализ шлама) и стационарного комплекса ГИС (гамма-каротаж, нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам, гамма-гамма каротаж плотностной). Обработка и интерпретация каротажных диаграмм, а также технологических параметров бурения выполнены с учётом поправок на время отставания, влияние промывочной жидкости и диаметра ствола.

Автор выражает глубокую благодарность научному руководителю, профессору В.А.Огаджанову, за методическое руководство, а также коллективу кафедры геофизики СГУ им. Н.Г. Чернышевского за консультации и предоставление необходимых учебно-научных материалов.

Выпускная квалификационная работа состоит из введения, четырех глав основного содержания, заключения и списка использованных источников.

- 1.Геолого-геофизическая характеристика района
- 2.Методика работ ГТИ и ГИС
- 3.Методы ГТИ и ГИС
- 4.Результаты работ

Основное содержание работы. В первом разделе "Геолого-геофизическая характеристика района" приведены общие сведения об Имилорском (Усольцева) месторождении, расположенном в Сургутском районе ХМАО, в 65 км юго-западнее г. Ноябрьска. Месторождение было открыто в 1981 году, а его опытно-промышленное освоение началось в 2014 году компанией ООО

«ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». В промышленную эксплуатацию месторождение введено с декабря 2017 года. Порядка 70% запасов залегает в низкопроницаемых коллекторах юрских пластов и ачимовской толщи. Извлекаемые запасы составляют свыше 100 млн тонн нефти.

Литолого-стратиграфическая характеристика. В разрезе территории достоверно выделены отложения мезозойской (меловая система) и кайнозойской (палеогеновая и четвертичная системы) эратем. Целевой пласт БС11/0 приурочен к нижнемеловым отложениям. Накопление осадков происходило в условиях сложного чередования морских и прибрежно-континентальных фаций.

Тектоника. В тектоническом отношении Имилорское месторождение расположено в пределах Имилорского прогиба, приуроченного к Сургутскому своду Западно-Сибирской платформы.

Нефтегазоносность. Скважина №9620Г является горизонтальной и вскрывает меловые отложения пласта БС11/0, представленные песчано-глинистыми разностями. Средневзвешенные значения фильтрационно-ёмкостных свойств продуктивных коллекторов составляют: коэффициент нефтенасыщенности (Кнг) – 65.41%, коэффициент пористости (Кп) – 17.02%, коэффициент проницаемости (Кпр) – 7.42 мД.

Во втором разделе "Методика работ ГТИ и ГИС" описано аппаратурно-методическое обеспечение сопровождения строительства скважин.

Геолого-технологические исследования (ГТИ) представляют собой комплекс методов и средств, направленных на оперативный контроль и анализ процессов, происходящих в скважине в ходе её строительства. Аппаратурное обеспечение ГТИ – это распределённая система датчиков, установленных в ключевых функциональных блоках бурового комплекса, и аналитическое оборудование в технологической станции (вагоне-доме). На поверхности датчики

интегрированы в системы циркуляции и механического оборудования: датчики ходов насосов, датчики уровня в ёмкостях, датчики расхода, плотности и температуры на линии манифольда. На роторной площадке развернута система датчиков для отслеживания механических параметров: датчик веса на крюке, датчик оборотов лебёдки, датчик момента на ключе и датчики давления на линиях глушения и дросселирования. Газовый каротаж обеспечивается дегазатором в циркуляционной блоке, хроматографом и суммарным газоанализатором в передвижной станции для анализа состава и подсчета суммы углеводородных газов.

Геофизические исследования скважин (ГИС) обеспечивают непрерывный массив данных по глубине, необходимый для литолого-стратиграфического расчленения, оценки коллекторских свойств и идентификации продуктивных интервалов. Аппаратурное обеспечение ГИС включает скважинную аппаратуру, спускаемую на геофизическом кабеле (осуществляющем питание, передачу сигналов и измерение глубин), наземную регистрирующую аппаратуру и специализированное программное обеспечение для первичной обработки, контроля качества и интерпретации каротажных данных.

Третий раздел "Методы ГТИ и ГИС" детально раскрывает физико-химические основы и принципы интерпретации применяемых методов. Охарактеризован газовый каротаж, механический каротаж и люминесцентно - битуминологический анализ. Для ГИС описаны принципы регистрации и интерпретации гамма-каротажа, нейтрон-нейтронного каротажа и гамма-гамма плотностного каротажа.

4. Результаты работ

В четвертом разделе представлена комплексная интерпретация данных по горизонтальному участку скважины №9620Г. В процессе строительства данные ГТИ использовались как основной инструмент оперативного геолого-физического сопровождения.

Мониторинг динамики суммарного газосодержания ($G_{\text{сум}}$) с учетом поправки на время отставания показал, что основным маркером вскрытия продуктивного интервала служило устойчивое превышение $G_{\text{сум}}$ над фоновыми значениями. Механический каротаж выступал оперативным индикатором: резкое увеличение $V_{\text{мех}}$ с 30 до 50–60 м/ч фиксировало переход из плотных алевролитов в более пористые песчаники. При отклонении ствола в низкопроницаемые прослойки наблюдалось падение $V_{\text{мех}}$ и снижение газосодержания до фона, что позволяло оперативно формировать рекомендации по корректировке траектории бурения. ЛБА шлама выполнял функцию подтверждения: в перспективных интервалах хлороформные вытяжки демонстрировали характерное беловато-желтое свечение (I–II группы битумоидов), что подтверждало наличие нефти.

В интервале 3240–3788 м на основе данных ГТИ были выделены интервалы, обладающие комплексом признаков флюидонасыщенных коллекторов. В качестве примера приведены данные по трем пластам:

Пласт №6 (3473–3479 м): повышение $G_{\text{сум}}$ с 0,01% до 0,3307%, рост механической скорости с 30 м/ч до 50 м/ч.

Пласт №21 (3637–3666 м): повышение $G_{\text{сум}}$ с 0,01% до 0,9259%, рост механической скорости с 30 м/ч до 57 м/ч.

Пласт №22 (3669–3686 м): повышение $G_{\text{сум}}$ с 0,01% до 1,8708%, рост механической скорости с 30 м/ч до 50 м/ч.

Снижение доли метана с 80% до 65% при одновременном увеличении этана и пропана указывает на переход к нефтяной фазе, что полностью коррелирует с геологической моделью месторождения.

Для подтверждения данных ГТИ был применен комплекс ГИС (ГК, НКт, ГГКп), данные которого были скорректированы поправками за условия среды,

влияние промывочной жидкости и диаметр ствола скважины. Интерпретация проведена с глубины 3240 м до 3794 м. Определение коллекторов проводилось по качественным признакам: относительное снижение показаний ГК, относительный рост показаний ННК и увеличение пористости (снижение плотности) по ГГКп.

Примеры интерпретации по данным ГИС для тех же интервалов:

Пласт №6 (3473–3479 м): снижение значения ГК с 100 до 83 API, рост ННК с 18,75% до 25% и снижение плотности по ГГКп с 2,45 г/см³ до 2,32 г/см³.

Пласт №21 (3637–3666 м): снижение значения ГК с 100 до 67 API, рост ННК с 18,75% до 24% и снижение плотности по ГГКп с 2,5 г/см³ до 2,35 г/см³.

Пласт №22 (3669–3686 м): снижение значения ГК с 100 до 82 API, рост ННК с 18,75% до 25% и снижение плотности по ГГКп с 2,5 г/см³ до 2,3 г/см³.

Всего в горизонтальном участке скважины было выделено 31 интервал эффективных коллекторов общей мощностью 269,3 м, что составляет 63,6% от всего интерпретируемого интервала пласта БС11/0. Литология вскрытого горизонтального участка представлена преимущественно заглинизированными песчаниками и алевролитами. Газонасыщенные интервалы в исследованном стволе не выявлены.

Заключение. По результатам оперативного сопровождения бурения (ГТИ) установлено:

В интервале 3240–3794 м зафиксированы устойчивые газовые аномалии: рост суммарного газосодержания превышал фоновые значения в десятки раз (до 0,3–1,9%), что свидетельствует о вскрытии нефтенасыщенных коллекторов.

Качественный компонентный анализ газа выявил снижение доли метана с 80% до 65% при одновременном увеличении концентраций этана и пропана, что однозначно указывает на нефтяной характер насыщения.

Резкие скачки механической скорости проходки (с 30 до 50–60 м/ч) коррелируют с переходом к менее прочным, более пористым и проницаемым песчано-алевритовым разностям.

По данным стационарного каротажа (ГИС) проведена количественная оценка:

На примере выделенных пластов (№6, №21, №22) отмечено согласованное изменение физических свойств пород: снижение показаний ГК, рост показаний ННКт и снижение плотности по ГГКп, что является надёжным литофизическим признаком коллекторов.

В горизонтальном участке скважины выделен 31 интервал эффективных коллекторов общей мощностью 269,3 м (63,6% от вскрытого разреза пласта БС11/0).

Литология вскрытого горизонтального участка представлена преимущественно заглинизированными песчаниками и алевролитами; газонасыщенные интервалы в исследованном стволе не выявлены.

Совместная интерпретация ГТИ и ГИС продемонстрировала высокую сходимость результатов. Оперативные данные газового и механического каротажа позволили своевременно скорректировать процесс бурения, а последующая обработка комплекса ГИС (ГК, ННКт, ГГКп) обеспечила подтверждение нефтегазоносности и точное оконтуривание продуктивных зон.

Таким образом, комплексный подход минимизировал геологические риски, исключил возможность пропуска продуктивных интервалов или ложной интерпретации и создал надёжную геолого-физическую основу для

проектирования перфорации, заканчивания скважины и последующей эксплуатации объекта БС11/0 на Имилорском месторождении. Цель выпускной квалификационной работы можно считать достигнутой, а предложенная

методика может быть рекомендована для применения при строительстве аналогичных горизонтальных скважин в условиях Западной Сибири.