

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

Кафедра геофизики

**Выделение продуктивных терригенных пластов-коллекторов по данным
геолого-технологических исследований на примере пласта ЮС₂ Учебного
месторождения**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студента 4 курса 403 группы

направления 05.03.01 «Геология»

профиль подготовки «Нефтегазовая геофизика»

геологический факультет

Подсевадкиной Елены Николаевны

Научный руководитель:

д. т. н., профессор

В. Ю. Шигаев

Зав. кафедрой

геофизики:

к. г.-м. н., доцент

Е.Н. Волкова

Саратов 2026

Введение. В процессе бурения поисково-разведочных скважин на территории Западной Сибири оперативное выделение продуктивных терригенных коллекторов в юрских отложениях (в частности, в тюменской свите) осложнено их литологической неоднородностью, частым переслаиванием песчано-алевролитовых и глинистых прослоев, а также различиями в характере насыщения. Традиционная интерпретация данных геолого-технологических исследований (ГТИ) базируется на пороговых значениях газосодержания и механической скорости, однако в условиях неоднородного разреза тюменской свиты эти критерии дают неоднозначные результаты. Существующие методики газового каротажа (*ОПУС₄*, *X-log*) применяются раздельно, без количественной оценки их сходимости, что снижает достоверность оперативного определения типа флюида.

Актуальность. Необходимость в уточнении критериев комплексной интерпретации ГТИ продиктована потребностью повысить надёжность обнаружения нефтенасыщенных интервалов в реальном времени при бурении горизонтальных скважин. Для Учебного месторождения, где продуктивный горизонт ЮС2 вскрыт наклонно-направленной скважиной №10 на протяжении 1448 м по стволу, отсутствует статистически обоснованная граница газовой аномалии и не выполнено сопоставление двух методик интерпретации компонентного состава. Решение этих задач позволит минимизировать геологические неопределённости при сопровождении бурения в аналогичных условиях.

Объект исследования – терригенные коллекторы тюменской свиты (горизонт ЮС₂), вскрытые скважиной №10 Учебного месторождения.

Предмет исследования – количественные и качественные параметры газового каротажа (суммарное газосодержание, компонентный состав С1–С5), механической скорости бурения и люминесцентно-битуминологического анализа (ЛБА), регистрируемые комплексом ГТИ.

Цель работы – повысить достоверность выделения продуктивных терригенных коллекторов по данным ГТИ в условиях литологической неоднородности тюменской свиты за счёт введения статистически обоснованной границы газовой аномалии и сопоставления двух методик интерпретации компонентного состава газа (*ОПУС₄* и *X-log*).

Для достижения поставленной цели решались следующие **задачи**:

1. Провести анализ геологического строения Учебного месторождения и методов ГТИ, включая литолого-стратиграфическую характеристику разреза, тектоническое строение, нефтегазоносность, а также обзор аппаратного обеспечения и физико-химических основ газового, механического каротажа и ЛБА.

2. Выполнить статистическую обработку фоновых значений суммарного газосодержания и интерпретацию компонентного состава газа по двум независимым методикам на основе данных по скважине №10, включая вычисление обобщённого показателя *ОПУС₄* и флюидных коэффициентов *X-log*.

3. На основе сопоставления данных газового каротажа, механической скорости и ЛБА сформулировать сводные критерии выделения продуктивного нефтенасыщенного коллектора и оценить сходимость методик интерпретации компонентного состава газа (*ОПУС₄* и *X-log*).

В работе использованы данные ГТИ по скважине №10 Учебного месторождения: результаты газового каротажа (хроматограф «Хромопласт», 156 измерений компонентного состава), механического каротажа (датчик оборотов лебёдки, шаг регистрации 1 м) и люминесцентно-битуминологического анализа (250 проб шлама). Обработка выполнена с применением статистического анализа (расчёт медианы, среднеквадратическое отклонение, межквартильного размаха), методик *ОПУС₄* и флюидных коэффициентов *X-log*. Достоверность результатов обеспечена репрезентативным объёмом выборки, учётом метрологических характеристик

измерительных каналов и сопоставлением двух независимых методик интерпретации. Работа состоит из следующих разделов: геологическая характеристика Учебного месторождения, методы и аппаратура геолого-технологических исследований, результаты интерпретации

Основное содержание работы. Первый раздел «Геологическая характеристика Учебного месторождения». Учебное месторождение, расположено в центральной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (Среднеобская область, Ханты-Мансийский автономный округ). В тектоническом отношении приурочено к южной части Сургутского свода, локальное поднятие – пологая брахиантиклинальная складка (углы наклона $<1-2^\circ$). Разрез осадочного чехла мощностью около 3200 м представлен отложениями от юрской до четвертичной систем. Основной объект исследования – продуктивный горизонт ЮС₂ в кровле тюменской свиты (верхняя юра). В скважине №10 вскрыта кровельная часть горизонта ЮС₂: вертикальная толщина – 14 м, интервал по стволу – 3434–4882 м (горизонтальный участок) Коллекторы – песчано-алевролитовые прослои, которые имеют пористость 12–18 %, проницаемость 0,5–15 мД, нефтенасыщенность 40–65 %. Региональный флюидоупор – глинистые толщи васюганской и баженовской свит.

Второй раздел «Методы и аппаратура геолого-технологических исследований». При бурении скважины №10 применялся комплекс ГТИ, включающий три основных метода: газовый каротаж (суммарный и компонентный), механический каротаж и люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА) шлама.

Газовый каротаж выполнялся хроматографом «Хромопласт» (ПО ChromIO) с анализом компонентов С₁–С₅; суммарное газосодержание (Гсум) измерялось газоанализатором. Время отстаивания газа на глубине 3434 м, рассчитанное по объёму затрубного пространства и расходу раствора (2,2

мЗ/мин), составило 21 минуту, что обеспечило корректную привязку газовых аномалий к глубине.

Для определения типа флюида применены две независимые методики. Первая – обобщённый показатель $ОПУС_4$, рассчитывается по формуле 1

$$ОПУС_4 = \frac{C_1 \cdot C_2 \cdot C_3 \cdot C_4 \cdot C_5}{5}, \quad (1)$$

где:

$ОПУС_4$ - обобщённый показатель углеводородного состава для пятикомпонентного состава,

$C_1 - C_5$ - относительные концентрации компонентов.

Значения до 100 которой соответствуют газу, 100-1100 – газоконденсату, 700-250000 – нефти.

Вторая – методика флюидных коэффициентов $X\text{-log}$, включающая три параметра, рассчитываемых по формулам 2, 3, 4:

$$W_h = \frac{(C_2 + C_3 + C_4 + C_5)}{(C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5)} \times 100, \quad (2)$$

где:

W_h – коэффициент влажности, измеряющий соотношение тяжелых компонентов и указывающий на их концентрацию в перспективном пласте.

Коэффициент влажности W_h характеризует долю тяжёлых углеводородов ($C_2 - C_5$) в общей газовой смеси.

$$B_h = \frac{(C_1 + C_2)}{(C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5)} \times 100, \quad (3)$$

где:

B_h – коэффициент баланса, показывающий соотношение лёгких фракций к сумме всех углеводородов от $C_1 - C_5$. Это основной параметр для диагностики типа насыщения.

$$C_h = \frac{(C_4 + C_5)}{C_3}, \quad (4)$$

где:

C_h - коэффициент характера, не учитывающий легкие углеводородные компоненты (метан и этан), а сравнивающий концентрацию тяжелых. С его помощью подтверждается наличие УВ и улучшается распознавание в случаях насыщения очень влажным газом или высокой концентрацией нефти. Коэффициент C_h служит для уточнения: если $C_h < 0,5$, то интерпретация по W_h и B_h верна; если $C_h > 0,5$, то зоны, определенные как газовые, следует рассматривать как нефтенасыщенные.

Диагностика типа флюида выполняется по правилу: при $W_h > 17,5\%$ и $W_h > B_h$ - нефть; при $W_h = 0,5-17,5\%$ и $B_h > W_h$ - газ/газоконденсат.

Механический каротаж включал регистрацию скорости бурения ($V_{мех}$) датчиком оборотов лебёдки с шагом 1 м. Режим бурения на исследованном интервале оставался неизменным, что позволило связывать изменения $V_{мех}$ непосредственно с литологией. Учтена метрологическая погрешность: приведённая погрешность датчика $V_{мех}$ составляет $\pm 5\%$ (при 30 м/ч абсолютная погрешность $\pm 1,5$ м/ч). Это означает, что изменение скорости менее чем на 10–15 % не может рассматриваться как самостоятельный критерий продуктивности – только в комплексе с газовой аномалией.

Люминесцентно-битуминологический анализ выполнен для 250 проб шлама, отобранных с шагом 5–10 м. Оценивались цвет свечения хлороформной вытяжки в ультрафиолетовых лучах и интенсивность в баллах (1–5). Диагностически значимыми для нефтенасыщенного коллектора признаны жёлтые, оранжево-жёлтые и светло-коричневые тона (3–4 группа) при интенсивности не менее 3 баллов. Субъективная погрешность ЛБА (± 1 балл) компенсирована объёмом выборки (250 проб).

Сводные критерии выделения продуктивного коллектора формулируются следующим образом: превышение $G_{сум}$ статистической границы ($Me + 3\sigma = 0,3936\%$); значение $ОПУС_4$ более 700; коэффициент влажности W_h более 17,5 %; рост механической скорости на 15–20 % и более (только при синхронной газовой аномалии); люминесценция жёлто-оранжевых тонов интенсивностью

не менее 3 баллов. Решение о продуктивности принимается при совпадении признаков по минимум трём методам – ни один из параметров не используется изолированно.

Третий раздел «Результаты интерпретации». Интерпретация выполнена для горизонтального участка скважины №10 в интервале 3434–4882 м, полностью пройденном в пределах пласта ЮС₂ (вертикальная толщина 14 м).

Газовый каротаж. Фоновые значения Гсум определены в интервале 3410–3433 м (непосредственно перед вскрытием кровли). Медиана фона составила 0,1386 %, среднеквадратическое отклонение – 0,0850 %. Граница аномалии, рассчитанная как $Me+3\sigma$, равна 0,3936 %. В интервале пласта среднее Гсум повысилось до 0,280 % (превышение медианы фона в 2,02 раза), максимум достиг 0,487 %. Характер аномалии – устойчивый, протяжённый, что свидетельствует о поступлении углеводородов из коллектора за счёт диффузии, а не эрозионных выбросов.

Анализ компонентного состава показал, что в кровельной части пласта (3434–3437 м) значения $ОПУС_4$ составляют 361,8–422,7, что классифицируется как газоконденсатный тип флюида; флюидные коэффициенты $X\text{-log}$ ($W_h = 9,1\text{--}11,8\%$) также указывают на газ/газоконденсат – это может свидетельствовать о наличии газовой шапки. На глубинах 4040, 4280 и 4360 м значения $ОПУС_4$ превышают 3500, что по шкале методики соответствует нефти. По методике $X\text{-log}$ для этих же интервалов коэффициент влажности W_h составляет 17,1–22,6 %, а коэффициент баланса V_h (доля метана и этана) — 81,6–86,2 %. Поскольку выполняется условие $W_h > 17,5\%$ и одновременно $W_h > V_h$ (доля тяжёлых углеводородов превышает долю лёгких), $X\text{-log}$ также классифицирует эти интервалы как нефтенасыщенные. Таким образом, для трёх указанных глубин зафиксирована полная сходимость двух независимых методик.

Сопоставление результатов по 148 интервалам с устойчивым газопроявлением показало, что сходимость классификаций («нефть» / «газоконденсат») достигнута в 84 % случаев (124 интервала). Расхождения (16

%, 24 интервала) зафиксированы систематически на глубинах 3670, 3700–3720, 3740, 3770, 3820, 4240 и 4860 м, где *ОПУС₄* классифицирует породу как «нефть», а *X-log* (при $Wh = 12–16\%$) – как «газ». Причина расхождений – различная чувствительность методик: *ОПУС₄* интегрирует концентрации всех пяти компонентов и более чувствителен к присутствию тяжёлых углеводородов, тогда как *X-log* требует чёткого превышения $Wh > 17,5\%$ для однозначной диагностики нефти. Интервалы с промежуточными значениями $Wh = 12–16\%$ рассматриваются как нефтенасыщенные с повышенным содержанием лёгких фракций или как переходная зона между газоконденсатной шапкой и нефтяной залежью.

Механический каротаж. В фоновом интервале механическая скорость составляла в среднем 34–36 м/ч, что характерно для бурения аргиллитов и алевролитов. При вскрытии пласта зафиксирован синхронный с газовой аномалией рост скорости с 35,5 до 41,9 м/ч (+20 %), максимальная скорость достигала 54,0 м/ч. Однако учёт метрологической погрешности ($\pm 5\%$) показывает, что изменение средней скорости с 35,5 до 38,0 м/ч (на 7 %) находится в пределах погрешности измерения. Поэтому самостоятельное использование механической скорости как критерия продуктивности недопустимо – только синхронный рост $V_{мех}$ и $G_{сум}$ является диагностическим признаком вскрытия проницаемого коллектора.

Люминесцентно-битуминологический анализ. Из 250 проб шлама в интервале выше кровли пласта (до 3434 м) зафиксировано слабое свечение интенсивностью 1–2 балла беловато-голубого цвета («рваное» кольцо), что соответствует 1–2 группам (лёгкие и маслянистые битумоиды фонового содержания). В интервале пласта зафиксировано устойчивое свечение жёлтого и оранжево-жёлтого цвета интенсивностью 3–4 балла (тонкое или толстое концентрическое кольцо), что соответствует 3–4 группам (маслянисто-смолистые и смолистые битумоиды) и является прямым признаком наличия подвижных углеводородов нефтяного ряда.

Комплексное обоснование. На рисунке приведён наиболее показательный фрагмент каротажной диаграммы – интервал вскрытия кровли пласта ЮС₂ (3434–3450 м).

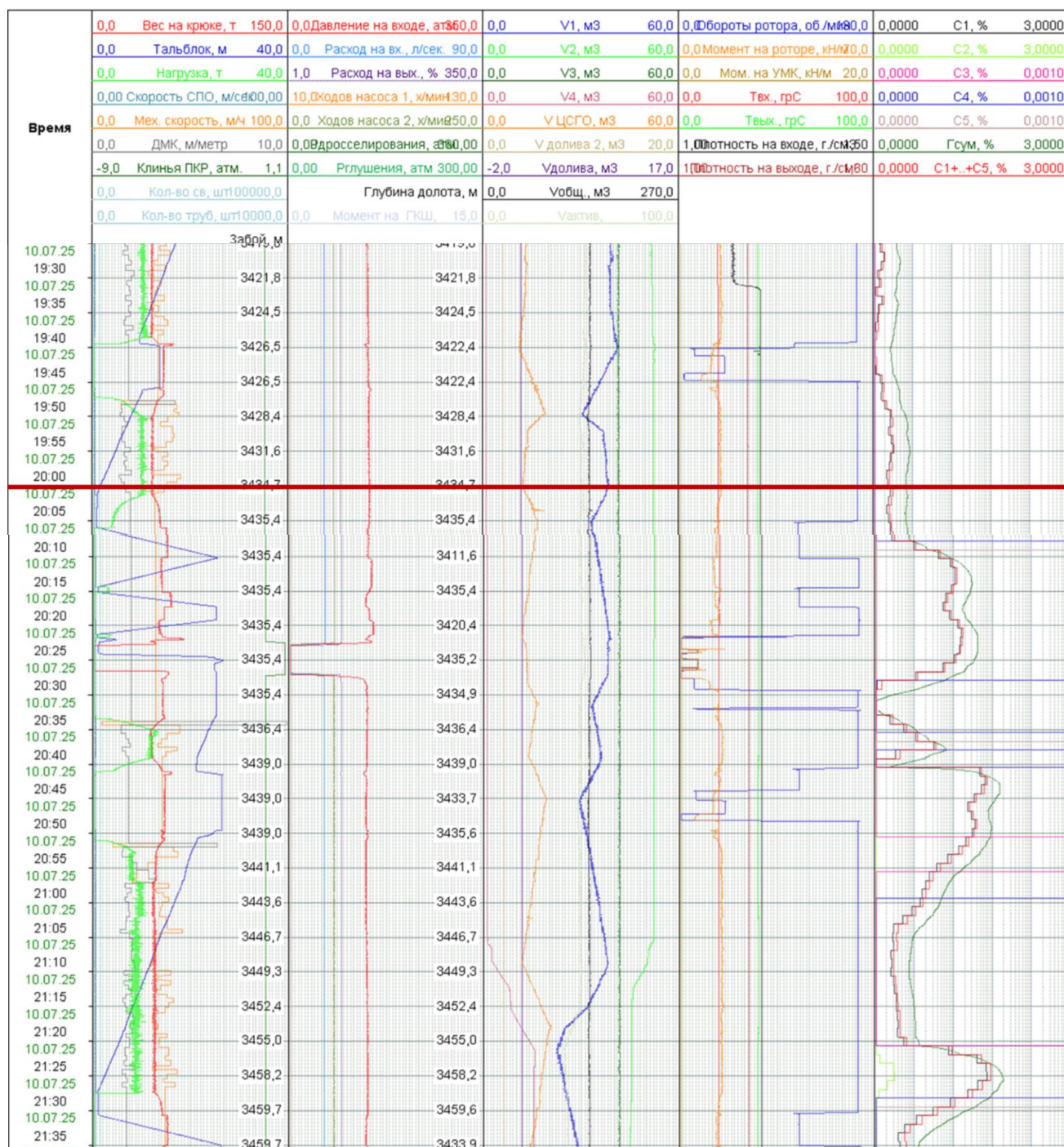


Рисунок – Данные ГТИ при вскрытии кровли пласта ЮС₂ скважины №10 (интервал 3434–3450 м). Условные обозначения: — - кровля пласта ЮС₂

На диаграмме виден синхронный скачок $G_{\text{сум}}$ через статистическую границу аномалии (0,3936 %) и рост механической скорости с 35,5 до 41,9 м/ч. Кровля пласта отбивается по первовходу газовой аномалии, совпадающему с увеличением $V_{\text{мех}}$. Характер газовой аномалии устойчивый (диффузионный), без резких пикообразных выбросов, что типично для нефтенасыщенного коллектора при превышении забойного давления над пластовым.

Таким образом, на основе комплексной интерпретации трёх методов в интервале 3434–4882 м обоснованно выделен продуктивный нефтенасыщенный пласт-коллектор. Наиболее информативным методом показал себя газовый каротаж с количественной интерпретацией по $ОПУС_4$. Методика $X\text{-log}$ полезна как верифицирующий инструмент при $Wh > 17,5$ %. Интервалы с расхождениями ($Wh = 12\text{--}16$ %) не могут быть однозначно классифицированы по данным ГТИ и требуют привлечения промыслово-геофизических исследований.

Заключение. В процессе выполнения бакалаврской работы был проведен анализ геологического разреза по скважине №10 Учебного месторождения и выполнена оперативная интерпретация данных геолого-технологических исследований (ГТИ). В результате обработки материалов бурения в интервале 3434–4882 м были выявлены особенности строения тюменской свиты, выраженные в аномальном поведении геофизических и технологических параметров. В интервале пласта зафиксировано превышение $G_{\text{сум}}$ относительно медианы фона в 2,02 раза. Комплексный анализ этих изменений позволил обоснованно подтвердить пласт-коллектор в указанном интервале.

Научная значимость работы заключается в уточнении критериев комплексной интерпретации данных газового, механического каротажа и люминесцентно-битуминологического анализа для выделения продуктивных терригенных коллекторов в условиях литологической неоднородности тюменской свиты. Наиболее информативным методом показал себя газовый каротаж в комплексе с количественной интерпретацией по методикам $ОПУС_4$.

Эти методы позволили не только зафиксировать аномалию, но и обосновать характер насыщения пласта.

В процессе интерпретации возникли следующие сложности. Во-первых, зафиксировано систематическое расхождение между методиками *ОПУС₄* и X-log в интервалах 3670, 3700–3720, 3740, 3770, 3820, 4240, 4860 м, где *ОПУС₄* указывает на нефтяной тип насыщения, а X-log классифицирует интервалы как газовые или газоконденсатные. Данное расхождение объясняется различной чувствительностью методик: *ОПУС₄* более чувствителен к присутствию тяжёлых углеводородов, тогда как X-log требует чёткого превышения порогового значения $Wh > 17,5$ %. Интервалы с промежуточными значениями $Wh = 12–16$ % предложено рассматривать как нефтенасыщенные с повышенным содержанием лёгких фракций или как переходную зону. Во-вторых, учёт метрологических характеристик оборудования показал, что изменение средней механической скорости на 7 % (с 35,5 до 38,0 м/ч) находится в пределах погрешности измерения, что требует осторожности при интерпретации этого параметра как самостоятельного критерия.

Практическая значимость работы. Разработанные в работе критерии, включающие статистически обоснованную границу аномалии $G_{\text{сум}}$, комплексное использование *ОПУС₄* и X-log с пониманием их чувствительности, а также учет погрешностей измерений, могут быть использованы для более надежного оперативного обнаружения продуктивных интервалов в аналогичных геологических условиях.

Совместное применение двух независимых методик интерпретации компонентного состава газа позволяет минимизировать неопределенность при принятии решений о дальнейшей траектории бурения, особенно в зонах с промежуточными значениями флюидных коэффициентов. Для окончательного уточнения характера насыщения в интервалах с расходящимися классификациями рекомендовано привлечение данных промыслово-геофизических исследований.