

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

Кафедра геофизики

**Выделение и определение характера насыщения пласта-коллектора ЮС2 в
процессе бурения на примере скважины №31Г Небесного месторождения.**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студента 4 курса 403 группы
направления 05.03.01 «Геология»
профиль подготовки «Нефтегазовая геофизика»
геологический факультет
Рященко Владислава Николаевича

Научный руководитель:

к. г.-м. н., доцент _____ М. В. Калининкова

Зав. кафедрой

геофизики:

к. г.-м. н., доцент _____ Е. Н. Волкова

Саратов 2026

Введение. Актуальность работы. В настоящее время значительная часть остаточных запасов нефти на зрелых месторождениях Западной Сибири сосредоточена в сложнопостроенных, низкопроницаемых и заглинизированных коллекторах тюменской свиты, в том числе в пласте ЮС2. Единственным эффективным способом вовлечения их в разработку является бурение скважин с горизонтальным окончанием. Однако высокая литологическая изменчивость отложений ЮС2 создаёт серьёзные риски выхода бурового инструмента из целевого нефтенасыщенного интервала. В этих условиях критически важным становится экспресс-выделение коллекторов и оперативное определение характера их насыщения непосредственно в процессе углубления забоя. Методы геолого-технологических исследований (ГТИ) и геофизических исследований скважин (ГИС), выполняемые в процессе бурения, позволяют решать эту задачу с минимальной задержкой во времени, что напрямую влияет на успешность строительства горизонтальных скважин и итоговую нефтеотдачу пластов.

Объектом исследования является скважина №31Г с горизонтальным окончанием Небесного месторождения (Ханты-Мансийский автономный округ). Данная скважина бурится на проектный горизонт ЮС2, относящийся к среднему отделу юрской системы (J_2), а именно к ааленско-раннекелловейскому ярусу (J_2 а– J_2 с), представленному отложениями тюменской свиты.

Цель работы – определить момент вскрытия пласта-коллектора ЮС2 и определить характер его насыщения по данным ГТИ в процессе бурения горизонтального ствола.

Для достижения поставленной цели необходимо было решить следующие задачи:

Дать геолого-геофизическую характеристику Небесного месторождения, включая тектоническое строение, литолого-стратиграфическую характеристику разреза и нефтегазоносность.

Описать методику определения момента вскрытия пласта-коллектора по данным ГТИ, включая механический каротаж, расходомерию и газовый каротаж.

Охарактеризовать комплекс ГИС, применяемый на скважине №31Г Небесного месторождения (индукционный каротаж ИК и гамма-метод ГК).

Диагностировать наличие пласта-коллектора в разрезе скважины №31Г по данным ГТИ, включая анализ механической скорости бурения ($V_{\text{мех}}$), расхода бурового раствора и газосодержания.

Выделить пласт-коллектор ЮС2 и определить характер его насыщения с использованием методов обобщённого показателя углеводородного состава (ОПУС), флюидных коэффициентов «X-log» и люминесцентно-битуминологического анализа (ЛБА).

Подтвердить выделение коллектора и его нефтенасыщенность комплексом ГИС (ГК, ИК) на горизонтальном участке скважины.

Фактический материал и методы исследований. В работе использованы результаты бурения и ГТИ по скважине №31Г Небесного месторождения, включающие ежечасные и пометровые записи механической скорости бурения, параметров промывочной жидкости (расход на входе и выходе, объём в ёмкостях), данные газового каротажа (суммарное газосодержание, компонентный состав: С1, С2, С3, С4, С5), результаты люминесцентно-битуминологического анализа шлама, а также материалы ГИС (гамма-каротаж и индукционный каротаж) по горизонтальному стволу.

Обработка и интерпретация данных выполнялись с применением стандартных отраслевых методик: расчёт приращения механической скорости, диагностика коллектора по интерпретационному коду, оценка характера насыщения по формулам ОПУС и флюидным коэффициентам W_h , V_h , C_h , а также визуальная и полуколичественная оценка люминесценции шлама в УФ-свете.

Структура работы. Выпускная квалификационная работа содержит введение, заключение, список использованных источников (16 наименований), три основных раздела: геолого-геофизическая характеристика района работ, методика исследования, результаты исследований, а также приложения с графическим материалом (диаграммы ГТИ, результаты каротажа).

Основное содержание работы. Первый раздел «Геолого-геофизическая характеристика района работ» включает четыре подраздела, в которых последовательно рассматриваются общие сведения о Небесном месторождении, литолого-стратиграфическая характеристика разреза, тектоническое строение и нефтегазоносность.

В подразделе 1.1 приводится физико-географическая характеристика. Небесное месторождение расположено в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре, в Нефтеюганском районе, на правом берегу реки Малый Балык. Ближайшие населённые пункты – г. Пыть-Ях (23 км к северо-востоку) и г. Нефтеюганск (62 км к северу). Месторождение открыто в 1986 году, промышленная эксплуатация началась через два года. Разведанные запасы нефти и конденсата составляют 70–90 млн тонн, газа – 73 млн куб. м.

Подраздел 1.2 посвящён литолого-стратиграфической характеристике разреза. В геологическом строении Небесного месторождения принимают участие осадочные образования мезозойского и кайнозойского возраста. Кристаллический фундамент (протерозой–палеозой) залегает на глубинах 2700–3100 м. Мезозойская эратема представлена юрской и меловой системами. Юрская система включает средний отдел (тюменская свита – песчаники, алевролиты, аргиллиты с прослоями углей, мощность 58 м; васюганская свита – аргиллиты, песчаники, алевролиты, 24 м) и верхний отдел (георгиевская и баженовская свиты – битуминозные аргиллиты, до 38 м). Меловая система представлена нижним отделом (усть-балыкская, сангопайская, алымская, покурская свиты) и верхним отделом (кузнецовская, березовская, ганькинская, талицкая, люлинворская, тавдинская свиты). Кайнозойская эратема включает

палеоген-неогеновый комплекс (туртасская, новомихайловская, атлымская свиты – пески, алевролиты, глины, 180 м) и четвертичную систему (пески, супеси, суглинки, глины, 0–121 м). Целевой пласт ЮС₂ приурочен к тюменской свите и сложен песчаником светло-серым, серым на карбонатном цементе, флюидонасыщенным, алевролитом серым, светло-серым, аргиллитом тёмно-серым до чёрного.

Подраздел 1.3 описывает тектонику. Район исследований расположен в центральной части Мансийской синеклизы – крупной области погружения фундамента Западно-Сибирской плиты. В строении синеклизы выделяется Сургутский свод (структура I порядка), включающий несколько крупных локальных поднятий, в том числе Кудринское (Небесное). Небесная площадь приурочена к юго-западному склону Сургутского свода и представляет собой брахиантиклинальную складку северо-западного простирания. В пределах площади развита система малоамплитудных дизъюнктивных нарушений сбросового типа, контролирующая положение межфлюидных контактов.

Подраздел 1.4 посвящён нефтегазоносности. Небесное месторождение является многопластовым нефтегазоконденсатным. Продуктивность связана с юрскими и меловыми отложениями. Основной объект разработки в скважине №31Г – пласт ЮС₂ тюменской свиты. Также продуктивны усть-балыкская свита (пласты БС₁₀, Ач), баженовская + георгиевская свиты (пласт ЮС₀) и васюганская свита (пласт ЮС₁). Нефть месторождения маловязкая (1,2–2,8 мПа·с), малосернистая (<0,5 %), малопарафинистая, плотность 820–850 кг/м³, газовый фактор 70–150 м³/т. Попутный газ метановый с высокой долей гомологов. Начальные извлекаемые запасы нефти – 70–90 млн тонн, коэффициент извлечения нефти 0,35–0,40. Разработка ведётся с системой поддержания пластового давления (законтурное и внутриконтурное заводнение), активно применяются горизонтальные скважины с многостадийным гидроразрывом пласта.

Второй раздел «Методика исследования» включает три подраздела, в которых последовательно рассматриваются методы ГТИ для определения момента вскрытия коллектора, методы оценки характера насыщения (газовый каротаж, ОПУС, X-log, ЛБА), а также характеристика комплекса ГИС.

В подразделе 2.1 описано определение момента вскрытия пласта-коллектора по данным ГТИ. Наиболее информативный параметр – механическая скорость проходки $V_{\text{мех}}$ (механический каротаж). Резкое изменение $V_{\text{мех}}$ (в 1,5 и более раза) фиксирует переход от вмещающих пород к коллектору. Момент вскрытия рассчитывается по формуле $t_{\text{вскр}} = m_n / v$, где m_n – мощность покрышки, v – скорость бурения. Отношение $V_r/V_k > 1$ указывает на вскрытие коллектора. Дополнительным способом служит анализ расхода промывочной жидкости: при вскрытии проницаемого пласта из-за разности забойного и пластового давлений начинается фильтрация раствора в пласт (частичное поглощение), что фиксируется по расхождению расходов $Q_{\text{вх}}$ и $Q_{\text{вых}}$ и изменению объёма в приёмных ёмкостях.

Подраздел 2.2 посвящён определению характера насыщения по данным газового каротажа. Основным критерий – состав газовой смеси. Вблизи нефтяного пласта увеличивается доля тяжёлых углеводородов (C2–C5), у газового – возрастает содержание метана (C1). Используются две методики:

Методика обобщённого показателя углеводородного состава (ОПУС) по Э.Е. Лукьянову. Расчёт ведётся по формулам:

$$\text{ОПУС}_4 = (C1 \times C2 \times C3 \times C4 \times C5) / 5$$

$$\text{ОПУС}_5 = (C1 \times C2 \times C3 \times C4 \times C5) / (C1 \times (C2 + \text{высш})) \times 100$$

Граничные значения: 0,0002–100 – газ; 100–1100 – газоконденсатные и газонефтяные залежи; 700–250000 – нефть; >250000 – окисленная (остаточная) нефть.

Методика флюидных коэффициентов «X-log» (коэффициент влажности W_h , коэффициент баланса B_h , коэффициент характера C_h):

$$W_h = (C2 + C3 + C4 + C5) / (C1 + C2 + C3 + C4 + C5) \times 100$$

$$B_h = (C1+C2)/(C1+C2+C4+C5)$$

$$C_h = (C4+C5)/C3$$

Граничные значения: $W_h < 0,5$ и $B_h > 100$ – сухой газ; $0,5 < W_h < 17,5$ – газ, газоконденсат; $17,5 < W_h < 40$ – нефть; $W_h > 40$ – остаточная нефть/вода.

Дополнительно применяется люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА), включающий визуальный осмотр шлама в УФ-свете и капельно-люминесцентный анализ (оценка интенсивности свечения по 15-балльной системе и цвета люминесценции: белый, голубой, жёлтый, коричневый и др.). Нефтенасыщенные коллекторы характеризуются увеличением интенсивности и изменением цвета пятна (бело-жёлтый, жёлтый – маслянистые битумоиды).

Для оперативной диагностики коллектора используется интерпретационный код (таблица 3 в ВКР), где по 4 параметрам ($V_{\text{мех}}$, расход/объём бурового раствора, газосодержание, люминесценция шлама) выставляются баллы от 0 до 3 (нет, слабое, среднее, сильное изменение). Сумма баллов позволяет оценить вероятность коллектора.

Подраздел 2.3 характеризует комплекс ГИС, применяемый на скважине №31Г: гамма-метод (ГК) и индукционный метод (ИК).

Гамма-метод основан на регистрации естественного гамма-излучения горных пород, обусловленного присутствием урана, тория и радиоактивного изотопа калия $K^4 0$. Радиоактивность максимальна в глинах и кислых изверженных породах, минимальна – в песчаниках, известняках, каменных углях. Повышение радиоактивности указывает на увеличение глинистости. Радиус исследования ГК составляет около 30 см.

Индукционный метод основан на различии в электропроводности горных пород. Принцип действия: переменный ток в излучающей катушке создаёт в среде вихревые токи, величина которых пропорциональна электропроводности. Эти токи индуцируют ЭДС в приёмной катушке. Метод особенно эффективен для разрезов с низким удельным сопротивлением (до 50 Ом·м), позволяет выделять нефтенасыщенные и водонасыщенные породы. Влияние скважины

минимально при использовании непроводящих буровых растворов (на углеводородной основе).

Третий раздел «Результаты исследований» содержит анализ фактических данных по скважине №31Г.

Целевой пласт ЮС2 залегает по вертикали на глубинах 2820–2840 м. Горизонтальный участок скважины проходит в пласте-коллекторе в интервале 3340,8–4563 м (по стволу). Кровля пласта (начало горизонтального участка) зафиксирована на глубине 3340,8 м.

Определение момента вскрытия коллектора. На отметке 3340,8 м (по стволу) произошло резкое увеличение механической скорости проходки: с 22 м/ч (в глинистой покрышке – аргиллитах тюменской свиты) до 43 м/ч. Увеличение в 1,95 раза (среднее изменение по интерпретационному коду – 2 балла из 3). Одновременно на глубине 3350,7 м зафиксировано расхождение баланса расходов: при постоянной подаче на входе $Q_{вх} = 2,3 \text{ м}^3$ расход на выходе снизился до $1,8 \text{ м}^3$ ($\Delta Q = 0,5 \text{ м}^3$), что свидетельствует о частичном поглощении бурового раствора в коллектор – прямое качественное признак высоких фильтрационно-ёмкостных свойств. Суммарное газосодержание возросло с фоновых 0,3 % до пиковых 2,1 %. По сумме баллов интерпретационного кода ($V_{мех} - 2$, расход – 2, газосодержание – 2, люминесценция – 2) получено 8 баллов, что соответствует продуктивному пласту.

Определение характера насыщения. По данным газового каротажа в интервале вскрытия кровли (3340–3365 м) рассчитаны значения ОПУС и флюидных коэффициентов. По ОПУС₄ и ОПУС₅ получены значения в диапазоне 700–250000, что соответствует нефтяной залежи. Коэффициент влажности W_h составил 17,5–40, коэффициент баланса B_h – менее W_h , что по методике «X-log» также интерпретируется как нефть. Результаты ЛБА: люминесценция хлороформных вытяжек шлама – 3 балла (максимальная интенсивность), цвет свечения бело-жёлтый, битумоиды маслянистые (МБ), что

указывает на присутствие нефти с содержанием масел >60 % и асфальтенов 1–2 %.

Литолого-флюидная изменчивость. В кровельной части пласта (интервал 3340–3350 м) литология представлена серым мелкозернистым алевролитом средней крепости с небольшим содержанием песчаника. При приближении к подошве (3350–3365 м) литология сменяется на светло-серый мелкозернистый песчаник на глинистом цементе. Тип битумоида изменяется от маслянистого (МБ) в кровле до маслянисто-смолистого (МСБ) у подошвы, что свидетельствует о вертикальной миграции лёгкой фракции нефти снизу вверх.

Результаты ГИС на горизонтальном участке. Анализ диаграмм гамма-каротажа и индукционного каротажа по всему горизонтальному стволу (3340,8–4563 м) позволил чётко расчленить продуктивные и глинизированные зоны. В нефтенасыщенных песчаниках значения ГК составляют в среднем 70 мкР/ч (пониженная радиоактивность, характерная для чистых песчаников), а удельное электрическое сопротивление по ИК достигает 50 Ом·м (повышенное сопротивление – признак нефтенасыщения). При приближении к кровле пласта (повышение глинистости) значения ГК возрастают до 80 мкР/ч, а сопротивление падает до 10 Ом·м (влияние глинистой фракции). При приближении к подошве ГК снижается до 60 мкР/ч, сопротивление варьируется от 20 до 50 Ом·м, что полностью подтверждает продуктивность пласта. Данные ГИС согласуются с литологией, установленной по шламу и ЛБА.

Заключение. В рамках выполнения выпускной квалификационной работы решена важная научно-производственная задача, связанная с оперативным выделением коллекторов и определением характера их насыщения в процессе бурения горизонтального ствола скважины №31Г Небесного месторождения. Применение комплекса методов ГТИ и каротажа в процессе бурения позволило детально охарактеризовать целевой интервал пласта ЮС2 в отложениях тюменской свиты.

На основании проведённых исследований сформулированы следующие основные выводы и результаты:

Дана комплексная геолого-геофизическая характеристика района работ. Целевой пласт ЮС2 залегает в интервале глубин 2820–2840 м по вертикали, характеризуется сложным строением и литологической изменчивостью. Коллекторы представлены преимущественно светло-серыми мелкозернистыми песчаниками на карбонатном цементе и серыми алевролитами с высокой степенью изменчивости фильтрационно-емкостных свойств. Тектонически площадь приурочена к юго-западному склону Сургутского свода Мансийской синеклизы.

Определён момент вскрытия пласта-коллектора по данным ГТИ. Переход от вмещающих пород (аргиллитов) к коллектору зафиксирован на отметке 3340,8 м по стволу скважины (начало горизонтального участка). Критериями вскрытия послужили: резкое увеличение механической скорости проходки с 22 до 43 м/ч (рост в 1,95 раза, среднее изменение – 2 балла); частичное поглощение бурового раствора ($\Delta Q = 0,5 \text{ м}^3$, снижение расхода на выходе с 2,3 до 1,8 м^3); приращение суммарного газосодержания с фоновых 0,3 % до пиковых 2,1 %. Суммарная диагностика по интерпретационному коду (8 баллов из 12) подтвердила наличие продуктивного коллектора.

Проведена надёжная диагностика характера насыщения газохимическими методами. Анализ компонентного состава углеводородных газов по методикам ОПУС и флюидных коэффициентов «X-log» однозначно доказал преобладание нефтяной составляющей в пластовом флюиде (значения ОПУС₄ и ОПУС₅ в диапазоне 700–250000, $W_h = 17,5–40$, $B_h < W_h$). Данный вывод подтверждён результатами люминесцентно-битуминологического анализа шлама: в интервале 3340–3365 м зафиксирована максимальная интенсивность люминесценции (3 балла) бело-жёлтого цвета, что соответствует маслянистым битумоидам (МБ) с содержанием масел более 60 %.

Установлена закономерная литолого-флюидная изменчивость в пределах пласта. Выявлена смена типа битумоида от маслянистого (МБ) в кровельной части пласта к маслянисто-смолистому (МСБ) при приближении к подошве, что указывает на естественную вертикальную миграцию лёгких фракций нефти через пласт снизу вверх. Литология закономерно изменяется от серых мелкозернистых алевролитов в кровле до светло-серых мелкозернистых песчаников на глинистом цементе в подошве.

Выполнено финальное расчленение разреза по комплексу ГИС. Анализ диаграмм индукционного каротажа (ИК) и гамма-каротажа (ГК) вдоль всего горизонтального участка (интервал 3340,8–4563 м) позволил чётко разграничить продуктивные нефтенасыщенные зоны и глинизированные пропластки. Чистые нефтенасыщенные песчаники характеризуются пониженными значениями ГК (около 70 мкР/ч) и высокими значениями удельного электрического сопротивления по ИК (до 50 Ом·м). При приближении к кровле пласта значения ГК повышаются до 80 мкР/ч (рост глинистости), а сопротивление падает до 10 Ом·м. При приближении к подошве ГК снижается до 60 мкР/ч, сопротивление варьируется от 20 до 50 Ом·м, полностью подтверждая продуктивность пласта.

Доказана эффективность применённого комплекса методов. Комплексирование механического каротажа, расходомерии, газового каротажа, ЛБА, гамма-каротажа и индукционного каротажа в процессе бурения горизонтального ствола позволило не только достоверно выделить коллектор и определить его нефтенасыщенность, но и проследить литологическую изменчивость по латерали. Сформулированные интерпретационные критерии могут быть использованы для оперативного управления траекторией ствола в режиме реального времени (геонавигация), что позволяет максимизировать проходку по эффективной нефтенасыщенной части пласта ЮС2 Небесного месторождения.

Таким образом, цель бакалаврской работы достигнута: момент вскрытия пласта-коллектора ЮС2 определён, характер насыщения установлен как нефтяной. Полученные результаты имеют не только научно-методическое значение для совершенствования методов ГТИ, но и практическую ценность для оптимизации процесса бурения горизонтальных скважин на зрелых месторождениях Западной Сибири со сложнопостроенными низкопроницаемыми коллекторами.