

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

Кафедра геофизики

**Изучение перспективных на нефть и газ интервалов разреза
по данным ГТИ (на примере Верхнесалымского месторождения скважины
S-2)**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 501 группы
направление 05.03.01 геология
геологического ф-та
Солуянова Юрия Вячеславовича

Научный руководитель

Д. г.-м.н., профессор

подпись, дата

С.И. Михеев

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2019

Введение. Бакалаврская работа посвящена проблеме использования данных ГТИ при изучении перспективных на нефть и газ интервалов разреза. Данная проблема имеет большое практическое значение, так как эффективное ее решение позволяет значительно сократить материальные затраты на выявление новых месторождений углеводородного сырья, повысить надежность подготовки структур к глубокому бурению, сосредоточить поисково-разведочные работы на наиболее важных направлениях.

Геолого-технологические исследования являются основой для принятия решений при проводке стволов скважин. Большое практическое значение имеет также количественная оценка продуктивности коллектора непосредственно в процессе бурения, основанная, в том числе, и на результатах газового каротажа.

Целью выпускной квалификационной работы стало изучение перспективных интервалов разреза на нефть и газ по данным ГТИ, на примере Верхнесалымского месторождения скважины S-2. Достижение данной цели базировалось на постановке и решении следующих задач:

- изучить тектоническое строение и литологические характеристики геологического разреза Верхнесалымского месторождения;
- охарактеризовать коллекторские свойства продуктивных песчаников ачимовской толщи;
- описать техническое обеспечение ГТИ применяемой на скважинах Верхнесалымского месторождения;
- освоить методику выделения перспективных интервалов на нефть и газ на основе данных комплекса геолого-геохимических исследований, таких как отбор и литологическое макроописание шлама и керна, литолого-стратиграфическое расчленение разреза, газовый картаж, ТВД, ЛБА;
- произвести выделение перспективных интервалов на нефть и газ вскрытых интервалов разреза на основе комплексной оценки результатов литологического исследования шлама и бурового раствора, газового каротажа, ТВД раствора, ТВД шлама, ЛБА.

Материал для написания выпускной квалификационной работы был

собиран в ходе прохождения второй производственной практики в ООО «Петросервис-ГЕО», где автор работал на должности геофизика партии ГТИ 2й категории на период с 1 сентября по 14 сентября 2018 года.

Представленные в ВКР материалы получены с моим личным участием при проведении ГТИ на скважине. В обработке и интерпретации по объективным причинам принять участие не удалось. По этой причине акцентированное внимание в ВКР уделено работе на скважине которую я продолжаю по настоящее время.

Выпускная бакалаврская работа состоит из введения, трех разделов, заключения, списка используемой литературы, включающего 13 источников. Работа изложена на 73 стр., содержит 4 таблицы и 6 рисунков.

Автор выражает благодарность сотрудникам ООО «Петросервис-ГЕО» за предоставление материала для написания выпускной квалификационной работы.

Основное содержание работы. Раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика района работ», содержит сведения об изученности территории работ, литолого-стратиграфической характеристике разреза, тектоническом строении и нефтегазоносности.

В административном отношении Верхнесалымское месторождение расположено в Нефтеюганском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в ~150км от г. Нефтеюганска.

В тектоническом плане рассматриваемая территория находится в южной части Салымского поднятия (структура I порядка), расположенного к западу от крупнейших Сургутского и Нижневартовского сводов. На западе и юго-западе поднятие ограничено Ханты-Мансийской впадиной.

Геологический разрез Верхнесалымского месторождения представлен мощной (более 3000м) толщей мезо-кайнозойского осадочного чехла, перекрывающих вулканические образования перми и триаса. Разрез осадочного чехла в целом является типичным для Среднего Приобья и включает отложения юрского, мелового, палеогенового и четвертичного возрастов.

На Верхнесалымском месторождении максимальная глубина вскрытия осадочного чехла достигнута в скв. 282 и составляет 3068 м. В составе разреза преобладают терригенные отложения: глины, песчаники, алевролиты, аргиллиты.

В разрезе Верхнесалымского месторождения выделяется Черкашинская свита (готерив-барремский ярусы) сложена чередованием аргиллитов, алевролитов и углей. Серые песчаные и алевролитовые образования, мощностью от 2 до 18 м, представляют собой глинистые и слюдяные породы, преимущественно с мелкозернистой текстурой. По данным ГИС эти песчаники имеют сложное строение. На отдельных участках наблюдается укрупнение зерен. Вверх по разрезу встречается уменьшение зернистости. Эти песчаники интерпретируются как горизонты АС4-12. На площади месторождения пласты АС10, АС11.2 и АС11.3 являются промышленно нефтеносными.

Породы черкашинской свиты образовались в морских условиях, которые постепенно сменялись речными. Осадки заполняли бухты и заливы, а затем наступил период континентального отложения осадков в условиях размывания дельтовой равнины. Различные условия осадконакопления подтверждаются фауной и флорой. Судя по тому, что в породах обнаружены *Inoceramus* (двустворчатые моллюски), например, в скв. 274 и 290, ихтиодетрит (чешуя рыб, позвонки), морские водоросли *Prasinophyta*, можно сделать вывод о том, что осадконакопление происходило в морской обстановке.

Продуктивные интервалы разреза на Верхнесалымской структуре, как правило, отличаются выдержанностью, без видимых следов тектонических нарушений, и достаточно надежной изолированностью в кровельных частях природного резервуара. Продуктивная часть разреза Верхнесалымского месторождения ограничивается нижнемеловыми отложениями. В процессе поисково-разведочного бурения выявлены залежи нефти в пластах АС10, АС11.2, АС11.3 и ачимовской толще.

С целью правильной корреляции пластов ачимовской толщи была выбрана достаточно выдержанная глинистая пачка, залегающая над пластом

БС8, в качестве реперов для пластов группы АС использовалась пимская пачка глин, находящаяся в основании горизонта АС11, а также аргиллитоподобные глины толщиной до 12м, залегающие над горизонтом АС10. Глинистые разделы между пластами АС10 и АС11.2, АС11.2 и АС11.3 выделяются по ГИС однозначно, толщина их, как правило, составляет 2 – 10м.

Пласт АС11.2 является основным по запасам нефти Верхнесалымского месторождения, на его долю приходится 75% утвержденных ГКЗ извлекаемых запасов.

Раздел 2 «Техника и методика геолого-технологических исследований», содержит данные о технике и методике геолого-технологических исследований, посвящен техническому обеспечению геолого-технологических исследований, методике газового каротажа в процессе бурения и его интерпретации, системе газового каротажа по буровому раствору, шламу и керну.

Для проведения геолого-технологических исследований (ГТИ) на скважину установлена компьютеризированная станция с автоматизированным хроматографическим газоанализатором «Геопласт-04м», и комплектом датчиков для регистрации технологических параметров.

Под газоаналитическим каналом, в данном случае, понимается вся цепочка, регистрирующая газонасыщенность промывочной жидкости: дегазатор – газовоздушная линия – хроматограф «Геопласт – 04М» - регистрирующая система - «DTCIS».

Основной задачей оперативных геологических исследований является выделение нефтегазоносных пластов в разрезе бурящейся скважины. Технология выделения нефтегазоносных пластов в процессе бурения предусматривает три основных этапа: первый – литологостратиграфическое расчленение разреза в процессе бурения скважины, второй - выделение пласта-коллектора и третий - оценка характера насыщения коллектора.

На первом этапе, непосредственно в процессе бурения скважины, строится литологическая колонка с выделением пластов – реперов и стратиграфических границ разновозрастных пород. Здесь очень важно

своевременно определить момент вскрытия кровли коллектора для того, чтобы обеспечить качественное первичное вскрытие пласта и, при необходимости, своевременно провести отбор керна.

На втором этапе работ проводится выделение в разрезе бурящейся скважины пласта-коллектора с оценкой фильтрационно-емкостных свойств пород. Признаками вскрытия пласта-коллектора по результатам проб бурового шлама и керна являются: изменение литологического и минерального состава пород, увеличение открытой пористости, наличие трещиноватости и кавернозности пород.

После выделения пласта-коллектора очень важной задачей является определение характера его насыщения.

Литологические исследования шлама и керна. Изучение формы и распределение частиц, образующих пробы шлама, проводится для выделения в пробе основной и обвальской породы, литологического расчленения разреза и выделения зон аномально высоких пластовых давлений.

Перед проведением фракционного анализа из пробы шлама отделяют по визуальным признакам частицы обвальской породы, представленной обычно шламками размером более 7 мм, имеющими неправильную остроугольную форму.

После отделения из шлама обвальской породы тщательно отмывают частицы породы от ПЖ и выделяют основную породу и литологические разности (если они присутствуют).

Затем проводят фракционный анализ шлама основной породы, используя сита с диаметром отверстий 2, 3, 5, 7мм. |

После выделения основной породы и проведения фракционного анализа составляется предварительное литологическое описание. Шлам исследуется с применением бинокулярного стереоскопического микроскопа типа МБС.

Керн исследуется с помощью лупы с 6-12-кратным увеличением; поднятый и уложенный в специальные ящики, подвергается непосредственно на буровой визуальному просмотру и описанию, в котором отражается

последовательность его извлечения - по интервалам отбора сверху вниз, дается краткая литологическая характеристика породы, указываются мощности отдельных слоев и характер их залегания (согласное, несогласное, углы наклона и др.).

Газовый каротаж основан на изучении количества и состава газа, попавшего в буровой раствор из разбуриваемых или вскрытых скважиной пластов, содержащих углеводородные газы. Газовый каротаж используется для выделения нефтегазосодержащих пластов, выделения зон АВПД, предупреждения выбросов нефти и газа. При газовом каротаже в процессе бурения непрерывно измеряется суммарное содержание $G_{\text{сум}}$ углеводородных газов и периодически (с дискретностью равной времени одного цикла анализа на хроматографе) – компонентный состав УВГ, попавших в буровой раствор из разбуриваемых горных пород. При проведении газового каротажа обязательна калибровка желобных дегазаторов путем проведения дегазации проб бурового раствора. Пробы отбираются непосредственно перед дегазатором. Момент отбора пробы фиксируется на хроматографе с учетом времени прохождения газа от дегазатора к хроматографу.

Термовакuumная дегазация шлама и керна. Извлечение газа из горных пород носит название десорбции (дегазации) и проводится с помощью дегазационных приборов — дегазаторов или термовакuumных приборов. Извлечение газа из керна и шлама производится различными методами дегазации, наиболее информативным способом (значительный спектр извлекаемых углеводородов, отсутствие новообразований УВГ), простым в реализации и с довольно хорошим процентом извлечения газа из пород является способ термовакuumной дегазации. При термовакuumной дегазации создается вакуум и осуществляется небольшой нагрев образца до 65—75°C. Спектр извлекаемых углеводородов при этом способе выше, нежели при вакуумной дегазации. Степень извлечения углеводородов из образца пород зависит от многих факторов, в том числе литологического состава пород, и в среднем составляет 10—15%. Способ наиболее эффективен (коэффициент

извлечения до 60—90%) при извлечении углеводородного газа из пород, характеризующихся хорошей проницаемостью и невысокой концентрацией рассеянного органического вещества.

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 в исследуемой породе. Обнаружение, первичная диагностика и выяснение характера распределения в горной породе включают: - визуальный просмотр шлама (керн) на присутствие битумоидов; - капельно-люминесцентный анализ для определения качественного состава и количественного содержания битумоидов в шламе (керне). Для визуального просмотра из пробы шлама отбираются сухие частицы основной породы, не загрязненные буровым раствором, и просматриваются под люминесцентным осветителем. Присутствие битумоидов обнаруживается по свечению углеводородов, находящихся в порах и трещинах горных пород, вызванному облучением ультрафиолетовыми лучами. При добавках в буровой раствор нефти или других люминесцирующих веществ частицы шлама или кусочки керн разламываются и просматриваются в свежем изломе под люминесцентным осветителем при 7-10-кратном увеличении. При визуальном просмотре отмечаются цвет, размер и интенсивность люминесценции битуминозных веществ, а также взаимное расположение битуминозных компонентов между собой. Цвета люминесценции, наблюдаемые при визуальном просмотре, обычно отличаются меньшим разнообразием (голубые, синие, беловато-голубые, беловато-желтые), чем при проведении капельно-люминесцентного анализа.

Раздел 3 «Результаты геолого-геохимических исследований», содержит результаты геолого-геохимических исследований, посвящен описанию объема выполненных геолого-геохимических исследований, определения характера насыщения по данным газового каротажа, сопоставления результатов ГТИ с данными ГИС.

Результаты ТВД раствора, для проведения ТВД раствора в интервале повышенных газопоказаний было отобрано несколько проб, однако из проб верхней части резервуара газ из проб не был извлечен из-за сильной сорбции газоздушной смеси буровым раствором. В итоге диаграмма 1 РАГ построена на основе газопоказаний всего одной глубины, что в некоторых случаях является недостаточно информативной основой для выделения перспективных интервалов.

Измерения газосодержания шлама методом ТВД проводилось с кровли Алымских глин и до забоя. В интервале отбора керна вынос шлама был настолько незначительным, что проводить измерение было невозможно. По представленным результатам ТВД, газосодержание в отобранных образцах по своему количественному и компонентному составу приближен к фоновому, что в дальнейшем дает нам возможность сосредоточить внимание на более перспективных интервалах.

Результаты ЛБА керна, отбор образцов для проведения ЛБА производился с шагом 1м. Размер образцов керна очень маленький (от 1 до 5см в диаметре и 0,5см толщиной), что в условиях отсутствия герметичности могло привести к испарению части углеводородов и, соответственно, уменьшению значений содержания нефти в породе.

При сопоставлении значений глубин по ГИС и мере инструмента, выявлено расхождение по глубинам на два метра. При подготовке интерпретационного планшета, глубины газового каротажа и результаты исследований керна были привязаны к глубинам по ГИС.

При использовании интерпретации данных ЛБА была использована типовая таблица «Классификации битумоидов по люминисцентной характеристике капиллярных вытяжек». Анализируя результаты ЛБА керна и интерпретации газового каротажа такие как цвет люминесценции капиллярных вытяжек и повышение газовых аномалий относительно фоновых показаний говорят нам о схожем характере насыщения – нефть, газ, и подтверждены по данным ГИС продуктивные пласты-коллекторы выделенные по данным ГТИ.

Выделение перспективных интервалов на нефть и газ производилась по данным хроматографического анализа газовой смеси, полученной после непрерывной дегазации бурового раствора, эпизодической полной дегазации проб бурового раствора методом ТВД, люминесцентного анализа образцов шлама и керн капельно-хроматографическим методом непосредственно на буровой, количественного люминесцентного анализа образцов керн.

Заключение. В соответствии с целью и задачами выпускной квалификационной работы были собраны, обобщены и проанализированы данные газового каротажа, комплекса геолого-геохимических исследований, включающий в себя отбор и литологическое макроописание шлама, литолого-стратиграфическое расчленение разреза, глубокую термовакуумную дегазацию (ТВД) проб шлама и бурового раствора, люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА) проб шлама и керн.

В ходе выполненных исследований в разрезе ачимовской толщи по данным ГТИ выделено 6 перспективных с позиций нетегазоносности интервалов разреза. Результаты интерпретации данных газового каротажа по интервалам приуроченным к ачимовским отложениям сравнивались с данными ГИС. Сравнение показало наличие тесной корреляционной связи данных ГИС и результатов газового каротажа. Обобщение данных ГТИ в комплексе с данными ГИС позволяет сделать следующие выводы о строении изученной части разреза:

интервал 2216 – 2220,4м – нефтенасыщенный пласт с низким коэффициентом нефтенасыщения ($K_{нг}$ около 30 %), плотность нефти – 36 АРІ;

интервал 2220,4 – 2221м – нефтеводонасыщенный пласт;

интервал 2221 – 2224м – плотный пласт (не коллектор);

интервал 2224 – 2226м – нефтеводонасыщенный пласт, газовый фактор менее 5 м³/м³;

интервал 2226-2229м – водонасыщенный пласт с повышенным содержанием растворенного в воде газа.

В завершение ВКР вновь отмечено, что все представленные в ней материалы получены личным участием автора при проведении ГТИ на скважине. В обработке и интерпретации принять участие не удалось. По этой причине акцентированное внимание в ВКР мною уделено работе на скважине, которую я продолжаю по настоящее время.

Автор надеется, что широкое внедрение в практику технологии выделения перспективных интервалов на нефть и газ по данным ГТИ, дальнейшее совершенствование методологических основ этого анализа будут способствовать существенному повышению эффективности геологоразведочных работ при поисках и разведке залежей углеводородов.