

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

Кафедра Геофизики

**Применение методов электрического каротажа для выделения пластов
коллекторов и определения их флюидонасыщения»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студента 4 курса 431 группы
21.03.01. Нефтегазовое дело
геологического факультета
Аль-Абода Саджада Насера Хуссейна

Научный руководитель

к.г.-м.н. доцент

Подпись, Дата

Е.Н. Волкова

Зав. кафедрой

к.г.-м.н. доцент

Подпись, Дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2022

Введение. В этом разделе охарактеризованы материалы, по которым была написана выпускная квалификационная работа. Геолого-геофизические данные были предоставлены в ходе прохождения производственной практики на кафедре геофизики СГУ имени Н.Г. Чернышевского в период с 24.07.21 по 28.09.21. они включали общие сведения о территории исследования, литолого-стратиграфическую характеристику, тектонику и нефтегазоносность Учебного месторождения.

В процессе написания работы были рассмотрены вопросы, связанные с характеристикой методов электрического каротажа и элементами его физико-теоретических основ. В дополнение изложены сведения о методике определения фильтрационно-емкостных свойств.

Цель данной работы состояла в изучении методов решения задач по выделению пластов коллекторов в разрезе и определения характера флюидонасыщения на примере Учебного месторождения. В частности, были изучены методы, такие как боковое каротажное зондирование, боковой каротаж, индукционный каротаж, метод естественной поляризации и другие.

Цель предполагала решение следующих задач:

- изучение геолого-геофизического материала по Учебному месторождению;
- изучение теоретических основ методики электрического каротажа;
- изучение отдельных методов электрического каротажа;
- изучение аппаратуры электрического каротажа;
- приобретение навыков применения методов электрического каротажа для выделения пластов коллекторов и определения характера флюидонасыщения. (1 Геолого-геофизическая характеристика территории исследования 2 Методика исследования 3 Аппаратура электрического каротажа 4 Краткие сведения о методике определения ФЕС 5 Результаты работ)

Основное содержание работы

Геолого-геофизическая характеристика района работ. На исследуемой территории к настоящему времени выполнен значительный объем геофизических работ, включающих магниторазведку, гравиразведку, региональные и площадные сейсморазведочные исследования.

Геофизическим работам предшествовала государственная геолого-геоморфологическая съёмка масштаба 1:1000000, проведённая в 1949-1952 г.г., и бурение опорных скважин. Результаты этих исследований, когда были установлены общие закономерности геологического строения региона, послужили основой для проведения дальнейших, более углублённых геолого-геофизических работ. Площадные сейсмические работы МОВ осуществлялись в 1957-1966 г.г. Глубокое поисковое бурение с целью обнаружения залежей нефти и изучения геологического строения началось с 1961 года.

Геологический разрез месторождения представлен отложениями двух структурных комплексов: доюрских образований и мезозойско-кайнозойского осадочного чехла.

Осадочные породы общей толщиной до 3 км залегают на размытой поверхности доюрского складчатого основания.

Тектоническое строение района Учебного месторождения не отличается от тектонического строения Западно-Сибирской плиты, в пределах которой выделяют три структурных этажа.

Нижний - соответствует палеозойскому и допалеозойскому времени, соответствует геосинклинальному этапу развития.

Средний - пермо-триасового времени, формировался в период парогeosинклинали.

Верхний - мезо-кайнозойский осадочный чехол, формировавшийся в платформенных условиях длительного погружения фундамента.

Учебное месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирской плиты на восточном склоне структуры первого порядка Нижневартовского свода, в пределах Тарховского куполовидного поднятия, которое объединяет структуры III порядка Самотлорскую, Мартовскую, Северо-Самотлорскую, Белозерскую, Черногорскую и др. Эти структуры оконтуриваются изогипсой 2350-2375 м и имеют амплитуды 50-100 м.

За период, прошедший после последнего подсчета запасов углеводородов Учебного месторождения, были выявлены дополнительно несколько новых объектов: пласт БВ₀ поделен два подобъекта БВ₀² и БВ₀², выделены объекты БВ₃, БВ₄, БВ₇¹, БВ₇², БВ₁₆, БВ₁₇₋₁₈. Основные же изменения коснулись расширения границ месторождения за счёт приобщения в его западной и южной частях значительных площадей нефтеносности. Материалы бурения новых разведочных и эксплуатационных скважин вкупе с углубленными эксплуатационными скважинами способствовали уточнению подсчетных параметров, положения газонефтеводяных контактов (ГНК, ВНК, ГВК) и границ залегания выявленных ранее изолированных залежей нефти и газа, а также установлению новых залежей в составе принятых подсчетных объектов. Число подсчетных объектов составляет 26.

Отложения пласта АВ₁³ представлены переходными фациями, формировавшимися при углублении морского бассейна, уменьшении доли песчаных фракций в поступающем обломочном материале, активизации сдвиговой тектоники, формировавшей складки волочения северо-западного простирания.

Процессы углубления моря и сдвиговой тектоники наибольшее влияние оказали на формирование отложений пласта АВ₁¹⁻². Глинистые песчаники здесь представлены фациями покровных отложений. Мощные песчаные тела на востоке месторождения образовались на завершающей стадии формирования пласта АВ₁¹⁻² в результате лавинной седиментации.

Во втором разделе методика исследования изложены электрические свойства горных пород и минералов в части их способности изменять характеристики электрических полей и проводить электрический ток. К основным электрическим свойствам относятся: электрическое сопротивление (или обратная ему величина – электропроводность), диэлектрическая постоянная и поляризуемость горных пород.

Наибольшее значение в практике геолого-геофизических исследований имеет изучение удельного электрического сопротивления пород и минералов, определяемого как сопротивление куба вещества (со сторонами 1 м) электрическому току, направленному перпендикулярно одной из его граней. Удельное электрическое сопротивление зависит от сопротивления минералов, слагающих горные породы, от характера и состава флюидов, заполняющих поры, от влажности, пористости, структуры и анизотропии породы и от температуры и давления в горном массиве.

К хорошо проводящим (10^{-6} – 10^{-4} Ом·м) относятся самородные металлы; к полупроводникам (10^{-5} – 10^3 Ом·м) – большая часть рудных минералов (пирит, пирротин, галенит, сфалерит и др.) а к диэлектрикам – большая часть породообразующих минералов, в том числе все минералы класса силикатов, сульфатов, карбонатов, некоторые оксиды (кварц, корунд). Минеральный скелет горных пород проводит ток значительно хуже, чем природные растворы, заполняющие поры и трещины, поэтому с увеличением увлажнения горных пород, их пористости электрическое сопротивление уменьшается в 10–30 раз. (Особо отметим, что при замерзании воды в порах и других пустотах сопротивление возрастает на 2–3 порядка).

Удельное электрическое сопротивление горных пород растёт также с увеличением их газо- и нефтенасыщенности.

Известно, что электрическое сопротивление R проводника длиной L , состоящего из однородного материала и имеющего постоянное поперечное сечение S , можно определить по формуле (1):

$$R = \rho \cdot (L/S) \quad (1)$$

Коэффициент ρ называется *удельным электрическим сопротивлением* и измеряется в ом/м. Удельное электрическое сопротивление обратно пропорционально удельной электрической проводимости (электропроводности), характеризующей способность среды проводить электрический ток. Как показано выше, за удельное электрическое сопротивление горных пород принимается величина электрического сопротивления куба с поперечным сечением 1 м^2 и длиной 1 м. Большинство породообразующих минералов имеет очень большое удельное сопротивление и практически не проводят электрический ток.

Как известно, удельное электрическое сопротивление (УЭС) горных пород зависит от удельного сопротивления, структуры и объемного соотношения отдельных фаз породы, от явлений на границе раздела фаз, от температуры и давления. УЭС пластовых вод определяется их минерализацией, химическим составом, температурой и другими факторами. Этот параметр можно оценить путем непосредственного измерения в лабораторных условиях с внесением поправки за температуру, и используя метод ПС. УЭС фильтрата промывочной жидкости оценивается по сопротивлению ПЖ с учетом температуры. Для утяжеленных растворов вносят поправки.

УЭС углеводородной фазы значительно превосходит удельное сопротивление поровых растворов, поэтому электропроводность первых можно условно считать практически равной нулю

Удельное сопротивление осадочных горных пород, не содержащих большого количества примесей рудных минералов, изменяется в широком диапазоне и зависит от удельного сопротивления насыщающих породу водных растворов (пластовые воды), от содержания водных растворов и углеводородов в породе и от текстурных особенностей породы.

Концентрация солей в природных водах весьма разнообразна и изменяется от единиц до 300 г/литр. Удельное электрическое сопротивление – ρ_v таких растворов тем ниже, чем выше концентрация солей (c) и пластовая температура (t).

Буровые растворы, заполняющие скважину, как в процессе бурения, так и в момент проведения геофизических исследований, представляют собой водную суспензию. Различают удельное сопротивление бурового раствора ρ_p и его фильтрата ρ_f – той воды, в которой взвешены минеральные частички. Величина ρ_p зависит от концентрации солей в фильтрате, температуры и плотности бурового раствора.

В *водоносном* пласте зона проникновения (ЗП) имеет следующее строение. Непосредственно у стенки скважины формируется промытая зона, в которой фильтрат промывочной жидкости почти полностью вытесняет пластовую воду. За промытой зоной следует переходная, сопротивление насыщающей жидкости в которой изменяется от ρ_f до ρ_v за счет постепенного смещения фильтрата глинистого раствора с пластовой водой. Промытая и переходная зона образуют зону проникновения, которую условно считают концентрическим слоем диаметром D , сопротивлением $\rho_{зп}$ и сопротивлением насыщающей жидкости ρ_v . В качестве величин $\rho_{зп}$ и D принимаются такие значения, влияние которых на результаты измерений эквивалентно влиянию фактической неоднородной зоны проникновения.

В *нефтеносном* пласте процесс проникновения более сложен. В промытой зоне происходит замещение пластовой воды и нефтефильтратом глинистого раствора, но в тонких и тупиковых порах нефть частично сохраняется. Принято считать, что в промытой зоне содержится 15–25 % остаточной нефти. В глинистых коллекторах, а также при большой вязкости нефти остаточная нефтенасыщенность достигает значений 30% и более. В газоносных пластах остаточная газонасыщенность обычно принимается равной 30%.

При удалении от стенок скважины фильтрат бурового раствора в зоне проникновения смешивается все с большими порциями пластовой воды и нефти. На процесс проникновения фильтрата глинистого раствора в нефтегазоносный пласт, представленный гидрофильными породами, существенно влияют относительная проницаемость пород и начальное распределение флюидов.

В зависимости от разности давлений и проницаемости пластов глубина проникновения может достигать от нескольких дециметров до нескольких метров. Как показано на рисунке, внутри зоны проникновения выделяется «зона полностью

промытых пород», в пределах которой весь пластовый флюид полностью замещен фильтратом бурового раствора. Эта зона имеет толщину 1–3 дм и следует сразу за глинистой коркой. В результате таких изменений удельное электрическое сопротивление (УЭС) напротив пласта коллектора не остается постоянным в радиальном направлении, причем характер его изменения не одинаков в водонасыщенных и нефтегазонасыщенных пластах.

Нефть и газ не являются проводниками электрического тока. Заполняя поры горной породы, они увеличивают ее удельное сопротивление по сравнению с сопротивлением породы насыщенной водой. В нефтегазонасыщенной породе проводником электрического тока служит минерализованная вода, находящаяся в порах вместе с нефтью или газом. Количеством этой воды и характером ее распределения в порах определяется величина удельного сопротивления нефтегазонасыщенной породы.

В третьем разделе содержатся краткие перечисления аппаратуры электрического каротажа. Геофизические исследования в скважинах проводят по общепринятой схеме проведения работ. Эталонирование и настройку аппаратуры осуществляют на базе экспедиции, а метрологическую поверку аппаратуры на скважине перед началом каротажа

К геофизическим исследованиям в скважинах допускается аппаратура и скважинные приборы, прошедшие проверку в региональных и базовых метрологических центрах.

Проверка геофизической аппаратуры в базовых метрологических центрах производится периодически (1 раз в течение полугодия), но реже 1 раза в год и после ремонта, влияющего на метрологическую характеристику аппаратуры. Калибровка аппаратуры на скважине производится с помощью специальных передвижных метрологических устройств, при отсутствии указанных устройств – с помощью контрольных измерений. Качество средств измерений определяют при поверке и аттестации. Средствами контроля точности скважинной аппаратуры являются стандартные образцы жидкости.

Геофизические исследования в скважинах проводятся с помощью специальных установок, которые включают наземную и скважинную аппаратуру, соединенную между собой каналом связи – геофизическим кабелем, а также спускоподъемный механизм, обеспечивающий перемещение скважинных приборов, по стволу скважины.

Наземная аппаратура, включающая совокупность измерительной аппаратуры, источников питания, контрольных приборов, смонтированных в специальном кузове, установленном на шасси автомобиля, носит название каротажной станции.

Под скважинной геофизической аппаратурой понимают совокупность измерительных устройств, предназначенных для определения разных физических параметров в скважинах. В большинстве случаев комплект скважинной аппаратуры включает в себя датчик (зонд), располагающийся вне скважинного прибора или входящий в его состав, передающую часть телеизмерительной системы, находящуюся внутри гильзы скважинного прибора, кабель и приемную часть телеизмерительной системы на поверхности. Информация со скважинного прибора преобразуется на поверхности в

геофизические диаграммы, отнесенные к глубине интервала регистрации.

Приемная часть телеизмерительной системы функционирует совместно с основными узлами каротажных станций, включая регистрирующий прибор и источники питания.

Спуск и подъем скважинного прибора осуществляется при помощи подъемника, кабеля, подвесного и направляющего роликов, устанавливаемых на устье скважины. В зависимости от типа и длины кабеля применяют подъемники с лебедками различных видов.

Электрический каротаж (ЭК) – метод исследования горных пород, основанный на измерении параметров естественного или искусственного постоянного (квазипостоянного) электрического поля. Электрический каротаж традиционно применяется в виде двух модификаций: метода сопротивлений и метода самопроизвольно возникающего электрического поля (естественных, собственных потенциалов). Сущность электрического каротажа заключается в проведении измерений, показывающих изменения вдоль скважины кажущегося удельного сопротивления (КС) пород и естественных потенциалов (ПС) для изучения геологического разреза скважины. Результаты измерений изображаются в виде кривых изменения параметров КС и ПС вдоль ствола скважины.

В четвертом разделе приведены краткие сведения о методике определения ФЕС Для геологической интерпретации диаграмм ПС используют либо график скачка потенциала E_s или значения E_s в отдельных пластах, либо относительные значения $\alpha_{пс} = E_s / E_{s_{\max}}$ — максимальное значение E_s в изучаемом участке разреза.

При интерпретации диаграмм ПС решают следующие задачи:

- определение r_v при температуре пласта и расчет минерализации пластовой воды S_v , соответствующей r_v для определения r_v обычно используют аномалию ПС в пласте чистого песчаника или известняка, залегающего в плотных высокодисперсных глинах;
- выделение коллекторов в терригенном разрезе, определение глинистости пород.

Методы ГИС уверенно применяются для получения основных подсчетных параметров коллекторов – эффективной толщины ($H_{эф}$), коэффициентов открытой пористости ($K_{п}$) и нефтегазонасыщенности ($K_{нг}$).

Разделение пород в разрезе на коллекторы и неколлекторы выполняется по данным комплекса ГИС с использованием данных керна, а также на основании прямых качественных признаков.

На исследуемой скважине стандартный каротаж включал запись потенциал-зондом (ПЗ) А0,5М6N или А0,5М11N с одновременной записью кривой потенциалов собственной поляризации (СП). Масштаб записи кривой потенциал-зонда 2,5 Ом/см; СП-12,5 мВ/см. Применяемая аппаратура Э-1 и К-3

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) выполнялось последовательными градиент-зондами размерами А0=0,45; 1,05м; 2,25м; 4,25м и одним обращенным зондом (ОГЗ) размером 2,25м. Масштаб записи кривых КС 2,5 Ом/см. Применяемая аппаратура -Э.1, К-3.

Индукционный метод (ИК). Масштаб записи ИК 25 мСим/м/см, аппаратура ИК-100, ПИК-1 М, КАС, АИК-М, зонды 4Ф0,75; 4И 1; 6Ф 1.

Боковой каротаж (БК). Запись проводилась в логарифмическом масштабе с модулем 6,25 см. скорость записи и аппаратура такие же, как и при КС.

Микрозондирование (МКЗ). В эксплуатационных скважинах микрозондирование выполнялось при угле наклона ствола в интервале детальных исследований не более 15° . Запись будет проводится микроградиент-зондом А0,02 5М0,02 5 и микропотенциал-зондом А0,05М. Масштаб записи 2,50мм/см. Аппаратура Э-2, МДО.

Микробоковой метод (МБК). Масштаб записи 2,50 мм/см, аппаратура Э-2, К-3.

В разделе **результаты работ** в соответствии с изложенной выше методикой выделения пластов коллекторов и интерпретацией данных ГИС по скважине 3 Учебной представлено решение основных геологических задач, таких как литологическое расчленение разреза, выделение пластов-коллекторов, определение характера насыщения пластов и решение других задач исследования.

В скважине был проведен стандартный каротаж. Интерпретация данных комплекса ГИС в интервале 2620-2982 м, выполненных при глинистом буровом растворе с сопротивлением 2,2 с альтитудой скважины 133,28, позволяют выявить по прямым качественным признакам пласты-коллекторы и определить их флюидонасыщение.

Для выделенных пластов были определены фильтрационно-емкостные свойства и характер насыщения, руководствуясь определенными граничными значениями. Так, например, в интервале 2920-2982 установлен опорный пласт на глубине 2706,4 со следующими характеристиками: амплитуда по данным метода ПС-100 метров, максимальные показания в глинах по методу ГК 14, минимальные показания в чистом песчанике 6,5. По методу НГК показания в опорных глинах -3,1, а показания в плотном пласте 16,7.

Первоначально была вычислена глинистость, пористость и параметр насыщения. Зная опорный пласт рассчитывался двойной разностный параметр ГК. И по палетке, составленной для данного месторождения с учетом кернового материала, вычисляли коэффициент пористости. В итоге были получены все данные для вычисления коэффициента нефтегазонасыщения.

Анализируя данные пласта АС10/ 1 установлено, что в интервале 2828 -2854 проницаемых пластов нет. В пласте АС10/ 2 в интервале 2856 -2884,4 м были сняты с диаграмм ГИС и вычислены значения разнообразных фильтрационно-емкостных параметров. В том числе:

Н - общая мощность пласта -коллектора

$\Delta U_{пс}$ – разность потенциалов ПС

Rп-- удельное сопротивление, Ом

$\Delta i_{ГКр}$ -двойной разностный параметр ГК

K_{нт} -коэффициент нефтегазонасыщенности, %

K_п -коэффициент пористости, %

$K_{пр}$ - коэффициент проницаемости, мД

$K_{гл}$ - коэффициент глинистости, %

В таблице 1 представлены их количественные характеристики.

Таблица 1 – параметры ФЕС пласта АС10/ 2

Интервал	H	$R_{п}$	$\Delta U_{пс}$	$\Delta iГК_p$	$K_{гл}$	$K_{п}$	$K_{нг}$	$K_{пр}$	Х-р насыщения
2857,2-2858	0,8	10,5	444	0,67	0,39	17,5	41,7	2	Нефть
2860,6-2861,6	1,0	25,2	419	0,55	0,17	20,6	61,5	13	нефть
2863,6-2864,2	0,6	200	413	0,52	0,12	21,4	78,5	20	нефть
2864,2-2864,6	0,4	150	415	0,52	0,12	21,4	78,5	20	нефть
2865-2865,4	0,4	24,6	415	0,6	0,25	19,5	70,7	6,3	нефть
2865,4-2866,2	0,8	24,6	415	0,67	0,38	17,7	67,7	2,2	нефть
2866.6-2867.6	1	20,3	415	0,55	0,17	20,6	68,5	13	нефть
2869.6-2870.6	1	24,7	432	0,55	0,16	20,8	72,6	14	нефть
2872.2-2872.6	0,4	13,1	444	0,69	0,42	17,1	48,7	1,6	нефть
2872.6-2873.	0,4	13,1	438	0,69	0,42	17,1	48,7	1,6	нефть
2876.6-2877.6	1	8	420	0,64	0,33	18,4	42,2	3,2	нефть

В нефтенасыщенном пласте АС10/2 мощностью 7,8 м, коэффициент нефтегазонасыщенности составляет в среднем 63,5 %, коэффициент пористости 19,6 %, коэффициент проницаемости 9,8 мД, число проницаемых пластов - 11, коэффициент песчанности - 0,27.

В водонасыщенном пласте АС10/ 3 в интервале 2889-2915 получена информация, представленная в таблице 2 ..

Таблица 2 – параметры ФЕС пласта АС10/ 3

Интервал	H	$R_{п}$	$\Delta U_{пс}$	$\Delta iГК_p$	$K_{гл}$	$K_{п}$	$K_{нг}$	$K_{пр}$	Х-р нас-я
2896,2-2897,4	1,2	9,2	419	0,61	0,27	19,2	10	5,3	вода
2898-2898,8	0,8	8,6	420	0,70	0,44	16,8	8	1,4	вода
2898,8-2899,4	0,6	8,1	423	0,7	0,44	16,8	7	1,4	вода
2900,2-2901,6	1,4	8,0	440	0,66	0,37	17,8	10	2,3	вода
2902,6-2903,2	0,6	7,6	444	0,69	0,43	17,0	6	1,5	вода

Итого, учитывая табличные данные, констатируем, что число проницаемых пропластков 5 в зоне коллектора пласта АС10/ 3 и общая мощность составляет 4,6 метров, флюидом является вода, средневзвешенный коэффициент

пористости - 17,8 %, коэффициент проницаемости - 2,7 мД, коэффициент песчаности - 0,18.

В заключении перечислены подробно изученные методы выделения пластов коллекторов в разрезе и способы определения характера флюидонасыщения на примере Учебного месторождения. Отмечено, что рассмотрены как теоретические основы, так и примеры применения на практике таких методов как боковое каротажное зондирование, боковой каротаж, индукционный каротаж, метод естественной поляризации и другие.

По результатам выполнения данной работы были завершены все поставленные цели и задачи, а именно:

- изучен геолого-геофизический материал по Учебному месторождению;
- изучены теоретические основы методики электрического каротажа;
- изучены отдельные методы электрического каротажа;
- изучена аппаратура электрического каротажа;
- также были приобретены навыки применения методов электрического каротажа для выделения пластов коллекторов и определение их характера флюидонасыщения.

По итогам выделено три пласта АС 10/1, АС 10/2 и АС 10/3. В результате проведенного комплекса работ можно предположить, что флюидом пластов является нефть и вода. Но проницаемых пластов нет в АС10/1. А пласт АС10/ 3 является водонасыщенным.

Только один пласт АС 10/2 характеризуется флюидом нефтью. В нефтенасыщенном пласте мощностью 7,8 м, коэффициент нефтегазонасыщенности составляет в среднем 63,5 %, коэффициент пористости 19,6 %, коэффициент проницаемости - 9,8 мД, число проницаемых пластов - 11, коэффициент песчаности - 0,27.

Таким образом, в изучаемой скважине были выделены пласты-коллекторы, определено их насыщение и получена более детальная информация о геологическом строении района работ.