

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

Кафедра геофизики

«Комплексная интерпретация данных LWD и ГТИ для построения литолого-
петрофизической модели продуктивного пласта месторождения им.
А.В.Усольцева»

АВТОРЕФЕРАТ МАГИСТЕРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 2 курса 261 группы
направления 05.04.01 геология
профиль «Геофизика при поисках нефтегазовых месторождений»
геологического ф-та
Кондрашова Сергея Валерьевича

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

дата, подпись

Головин Б.А.

Заведующий кафедрой
к.г.- м.н., доцент

дата, подпись

Волкова Е.Н.

Саратов 2026

Введение: На исследуемом месторождении будет проведено исследование скважины 0, которая является наклонно направленной, однако, рассмотрен будет только горизонтальный участок скважины.

Актуальность выполненной магистерской работы определяется тем, что современная разработка нефтегазовых месторождений всё чаще связана с освоением сложнопостроенных объектов, отличающихся изменчивостью литологического состава, неоднородностью фильтрационно-ёмкостных свойств и высокой ролью тонких прослоев. Для таких объектов совместное использование данных геофизических исследований в процессе бурения (LWD) и геолого-технологических исследований (ГТИ) позволяет оперативно уточнять литологию, пористость, плотность, сопротивление пород и признаки флюидонасыщения.

Цель работы — построение обобщённой литолого-петрофизической модели продуктивного пласта Ачб на основе комплексной интерпретации данных LWD, ГТИ, инклинометрии, ЛБА и ведомости шлама по горизонтальной скважине 0 месторождения имени А. В. Усольцева. В исходных материалах скважина также обозначалась как скважина №0; в настоящем отчёте используется единое обозначение 0.

Для достижения цели в ходе исследования решались следующие задачи: изучить геолого-геофизические особенности месторождения; охарактеризовать применяемый комплекс LWD и ГТИ; выделить интервалы коллекторов и оценить характер насыщения; сопоставить данные каротажа, газового каротажа и шлама; разделить горизонтальный участок на литолого-петрофизические зоны; сформулировать итоговую модель пласта и определить наиболее перспективные интервалы.

Объектом исследования является продуктивный пласт Ачб неокомского комплекса в разрезе горизонтальной скважины 0. Предмет исследования — литолого-петрофизические свойства пород-коллекторов, их насыщение и изменение качества коллектора вдоль ствола скважины. Практическая значимость работы состоит в демонстрации подхода, позволяющего уточнить

геологическую модель пласта и обосновать выделение наиболее продуктивных интервалов при планировании дальнейшей разработки.

Практическая новизна заключается в адаптации комплекса LWD+ГТИ для оперативного принятия решений при бурении горизонтальных стволов в сложнопостроенных ачимовских отложениях: предложены рекомендации по приоритетам интерпретации показателей при разнохарактерных сигналах и по выделению интервалов для дальнейшей интенсификации (плани-гидравлического разрыва, тестирования).

Работа содержит следующие разделы: введение, геолого-геофизическую характеристику, анализ данных ГТИ, комплексную интерпретацию и заключение

Основное содержание работы: В первом разделе работы описываются геолого-геофизическая характеристика территории исследования.

Месторождение имени А. В. Усольцева, ранее известное как Имилорское, расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа — Югры и относится к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Участок недр включает Имилорское, Западно-Имилорское и Восточное месторождения. Объект относится к крупным и сложнопостроенным, что определяет необходимость применения современных технологий бурения, геонавигации и комплексной интерпретации данных.

В тектоническом отношении месторождение приурочено к Сургутскому нефтегазоносному району Среднеобской нефтегазоносной области. Структурно оно связано с Имилорским локальным поднятием, осложняющим западный склон Сургутского свода. Поднятие представляет собой пологую брахиантиклинальную структуру с низкой амплитудой и сложным блоковым строением. Разрывные нарушения, преимущественно сбросового и взбросового типа, создают мозаичность залежей и влияют на распределение флюидов.

Осадочный чехол района сложен терригенно-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского возраста, залегающими на доюрском фундаменте. Продуктивность связана главным образом с юрскими и меловыми

отложениями. Особое значение имеют баженовская свита как нефтематеринская толща, ачимовская толща как сложный линзовидный песчано-алевролитовый объект, а также продуктивные пласты группы БС сортымской и мегионской свит.

Ачимовская толща залегает в основании неокомского разреза и сформирована преимущественно песчано-алевролитовыми телами глубоководного генезиса. Для неё характерны линзовидность, прерывистость коллекторов, резкая смена песчаных, алевролитовых и глинистых прослоев, а также сложное распределение фильтрационно-ёмкостных свойств. Именно эти особенности делают пласт Ачб объектом, требующим совместной интерпретации геофизических и геолого-технологических материалов.

Нефтегазоносность района обусловлена сочетанием нескольких факторов: наличием эффективной нефтематеринской баженовской свиты, многоуровневой системы пород-коллекторов, региональных и локальных флюидоупоров, путей миграции и структурно-литологических ловушек. Региональную экранирующую роль выполняют мощные глинистые толщи верхнего мела и палеогена, а внутри продуктивного разреза локальные глинистые прослои разделяют отдельные резервуары и создают условия для гидродинамической изоляции.

Основная геологическая сложность пласта Ачб связана с тем, что коллектор не является однородным песчаным телом. Он представлен песчаником, осложнённым алевролитовыми и аргиллитовыми прослоями. Поэтому интерпретация только по одному методу может приводить к неоднозначным выводам: низкая гамма-активность указывает на песчаность, сопротивление отражает насыщение, нейтронно-плотностной комплекс характеризует пористость, а шлам и ГТИ подтверждают литологию и флюидные признаки.

Второй раздел работы содержит описание методики выполнения работы.

Комплекс LWD по скважине 0 включал радиоактивные и электромагнитные методы: гамма-каротаж, нейтронный каротаж, плотностной

гамма-гамма каротаж и каротаж сопротивлений. Эти методы обеспечивают непрерывную характеристику разреза в процессе бурения и позволяют оперативно выделять интервалы коллекторов, оценивать их пористость, глинистость и вероятный характер насыщения.

Гамма-каротаж регистрирует естественную радиоактивность пород, связанную преимущественно с содержанием калия, урана и тория в глинистых минералах. Поэтому низкие значения ГК соответствуют более чистым песчаникам и потенциальным коллекторам, а высокие значения — глинистым, алевролитистым или аргиллитовым прослоям. В работе кривая HAGRT использовалась как основной индикатор глинистости и для уточнения границ литологических интервалов.

Каротаж сопротивлений является главным методом оценки насыщения. Пластовая вода, содержащая растворённые соли, хорошо проводит электрический ток, тогда как нефть и газ являются диэлектриками и повышают удельное сопротивление пласта. В работе основное внимание уделялось кривой дальнего зонда RPD2, так как она лучше характеризует истинное сопротивление пласта. Повышенные значения RPD2 в песчаных интервалах рассматривались как благоприятный признак нефтенасыщения.

Нейтронный каротаж характеризует водородосодержание среды и применяется для оценки пористости. Поскольку водород в чистых коллекторах связан главным образом с флюидом в порах, повышенные значения нейтронной пористости указывают на наличие эффективного пустотного пространства. Плотностной гамма-гамма каротаж измеряет объемную плотность породы: чем ниже плотность при прочих равных условиях, тем выше пористость. Совместный анализ NPLS и RHOV позволил уточнить качество коллектора и выявить уплотнённые участки.

ГТИ дополняют LWD прямыми и оперативными данными. Газовый каротаж фиксирует суммарное содержание углеводородного газа, а хроматография позволяет оценить компонентный состав от метана C1 до пентанов C5. Появление тяжёлых компонентов, особенно пропана, бутанов и

пентанов, является важным признаком жидких углеводородов. При сопоставлении ГТИ с LWD обязательно учитывается время запаздывания, так как газ и шлам поступают на поверхность после транспортировки буровым раствором.

Описание шлама является прямым геологическим контролем. По шламу уточняются литология, цвет, размерность, сортировка и окатанность обломков, а также видимые признаки нефтенасыщения: пропитка, люминесценция и реакция с растворителем. В данной работе шлам использовался для проверки выводов по ГК и нейтронно-плотностному комплексу, а также для оценки доли песчаника, алевролита и аргиллита в отдельных интервалах.

Таким образом, каждый метод решает собственную задачу: ГК показывает глинистость, RHOV и NPLS отражают пористость, RPD2 характеризует насыщение, газовый каротаж подтверждает углеводородные проявления, а шлам верифицирует литологический состав. Надёжный вывод о пласте возможен только при совмещении этих признаков.

Комплексная интерпретация выполнялась по принципу последовательного уточнения геологической модели. Сначала по данным LWD выделялись интервалы с признаками коллектора: пониженная гамма-активность, наличие пористости по нейтронно-плотностному комплексу и повышенное сопротивление. Затем эти интервалы проверялись по данным ГТИ, шлама и ЛБА. При расхождении предпочтение отдавалось не отдельному показателю, а совокупности признаков.

Литологическое расчленение разреза осуществлялось по кривой HAGRT с использованием относительной амплитуды гамма-каротажа: $\alpha_{ГК} = (ГК_{тек} - ГК_{min}) / (ГК_{max} - ГК_{min})$. Минимальные значения ГК соответствовали наиболее чистым песчаникам, а максимальные — глинистым породам. Увеличение $\alpha_{ГК}$ трактовалось как рост глинистости или алевролитистости и ухудшение качества коллектора.

Коэффициент пористости рассчитывался по данным плотностного каротажа по соотношению $K_p = (ρ_{ск} - ρ_{изм}) / (ρ_{ск} - ρ_{фл})$, где $ρ_{ск}$ — плотность

минерального скелета, $\rho_{\text{рзм}}$ — измеренная плотность по РНОВ, $\rho_{\text{фл}}$ — плотность флюида. В исходной работе применялась плотность матрицы 2,71 г/см³ и плотность флюида 1,0 г/см³. Полученные значения $K_{\text{п}}$ использовались как оценочные, так как для уточнения необходимо привлечение керновых данных и литологических поправок.

Коэффициент водонасыщенности определялся по уравнению Арчи: $K_{\text{в}} = [(a \cdot R_{\text{w}}) / (K_{\text{п}}^m \cdot R_{\text{т}})]^{1/n}$, где $R_{\text{т}}$ принималось по кривой RPD2, R_{w} — удельное сопротивление пластовой воды, a — структурный коэффициент, m — коэффициент цементации, n — показатель насыщения. В расчётах использовались $a = 1$, $m = 2$, $n = 2$, $R_{\text{w}} = 0,1$ Ом·м. Коэффициент нефтегазонасыщенности рассчитывался как $K_{\text{нг}} = 1 - K_{\text{в}}$.

Важно учитывать, что для глинисто-алевролитистых песчаников уравнение Арчи является упрощением. Глинистая составляющая может снижать сопротивление независимо от водонасыщенности, поэтому расчёты $K_{\text{в}}$ и $K_{\text{нг}}$ следует рассматривать как ориентировочные. Наиболее достоверной является не абсолютная величина каждого коэффициента, а согласованность расчётов с литологией, газовыми проявлениями и положением ствола в пласте.

Для оценки флюидонасыщения дополнительно использовались показатели газового каротажа и компонентный состав газа. В качестве диагностических признаков рассматривались рост общего газа, появление тяжёлых углеводородов C₂–C₅, относительный состав углеводородной смеси и коэффициент X-log. Отсутствие ярко выраженной газовой аномалии не всегда исключает нефтенасыщение, особенно если речь идёт о жидких углеводородах, низкой газонасыщенности или неблагоприятных условиях дегазации.

В результате методика включала четыре этапа: выделение потенциальных коллекторов по LWD; проверку литологии по шламу; оценку насыщения по сопротивлению, газовому каротажу и ЛБА; объединение интервалов в литолого-петрофизические зоны с учетом положения ствола по MD и TVD.

В третьем и четвертом разделе были описан анализ и результаты, полученные в результате исследований.

Горизонтальный участок скважины 0 вскрывает пласт Ач6 от MD 3408,6 м до забоя MD 5009 м. Вход в пласт установлен на MD 3408,6 м при угле $73,59^\circ$ и абсолютной отметке $-2818,88$ м. Далее ствол переходит в субгоризонтальное положение и проходит продуктивный интервал с изменением абсолютных отметок примерно до $-2840,52$ м. Такое положение позволяет проследить латеральную изменчивость коллектора и его приближение к кровельной, средней и подошвенной частям пласта.

По шламу в интервале 3420–5009 м пласт в среднем представлен песчаником, алевролитом и аргиллитом в соотношении около 51% / 36% / 13%. Это означает, что алевролиты и аргиллиты не формируют крупные самостоятельные тела, а чаще проявляются как тонкие прослои внутри песчаного коллектора. Основная неоднородность пласта связана не с исчезновением песчаника, а с изменением доли алевролитового и глинистого материала.

В результате анализа горизонтальный участок был разделён на шесть литолого-петрофизических зон:

Зона I (MD 3408,6–3810 м) — рабочий нефтенасыщенный песчаный коллектор: ГК ~ 25 GAPI, $\rho_{\text{HOB}} \sim 2,45$ г/см³, нейтр. $\sim 20\%$, RPD2 ~ 40 Ом·м, $\varphi \sim 15\%$, $S_w \sim 33\%$, УВ-total до 4,08%.

Зона II (MD 3810–4280 м) — переходный песчано-алевролитовый интервал низшего качества: ГК ~ 60 GAPI, $\rho_{\text{HOB}} \sim 2,50$ г/см³, нейтр. $\sim 10\%$, RPD2 ~ 14 Ом·м, $\varphi \sim 12\%$, $S_w \sim 69\%$.

Зона III (MD 4280–4545 м) — алевролитистый песчаник с низкими ФЕС: ГК до 75 GAPI, $\rho_{\text{HOB}} \sim 2,55$ г/см³, нейтр. $\sim 5\%$, RPD2 ~ 6 Ом·м, $\varphi \sim 9\text{--}10\%$, $S_w \sim 100\%$ (по упрощ. модели).

Зона IV (MD 4545–4700 м) — коллектор средней продуктивности: ГК ~ 55 GAPI, $\rho_{\text{HOB}} \sim 2,48$ г/см³, нейтр. $\sim 15\%$, RPD2 ~ 22 Ом·м, $\varphi \sim 13,5\%$, $S_w \sim 50\%$.

Зона V (MD 4700–4850 м) — основная часть коллектора: ГК ~ 32 GAPI, $\rho_{\text{HOB}} \sim 2,40$ г/см³, нейтр. $\sim 23\%$, RPD2 ~ 50 Ом·м, $\varphi \sim 18\%$, $S_w \sim 25\%$, Н/Г $\sim 75\%$.

Зона VI (MD 4850–5009 м) — песчаная, но осторожная интерпретация: GK ~55 GAPI, RHOV ~2,48 г/см³, нейтр.~10%, RPD2 ~15 Ом·м, φ~13,5%, Sw~61%, возможный рост водонасыщенности. Обобщая результаты, можно выделить три группы интервалов. К высокопродуктивным относятся MD 3408,6–3810 м и особенно MD 4700–4850 м. Переходные и неоднородные коллекторы включают MD 3810–4280 м, MD 4545–4700 м и частично MD 4850–5009 м. Наиболее слабый интервал — MD 4280–4545 м, где ухудшение связано с ростом алевролитистости, повышенной плотностью, сниженной пористостью и низким сопротивлением.

Главный результат комплексной интерпретации состоит в том, что пласт Ачб в пределах исследованного ствола является латерально неоднородным нефтенасыщенным песчаным коллектором. Качество коллектора изменяется от высокопродуктивного в зоне V до переходного и частично водонасыщенного в зонах II–III и VI. Наиболее перспективным для разработки является интервал MD 4700–4850 м; дополнительный продуктивный участок выделяется в интервале MD 3408,6–3810 м.

Концептуальная модель пласта Ачб основана на совмещении данных LWD, ГТИ, ЛБА, инклинометрии и ведомости шлама. По результатам интерпретации пласт представляет собой тонкослоистое песчаное тело, в котором песчаники чередуются с алевролитовыми и редкими аргиллитовыми прослоями. Основным фактором, контролирующим качество коллектора, является степень алевролитистости и глинистости, а также положение горизонтального ствола относительно кровли и подошвы пласта.

По вертикальному положению TVD пласт Ачб имеет мощность порядка 25 м и разделяется на пять основных циклитов. Первый — кровельный песчаный циклит в интервале TVD 2935–2950 м. Он представлен слабоглинистым песчаником с хорошими потенциальными коллекторскими свойствами, но соответствует зоне входа в пласт и перехода от кровли к основному телу коллектора.

Второй циклит — глинисто-песчаный переходный интервал TVD 2950–2954 м. Здесь песчаник сохраняется, но возрастает доля аргиллитовых и алевролитовых прослоев. Это не отдельная мощная глинистая пачка, а песчаный интервал с повышенной тонкослоистой неоднородностью.

Третий циклит — основной песчаный коллекторный интервал TVD 2954–2957 м. Он соответствует наиболее устойчивой песчаной части разреза. Песчаник доминирует, алевролит представлен тонкими прослоями, а аргиллитовая составляющая умеренная. Именно этот уровень лучше всего соответствует основной продуктивной части пласта и наиболее благоприятным фильтрационно-ёмкостным свойствам.

Четвёртый циклит — нижний песчано-алевролитовый интервал TVD 2957–2959 м. В нём начинается устойчивый рост алевролитистости, песчаник ещё сохраняется, но качество коллектора ухудшается. Этот уровень интерпретируется как переходная нижняя часть коллектора.

Пятый циклит — подошвенный алевролитовый интервал TVD 2959–2960 м. Он является наиболее алевролитистым, характеризуется резким уменьшением доли песчаника и вероятным снижением ФЕС. Этот уровень можно рассматривать как нижнюю ухудшенную часть пласта, приближённую к подошве и зоне повышенной водонасыщенности.

Итоговая вертикальная модель выглядит следующим образом: кровельный песчаник сменяется глинисто-песчаным переходом, затем основным песчаным телом коллектора, ниже — песчано-алевролитовым переслаиванием и подошвенным алевролитовым ухудшенным циклитом. Наиболее продуктивная часть приурочена к TVD 2954–2957 м, а ухудшение происходит вниз по разрезу, к TVD 2958–2960 м, где резко возрастает алевролитистость.

Латеральная модель вдоль горизонтального ствола показывает, что наилучшие условия сохраняются не по всей длине скважины. Участок MD 4700–4850 м является главным продуктивным интервалом, тогда как начальный интервал MD 3408,6–3810 м также сохраняет признаки нефтенасыщенного

коллектора. Средняя часть ствола характеризуется ухудшением ФЕС, а конечный интервал требует осторожной оценки из-за возможного приближения к подошве.

Заключение. В ходе выполнения курсовой работы выполнена комплексная интерпретация материалов по горизонтальной скважине 0 месторождения имени А. В. Усольцева. Были использованы данные LWD, инклинометрии, ГТИ, ЛБА и ведомости шлама. На их основе построена литолого-петрофизическая характеристика продуктивного пласта Ачб, выполнено расчленение горизонтального участка и определены основные закономерности изменения качества коллектора.

Установлено, что пласт Ачб представлен преимущественно песчаником, осложнённым тонкими алевролитовыми и редкими аргиллитовыми прослоями. Средний литологический состав по горизонтальному участку составляет около 51% песчаника, 36% алевролита и 13% аргиллита. Алевролиты и аргиллиты проявляются главным образом как тонкие пропластки, а не как самостоятельные мощные линзы.

По данным LWD наиболее благоприятные признаки коллектора связаны с низкой гамма-активностью, пониженной плотностью, повышенной нейтронной пористостью и высоким сопротивлением. Наиболее перспективный интервал — MD 4700–4850 м, где расчётная пористость достигает около 18%, водонасыщенность снижается до 25%, а нефтегазонасыщенность составляет около 75%. Дополнительно продуктивным является участок MD 3408,6–3810 м с нефтегазонасыщенностью порядка 67%.

Интервалы MD 3810–4280 м и MD 4280–4545 м характеризуются ухудшением ФЕС за счёт роста алевролитистости, повышения гамма-активности, снижения пористости и сопротивления. Интервал MD 4545–4700 м является коллектором средней продуктивности. Конечный участок MD 4850–5009 м по литологии остаётся песчаным, но требует осторожной оценки из-за снижения сопротивления и вероятного приближения ствола к подошвенной части пласта.

Циклитное строение пласта выражено в смене пяти вертикальных интервалов: кровельного песчаника, глинисто-песчаного перехода, основного песчаного тела, нижнего песчано-алевролитового переслаивания и подошвенного алевролитового ухудшенного циклита. Наиболее продуктивная часть приурочена к TVD 2954–2957 м, ниже которого наблюдается рост алевролитистости и вероятное ухудшение насыщения.

Итоговый вывод: пласт Ач6 в скважине 0 следует интерпретировать как латерально и вертикально неоднородный нефтенасыщенный песчаный коллектор с внутренними тонкими алевролитовыми и аргиллитовыми прослоями. Основной sweet spot горизонтального участка — MD 4700–4850 м; дополнительный перспективный интервал — MD 3408,6–3810 м. Комплексное использование LWD и ГТИ позволяет значительно повысить достоверность такой модели по сравнению с интерпретацией каждого метода отдельно.

Таким образом, исследования в курсовой работе позволили закрепить навыки комплексной интерпретации данных LWD и ГТИ, выделения коллекторских интервалов, сопоставления геофизических и геолого-технологических материалов и построения концептуальной модели продуктивного пласта.