

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

Кафедра геофизики

**Литологическое расчленение разреза по данным газового каротажа
на примере Уренгойской площади
АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ**

Студента 4 курса 431 группы
направление 21.03.01 нефтегазовое дело
профиль « геолого-геофизический сервис нефтегазовых скважин »
геологического ф-та
Аль-Шамса Хасана Али Хаммади

Научный руководитель

К. г.-м.н., доцент

Е.Н. Волкова
подпись, дата

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2022

Введение. Геолого-технологические исследования (ГТИ) являются составной частью геофизических исследований нефтяных и газовых скважин и предназначены для осуществления контроля за состоянием скважины на всех ее этапах строительства и ввода в эксплуатацию с целью изучения геологического разреза, достижения высоких технико-экономических показателей. ГТИ проводятся непосредственно в процессе бурения скважины, решают комплекс геологических и технологических задач, направленных на оперативное выделение в разрезе бурящейся скважины перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения, оптимизацию отбора керна, обеспечение безаварийной проводки скважин и оптимизацию режима бурения.

Цель работы в исследовании эффективности газового каротажа для литологического расчленения на примере Уренгойского месторождения Западной Сибири.

Для достижения цели были поставлены **задачи:**

- изучения особенностей тектонического и литолого-стратиграфического строения разреза территории месторождения и его нефтегазоносность;

- освоения теоретических аспектов структуры станции геолого-технологических исследований, ее датчиков и систем сбора информации для работы станции ГТИ

- изучения теоретической основы и методики газового каротажа,

- изучения методики оценки предварительного характера насыщения пластов в рамках этапов обработки и интерпретации данных ГТИ.

Данная работа состоит из введения, 3 разделов (1 Геолого - геофизическая характеристика района работ , 2 Методика работ , 3

Результаты работ) заключения и список использованных источников.

Основное содержание работы 1. Геолого-геофизическая характеристика. Уренгойский нефтегазоносный район является одним из крупных и наиболее изученных регионов указанной нефтегазоносной области.

Возрастной диапазон нефтегазоносности мезозойского разреза достаточно широк, промышленные скопления углеводородов обнаружены в отложениях от сеномана до средней юры включительно.

Имеющиеся геолого-геофизические материалы по Едэйской площади и соседним месторождениям (Ен-Яхинское, Уренгойское, Песцовое, Северо-Самбургское) дают возможность для выделения в разрезе ряда нефтегазоносных комплексов, отличающихся глубиной залегания, характером распределения ластовых давлений, соотношением залежей в разрезе, генезисом залежей, характером насыщения и наличием выдержанных флюидоупоров, разделяющих выделенные комплексы.

На большей части Западно-Сибирской низменности наблюдаются чередующиеся прослой серо-цветных песчаников, алевролитов и аргиллитов с очень мелкими маломощными прослойками углей и конгломератов.

Нижняя подсвета, установлена только в наиболее погруженных частях центра и севера Западно-Сибирской равнины, представлена тремя пачками.

Нижняя пачка — полимиктовые, грубозернистые песчаники светло-серые с существенной примесью грубообломочного материала и растительным детритом, прослоями темно-серых аргиллитов.

Средняя пачка – аргиллиты зеленовато-серые и буровато-серые с подчиненными прослоями темно серых песчаников и алевролитов, слюдястые с растительным детритом.

Верхняя пачка – преимущественно песчаники, конгломераты и гравелиты с подчиненными прослоями аргиллитов и алевролитов.

Средняя подсвита распространена более широко. Преимущественно аргиллиты с прослоями алевролитов и песчаников.

Верхняя подсвита распространена широко. Чередующиеся прослой аргиллитов, алевролитов и песчаников, прослойки и линзочки бурых углей с обильным детритом, погребенным почвами и трещинами усыхания.

Тюменская свита залегает несогласно на юрских образованиях, перекрывается трансгрессивно морскими или лагунными отложениями верхней юры или неокома.

Абалакская свита – она трансгрессивно залегает на до юрских породах или отложения Тюменской свиты, перекрывается согласно битуминозными глинами тутлеймской и баженовской свиты. Повсеместно расчленяется на нижнюю или отложениях Тюменской свиты, а перекрывается согласно битуминозными глинами тутлеймской и баженовой свиты. Повсеместно расчленяется на нижнюю и верхнюю подсвиты — в схеме 1967-пачки.

Западный тип разреза характеризуется значительным снижением степени битуминозности нижней части разреза. Разделяется на три пачки. Нижняя пачка –чередующиеся прослой темно-серых и буровато-черных битуминозных, массивных, листовых аргиллитов с обильными рыбными остатками, рострами белемнитов, давленными раковинами бухий и аммонитов. Мощность 30-60 м.

Средняя пачка – буровато-черные, битуминозные, листовые аргиллиты с рыбными остатками, раковинами аммонитов, бухий и белемнитов.

Верхняя по составу и стратиграфическому объему идентична верхней пачке.

По степени битуминозности отложений различаются восточный и западный тип разрезов. Темно-серые аргиллиты с многочисленными линзами Глинистых сидеритов. Мощность до 40 м. Входит в состав алясовской свиты, где обособляется в её нижней части.

В основании аптского яруса на породах леушинской залегают аргиллиты, называемые «кошайской пачкой». Выделяются по группе Шаимских месторождений.

Викуловская свита – она представлена серыми, светло-серыми, плотными алевролитами с подчиненными прослоями серых, плотных алевроитовых аргиллитов. Встречаются маломощные прослой серого известняка крепкого, Глинистого. К верхней части разреза приурочены прослой серого, т. серого песчаника, мелко-среднезернистого. Мощность 130-160 м.

Уватская свита - представлена алевролитами светло-серыми, рыхлыми, мучнистыми местами, слабоглинистыми с прослойками аргилитоподобной известняка в верхней части. Мощность 170-190 м.

Кузнецовская свита - сложена серыми, зеленовато-серыми, плотными алевроитовыми глинами с пиритизированными растительными остатками. Мощность 23-32 м.

В настоящее время изученность глубоким бурением указанного комплекса в пределах Уренгойского нефтегазоносного района уступает вышезалегающим комплексам в связи со сложностью геологического строения, проявляющегося, прежде всего, в зональном развитии проницаемых пластов, залегающих на больших глубинах, наличием АВПДи высокими температурами.

Комплекс представлен преимущественно континентальными отложениями береговой, ягельной, котухтинской и Тюменской свит. Образования комплекса характеризуются большой литологической изменчивостью, как по площади, так и по разрезу, породы-коллекторы обладают весьма низкими фильтрационно-емкостными свойствами.

Установленные залежи углеводородов приурочены к верхней части Тюменской свиты, где выделяется почти повсеместно горизонт ЮГ2 и ряд нижезалегающих менее выдержанных песчаных пластов (ЮГ3), сходных с ним по геологическому строению и условиям нефтегазонакопления,

характеризуются аномально высоким пластовым давлением с коэффициентом аномальности до 1.9.

В пласте ЮГ3 открыта залежь нефти на Уренгойском месторождении. Залежь литологическая, расположена на западном склоне Уренгойского вала в районе седловины между Центрально-Уренгойским и Северо-Уренгойским куполовидными поднятиями. Дебиты нефти от 6.6м³/сут до 35.3м³ /сут. Эффективная нефтенасыщенная толщина 9.4-25.0м, пористость - 14%.

Промышленная нефтегазоносность пласта ЮГ2 на Уренгойском месторождении доказана в пределах Центрально-Уренгойского и Уренгойского поднятий. Пласт состоит из трех разобщенных линзовидных тел, каждый из которых содержит самостоятельную залежь. Залежи приурочены к сводовой части поднятий.

Нефтегазоносность ачимовской толщи установлена на Уренгойском, Самбургском, Северо-Самбургском, Непонятном месторождениях. На Уренгойском месторождении в разрезе ачимовской толщи выделяются четыре линзы, содержащие промышленные залежи углеводородов. Наиболее крупным резервуаром, содержащим основной объем запасов углеводородов является пласт Ач3-4, имеющий размеры 100 x 28 км и достигающий максимальной толщины порядка 50 м.

По данным керн из скважин Уренгойского месторождения разрез ачимовской толщи представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники мелко- и среднезернистые, косослоистые, иногда массивные, сильно слюдистые (особенно на границе раздела слоев), крепко сцементированные, с остатками растительного детрита.

На Самбургском, Непонятном, Северо-Самбургском месторождениях, расположенных юго-восточнее и восточнее площади проектируемых работ, в отложениях ачимовской толщи открыты залежи нефти. На Северо-Уренгойском месторождении, расположенном северо-восточнее района работ, в скважине No436 из ачимовской толщи получен приток нефти с водой.

На Ен-Яхинском месторождении, выявлены залежи УВ в пластах

БУ81-2, БУ83-БУ9, БУ102, БУ121.

На Причейском месторождении, открыта залежь газоконденсата в пласте БУ13. Залежь связана с небольшим малоамплитудным поднятием, осложняющим северную часть Уренгойского мегавала.

На Северо-Уренгойском месторождении в отложениях подкомплекса содержатся наиболее крупные по размерам и величине запасов залежи в пластах БУ81-2, БУ10, БУ111, БУ121. Залежи газоконденсатные, и нефтяными оторочками.

Сеноманская продуктивная толща характеризуется значительной неоднородностью. Наиболее распространены в разрезе мелкозернистые песчаники (пески) и алевролиты (алевроиты). Для песчано-алевролитовых пород характерна слабая сцементированность. Песчаники и крупнозернистые алевролиты с каолиновым цементом обладают хорошими коллекторскими свойствами (открытая пористость 27-38%, проницаемость более 1000 мд). Толщины коллекторов в разрезах скважин варьируют в широких пределах от 0.4м до 10-40 м. Прослой глинистых и карбонатных (плотных) пород, исключенных из эффективных толщин, изменяются от 0.4 м до 5-8 м.

Процент пород-коллекторов в разрезах скважин изменяется от 59.4% до 100%. В среднем доля коллекторов в разрезах скважин составляет 81.4%.

В разделе методика работ рассматриваются задачи и комплексы ГТИ, структура станции ГТИ- контроля , методика газового каротажа и методы определения момента вскрытия пластов, предварительная оценка характера их насыщения и особенности обработки и интерпретации данных ГТИ

В разделе результаты выполнения геологических исследований

приведено литолого-стратиграфическое расчленение разреза, вскрытого в процессе бурения скважины, проведено на основе геохимического анализа шлама. Из-за отсутствия каких-либо корреляционных и привязочных материалов, выделение свит проведено с

долей условности, в основном, опираясь на проектные данные и каротажные диаграммы.

Результаты работ представлены в виде: геолого-геохимического разреза в интервале: 3000-3450,54м. (450,54м.), в масштабе-1:500 .

Отбор шлама проводился с интервалом в 10 м.Пробы подвергались фракционному анализу, макро- и микроописанию и определению удельного газонасыщения (раствора). Также проводилось определение карбонатности пород, определение коэффициента пористости глинистых образцов, люминисцентно-битуминологическое насыщение пород.

Во время бурения под эксплуатационную колонну проводилось литолого-стратиграфическое расчленение разреза с выделением пластов коллекторов и выявлением реперных горизонтов.

В интервале: 3000-3450,5м. вскрыты отложения Сортымской свиты, представленные «Берриас—Валанжин» (K1b-v). Отложения по данным исследования образцов шлама, представлены, аргиллитами темно-серыми до черных, зеленовато-серыми, бурыми, средней крепости, плотными, углистыми, рассеянно слюдистыми. Песчаниками кварцевыми, кварц полевошпатовыми, кварц-глауконитовыми, на глинистом, карбонатно-глинистом, глинисто-карбонатном цементе порово-базального, базально-порового типа, с включениями углистого детрита и слюдистого материала.

Анализируя графики планшета, очевидно, что максимальные газопоказания связаны с пластами песчаников в интервалах: 3025-3030; 3118-3127; 3212-3215, 3410-3415. Газопоказания по данным частичной дегазации раствора составили от C_1 -10,0067%абс., по сумме: C_1+C_5 - 0,0769%абс., и относительном покомпонентном (87,26; 4,55; 2,73; 3,64; 1,82;), до C_1 -0,95132%абс., по сумме: C_1+C_5 -1,06964%абс., и относительном покомпонентном (88,94; 5,77; 4,05; 1,23; 0,01); ДМК изменяется: от 4,5 мин/м (по песчаникам) до 32,1 мин/м. (по аргиллитам).

Далее для определения характера насыщения пластов мы воспользовались классической методикой прогнозной оценки характера

насыщения к которой относится методика палеток раздельного анализа газа (РАГ).

Интерпретация газокаротажных диаграмм заключалась в следующем: В интервале перспективного участка с диаграммы газового каротажа сняли значения содержания каждого углеводородного компонента. Далее значения относительных, покомпонентных газопоказаний для всех компонент C_1 C_2 C_3 C_4 C_5 нанесли на бланк палетки РАГ,

Нанесенные на бланк палетки точки соединили линией, форма которой отображает соотношение содержаний отдельных углеводородных компонентов пластов 1-4. В соответствии с методикой совместили фактические кривые с эталонными зонами по палетке РАГ. В зависимости от совпадения фактических кривых с эталонными зонами были сделаны выводы о характере насыщения коллектора.

По результатам анализа относительного процентного содержания газов сделано было предварительное заключение о характере насыщения пластов. На рисунках отражены графики для интервалов 3025-3030; 3118-3127; 3212-3215. Анализируя зоны газовых составляющих, можно сделать вывод, что в этих пластах основной флюид – нефть

Заключение В результате изучения материалов Уренгойское месторождение Западной Сибири была обоснована необходимость проведения ГТИ и эффективности газового каротажа для литологического расчленения разреза. Для достижения поставленной цели были изучены особенности тектонического и литолого-стратиграфического строения разреза скважины, а также нефтегазоносность территории. В методической части рассмотрены

задачи и комплексы станции контроля ГТИ, охарактеризована система сбора, регистрации и обработки информации станции ГТИ, представлены датчики станции. Коротко проанализированы методы определения вскрытия пластов и методики оценки предварительного характера насыщения пластов в рамках вопросов обработка и интерпретация

данных ГТИ .Представлена теоретическая основа методики газового каротажа,

На примере разведочной скважины Р-296, которая находится на Уренгойском месторождении, непосредственно в процессе бурения геолого-технологические исследования дали обширную гамму параметров, содержащую геологическую информацию о разбуриваемых породах и о физико-химических процессах, характеризующих процесс бурения.

Отбор шлама проводился с интервалом в 10 м. Пробы подвергались фракционному анализу, макро- и микроописанию и определению удельного газонасыщения раствора. Также проводилось определение карбонатности пород, определение коэффициента пористости глинистых образцов, люминисцентно-битуминологическое насыщение пород.

Используя полученную информацию, решился целый ряд задач геологического характера. Изучив в процессе бурения, геологическое строение разреза скважины, по оперативным результатам выполняемых работ, выявлены продуктивные интервалы, насыщенные углеводородами.

В итоге выполнено литологическое расчленение разреза на основе сопоставления получаемой в процессе бурения геолого-геохимической информации, а по результатам анализа относительного процентного содержания газов сделано предварительное заключение о характере насыщения пластов.