

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

Кафедра геофизики

**Определение методами ГИС работающих интервалов при
самостоятельной разработке пласта (на примере скважины № 327 Северо-
Лабатьюганского месторождения)**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 531 группы
направление 21.03.01 Нефтегазовое дело
профиль «Геолого-геофизический сервис»
геологического факультета
Климова Алексея Николаевича

Научный руководитель

К. Г.-М.Н., доцент

В.Ю.Шигаев

подпись, дата

Зав. кафедрой

К. Г.- М.Н., доцент

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Саратов 2025

Введение. Северо-Лабатьюганское нефтяное месторождение открыто в 1983 году и расположено в границах двух участков недр (УН) – Северо-Лабатьюганского и Южно-Чанатойского, недропользователем которых является ПАО «Сургутнефтегаз».

В условиях истощения традиционных запасов возрастает роль трудноизвлекаемых ресурсов, где точное определение работающих интервалов критически важно для рентабельной разработки. Современные методы ГИС (спектральный шумомертаж, термометрия, расходомертия, импульсные нейтронные методы) в сочетании с гидродинамическим моделированием позволяют не только выделить работающие интервалы, но и оценить их вклад в общий дебит.

Кроме того выделение работающих интервалов позволяет сосредоточить добывающие и нагнетательные операции на наиболее продуктивных зонах, избегая неэффективного воздействия на непродуктивные или обводнённые участки, что снижает риски преждевременного обводнения и прорыва воды/газа, что особенно важно при разработке сложно построенных и неоднородных пластов.

При этом данные о работающих интервалах помогают корректировать представления о фильтрационно-ёмкостных свойствах (ФЕС) пласта, распределении насыщенности и наличии непроницаемых барьеров, что способствуют более точному подсчёту запасов и прогнозированию динамики добычи.

Таким образом, определение работающих интервалов – ключевой элемент управления разработкой месторождения, особенно в условиях неоднородных коллекторов и сложных систем заводнения. Актуальность задачи обусловлена необходимостью максимизировать экономическую отдачу при минимизации рисков, что делает её одной из приоритетных в комплексе ГИС и мониторинга эксплуатации скважин.

Актуальность работы заключается в необходимости совершенствования методов контроля разработки сложно построенных нефтяных месторождений с

неоднородными коллекторами, таких как Северо-Лабатьюганское месторождение. В условиях истощения традиционных запасов углеводородов и роста доли трудно извлекаемых ресурсов точное определение работающих интервалов пласта становится ключевым фактором эффективной эксплуатации скважин.

Объектом исследования является скважина № 327 81 куста Северо-Лабатьюганского месторождения.

Целью выпускной квалификационной работы является определение работающих интервалов пласта в скважине № 327 Северо-Лабатьюганского месторождения методами ГИС для оптимизации контроля разработки нефтяного интервала, повышения эффективности добычи углеводородов и минимизации рисков обводнения.

В соответствии с поставленной целью, в работе решаются следующие **задачи**:

1. Изучить краткую геологическую характеристику района работ.
2. Изучить комплекс методов ГИС, применяемый на месторождении для определения работающих интервалов.
3. Привести результаты работ, полученные на исследуемой скважине.

В структуру выпускной квалификационной работы входит: введение, три раздела («Краткая геологическая характеристика района работ», «Геофизические исследования в процессе бурения», «Результаты определения работающих интервалов»), заключение и список использованных источников. Материал изложен на 65 страницах, включает 1 таблицу, 20 рисунков. Список использованных источников содержит 20 наименований. Подготовка и написание данной работы способствует закреплению теоретических знаний по направлению подготовки и совершенствованию умений при решении практических задач.

Основное содержание работы. 1. Краткая геологическая характеристика района работ.

В административном отношении Северо-Лабатьюганское нефтяное месторождение находится в пределах Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа – Югры Тюменской области (**подраздел 1.1**).

Геологический разрез изучаемой территории сложен юрскими, меловыми, палеогеновыми и четвертичными осадочными отложениями мощностью 2990-3350 м, залегающими со стратиграфическим несогласием на породах доюрского фундамента (**подраздел 1.2**).

В тектоническом отношении месторождение расположено на границе Сургутского свода и Фроловской мегавпадины, в пределах Ай-Пимского вала, в его крайней северной части, который на западе граничит с Северо-Камынской седловиной, а на востоке с Нижнесортымским валом (**подраздел 1.3**).

Промышленная нефтеносность месторождения приурочена к нижнемеловым отложениям черкашинской свиты готерив-барремского возраста K1g (пласты AC10/1, AC11 (AC11/01, AC11/02, AC11/03, AC11/04)), к отложениям баженовской свиты волжского возраста (J3-K1)bg (пласт ЮС0баженовские продуктивные отложения) и к отложениям средней юры тюменской свиты батского возраста J2tm (пласт ЮС2/1 продуктивные отложения тюменской свиты) (**подраздел 1.4**).

2 Комплекс ГИС по определению профиля притока и источника обводнения добывающих скважин. В работе применяется следующий комплекс исследований:

- метод термометрии скважин (**подраздел 2.1**), который измеряет температуру вдоль ствола скважины для анализа: технического состояния скважины (цементирование, утечки, притоки); искусственных тепловых аномалий (буровой раствор, цемент).

- метод механической расходомерии (**подраздел 2.2**), который определяет распределение притока/оттока жидкости в скважине. Применение метода: профилирование дебита, выявление межпластовых перетоков.

- метод индукционной резистивиметрии (**подраздел 2.3**), который анализирует удельное сопротивление жидкости для: выявления притока воды и

минерализации; обнаружения повреждений обсадной колонны; определения типа водонефтяной эмульсии.

- метод термокондуктивной расходомерии (**подраздел 2.4**), который измеряет скорость потока флюида по охлаждению нагретого терморезистора в скважинных приборах.

- метод барометрии (**подраздел 2.5**), который изучает давление в скважине для: оценки пластового давления и депрессии; контроля закачки газа и выпадения конденсата; выявления перетоков пластового флюида.

- метод влагомерии (**подраздел 2.6**), который определяет содержание воды в потоке по диэлектрической проницаемости.

- гамма-метод (ГК) (**подраздел 2.7**), который регистрирует естественное гамма-излучение пород для: литологического расчленения и выявления глинистости разбуренных пород.

- метод локации муфт (**подраздел 2.8**), который обнаруживает муфтовые соединения обсадных колонн по изменениям магнитной проницаемости и проводимости.

3. Результаты определения работающих интервалов. Для определения работающих интервалов в скважине был исследован интервал 2590–2702 метров. При этом решались следующие задачи:

1. Определение интервалов притока пластового флюида и поглощения нагнетаемой воды.
2. Выявление источника обводнения.
3. Оценка коэффициентов нефтенасыщенности и выработки.
4. Анализ гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами.
5. Диагностика технического состояния эксплуатационной колонны.

Для решения поставленных задач применялись:

- Термометрия – для анализа температурных аномалий при закачке.

- Механическая расходометрия – для определения притока или оттока жидкости в зависимости от глубины при различных дебитах
- Резистивиметрия – для оценки минерализации флюидов.
- Гамма-каротаж (ГК) и нейтронный каротаж (ННК) – для литологического расчленения разреза и оценки водонасыщенности.

Работы проводились в работающей и остановленной скважине. В объеме исследований технического состояния скважин не учтены объемы ГИС при решении чисто технических задач (определение забоя, определения глубин спуска оборудования и т.д.).

Данные по скважине:

- амплитуда 92,5 м,- забой скважины 2854,2 м.

На рисунке 1 представлены результаты исследований.

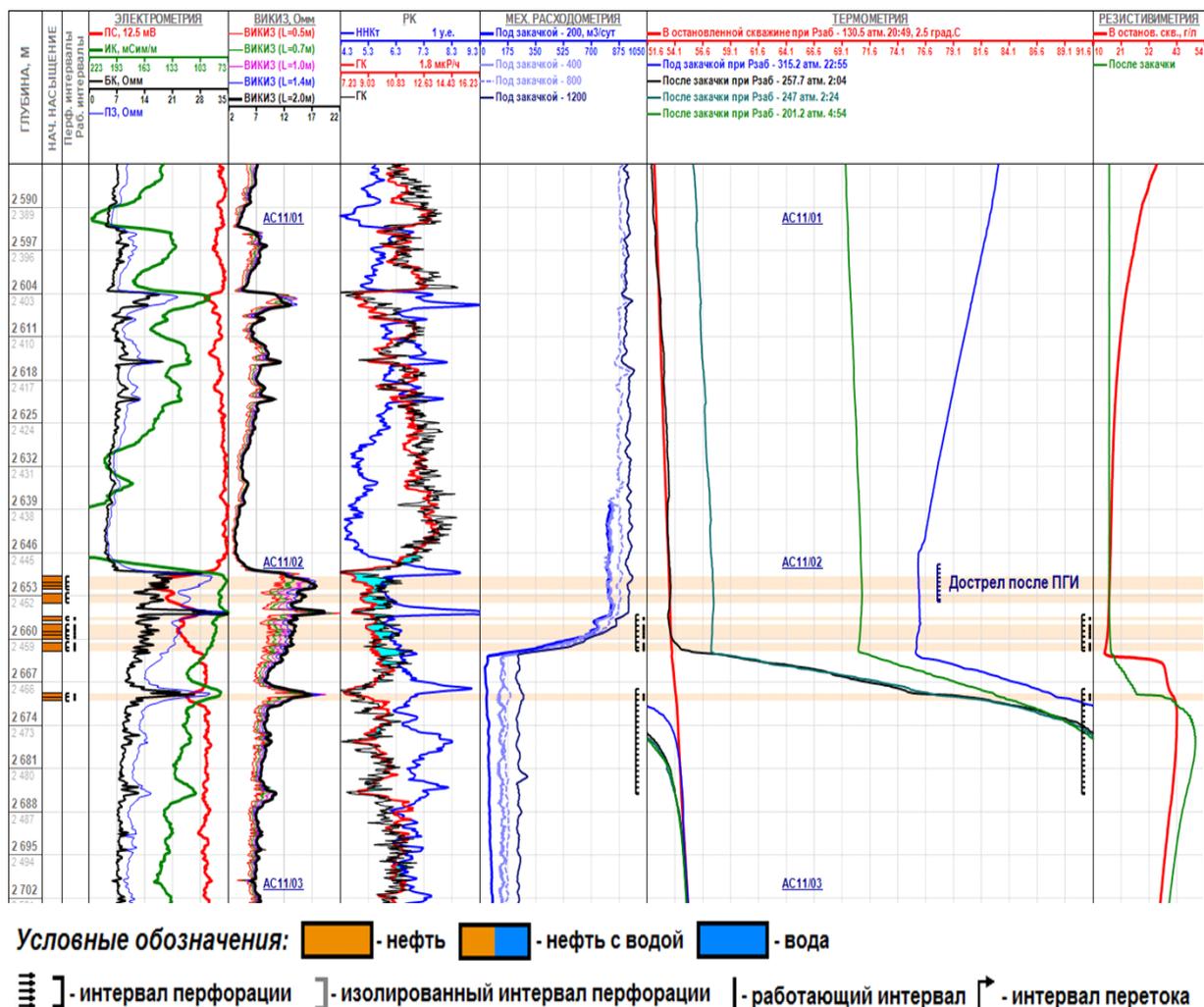


Рисунок 1 – Результаты определения работающих интервалов при самостоятельной разработке пласта по добывающей скважине №327, условные обозначения представлены в таблице 1.

Рассмотрим результаты интерпретации полученных данных.

На кривой гамма-каротажа, в интервале 2643–2659 метров зафиксировано снижение показателя радиоактивности приблизительно до 40 мк/Рч, что характерно для песчаника-коллектора.

Таблица 1 – Условные обозначения к рисунку 1

| Цвет кривой | Обозначение |
|-----------------------------------|---|
| Механическая расходометрия | |
| Тонкая синяя (сплошная) | Расход закачки, м ³ /сут 200 Исходные значения при минимальной закачке. |
| Пунктирная синяя | Расход закачки, м ³ /сут 400 Увеличенный расход, более явные изменения в профиле. |
| Тонкая пунктирная | Расход закачки, м ³ /сут 800 Активная закачка, фиксируются основные проницаемые интервалы. |
| Толстая синяя (сплошная) | Расход закачки, м ³ /сут 1200 Максимальная нагрузка — позволяет выявить даже слабопроницаемые зоны и перетоки. |
| Термометрия | |
| Красная | В остановленной скважине, давление 130.5 атм, время 20:49, базовая температура до воздействия, равная 2,5 °С, показывает фоновые значения. |
| Синяя | Под закачкой, давление 315.2 атм, время 22:55, температура при активной закачке, видна деформация термопрофиля из-за поступления жидкости. |
| Тёмно-зелёная | После закачки давление 257.7 атм, время 2:04, скважина не закачивается, но пласт ещё охлаждён/нагрет, первичная релаксация. |
| Голубая | После закачки давление 247.0 атм, время 2:24, дополнительная информация о восстановлении теплового баланса. |
| Светло-зелёная | После закачки давление 201.2 атм, время 4:54, ещё более поздний этап релаксации, используется для анализа фильтрации и интервалов перетока. |

Продолжение таблицы 1

| Резистивиметрия | |
|--|--|
| Зелёная | После закачки, отражает текущую минерализацию (солёность) флюидов. Заниженные значения указывают на поступление техногенной воды (с пресной или опреснённой закачкой). |
| Красная | В остановленной скважине, базовые значения минерализации, до вмешательства. Используются как эталон для анализа изменений. Высокие значения соответствуют пластовой воде с высокой минерализацией. |
| <p>Выводы:</p> <p>1. Снижение сопротивления в интервале 2660–2675 м указывает на закачку пресной воды. 2. По кривым расходомерии видно, зависимость расхода от глубины при разных режимах закачки. 3. Термограммы указывают на динамику температурных аномалий во времени.</p> | |

Умеренные показатели ННК от 4,3 до 9,3 у.е., свидетельствуют о наличии водорода в пласте, в следствии этого водородный индекс будет отслеживать пористость пласта. В интервале 2663–2690 метров отмечается повышение значений ННК до 9,3 у.е., – признак водонасыщенности пласта(синяя зона), что может указывать на нефтенасыщенность с сопутствующей водой (коричневая зона).

Профиль притока (расходомерии): на кривой в интервале 2660–2675 метров зафиксировано увеличение расхода при увеличении объема закачки (с 200 до 1200 м³/сут) – признак высокой проницаемости, что подтверждается падением температуры на термограмме приблизительно до 75 градусов по Цельсию. Данный участок является основной зоной поглощения закачиваемой воды. В интервалах 2598–2605 метров и 2630–2645 метров наблюдался слабый отклик на закачку, что может свидетельствовать о низкой проницаемости или наличии изоляции. По данным механической расходомерии в интервале 2650–2670 метров бал основной переток флюида, основной объем закачиваемой воды поступает в верхний интервал перфорации.

Термометрия: по кривой термометрии в процессе закачки (синяя кривая, давление 315.2 атм) зафиксировано повышение температуры с 75 до 88 градусов по Цельсию в интервале 2660–2670 метров – признак активного поглощения. Умеренное снижение температуры от 77 до 75,2 в интервале 2630–2645 метров указывает на возможный переток жидкости из верхнего интервала. После ПГИ был проведен дострел кровли, для повышения нефтеотдачи пласта на глубине 2647 метров. После прекращения закачки (зелёные кривые) наблюдалось постепенное повышение температуры от 56 до 86 градусов по Цельсию ниже отметки 2670 метров – свидетельство продолжения фильтрации жидкости после закачки.

Резистивиметрия: на кривой наблюдается снижение удельного сопротивления в интервале 2660–2675 метров от 19 до 43 г/л, что указывает на проникновение менее минерализованной закачиваемой воды по сравнению с данными термометрии.

Выводы: на основании данных гамма-каротажи и резистивиметрии выделены работающие интервалы: 2643–2659 метров – нефтеводонасыщенный коллектор с выраженным притоком, и 2660–2675 метров – основная зона поглощения воды. Источник обводнения, вероятно, связан с водонасыщенной зоной на глубинах 2663–2690 метров и перетоками из вышележащих пластов за пределы колонны, для устранения которой, возможно требуется изоляция.

Рекомендации по дальнейшей работе на скважине № 327: для поддержания пластового давления рекомендуется оптимизировать режим закачки в интервал 2660–2675 метров, для этого предлагается уменьшить добычу в пласте с глубины 2660 до 2675 метров до 800 кубических метров в сутки от первоначальных 1000 кубических метров. Также необходимо провести гидроизоляцию участка от 2630 до 2645 метров, используя цементный раствор, а также выполнить контроль изоляции в зоне 2630–2645 метров с целью минимизации нежелательных перетоков.

Таким образом, проведенные исследования позволили выделить ключевые работающие интервалы, оценить их фильтрационные свойства и

выявить возможные причины обводнения, что важно для дальнейшей эксплуатации скважины.

Заключение. Данные ГИС - одни из основных видов геологической документации разрезов нефтегазовых скважин. В рамках выполненных исследований в добывающей скважине № 327 в интервале на глубине 2656-2669 метров проведен комплекс ГИС: термометрия, механическая расходомерия, термокондуктивный индикатор притока, барометрия, влагометрия, резистивиметрия, гамма-метод, локатор муфтпо определению работающих интервалов.

В исследованной скважине перфорацией вскрыто 84 % нефтенасыщенной толщины. Основной источник обводнения находится в интервале на глубине 2649-2665 метров. Основной действующий пласт — 2643–2657 метров, коллектор с нефтью и водой. Ниже — зона активноводопритока (2663–2690 метров), возможно, требует изоляции. После дополнительного прострела интервал 2656–2659 метров стал давать приток нефтеотдачи. Остальные интервалы слабо проницаемы или изолированы. На глубине 2630–2645 метров присутствует изолированный интервал перфорации и зона перетока.

В результате выполненных исследований были определены основные продуктивные зоны, оценены их фильтрационные параметры и выявлены вероятные причины обводнения, что является важным для дальнейшего эффективного управления работой скважины.

В ходе написания выпускной квалификационной работы автор изучил краткую геологическую характеристику Северо-Лабатьюганского месторождения, ознакомился с методами исследования ГИС, а также совместно с сотрудниками ПАО «Сургутнефтегаз» провёл обобщение результатов, полученных на скважине № 327 изучаемой площади, и выделил работающие интервалы при самостоятельной разработке пласта. Результаты исследований подтверждают эффективность текущих методов исследования для процесса разработки месторождения.

Написание выпускной квалификационной работы позволило систематизировать, закрепить и углубить теоретические знания и умения по направлению подготовки и применить их для решения конкретных практических задач, связанных с проведением ГИС на Северо-Лабатьюганском месторождении.