

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

Кафедра геофизики

**Закономерности изменения пластов-коллекторов по данным
комплексной интерпретации данных ГТИ и ГИС на примере скважины
№ 1, 2 месторождения им. Усольцева**

АВТОРЕФЕРАТ МАГИСТЕРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 2 курса, 261 группы,
направления 05.04.01 «Геология»,
профиль подготовки «Геофизика при поисках нефтегазовых
месторождений»,
геологического факультета, дневного отделения
Ласалкина Даниила Сергеевича

Научный руководитель

К. г.-м.н., доцент

М.В. Калининкова

подпись, дата

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Саратов 2026 год

Введение. На исследуемом месторождении будет проведено исследование скважин 1 и 2, которые являются наклонно-направленными. Скважины бурятся с целью дальнейшей эксплуатации.

Тема курсовой работы определена тем, что при бурении скважин на углеводородное сырье поступление основного потока информации обеспечивается геофизическими (ГИС) и геолого-технологическими (ГТИ) исследованиями скважин. Сюда относится как геологическая информация, так и параметры бурения.

Данная тема выбрана исходя из текущей эксплуатации месторождения им. Усольцева, так как быстрая и комплексная интерпретация данных ГТИ и ГИС сильно упрощают процесс бурения, уменьшают вероятность аварий и повышают эффективность бурения как такового.

Немаловажной является и возможность сокращения сроков и затрат на бурение за счет оптимизации программы исследований, отработки долот, предотвращения осложнений и аварий.

Целью работы является проведение комплексной интерпретации ГТИ-ГИС для определения закономерностей изменения пластов-коллекторов для скважин № 1, 2 на месторождении им. Усольцева.

Для достижения поставленной цели потребовалось решить следующие задачи:

- Дать геолого-геофизическую характеристику месторождения им. Усольцева;
- Описать методику выделения коллекторов при использовании ГТИ;
- Описать методику выделения коллекторов при использовании ГИС;
- Выделить в исследуемых скважинах пласты-коллекторы БС10-11, дать им литологическую характеристику по данным ГТИ;
- Определить насыщение выделенных пластов БС10-11 при использовании ЛБА и газового каротажа по скважинам № 1, 2 месторождения им. Усольцева;
- Определить петрофизические свойства пластов БС10-11 по данным ГИС;
- Проследить изменчивость литолого-петрофизических характеристик пластов-коллекторов БС10-11 в скважинах № 1, 2 месторождения им. Усольцева по латерали и вертикали.

Работа составлена с использованием планшетов ГТИ и результатов промыслово-геофизических исследований скважин Имилорского газонефтяного месторождения, опубликованных структурных и тектонических карт данного района и предоставленной учебной литературой.

Данная работа состоит из 3 разделов: литолого-стратиграфический очерк, методика выполнения работ и результаты.

Основное содержание работы. В первом разделе описывается геолого-геофизическая характеристика месторождения.

Имилорское нефтяное месторождение расположено в Сургутском районе ХМАО РФ, в 65 км юго-западнее от города Ноябрьска в ЯНАО. Правильное название месторождения - Имилорское/Западно-Имилорское.

Продуктивные пласты участка недр расположены на глубине 4 км и относятся к ачимовским отложениям, резервуары в которых имеют весьма сложное распределение коллекторов. Ловушки имеют сложную структуру.

Ачимовская пачка подразделяется на три толщи, нижняя из которых (подачимовская) представлена переслаиванием небитуминозных и слабобитуминозных глин. Сама Ачимовская толща представлена песчаниками и серыми алевролитами, часто известковистыми, линзовидными, с прослоями темно-серых аргиллитоподобных глин. Третья толща, также имеющая сложное строение, представлена чередованием песчаников и алевролитов с аргиллитами и аргиллитоподобными глинами, серыми, линзовидно-слоистыми, вверху – слюдистыми. К этой толще приурочены промышленно-нефтеносные горизонты БС10-11. Оба пласта характеризуются сложным фациальным строением и изменчивостью коллекторских свойств. Пласты изолированы друг от друга непроницаемыми покрышками.

В тектоническом отношении Имилорское месторождение расположено в пределах Имилорского прогиба, которое в свою очередь приурочено к Сургутскому своду. Сургутский свод принадлежит к числу наиболее крупных структур Западно-Сибирской платформы.

Первый этап развития, начавшийся в позднем триасе, характеризовался образованием осадочных толщ за счет местных источников сноса, выравниванием древнего рельефа.

Второй этап приходится на келловей-оксфордское время, прогибание усиливается, формируются дельты и морской шельф. Заканчивается этап накоплением георгиевской пачки кимериджского возраста.

Третий этап. Затем наступает спокойная эпоха недифференцированных тектонических движений всего региона – кимеридж-волжский этап пассивного развития, когда очень медленное накопление морских осадков происходит на фоне некомпенсированного прогибания с накоплением регионального репера - собственно бажендовской свиты.

Четвертый этап. Возрождение тектонической активности начинается в берриасский век и продолжается до валанжина. Это этап асимметричного развития бассейна, формирования клиноформных отложений, частой смены трансгрессий и регрессий, максимальных скоростей прогибания, седиментации, роста поднятий.

Пятый этап (апт-альб-сеноманский) – этап преобладания континентальных условий, частой смены прогибаний и подъемов, сопровождающихся денудацией. Это привело к тому, что при высоких скоростях накопления отдельных пачек средняя за этап скорость седиментации оказалась сравнительно невысокой по сравнению с предыдущим этапом развития. К концу этапа отмечается существенное выравнивание рельефа.

Шестой этап (турон-палеогеновый) реализуется в условиях резкого подъема мирового уровня океана, характеризуется низкими, реже средними скоростями прогибания и накопления морских осадков.

Завершающий этап развития региона начался в конце палеогенового периода, характеризуется подъемом территории, интенсивным размывом накопившихся ранее осадков и активизацией роста структур.

По степени изменённости слагающих пород и тектоническим особенностям плиты в ее пределах выделяется три структурно-тектонических этажа: складчатый фундамент, промежуточный структурный этаж и платформенный чехол.

Складчатый фундамент имеет гетерогенное строение, разбит на блоки различной амплитуды и ориентировки, окончательно консолидировавшиеся в позднегерцинскую эпоху складчатости, и представляет собой гранитно-гнейсово-сланцевый цоколь архей-протерозойкембрийского возраста, формировавшийся в условиях повышенной тектонической активности. В эпоху позднепалеозойской - раннемезозойской активизации тектономагматических процессов фундамент был прорван дайками и силами субинтрузивных и гипабиссальных пород.

Промежуточный структурный этаж сложен породами позднепалеозойско-триасового возраста. Во вскрытых скважинами разрезах присутствуют, в основном, эффузивные породы основного и кислого состава. Формирование промежуточного структурного этажа происходило в менее интенсивных тектонических условиях. На породах промежуточного этажа с угловым несогласием залегают осадочные образования платформенного чехла, толщина которых в пределах исследуемой территории изменяется в интервале 3400-3600 м.

Платформенный чехол характеризуется относительно слабой дислоцированностью и слабой степенью метаморфизма пород. К отложениям этой части разреза приурочены основные скопления нефти и газа. Формирование платформенного чехла происходило в мезозойско-кайнозойское время в условиях длительного устойчивого прогибания фундамента.

Согласно нефтегазгеологическому районированию, площадь Широкого Приобья относится к Среднеобской нефтегазоносной области. В состав области входят три района – Сургутский, Вартовский и Ноябрьский.

Нефтеносность Имилорского месторождения является типовым для данной нефтегазоносной области. Практически все продуктивные горизонты месторождения широко распространены на всех месторождениях области. Имилорское месторождение включает залежи нефти пластов БС10-2, БС10-3, БС11, БС14–22, Ю1. В общем, по Среднеобской области нефти имеют плотность 0,854–0,901 г/см³. Содержание серы 0,8–0,9%. Все нефти высокопарафинистые (1,9–5,3%).

Анализ распределения фильтрационно-емкостных свойств позволил установить, что в пластах БС10-БС11 наиболее распространены коллекторы III-IV классов.

Второй раздел работы содержит описание методики выполнения исследований.

Критериями наличия нефтегазонасыщенных пластов-коллекторов в разрезе по результатам исследования методами обязательного комплекса ГТИ являются:

- аномальное увеличение газонасыщенности бурового раствора и Гх.пр. (в 2 и более раза больше фоновых значений) по газовому каротажу;
- резкое изменение механической скорости бурения в 1.5 и более раза в зависимости от типа разреза (терригенный или карбонатный);

- относительный состав газа, идентичный по составу газа для продуктивных пластов исследуемой площади;
- увеличение нефтебитумосодержания до 3 баллов;
- поглощение бурового раствора (объем V) или приток в скважину пластового флюида (дебит Q).

Люминисцентно-битуминологический анализ (ЛБА) позволяет уверенно выделять интервалы с повышенным содержанием в породе органического вещества и в комплексе с газовым каротажем судить о характере насыщения коллектора. При этом нефтенасыщенные коллекторы характеризуются ростом интенсивности люминесценции и изменением цвета люминесцирующего пятна.

При газовом каротаже в процессе бурения непрерывно измеряется суммарное содержание $\Gamma_{\text{сум}}$ углеводородных газов и периодически (с дискретностью равной времени одного цикла анализа на хроматографе) – компонентный состав УВГ, попавших в буровой раствор из разбуриваемых горных пород.

Оперативная интерпретация результатов газового каротажа в процессе бурения проводится в следующей последовательности.

По кривой $\Gamma_{\text{сум}}$ или покомпонентного анализа, регистрируемых непрерывно в функции времени, выделяются аномалийные участки (в 1,5 раза и более выше фоновых значений) и определяется природа газовых аномалий.

При наличии газовой аномалии, обусловленной поступлением газа из пласта для каждого метра, рассчитываются значения флюидных коэффициентов и определяется относительный состав газа.

Люминисцентно-битуминологический анализ основан на свойстве битумоидов при их облучении ультрафиолетовыми лучами испускать “холодное” свечение, интенсивность и цвет которого позволяют визуально оценить наличие и качественный состав битумоида в исследуемой породе.

Прямыми качественными признаками терригенного и карбонатного коллектора с межзерновым типом пористости являются:

1. Сужение диаметра ствола скважины, другими словами, наличие глинистой корки, отмечаемое на кавернограмме, $d_{\text{скв}} < d_{\text{ном}}$.
2. Характерные показания на диаграммах микрозондов, т.е. наличие положительного приращения.

Удельное электрическое сопротивление пласта-коллектора, снятое с диаграммы микропотенциал зонда ркмпз больше, чем удельное электрическое сопротивление по диаграмме микроградиент зонда ркмгз.: $\rho_{\text{кмпз}} > \rho_{\text{кмгз}}$.

При этом значения $\rho_{\text{к}}^{\text{мпз}}$ и $\rho_{\text{к}}^{\text{мгз}}$ не высокие: до 6 Ом*м в терригенных породах и до 10 Ом*м в карбонатных.

3. Наличие изменения удельного электрического сопротивления по радиусу скважины, устанавливаемое по данным разноглубинных установок электрического каротажа (например БК и МБК), путем сопоставления удельного сопротивления породы ($\rho_{\text{п}}^{\text{БК}} >$ или $< \rho_{\text{п}}^{\text{МБК}}$).

4. Минимальные значения разности потенциалов на кривой ПС.

В третьем разделе описываются результаты, полученные в ходе исследований.

В скважине №1 партией ГТИ пласт-коллектор БС11 был выделен на глубине 3096 метров. Исходя из графиков ГТИ, об этом свидетельствуют несколько основных параметров:

- Во время входа в продуктивный пласт на глубине 3092 метра механическая скорость бурения возросла с 40 до 60 м/ч.

- Зафиксировано снижение уровня БР в рабочих емкостях на глубине 3096 метров на 0,7 м³.

- Показания газового каротажа возросли с фоновых значений 0,1% по общему газу до 2%, с дальнейшим ростом газопоказаний.

- Отобранный шлам в ходе анализа был определен как серо-черные песчаники и серые алевриты, с процентным содержанием песчаника более 70%. Результаты ЛБА по данному пласту – 3 Ж МСБ.

Таким образом, все основные параметры, которые должны отвечать за однозначное утверждение вскрытия нефтенасыщенного пласта-коллектора, были подтверждены по результатам исследований ГТИ. В подтверждение этого имеется планшет с комплексом обязательных исследований ГИС (ГК, ПС, НКТ, ГГК, ИК, БКЗ), на котором данный интервал выделен как нефтенасыщенный пласт.

В скважине №2 по данным ГТИ было выделен продуктивный пласт-коллектор на глубине 2940 метров. Исходя из графиков ГТИ, об этом свидетельствуют несколько основных параметров:

- Зафиксировано снижение уровня БР в рабочих емкостях на глубине 2938 метров на 0,5 м³.

- Показания газового каротажа возросли с фоновых значений 0,1% по общему газу до 6%, с дальнейшим ростом газопоказаний.

- Отобранный шлам в ходе анализа был определен как серо-черные песчаники и серые алевролиты, с процентным содержанием песчаника более 60%. Результаты ЛБА по данному пласту – 3 ОЖ МСБ.

Таким образом, почти все основные параметры (некоторые отсутствуют в силу программных особенностей записи данных ГТИ), которые должны отвечать за однозначное утверждение вскрытия нефтенасыщенного пласта-коллектора, были подтверждены по результатам исследований ГТИ. В подтверждение этого имеется планшет с комплексом обязательных исследований ГИС (ГК, ПС, НКТ, ГГК, ИК, БКЗ), на котором данный интервал выделен как нефтенасыщенный пласт, а также проведена корреляция пластов БС10-11 между скважинами по комплексу ГИС.

Далее были окончательно выделены пласты коллекторы, глубины залегания их границ, а также мощности пластов-коллекторов. Также были рассчитаны $K_{гп}$, $K_{п}$ и $K_{нг}$ для обоих пластов БС10-11. Результаты расчетов по первой скважине для пласта БС10 $K_{гп}^{ГК} = 2,3\%$; $K_{гп}^{ПС} = 10\%$; $K_{п}^{αПС} = 15\%$; $K_{п}^{НКТ} = 14\%$; $K_{нг} = 42\%$. По первой скважине для пласта БС11 $K_{гп}^{ГК} = 2,1\%$; $K_{гп}^{ПС} = 7\%$; $K_{п}^{αПС} = 12\%$; $K_{п}^{НКТ} = 12\%$; $K_{нг} = 40\%$. Для второй скважины также были рассчитаны данные коэффициенты, для пласта БС10 $K_{гп}^{ГК} = 1,5\%$; $K_{гп}^{ПС} = 6\%$; $K_{п}^{αПС} = 16,6\%$; $K_{п}^{НКТ} = 15\%$; $K_{нг} = 43\%$. Для пласта БС11 $K_{гп}^{ГК} = 1,1\%$; $K_{гп}^{ПС} = 7\%$; $K_{п}^{αПС} = 16,1\%$; $K_{п}^{НКТ} = 13\%$; $K_{нг} = 36\%$.

Исходя из всех представленных выше данных, на малой по размеру исследуемой площади, одни и те же пласты-коллекторы имеют достаточно сильные различия, как по мощности, абсолютным отметкам и положению в пространстве, так и по своим петрофизическим свойствам, что подтверждает априорную информацию о сильной изменчивости коллекторских свойств и неоднородности залегания пластов-коллекторов.

Полученные результаты доказывают необходимость комплексного использования данных ГТИ и ГИС, с целью не только корректного выделения пластов-коллекторов, определения их мощностей и положения в пространстве, и, соответственно, уверенного утверждения о том, какой это пласт, но и определения литолого-петрофизических характеристик, так как из проделанной работы видно, что достаточно сильная неоднородность литолого-петрофизических свойств пластов БС10-11 по латерали и вертикали осложняет разведку и эксплуатацию месторождения им. Усольцева.

Заключение. Методы ГТИ являются прямыми методами изучения разрезов скважин при бурении и обладают максимальной оперативностью получения информации. Вместе с тем существует некоторая погрешность привязки отобранных проб шлама и бурового раствора к глубине. Помимо этого, зачастую на информативности ГТИ негативно сказываются введение добавок в буровой раствор, как для ликвидации поглощения, так и для снижения трения.

Методы ГИС являются косвенными методами получения информации. Большое влияние на получаемые результаты оказывают скважинные условия проведения измерений, временной интервал, прошедший с момента вскрытия отложений, и обоснованность используемых петрофизических зависимостей.

Таким образом, наиболее эффективный подход к бурению скважин основывается на комплексировании методов ГТИ и ГИС.

В настоящей работе на конкретных примерах показана эффективность совместного использования методов ГТИ и ГИС.

Выполненные исследования по изучению продуктивного пласта-коллектора, который был выделен в представленной работе на территории Усольского месторождения, а также изучен методами ГТИ – методом механического каротажа, газового каротажа, а также при помощи анализа шлама и керна, в свою очередь дали возможность получить более ясную, точную и достоверную информацию о положении пласта в разрезе и подтвердили эффективность ГТИ для оперативного выделения пластов-коллекторов.

Дальнейшее комплексирование с методами ГИС показало правильность выделения пласта-коллектора, и, что немаловажно, уточняет и дополняет полученные данные. Как видно из всех представленных ранее данных, даже на таком малом участке, как исследуемая территория, одни и те же пласты-коллекторы могут иметь достаточно сильные различия, как по мощности, абсолютным отметкам и положению в пространстве, так и по своим петрофизическим свойствам, что подтверждает информацию о сильной изменчивости коллекторских свойств и неоднородности залегания пластов-коллекторов.

Это в очередной раз доказывает необходимость комплексного использования данных ГТИ и ГИС, с целью не только корректного выделения пластов, определения их мощностей и положения в пространстве,

и, соответственно, однозначного утверждения о том, какой это пласт, но и определения литолого-петрофизических характеристик, так как из проделанной работы видно, что достаточно сильная неоднородность литолого-петрофизических свойств осложняет разведку и эксплуатацию данного месторождения.