

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

Кафедра геофизики

**«Выделение продуктивных интервалов разреза по данным ГИС (на
примере скважины №8157 Новопортовского месторождения)»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 531 группы
направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Геолого-геофизический сервис»
геологического ф-та
Ларина Владимира Юрьевича

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. Для анализа геологического строения скважин, оценки их технического состояния и наблюдения за процессом разработки месторождений выполняются геофизические исследования скважин (ГИС), которые также известны как промысловая геофизика. ГИС нацелены на установление их значимости в общей системе геолого-геофизических работ. Они позволяют изучить ключевые физические параметры горных пород, понять принципы, лежащие в основе методов скважинных измерений.

Кроме того, ГИС охватывают изучение алгоритмов геологической обработки и анализа данных, полученных в скважинах, а также знакомство с базовыми компонентами аппаратуры и оборудования, используемого для изучения геологического строения разрезов скважин в ходе разработки нефтяных и газовых залежей.

Актуальность работы заключается в необходимости точного выделения продуктивных интервалов в разрезе скважины №8157 Новопортовского месторождения с использованием методов ГИС (ГК, ПС, НКТ) для оптимизации разработки месторождения. Это особенно важно в условиях истощения традиционных запасов углеводородов и перехода к трудноизвлекаемым ресурсам. Работа направлена на повышение достоверности интерпретации данных, снижение рисков при проектировании скважин.

В современных условиях истощения традиционных запасов углеводородов и перехода к освоению трудноизвлекаемых ресурсов, включая низкопроницаемые коллекторы и нетрадиционные резервуары (такие как сланцевые формации и плотные песчаники), точность интерпретации данных ГИС приобретает особое значение.

Развитие методов интерпретации ГИС – внедрение современных алгоритмов машинного обучения и нейросетевых технологий позволяет повысить точность выделения флюидонасыщенных зон и минимизировать субъективность в интерпретации данных.

Комплексный подход к анализу коллекторов – интеграция данных ГИС с результатами гидродинамических исследований, сейсморазведки 3D и

лабораторных исследований керна способствует более достоверной оценке фильтрационно-емкостных свойств пластов.

Оптимизация разработки месторождений – корректное выделение продуктивных интервалов позволяет сократить риски при проектировании скважин, повысить эффективность гидроразрыва пласта и увеличить конечную нефтеотдачу.

Таким образом, данная работа соответствует современным тенденциям в геологии и геофизике, направленным на повышение достоверности прогнозирования свойств коллекторов и рациональное освоение углеводородных ресурсов.

Основным объектом исследования в бакалаврской работе является Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение – самое северное и одно из наиболее крупных разрабатываемых месторождений углеводородов на полуострове Ямал.

В основу бакалаврской работы вошли материалы, собранные мной во время работы с Федеральной государственной информационной системой «Единый фонд геологической информации о недрах», предназначенной для взаимодействия с реестром объектов учёта, для приемки и последующей загрузки геологической информации в электронном виде.

Целью бакалаврской работы является выделение по данным комплекса ГИС на объекте исследований продуктивных интервалов разреза.

Для достижения цели необходимо решить следующие **задачи**:

1. Изучить краткую геологическую характеристику района работ;
2. Изучить теоретические основы методов ГИС, применяемых на месторождении;
3. Привести результаты работ.

Важным этапом написания бакалаврской работы стало:

- ознакомление с геофизическими, геологическими, топографическими и геодезическими работами, методиками их выполнения, обработки и интерпретации;

- умение оформлять и делать выводы по графическим и текстовым материалам проектов геологического изучения недр;

- детальное изучение методов ГИС, применяемых на Новопортовском месторождении.

Бакалаврская работа содержит в себе введение, заключение, список использованных источников, а также три раздела основного содержания работы, 4 подраздела первого раздела, 4 раздела 2 подраздела: 1 «Геологическая характеристика территории исследования», 1.1 «Общие сведения о районе работ», 1.2 «Литолого-стратиграфическая характеристика», 1.3 «Тектоническое строение», 1.4 «Нефтеносность». 2 «Физико-геологические основы методов ГИС, применяемых на скважине», 2.1 «Гамма-каротаж», 2.2 «Метод потенциалов собственной поляризации», 2.3 «Нейтрон-нейтронный каротаж», 2.4 «Методика выделения коллекторов». 3 «Выделение продуктивных интервалов по данным ГИС».

Основное содержание работы.

Раздел 1 Геологическая характеристика территории исследования.

В подразделе 1.1 указано, что район проведения работ характеризуется:

- суровыми климатическими условиями;
- повсюду много мерзлоты;
- район плохо населен и труднодоступен. Ближайший поселок находится в 15 км от месторождения.

В геологическом строении (подраздел 1.2) Новопортовского месторождения принимают участие породы доюрского складчатого фундамента и осадочные образования – представленные терригенными породами юрского, мелового, палеогенового и четвертичного возраста.

В тектоническом отношении (подраздел 1.3) площадь месторождения расположена в пределах Новопортовского локального поднятия, занимающего большую часть одноименного вала - структуры II порядка, которая, в свою очередь, подчинена положительной структуре более высокого I порядка - Южно-Ямальскому мегавалу.

В подразделе 1.4 «Нефтегазоносность» говорится о том, на Новопортовском месторождении углеводороды найдены в карбонатных породах, которые образовались в палеозое, а также в юрских и меловых осадках. Всего в перспективном разрезе Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения выявлено и исследовано 20 продуктивных пластов.

Раздел 2 Физико-геологические основы методов ГИС, применяемых на скважине. Включает теоретические основы: ГК (гамма-каротаж), НКТ (нейтрон-нейтронный гамма-каротаж), ПС (метод собственной поляризации).

Подраздел 2.1 посвящен описанию основ гамма-каротажа. Гамма-каротаж (ГК) основан на измерении естественной радиоактивности горных пород, слагающих разрез скважины. Естественной радиоактивностью называется самопроизвольный распад ядер некоторых химических элементов, слагающих горные породы. Кривая гамма-каротажа указывает на литологию пород. Если показания кривой высоки это говорит о присутствии глиносодержащих пород. Самые низкие показания указывают на песчаные породы.

Метод потенциалов собственной поляризации (ПС) (подраздел 2.2) изучает электрические поля, которые возникают в скважинах. Эти естественные электрические поля появляются из-за разных видов электрической активности: например, из-за процесса, когда вещества проникают и прилипают друг к другу, в процессе окисления и восстановления, при фильтрации и при работе электродов. Диаграммы, которые мы получаем с помощью методов ПС, показывают, как меняются разные электрические потенциалы - это те, что связаны с диффузией, фильтрацией и электродами. Эти изменения зависят от глубины скважины. Минимальные отклонения кривой ПС говорят о том, что это песчаник. Положительные потенциалы собственной поляризации указывают на глинистость пород.

В подразделе 2.3 рассмотрен метод нейтрон-нейтронный каротаж (НКТ), при котором регистрируются плотность тепловых нейтронов и время их жизни. Пространственно-временное распределение плотности тепловых нейтронов от

импульсного источника быстрых нейтронов определяется нейтронными параметрами исследуемой среды. Основной измеряемой величиной в НКТ является среднее время жизни тепловых нейтронов (t_n).

Определяющим фактором при замедлении (рассеянии) нейтронов является содержание в окружающей среде водорода, а при захвате тепловых нейтронов – содержание хлора. По водородосодержанию нефтяные и водоносные пласты практически не различаются, но в пластах с минерализованной водой (> 100 г/л) содержание хлора в водоносной части пласта больше, чем в нефтеносной, поэтому плотности потока тепловых нейтронов против них могут различаться в несколько раз. Высокая радиоактивность нейтрон-нейтронного каротажа говорит о низкой пористости либо повышенном содержании водорода в породах.

В подразделе 2.4 приведена методика по выделению коллекторов для используемых методов ГК, НКТ, ПС.

Таблица 1 - Методика интерпретации данных ГИС

Этап	Что смотрим	Критерии для песчаника-коллектора	Критерии для глины
1. Литология	ПС: - Отклонение от нуля. ГК: - Радиоактивность (API).	Песчаник: - ПС ≈ 0 (минимальные отклонения). - ГК низкий (< 50 API).	Глина: - ПС > 0 . - ГК высокий (> 70 API).
2. Коллектор	ГК + НКТ: - Пористость. - Насыщение.	Хороший коллектор: - ГК низкий (2.2–2.4 г/см ³). - НКТ меняется (высокий $\rightarrow$ спад).	Плохой коллектор: - ГК высокий. - НКТ стабильно высокий.
3. Флюид	НКТ: - Абсолютные значения. - Форма кривой.	Газ: - НКТ максимальный. Нефть: - НКТ высокий, но спад. Вода: - НКТ средний, без резкого спада.	-

Раздел 3 Выделение продуктивных интервалов по данным ГИС.

Используя полученные знания, представилась возможность провести интерпретацию пласта НП7 на рисунке 1 с помощью методов ГК, ПС, НКТ.

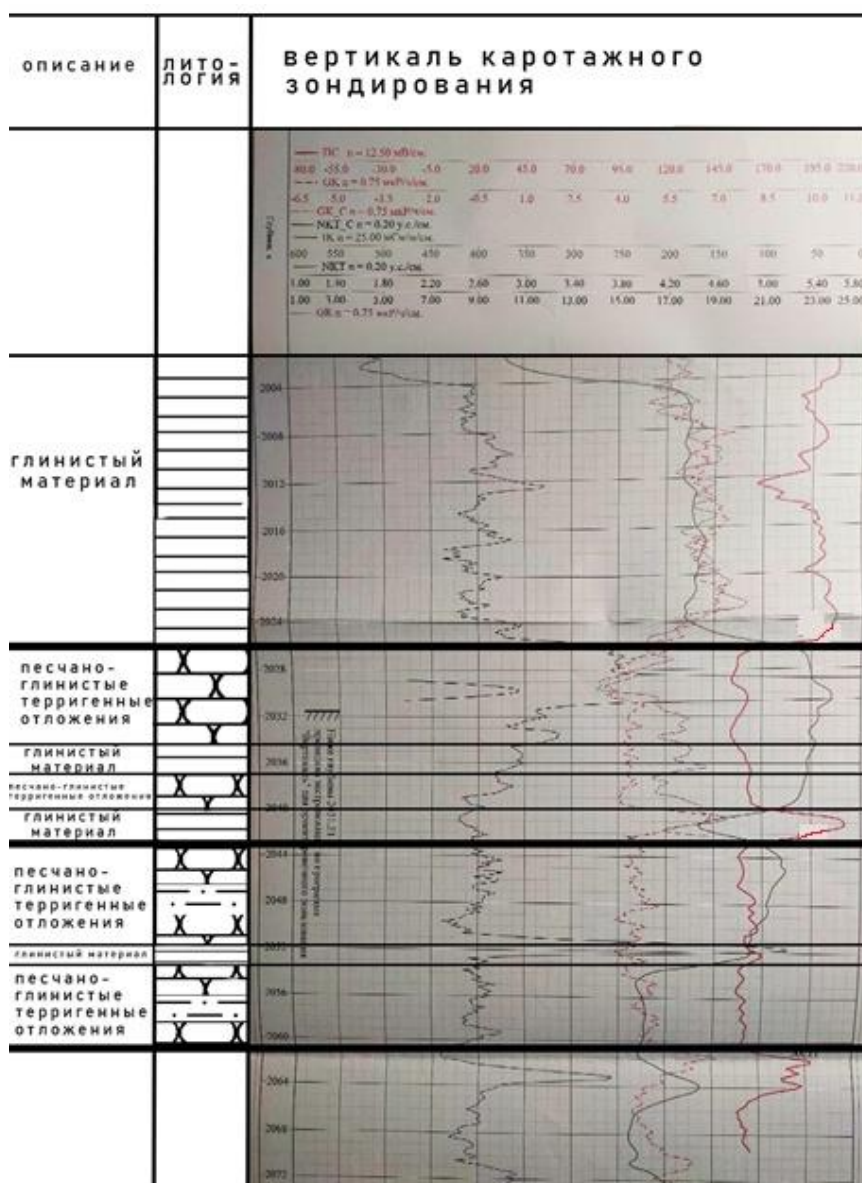


Рисунок 1 - Геолого-геофизический разрез продуктивного пласта НП7 скважины №8157 Новопортовского месторождения

Кривые ГИС на рисунке 1 в интервале 2000-2026 м, характеризуются:

- положительными потенциалами собственной поляризации (ПС) от 168 до 210 мВ/см;
- высокой естественной радиоактивностью по данным гамма – каротажа (ГК) от 4,5 до 7,5 мкР/ч;

- минимальными показаниями на диаграммах нейтронного каротажа (НКТ) от 1,6 до 2,5 у.е/см.

Все это говорит о присутствии глиносодержащих пород – глин либо аргиллитов и о том, что этот участок является покрывкой пласта НП7.

Пласт НП7 в интервале 2026-2040 м, где мы видим совсем другую картину:

- кривая гамма-каротажа, имеет высокие показания ГК лишь в интервале 2034-2036 м 4,5 мкР/ч, что говорит о том, что только этот интервал представлен глиносодержащими породами, а интервалы 2026-2034 м и 2036-2040 м имеют самые низкие показания радиоактивности от 3,2 до 4,0 мкР/ч, что указывает на песчаник.

- также подтверждением, что в интервалах 2026-2034 м и 2036-2040 м находятся песчаники, являются минимальные отклонения кривой ПС от нулевой линии от 155 до 160 мВ/см;

- радиоактивность нейтронного каротажа в интервале 2026-2034 м достигает большой величины до 11 у.е/см, что говорит о низкой пористости либо повышенном содержании водорода и указывает на то, что песчаник насыщен газом. В интервале 2036-2040 м показания нейтронного каротажа высокие, но спадающие от 2,7 до 3,0 у.е/см. Можно предположить, что песчаник насыщен нефтью.

Интервал 2040 – 2043 м из-за своих высоких показаний ГК 7,2 мкР/ч будет являться подошвой в виде глин для пласта НП7.

А вот дальше мы видим пласт в интервале 2043-2060 м. Интервал 2052-2054 м из-за высокой радиоактивности по ГК 4,5 мкР/ч является глинистым пропластком. В интервалах 2043-2052 м, 2054-2060 м минимальные отклонения кривой ПС от нулевой линии от 150 до 160 мВ/см и это говорит о том, что данные интервалы представлены песчаниками. Показания нейтронного каротажа средние, но без резкого спада от 2,6 до 2,7 у.е/см. Можно предположить, что песчаник будет водонасыщенным.

Результаты исследований представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Интервалы разреза по данным ГИС с характером их насыщения

Интервал, м	ПС	ГК	НКТ	Вывод
2000–2026	>0	Высокий	Минимальный	Глины (покрышка)
2026–2034	≈ 0	Низкий	Максимальный	Песчаник + газ
2034–2036	>0	Высокий	Средний	Глинистый пропласток
2036–2040	≈ 0	Низкий	Высокий → спад	Песчаник + нефть
2040–2043	>0	Высокий	—	Глины (подошва)
2043–2060	≈ 0	Низкий*	Средний	Песчаник + вода
*Кроме 2052–2054 м (глина по высокому ГК).				

Заметим, что на скважине метод ИК не использовался, а без ИК и любого другого каротажа сопротивлений достаточно сложно точно разделить нефть и воду в низкопористых коллекторах.

Улучшить интерпретацию помогут:

- данные акустического каротажа (δt) → лучше оценка пористости;
- ГК-спектрометрия → точнее определение глинистости;
- критично: сопоставлять данные с керном или испытаниями пластов.

Вывод: даже без ИК или другого каротажа сопротивлений можно уверенно выделять газонасыщенные интервалы и предполагать нефть/воду по поведению НКТ. Для точного разделения нефти и воды в коллекторах нужны дополнительные данные.

Заключение. Выполнены исследования по изучению продуктивного пласта-коллектора НП7, который был выделен в представленной работе на территории Новопортовского месторождения в скважине №8157. Пласт изучен методами ГИС - методом гамма-каротажа, методом потенциалов собственной поляризации и методом нейтрон-нейтронного каротажа. Их комплексное применение дало возможность получить более ясную, точную и достоверную информацию о пространственном распределении петрофизических и

литологических особенностей изучаемых отложений и характера их насыщения.

По разрезу скважины №8157 Новопортовского месторождения в интервале 2043–2060 м идентифицирован песчаный пласт, вероятно, содержащий водонасыщенную фазу. В вышележащем интервале 2036–2040 м отмечается песчаник с предполагаемой нефтенасыщенностью, тогда как в интервале 2026–2034 м зафиксирован газонасыщенный песчаный коллектор.

Несмотря на отсутствие данных резистивиметрии (ИК или других методов каротажа сопротивлений), выделение газонасыщенных интервалов проведено с высокой степенью достоверности, а предположения о нефте- и водонасыщенности основаны на анализе динамики работы насосно-компрессорных труб (НКТ). Для точной дифференциации флюидов (нефть/вода) требуется привлечение дополнительных геофизических или лабораторных данных.