

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

Кафедра геофизики

«Выделение продуктивного пласта-коллектора по данным ГТИ на  
примере пласта ЮС2 скважины №52 Аполоновского месторождения»

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 4 курса 403 группы  
направление 05.03.01 геология  
профиль «Нефтегазовая геофизика»  
геологического факультета  
Бодрова Сергея Анатольевича

Научный руководитель  
к.г.-м.н., доцент

\_\_\_\_\_

Головин Б.А.

Зав. кафедрой  
к.г.-м.н., доцент

\_\_\_\_\_

Волкова Е.Н

Саратов 2026

**Введение.** В настоящей работе представлены результаты анализа и геологической интерпретации данных геолого-технологических исследований (ГТИ) по разрезу пласта ЮС2 скважины №52 Аполоновского месторождения (Ханты-Мансийский автономный округ — Югра).

При строительстве нефтегазовых скважин, особенно горизонтальных, неизбежно возникает потребность в постоянном и своевременном получении данных о геологическом разрезе, характере флюидонасыщения проходимых пород и режимных параметрах бурения. Единственным методом, обеспечивающим комплексное решение этих задач в режиме реального времени, выступают геолого-технологические исследования.

Актуальность и практическая значимость работы обусловлены высокой сложностью геологического строения тюменской свиты Западной Сибири, разрез которой отличается частым чередованием коллекторов с плотными прослоями и литологической неоднородностью продуктивных горизонтов.

Внедрение комплекса ГТИ даёт возможность получать оперативные сведения о разрезе в процессе бурения, снижая геологические риски и материальные издержки.

В рамках выполненных ранее геохимических и газовых исследований на месторождениях Западной Сибири были получены результаты, свидетельствующие о высокой информативности комплексного анализа газового каротажа, механического каротажа и люминесцентно-битуминологического анализа (ЛБА). Таким образом, терригенные отложения тюменской свиты Сургутского свода являются перспективным объектом для уточнения критериев выделения продуктивных коллекторов по данным ГТИ.

Цель работы: обеспечить информационную поддержку при горизонтальном бурении для соблюдения геолого-геофизических условий, обосновать критерии выделения продуктивного коллектора на основе комплексной интерпретации данных геолого-технологических исследований на примере пласта ЮС2 Аполоновского месторождения.

Для достижения поставленных целей необходимо было решить следующие задачи:

Изучить теоретические основы применения газового каротажа, механического каротажа и люминесцентно-битуминологического анализа при исследовании терригенных коллекторов, методики лабораторной и полевой обработки данных ГТИ.

Ознакомиться с геологией и нефтегазоносностью Аполоновского месторождения и, более детально, со стратиграфией и условиями формирования продуктивного горизонта ЮС2 тюменской свиты.

Обработать и проанализировать имеющиеся данные ГТИ по скважине №52, выделить в них аномальные интервалы по газосодержанию, механической скорости проходки и люминесценции шлама.

Провести расчёт флюидных коэффициентов по методике «X-log» и обобщённого показателя углеводородного состава (ОПУС) для уточнения характера насыщения пласта.

Провести комплексную интерпретацию полученных данных с учётом результатов шламового анализа и данных гамма-каротажа, обосновать диагностические признаки продуктивного коллектора.

На основе полученных результатов оценить эффективность применения комплекса ГТИ при горизонтальном бурении на Аполоновском месторождении и выработать рекомендации для последующих геолого-технологических работ.

Фактический материал. В ходе бурения скважины №52 Аполоновского месторождения по данным ГТИ пласт коллектор был вскрыт на интервале 3150–4753 метров по стволу скважины. Суммарная мощность изученных отложений составила примерно 12 метров по вертикали. Газокаротажные гамма-каротажные исследования выполнены по всем стратиграфическим уровням. Данные получены в процессе производственных работ на Аполоновском месторождении с использованием сертифицированного

оборудования (хроматограф, дегазатор, датчики механического каротажа, люминоскоп).

Для Аполоновского месторождения выполнен детальный анализ комплексных данных ГТИ (газовый каротаж, механический каротаж, ЛБА) применительно к горизонтальному стволу скважины №52. Уточнены количественные критерии аномальных значений газосодержания и механической скорости для терригенных коллекторов тюменской свиты.

Структура и объём работы. Выпускная квалификационная работа содержит введение, заключение, а также три раздела основного содержания работы:

- 1 Геологическая характеристика Аполоновского месторождения;
- 2 Методика исследований;
- 3 Результаты исследований.

Автор глубоко признателен коллективу кафедры геофизики СГУ, особенно своему научному руководителю — кандидату геолого-минералогических наук, доценту Б. А. Головину, а также заведующему кафедрой Е. Н. Волковой за многочисленные консультации и поддержку на всех этапах подготовки данной работы. Отдельную благодарность автор выражает сотрудникам производственных подразделений, осуществлявших ГТИ на Аполоновском месторождении, за предоставленные материалы и конструктивные замечания.

**Основное содержание работы.** Первый раздел «Геологическая характеристика Аполоновского месторождения» включает четыре подраздела, в которых последовательно рассматриваются физико-географические условия, литолого-стратиграфическая характеристика, тектоническое строение и нефтегазоносность.

В подразделе 1.1 приводятся общие сведения о районе работ. Аполоновское месторождение расположено в Ханты-Мансийском автономном округе — Югре, в Нефтеюганском районе на правом берегу реки

Малый Балык. Ближайшие населённые пункты — г. Нефтеюганск и г. Пыть-Ях.

В подраздел 1.2 приводятся литолого-стратиграфическая характеристика разреза. В геологическом строении Аполоновского месторождения принимают участие осадочные образования мезозойского и кайнозойского возраста. Отложения протерозоя и палеозоя представлены кристаллическими сланцами, амфиболитами, гранитоидами, известняками и доломитами.

Мезозойская эратема представлена юрской и меловой системами. В составе юрской системы выделяются три отдела. Нижний отдел представлен береговой, ягельной и котухтинской свитами (песчаники, гравелиты, аргиллиты). Средний отдел представлен тюменской и васюганской свитами. Тюменская свита (J2) является основным объектом исследования. Она представлена светло-серыми песчаниками, серыми алевролитами, тёмно-серыми аргиллитами с прослоями углей. В кровле данной свиты залегает продуктивный горизонт ЮС2. По скважине №52 данный горизонт вскрыт на глубине 3295–4753 метров по стволу скважины. Васюганская свита представлена аргиллитами, песчаниками и алевролитами мощностью 90–95 метров. Верхний отдел юры представлен георгиевской и баженовской свитами (битуминозные аргиллиты).

Меловая система представлена нижним и верхним отделами. Нижняя меловая система включает сортымскую, усть-балыкскую, тангаловскую, алымскую и покурскую свиты (песчаники, глины, алевролиты). Усть-балыкская. Верхний мел представлен кузнецовской, березовской и ганькинской свитами (глины с глауконитом)..

Кайнозойская эратема представлена палеогеновой системой (тибейсалинская, люлинворская, тавдинская, атлымская свиты) и четвертичными отложениями.

Подраздел 1.3 посвящён Тектоническому строению района. В тектоническом отношении район работ находится в центральной зоне

Мансийской синеклизы Западно-Сибирской плиты. Эта крупная депрессия фундамента имеет субмеридиональное простирание и протяжённость около 800–900 км. В структуре синеклизы выделяется ряд крупных поднятий, важнейшим из которых является Сургутский свод — обширная структура I порядка, объединяющая несколько локальных поднятий.

Аполоновская площадь расположена на юго-западном склоне Сургутского свода. В структурном плане она представляет собой брахиантиклинальную складку северо-западного простирания, осложняющую региональный подъём. По данным сейсморазведки, в пределах площади развита система малоамплитудных дизъюнктивных нарушений сбросового типа. Особый интерес представляют разломы, которые, вероятно, контролируют положение водонефтяных контактов в продуктивных пластах и влияют на распределение залежей.

Подраздел 1.4 посвящен Нефтегазоносности Аполоновского месторождения. Аполоновское месторождение относится к категории многопластовых и содержит углеводороды в нефтяной, газовой и конденсатной фазах. Промышленные скопления нефти и газа установлены в нескольких регионально продуктивных комплексах юрского и мелового возраста.

Продуктивные горизонты: Усть-балыкская, Баженовская, георгиевская, Васюганская свиты Тюменская свита — важный продуктивный комплекс, включающий залежи нефти и газа. В кровле тюменской свиты залегает горизонт ЮС2, представляющий собой комплекс песчано-алевритовых и глинистых пород. Данный горизонт является одним из важнейших продуктивных объектов в Западной Сибири.

Коллекторы тюменской свиты характеризуются следующими фильтрационно-емкостными свойствами: открытая пористость 12–18 %, проницаемость 0,5–15 мД, нефтенасыщенность 40–65 %. Нефть месторождения характеризуется как маловязкая (1,2–2,8 мПа·с), малосернистая (менее 0,5 %), малопарафинистая, плотностью 780–820 кг/м<sup>3</sup>.

Газовый фактор составляет 70–150 м<sup>3</sup>/т. Попутный газ метанового типа с существенной долей тяжёлых углеводородов (этан, пропан, бутаны). Начальные извлекаемые запасы нефти по состоянию на 2025 год оцениваются в 70–90 млн тонн. Коэффициент извлечения нефти для традиционных объектов достигает 0,35–0,40.

Во втором разделе приводится методика исследований, которая включает шесть подразделов, в которых последовательно рассматриваются общие задачи и цели ГТИ, оборудование для автоматического измерения параметров бурения, газовый каротаж, методики флюидных коэффициентов «X-log» и ОПУС, механический каротаж, люминесцентно-битуминологический анализ, принципы комплексной интерпретации, а также метод гамма-каротажа.

Подраздел 2.1 посвящен общим задачами и целям ГТИ. На Аполоновском месторождении комплекс исследований в процессе бурения выполнялся в непрерывном режиме, без остановки буровых работ. Это обеспечивало решение ключевых задач: оперативное выявление перспективных пластов-коллекторов, изучение их свойств и характера насыщения, экспрессную оценку выделенных интервалов, безопасную проводку скважин и оптимизацию параметров бурения. Выделены технологические, информационные и научно-исследовательские задачи ГТИ.

Подраздел 2.2 посвящен оборудованию для автоматического измерения параметров бурения. Приведено описание датчиков с указанием их назначения и места установки: датчик веса на крюке, датчик оборотов лебёдки (ДОЛ), клинья ПКР, датчик давления на входе, датчик расхода на входе (РУД), датчик расхода на выходе, датчик ходов насоса (ДХН), датчик момента на ключе, датчик давления на линии дросселирования и глушения, датчик уровня ёмкостей, момент на УМК, датчик температуры, датчик плотности.

В подраздел 2.3 приводятся основные методы ГТИ при вскрытии пласта, который содержит описание пяти основных методов.

Газовый каротаж основан на анализе количества и состава газа, поступающего в буровой раствор из разбуриваемых пластов. Применяется для выявления нефтегазоносных коллекторов, зон аномально высокого пластового давления, а также для своевременного предупреждения газонефтепроявлений. Хроматограф определяет концентрации метана ( $C_1$ ), этана ( $C_2$ ), пропана ( $C_3$ ), бутана ( $C_4$ ) и пентана ( $C_5$ ). На кривых суммарного газосодержания аномальными считаются участки, где значения превышают фоновые более чем в 1,5 раза. Приведена формула расчёта времени отставания газа. Описана схема газового каротажа, включающая дегазатор, влагоуловитель, ротаметр и хроматограф.

Методика флюидных коэффициентов «X-log» основана на одновременном использовании трёх параметров: коэффициента влажности ( $W_h$ ), коэффициента баланса ( $B_h$ ) и коэффициента характера насыщения ( $C_h$ ). Приведены формулы расчёта и граничные значения для определения характера насыщения:  $W_h < 0,5$  — сухой газ;  $0,5 < W_h < 17,5$  — газ, газоконденсат;  $17,5 < W_h < 40$  — нефть;  $W_h > 40$  — остаточная нефть. Коэффициент  $C_h$  является вспомогательным и исключает ошибки при высоком содержании метана.

Методика обобщённого показателя углеводородного состава (ОПУС) предложена Э.Е. Лукьяновым. Приведены формулы расчёта ОПУС<sub>4</sub> и ОПУС<sub>5</sub>, а также граничные значения: 0,0002–100 — газ; 100–1100 — газоконденсатные и газонефтяные залежи; 700–250000 — нефть; >250000 — окисленная (остаточная) нефть.

Механический каротаж представляет собой оперативный геофизический метод, в основе которого лежит непрерывное измерение скорости заглубления бурового инструмента. Скорость проходки — расчётный параметр, определяемый как расстояние, пройденное за единицу времени (м/ч). Физическая суть метода связана с прямой зависимостью механической скорости бурения от прочностных характеристик горных пород. Резкое увеличение механической скорости бурения в сочетании с

фиксацией газовой аномалии выступает достоверным диагностическим признаком вскрытия продуктивного пласта-коллектора.

Люминесцентно-битуминологический анализ основан на свойстве битумоидов при их облучении ультрафиолетовыми лучами испускать «холодное» свечение, интенсивность и цвет которого позволяет визуально оценить наличие и качественный состав битумоида. Приведена классификация В.Н. Флоровской (типы битумоидов: ЛБ — лёгкий, МБ — маслянистый, МСБ — маслянисто-смолистый, СБ — смолистый, САБ-1 и САБ-2 — смолисто-асфальтеновые). Описана методика капельно-люминесцентного анализа и пятибалльная система количественной оценки интенсивности свечения.

Комплексная интерпретация данных ГТИ базируется на выявлении устойчивых пространственно-временных совпадений аномальных изменений регистрируемых параметров. Диагностический признак продуктивного коллектора формируется при одновременной фиксации: роста механической скорости проходки, повышения содержания углеводородов (особенно тяжёлых) в промывочной жидкости, положительной люминесценции шлама, изменения литологии шлама в соответствии с ожидаемым типом коллектора.

Подраздел 2.4 посвящен методу гамма-каротажа. Метод основан на регистрации естественного гамма-излучения горных пород, обусловленного присутствием урана, тория и калия. Повышенная радиоактивность характерна для глин, пониженная — для песчаников и известняков. Радиус исследования ГК составляет примерно 30 см. В осадочных породах радиоактивность тем больше, чем выше содержание глинистой фракции, что позволяет по кривым ГК различать глины, глинистые и чистые разности песчаников и известняков.

Третий раздел «Результаты исследований» посвящён анализу данных ГТИ, полученных в процессе бурения скважины №52 Аполоновского месторождения.

Общая характеристика скважины. Скважина является наклонно-направленной, кровля продуктивного пласта ЮС2 находится на глубине 3295 метров по стволу (вертикальная глубина приблизительно 2880 метров). Бурение велось горизонтальным стволом внутри коллектора. Интервал 3295–4753 метров по стволу является протяжённостью продуктивного пласта. Проектный угол наклона ствола обеспечивал оптимальное вскрытие коллектора на всём протяжении горизонтального участка.

Механический каротаж. С глубины 3295 метров был зафиксирован характерный рост механической скорости бурения с 12 до 25 м/ч, что в 2,1 раза превышает фоновые значения вышележащих отложений (интервал 3150–3295 м). Данный факт свидетельствует об увеличении пористости породы и вскрытии менее плотного интервала, характерного для коллектора. Рост скорости подтверждается литологическими наблюдениями шлама. В интервале 3295–4753 метров механическая скорость варьировала от 20 до 28 м/ч, что отражает литологическую неоднородность коллектора. Максимальные значения скорости (25–28 м/ч) приурочены к песчаным разностям пород, минимальные (20–22 м/ч) — к алевролитовым прослоям.

Газовый каротаж. При вскрытии пласта зафиксировано увеличение суммарного газосодержания ( $G_{\text{сум}}$ ) с 0,1107 до 0,2309 абс.%, что в 2,1 раза превышает фоновое значение. В компонентном составе газа произошли следующие закономерные изменения:

Снижение доли метана с 76,16 % до 72,72 % при одновременном увеличении содержания этана (с 9,73 % до 12,43 %) и пропана (с 5,39 % до 7,59 %) свидетельствует о переходе от «газовой» фазы к «нефтяной», что является надёжным индикатором нефтенасыщенного коллектора. В пределах пласта наблюдаются локальные колебания компонентного состава: интервалы с повышенным содержанием этана и пропана соответствуют наиболее проницаемым песчаным прослоям.

Флюидные коэффициенты. Расчёт коэффициентов по методике «X-log» показал:

$W_h = 19,7 \div 25,4$  (что соответствует диапазону 17,5–40 — нефть);

$V_h = 14,2 \div 21,3$  (при  $W_h > V_h$ , что также соответствует нефти);

$C_h = 0,3 \div 0,6$  (не превышает 0,5, что подтверждает нефтяной тип насыщения).

Расчёт ОПУС<sub>4</sub> и ОПУС<sub>5</sub> дал значения в диапазоне 850–24500, что соответствует нефтяному типу насыщения согласно граничным значениям (700–250000 — нефть). Различия в абсолютных значениях флюидных коэффициентов по разрезу связаны с изменением литологического состава (чередование алевролитов и песчаников).

Люминесцентно-битуминологический анализ. До вскрытия пласта (интервал 3265–3270 метров, литологический состав — алевролит с песчаником) при просмотре под люминоскопом наблюдалось тонкое «рваное» кольцо белого цвета. По классификации В.Н. Флоровской это соответствует маслянистому битумоиду (МБ), характерному для нефтей и битумоидов с низким содержанием смол и отсутствием асфальтенов. Интенсивность свечения — 2 балла по пятибалльной шкале.

При вскрытии пласта (интервал 3295–4753 метров) шлам представлен преимущественно песчаной породой с алевролитом. Зафиксирован пик тонкого кольца жёлтого цвета, что соответствует маслянисто-смолистому битумоиду (МСБ). Появление жёлтой люминесценции напрямую связано с наличием подвижных углеводородов и является прямым доказательством нефтенасыщенности коллектора. Интенсивность свечения оценена в 4–5 баллов по пятибалльной шкале. В интервалах с максимальной газовой аномалией отмечается наиболее яркая и устойчивая люминесценция.

Гамма-каротаж. В продуктивных участках средние значения гамма-каротажа составляют 70–80 мкР/ч, что позволило чётко разграничить продуктивные и глинизированные зоны. Ближе к подошве пласта (интервал 4600–4753 м) значения ГК минимальны (около 50 мкР/ч), что соответствует чистым нефтенасыщенным песчаникам. Скачкообразное поведение кривой ГК объясняется сменой соотношения пород по разрезу (чередование

песчаников и алевролитов). Глинистые прослои выделяются по повышенным значениям ГК (более 90 мкР/ч).

**Заключение.** Настоящая выпускная квалификационная работа представляет собой результаты анализа и геологической интерпретации данных геолого-технологических исследований по разрезу пласта ЮС<sub>2</sub> скважины №52 Аполоновского месторождения.

В результате анализа данных газового каротажа, механического каротажа и люминесцентно-битуминологического анализа по каждому интервалу получен обширный спектр параметров: суммарное газосодержание, относительные концентрации С<sub>1</sub>–С<sub>5</sub>, механическая скорость бурения, цвет и интенсивность люминесценции, тип битумоида.

По совокупности данных ГТИ и гамма-каротаж, доказано, что интервал 3295–4753 метров по стволу скважины №52 соответствует нефтенасыщенному коллектору. Кровля продуктивного пласта находится на глубине 3295 метров по стволу (вертикальная глубина ~2880 метров).

Геологическая характеристика. Аполоновское месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (юго-западный склон Сургутского свода). Пласт ЮС<sub>2</sub> приурочен к кровле тюменской свиты среднего отдела юрской системы. По скважине №52 горизонт вскрыт на глубине 3295–4753 метров по стволу. Коллекторы тюменской свиты характеризуются пористостью 12–18 %, проницаемостью 0,5–15 мД, нефтенасыщенностью 40–65 %. Нефть маловязкая (1,2–2,8 мПа·с), малосернистая (менее 0,5 %), плотностью 780–820 кг/м<sup>3</sup>.

Методика комплексных ГТИ. Наиболее информативным для выделения терригенных коллекторов в условиях литологической неоднородности является одновременное применение трёх методов: механического каротажа (скорость бурения), газового каротажа (компонентный состав С<sub>1</sub>–С<sub>5</sub>) и люминесцентно-битуминологического анализа (цвет и интенсивность свечения).