

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

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

Кафедра геофизики

**«Определение характера насыщения и положения МФК по комплексу
ГИС в скважине №1395 Лянторского месторождения»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студента 4 курса 403 группы очной формы обучения
геологического факультета
направление 05.03.01 «Геология»
профиль «Нефтегазовая геофизика»
Кропельницкого Максима Константиновича

Научный руководитель

к.г.-м.н., доцент

подпись, дата

М.В. Калининкова

Зав. кафедрой

к.г.-м.н., доцент

Е.Н. Волкова

Саратов 2023

Введение. Большинство месторождений России, обеспечивающих основную часть добычи нефти, находятся на поздней стадии разработки, характеризующейся обводненностью продукции на 80 % и более. В Западной Сибири начальные геологические запасы нефти по крупнейшим месторождениям Самотлорское - 6,7 млрд т, Приобское - 2,0 млрд т, Федоровское - 1,8 млрд т, Мамонтовское - 1,3 млрд т, Лянторское - 2,0 млрд т. Исследуемое в работе Лянторское месторождение находится в эксплуатации более 30-40 лет. За это время из них добыты миллиарды тонн нефти. В то же время, ввиду несовершенства ранее применяемых технологий нефтедобычи, отсутствия необходимого объема геофизической и геолого-промысловой информации из-за ограниченного применяемого комплекса геофизического исследования скважин (ГИС) при бурении и контроле за разработкой, в недрах осталось значительное количество нефти.

В результате, оценка текущей насыщенности пласта в условиях низкой и переменной минерализации пластовых и нагнетаемых вод, что является типичной картиной для нефтяных месторождений в Западной Сибири, по данным электрических методов ГИС является трудной задачей. Это объясняется низким содержанием в воде солей, необходимых для определения коэффициентов газо-нефтенасыщенности ($K_{нг}$) по удельному электрическому сопротивлению. Низкая минерализация пластовых вод является ограничением и для эффективного применения интегральных методов импульсного нейтронного каротажа. Опыт проведения геофизических исследований по определению текущей газо-нефтенасыщенности на Лянторском месторождении показал, что в настоящее время наиболее эффективными является методами решающими данную задачу являются комплекс методов нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (ННК-Т) и углеродного-кислородного каротажа (С\О каротажа).

Цель данной работы состоит в оценке характера насыщения и определения положения межфлюидных контактов (МФК) в скважине № 1395 Лянторского месторождения по комплексу признаков.

Данная цель предполагает решение следующих задач:

- дать геолого-геофизическую характеристику Лянторского месторождения;
- охарактеризовать методы электрического и радиоактивного каротажа, применяемые на Лянторском месторождении (самопроизвольная поляризация, боковой каротаж, гамма-каротаж, нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам);
- изучить теоретические основы и принципы интерпретации данных углеродного-кислородного каротажа (С\О каротажа);

- выделить пласт – коллектор по комплексу ГИС выполненному в открытом стволе скважины №1395 Лянторского месторождения;

- провести интерпретацию методов ГИС- каротажа по определению характера насыщения и оценке местоположения ГНК и ВНК в скв. №1395 Лянторского месторождения.

В настоящей выпускной квалификационной работе было написано три раздела:

- 1 Геолого-геофизическая характеристика территории исследования;
- 2 Методика исследования;
- 3 Результаты исследования.

Основное содержание работы.

Первый раздел «Геолого-геофизическая характеристика территории исследования».

Лянторское месторождение расположено в Сургутском районе Тюменской области. Его протяженность с севера на юг 69,5 км, с запада на восток 27 км. Климат района характеризуется суровой продолжительной

зимой, сравнительно теплым, но коротким летом, резкими колебаниями температуры в течение года, месяца и суток.

Месторождение характеризуется невысокой плотностью запасов нефти, сложным геологическим строением, незначительными толщинами нефтяной оторочки, высокими значениями коэффициента контактности.

Условия залегания углеводородов в пласте неблагоприятны для выработки запасов нефти. Резкое различие по физико-химическим свойствам газовой и жидкостной фаз в одном эксплуатационном объекте, высокая литологическая неоднородность пластов, наличие обширных подгазовых зон с контактным расположением нефти, газа и воды создают препятствие при разработке месторождения.

В геоморфологическом описании район Лянторского месторождения расположен на поверхности I, II и III надпойменных террас р. Обь. На месторождении встречаются 4 типа ландшафтов: суходольные участки, болота, озера, поймы рек и озер. Почвенно-растительный слой 0,1 – 0,3 м. Уровень грунтовых вод от 0,5 – 0,9. Около 64% территории занимают болота и озера. Уровень болотных вод изменяется в пределах 0 – 0,5 м в зависимости от времени года и ландшафта. Крупными реками месторождения являются реки Пим и Лямин, в которые впадают множество мелких рек.

В целом разрез Лянторского месторождения однотипен для всей изученной территории Сургутского свода. В разрезе вскрыты отложения палеозойского кристаллического фундамента, промежуточного, структурного этажа и платформенного мезозойско-кайнозойского осадочного чехла.

Второй раздел «Методика исследования» .

На Лянторском месторождении применялся комплекс ГИС, включающий методы: самопроизвольной поляризации (СП); боковой каротаж (БК); гамма-каротаж (ГК); нейтрон-нейтронный каротаж по

тепловым нейтронам (ННК-т) и углеродного-кислородного каротажа (C\O каротажа). Данный комплекс ГИС представлен для скважины № 1395.

Импульсный спектрометрический нейтронный гамма-каротаж другими словами углерод-кислородный каротаж (C\O каротаж) основан на регистрации гамма-излучения неупругого рассеяния (ГИНР) и гамма-излучения радиационного захвата (ГИРЗ) нейтронов, генерируемых высокочастотным излучателем быстрых нейтронов.

Практическое применение спектров ГИНР для оценки нефтенасыщенности пластов стали применять с появлением высокочастотных импульсных нейтронных генераторов, позволяющих проводить временную селекцию гамма-излучения, индуцированного быстрыми нейтронами. Продолжительное время в России не существовало аппаратурно-методического комплекса импульсного спектрометрического нейтронного гамма-каротажа, позволяющего проводить оценку текущей нефтенасыщенности в обсаженных скважинах. Первый экспериментальный комплекс был разработан и испытан автором совместно с Бортасевичем В. С. в 1996 г.

В модификации углеродно-кислородного каротажа используемый генератор излучает импульсы нейтронов 14 МэВ с некоторой фиксированной частотой (~10 кГц). Первые соударения нейтронов с энергией 14 МэВ с ядрами окружающей среды обычно являются неупругим рассеянием, при котором нейтрон теряет большую часть энергии, передавая ее рассеивающему ядру. Возврат ядра из возбужденного состояния (снятие возбуждения) сопровождается гамма излучением, имеющим характерный для каждого элемента энергетический спектр.

Так при неупругом рассеянии на ядрах углерода образуются гамма-кванты с энергией, в основном, 4.43 МэВ, а на ядрах кислорода с энергией 6.13 МэВ и 7.1 МэВ. После потери энергии на неупругих соударениях

примерно до 1 МэВ последующие соударения представляют собой упругое рассеяние, при котором нейтроны постепенно теряют энергию, пока не замедлятся до тепловой энергии.

Упругое рассеяние не сопровождается гамма-излучением. Замедлившись до тепловой энергии, нейтроны захватываются ядрами. При этом наблюдается мгновенное гамма-излучение радиационного захвата. Каждому элементу также характерен свой энергетический спектр ГИРЗ.

Параллельно часть нейтронов вступает в ядерные реакции, при которых захват нейтрона приводит к образованию радиоактивного ядра другого элемента. Вновь возникшее ядро распадается с испусканием бета или гамма-излучения наведенной активности (ГИНА), характеризующегося величиной энергии и периодом полураспада. Процесс замедления быстрых нейтронов длится порядка первых нескольких микросекунд, поэтому спектры ГИНР регистрируются в процессе излучения импульса нейтронов излучателем, длительность которого составляет $15 \div 25$ мксек. Время жизни тепловых нейтронов в типичных разрезах колеблется от 100 до 500 мксек.

Чистые спектры ГИНР и ГИРЗ для последующего их анализа получают после вычитания из измеренных спектров соответствующих фоновых спектров.

Третий раздел «Результаты исследования».

Комплекс ГИС, позволяющий решить задачу по оценке характера насыщения и определения положения межфлюидных контактов (МФК) по скважине 1395 Лянторского месторождения.

В комплекс ГИС входят метод самопроизвольной поляризации (ПС); боковой каротаж (БК); гамма-каротаж (ГК); нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННК-т), углеродно-кислородный каротаж (С\О каротажа).

Исследуемый пласт АС9 расположен в интервале глубин 2329-2342м.

В его пределах по данным ГИС (БК, ПС, ГК) был выделен пласт - коллектор в интервале 2332.0-2340.6 м., общей мощности 6.8 м (приложение 1). В его пределах выделяются 6 пропластков мощностью от 0.4 до 2.2м. Прямыми качественными признаками данного пласта на диаграммах ГИС являются низкие значения разности потенциалов на диаграмме ПС, низкие значения интенсивности гамма-излучения на диаграмме ГК и максимальные значения сопротивления пласта на диаграмме БК и высокие (до максимальных) значения ННК-Т. Интервалы выделенных пластов, представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Результаты интерпретации ГИС и С\О каротажа

Кровля – Подошва	Толщина	Кп %	Кг % текущий по ННК-Т	Кн % текущий по С\О каротажу	Характер насыщени я	% выработк и
2332.0- 2332.6	0,6	21,8	33,6	Вода с газом	Вода с газом	37,2
2334.2- 2336.4	2,2	24,6	25,2	35,0	Нефть с водой	64,8
2336.4- 2337,0	0,6	23,1	24,0	29,0	Нефть с водой	61,6
2337,0- 2339,0	2,0	24,9	26,4	23,0	Вода с нефтью	64,0
2339,0- 2340,0	1,0	23,2	24,0	25,0	Вода с нефтью	62,1
2340,6- 2341,0	0.4	21,3	12,4	21,0	Вода с нефтью	75,2

Пласт-коллектор обладает высокими значениями коэффициента пористости Кп = 21.3-24.9% (таблица 2), которая была определена по ГИС в

открытом стволе скважины в 1981 г по одному из известных каротажей пористости.

Исследования по определению характера насыщения и текущего положения ГНК и ВНК в скважине № 1395 по данным ННК-Т проводились в 1981 году, в 2016 и в 2022 году. Как видно на диаграммах ННК-Т отмечаются знакопеременные изменения показаний, что является признаком снижения пластового давления и вовлечения в разработку с частичной выработкой запасов.

Для оценки предполагаемой выработки была рассчитана кривая водонасыщенной пористости в зоне предельной газонасыщенности по значениям УЭС бокового каротажа. Расчет выработки выполнен по отношению к значению K_f , рассчитанному по способу, описанному в пункте 2.4 данной работы.

В интервале 2332.0- 2332.6 м (мощность 0.6 м) текущее значение ННК-Т выше фонового замера и повторного замеров от 1981 года, на уровне замера от 2016 года. Выработка составляет 37.2%. Характер насыщения «вода с газом».

В интервале 2334.2- 2337м (мощность 3.4 м) текущее значение ННК-Т выше фонового замера и повторного замеров от 1981 года, на уровне замера от 2016 года. Выработка составляет 61.6-64.8%. Характер насыщения «нефть с водой».

В интервале 2337- 2341м (мощность 2,8 м) текущее значение ННК-Т выше фонового замера и повторного замеров от 1981 года, на уровне замера от 2016 года. Выработка составляет 62.1-75.2%.. Характер насыщения «вода с нефтью».

На полученные результаты оказывала влияние открытый интервал перфорации пласта АС10, проведенной в исследуемой скважине 26 января 2016 года в интервале 2352.0-2355.0 м и 30 января 2016 г в интервале 2352.0-2357.0 м. Не исключается воздействие скважинной жидкостью через открытый интервал перфорации по затрубному пространству на коллекторы

пласта АС9 с формированием в прискважинной части газонасыщенных коллекторов зоны проникновения, влияющей на показания ННК-Т.

Определение текущей нефтенасыщенности (K_n , % текущий) проводилось по данным С/О каротажа (таблица 2). Исследования были проведены 15.07.22. Интервал каротажа составил 2228.00 - 2376.00 м. Прибор АИМС - СМ.

Как видно из таблицы 2 по данным С/О каротажа пласт залегающий в интервале 2332.0-2332,6 показывает текущий характер насыщения «Вода с газом», что полностью согласуется с данными, полученными по данным нейтронного каротажа.

Последующие пласты являются нефтенасыщенными: в интервалах 2334.2 – 2336.4 м., 2336.4 – 2337.0 м., 2337.0 – 2339.0 м., 2339.0 – 2340.0 м., 2340.0 – 2341.0 м. Коэффициенты нефтенасыщенности по С/О каротажу $K_{n_{с/о}}$ для данных пластов составили 35.0%, 29%, 23%, 25%, 21 %, соответственно.

Таким образом, исходя из полученных данных, можно выявить ГНК на глубине 2332,6 м., НВК располагается на глубине 2337,0 м., и ВНК на глубине 2339 м.

В общем и целом, результаты промышленного опробования С/О каротажа в условиях скважины № 1395 Лянторское месторождения при его использовании в комплексе с нейтронным каротажом показывают перспективность данных работ по определению характера насыщения и положения межфлюидных контактов.

Заключение. В процессе написания ВКР было проведено определение характера насыщения и положения ГНК по комплексу ГИС (ННК-Т и С/О каротажа) в эксплуатационной скважине №1395 Лянторского месторождения.

По методам ГИС (ПС, БК, ГК), выполненному в скважине №1395 Лянторского месторождения было установлено, что исследуемый интервал пласта АС 9 находится на глубине 2332.0-2340.6 м.

Показано, что на Лянторском месторождении метод ННК-Т успешно

используется для определения газонасыщения пластов, определения газонефтяных (ГНК) и водонефтяных (ВНК) контактов. Выявлено место текущего положения МФК в скважине № 1395 : ГНК на глубине 2332,6 м., ВНК располагается на глубине 2337,0 м., и ВНК на глубине 2339 м.

Изучены теоретические основы и принципы интерпретации данных углеродного-кислородного каротажа (С\О каротажа) на Лянторском месторождении. Проведено определение текущего характера насыщения (Кн, % текущий) пластов – коллекторов в исследуемом интервале продуктивного пласта АС9.

Анализ результатов углеродно-кислородного каротажа по скважинам №1395, показал, что точность определения текущей нефтенасыщенности пластов недостаточна из-за сильного влияния минерализации пластовой воды. В большинстве случаев метод на качественном уровне обеспечивает оценку насыщения пластов при минерализации пластовой воды не менее 16 г/л.

В целом результаты промышленного опробования С/О каротажа в условиях Западной Сибири (Лянторское месторождения) при использовании в комплексе с нейтронным стационарным и импульсным каротажом показывают его перспективность.

Все вышесказанное позволяет сделать вывод о том, что применяемый в скважине №1395 Лянторского месторождения комплекс ГИС успешно позволяет решить поставленную задачу по определению характера насыщения и положения межфлюидных контактов.

