

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

Кафедра геофизики

**«Литолого-петрофизическая характеристика продуктивных
коллекторов ардатовского горизонта Сплавнухинского месторождения»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 4 курса 431 группы
направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
геологического ф-та
Овезмедова Азизбека

Научный руководитель

К. г.-м.н., доцент

Б.А. Головин

подпись, дата

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Саратов 2021

Введение. Актуальность данного исследования определяется, прежде всего, тем, что Сплавнухинское месторождение является высокоперспективным объектом для поисков углеводородов, поскольку расположено вне посредственной близости кужеразрабатываемым месторождениям, таким как Пограничное, Родниковское, Топовское и др. в Саратовской области и Новинское месторождение в Волгоградской области. Продуктивные коллекторы ардаатовского горизонта Сплавнухинского месторождения являются трудно интерпретируемыми для геофизических методов объектами в силу своего неоднородного состава, сложного геологического строения и др., что требует разработки индивидуальных петрофизических зависимостей для их обработки и интерпретации. Однако исходных материалов (данные керн, испытаний и др.) для построения достоверных зависимостей для продуктивных коллекторов ардаатовского горизонта Сплавнухинского месторождения было явно недостаточно.

Целью работы является получение литолого-петрофизической характеристики ардаатовских терригенных коллекторов Сплавнухинского месторождения.

Данная цель подразумевает решение следующих задач:

- изучить геолого-геофизическую характеристику Сплавнухинского месторождения;
- охарактеризовать комплекс ГИС проведенный в скважинах на Сплавнухинской площади;
- изучить методику определения Кгп, Кп, Кпр, Кв по методам ГИС;
- провести качественную и количественную интерпретацию данных ГИС;

Выпускная квалификационная работа состоит из введения, трех разделов, заключения, списка использованных источников и приложения.

Основное содержание работы. Раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика Сплавнухинского месторождения» содержит 4 подраздела. В подразделе 1.1 приведены Общие сведения о территории работ. Территория представляет собой холмистую равнину, расчлененную

овражно-балочной сетью. В подразделе 1.2 описана литолого-стратиграфическая характеристика исследуемого разреза. В подразделе 1.3 рассмотрена тектоника месторождения. Основная особенность Сплавнухинского блока осадочного чехла, как и сопряженных с ним геоструктурных зон: Золотовско-Камснского выступа с юга, Уметовско-Линевской впадины с запада, Карамышского блока с севера заключается в том, что все эти структуры являются инверсионными и стратиграфически экранированными. Сплавнухинское нефтяное месторождение имеет сложное строение и представляет собой крупное горстовидное антиклинальное поднятие, осложненное тектоническими нарушениями, которые делят его на четыре тектонических блока, три из которых имеют самостоятельные нефтяные залежи. В подразделе 1.4 рассмотрена нефтегазоносность Сплавнухинского месторождения. Территория Сплавнухинского лицензионного участка (Красноармейский район), согласно нефтегазогеологическому районированию, относится к Приволжскому нефтегазоносному району нижневолжской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. В подразделе 1.5 дана характеристика петрофизических свойств коллекторов ардатовского горизонта. Структура порового пространства коллекторов сложная, в составе пластической части присутствует кварц и полевые шпаты, в цементе карбонатный и глинистый материал. Для ардатовских залежей характерно существенное уплотнение коллекторов за счет кальцитизации, однако замкнутый резервуар позволил сохранить от разрушения зерна полевых шпатов и обеспечить относительно высокую пористость полимиктовых пород, не характерную для глубины залегания 3000м и более.

Раздел 2 «Методика исследования» содержит 2 подраздела. В подразделе 2.1 дана характеристика комплекса ГИС. Для литолого-петрофизической характеристики коллекторов использовался комплекс ГИС, включающий стандартный электрический каротаж (КС) с записью кривой потенциалов собственной поляризации (ПС); кавернометрию, боковой

каротаж (БК), микрозондирование (МК), радиоактивный каротаж (РК), в который входят гамма каротаж (ГК) и нейтронный гамма каротаж (НГК), в отдельных скважинах был проведен акустический каротаж (АК). (подраздел 2.1) Кавернометрия (КВ) заключается в измерении среднего диаметра буровой скважины.

Измерение диаметра скважины происходит: на хрупких породах (ископаемых углях, например); в зонах дробления диаметр скважин увеличивается по сравнению с номинальным d_n из-за выкрашивания и вывалов пород; в глинистых пластах из-за размывания глин в процессе бурения; против пластов-коллекторов наблюдается уменьшение диаметра по сравнению с номинальным.

Знание диаметра скважины необходимо для решения технических и геологических задач.

Технические задачи: правильно установить обсадную трубу в скважине; рассчитать объем цемента, необходимого для закрепления обсадных колонн; правильно выбрать скважинные приборы для каротажа.

Геологические задачи: количественная интерпретация результатов методов ГИС; литологическое расчленение разреза и др.

Приборы для измерения диаметра скважины называются каверномерами. Они бывают различными по конструкции: рычажными и фонарными.

В них имеется следающий механизм, скользящий по стенке скважины и преобразователь положения этого механизма в электрический сигнал.

Каротаж сопротивления (КС) предназначен для изучения удельного электрического сопротивления ($УЭС$) горных пород, пройденных скважиной.

В методе КС сопротивление среды (ρ_p) определяется по наблюдаемым значениям потенциала (U), разности потенциалов (ΔU), напряженности электрического поля (E), созданного источником тока силой I .

Интерпретация каротажных кривых КС, как и для других методов ГИС, состоит в: 1) обработке диаграмм; 2) геофизической интерпретации; 3)

геологической интерпретации Применение метода КС. Метод кажущихся сопротивлений, один из основных методов скважинных геофизических исследований, применяется для выделения пластов разного литологического состава, определения глубины их залегания и мощности, оценки пористости, выявления характера насыщения пластов.

Естественное поле, возникающее в скважине и около нее, называют самопроизвольной поляризацией, а измеряемую величину поля самопроизвольным потенциалом и сокращенно обозначают ПС.

Зондом для измерения собственных потенциалов служат свинцовые приемные электроды M и N . Работы в методе ПС чаще выполняются способом потенциала, то есть установкой, состоящей из одного неподвижного приемного электрода N , заземленного вблизи устья скважины, и второго электрода M , перемещаемого по скважине.

В результате электрохимической активности горных пород, находящихся в условиях естественного залегания, возникает естественное электрическое поле.

Измерение удельного электрического сопротивления горных пород зондами малой длины называется микрокаротажем (МК).

Цель проведения микрокаротажа состоит в изучении промытой зоны, детальном расчленении разреза скважин, более точном определении границ пластов, определении литологии пластов, выделение пластов-коллекторов.

Микрозонд – зонд малого размера, электроды которого укреплены на башмаке из изоляционного материала на расстоянии 2,5 см друг от друга.

Боковой каротаж (БК) является одной из разновидностей электрического каротажа по методу сопротивлений. Боковой каротаж применяется для исследования скважин, разрез которых представлен породами высокого сопротивления, с частым чередованием тонких пластов низкого и высокого сопротивления, а также скважин заполненных минерализованной промывочной жидкостью.

Радиоактивный каротаж, основанный на измерении естественной

гамма-активности горных пород, называется гамма-каротажем (ГК). В ГК изучается интенсивность естественного гамма-излучения пород вдоль ствола скважины (Γ – интенсивность гамма-излучения). Регистрируем зависимость $\Gamma = f(H)$.

Нейтронные методы делятся на две группы стационарные нейтронные методы (СНМ) и импульсные нейтронные методы (ИНМ).

При нейтронном каротаже (НК) изучается эффект взаимодействия потока нейтронов, посылаемых излучателями с ядрами элементов горных пород 1_0n – нейтрон. Нейтрон – это частица с массовым числом = 1, а заряд его = 0. Нейтрон не имеет электрического заряда, не ионизирует среду, имеет большую проникающую способность, единственный фактор, влияющий на движение нейтронов является их столкновение с ядрами атомов. В результате этого взаимодействия происходит замедление нейтронов.

Сущность акустического метода состоит в измерении параметров волнового поля, создаваемого помещенным в скважину акустическим импульсным источником упругих колебаний.

Подразделе 2.2 «Комплексная интерпретация данных ГИС» рассмотрены геофизические способы определения важнейших подсчетных параметров - эффективной мощности, коэффициентов пористости и нефтегазонасыщения.

Возможность использования данных ГК для количественной оценки глинистости основывается на существовании корреляционной связи между глинистостью осадочных пород и их радиоактивностью $q = f(C_{гл})$.

С повышением радиоактивности глинистость пород закономерно увеличивается. В большинстве случаев эти зависимости носят нелинейный характер, поэтому диаграмму Γ эталонируют с использованием значений интенсивности гамма-излучения в опорных пластах. За опорные принимаются пласты с минимальными Γ_{min} (опорный пласт 1 - пласт с нулевой глинистостью) и максимальными Γ_{max} (опорный пласт 2 - пласт глини) показаниями на диаграмме гамма-каротажа.

Методика определения коэффициента пористости по данным нейтронного гамма-каротажа $K_{п}^{НГК}$ основана на использовании индивидуальной зависимости показаний метода $I_{п\gamma}$ от коэффициента пористости. Поскольку водород присутствует, главным образом, во флюиде (нефте, газе, воде), заполняющем пустотное пространство породы, то величина сигнала непосредственно связана с количеством флюида, т.е. с пористостью. На каротажной кривой наблюдается \min интенсивности нейтронного гамма-излучения ($I_{п\gamma}$) - против пористых пластов (например глин) и \max - против плотных. Зависимость $I_{п\gamma} = f(K_{п})$ близка к линейной в диапазоне измерения $K_{п}$ от 3-5 до 25-40 % в полулогарифмической системе координат (рис.4), при этом показания нейтронного метода даны в единицах $\Delta I_{п\gamma}$ - относительного разностного параметра для чистых известняков, полностью насыщенных водой. Полученный описанным способом коэффициент пористости по данным НГК характеризует «кажущуюся» или «известняковую» пористость (водородосодержание породы) и совпадает с истинной в чистом от примесей известняке.

Наиболее надежный путь получения $K_{п}$ по диаграммам акустического каротажа (АК) заключается в использовании экспериментальных петрофизических связей между ΔT и $K_{п}$, полученных для конкретных объектов с учетом термобарических условий и физических свойств разреза. Зная ΔT и литологию исследуемого пласта можно определить его пористость. Однако, полученное значение пористости $K_{п}$ будет отличаться от его истинного значения, т.к. все вышеизложенное справедливо для неглинистых и слабоглинистых межзерновых коллекторов. При значительном содержании глинистого материала в коллекторе значения ΔT , оказываются существенно завышенными.

По определению коэффициент нефтегазонасыщенности ($K_{нг}$) представляет собой долю объема пор, занятую нефтью и газом, и численно равен отношению объема пор, занятых нефтью и газом, к суммарному объему пор. Определение коэффициента нефтегазонасыщенности ($K_{нг}$)

осуществляется по удельному сопротивлению породы ($\rho_{\text{п}}$) и основано на связях между параметром насыщения ($P_{\text{н}}$) и коэффициентом водонасыщения ($K_{\text{в}}, K_{\text{во}}$).

В разделе 3 «Результаты исследования» представлены результаты интерпретации данных ГИС по исследуемой скважине № 57 Сплавнухинского месторождения. В разрезе ардатовских терригенных отложений коллекторы, хорошо выделяются по качественным признакам: отрицательной аномалией собственных потенциалов на кривой ПС, наличием глинистой корочки или номинальным диаметром на кавернограмме, приращением кажущегося электрического сопротивления микропотенциал зонда над микроградиент зондом, наличием градиента сопротивления на сопоставлении кривых индукционного каротажа и потенциал зонда. Интервалы, выделенных пластов коллекторов, представлены в Заключении по скважине №57 (Таблица 1, столбец 2,3).

Таблица 1 – Заключение по комплексу промыслово-геофизических методов по скв. № 57 Сплавнухинского месторождения.

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Возраст	Кровля	Подошва	$h_{\text{пл}}$	Кп в долях $K_{\text{п}}^{\text{нгк}}/K_{\text{п}}^{\text{ак}}$	принят ое	$K_{\text{гл}}$	$K_{\text{нг}}$	Харак терис тика
D2IVa	3236,3	3238,3	2	0,126/0,117	0,117	0,24	0,747	нефть
D2IVa	3239,9	3240,7	0,8	0,112/0,107	0,104	0,18	0,746	нефть
D2Iva	3241,5	3242,9	1,4	0,079/0,076	0,076	0,18	0,627	нефть
D2Iva	3245,1	3251,5	6,4	0.129/0.123	0,123	0,18	0,747	нефть

Коллекторы неоднородны в литологическом отношении. По составу коллекторы представлены как кварцевыми, так и полимиктовыми песчаниками, встречаются коллекторы со слоистой глинистостью.

Граничное значение пористости, необходимое для выделения коллекторов по результатам количественной интерпретации ГИС, исследованиями 1978 г. принято равным 6% .

Для количественной интерпретации результатов ГИС использованы аппаратные палетки и зависимости, опубликованные в литературе.

Расчет коэффициента глинистости по результатам ГК, необходимый для выделения коллекторов и внесения соответствующих поправок в показания методов ГИС при оценке их параметров, проводился по известной палетке Ларионова.

Сопоставление величин пористости, определенных по данным НГК, АК показывает их удовлетворительную сходимость для полимиктового разреза и свидетельствует о том, что сложный состав пород может вызвать существенные погрешности при определении пористости по НГК и АК (до 5% и более) за счет литологических особенностей выделенных пластов. Принятое значение K_p по данным акустического каротажа представлено в Заключении по скважине №57(Таблица 1, столбец 6).

Сопротивление пластовой воды r_w рассчитано для минерализации пластовой воды 240 г/л при температуре пласта 88°C по зависимости на рисунке 3 и составляет 0,02 Ом•м.

Выделение нефтенасыщенных участков пластов и оценка уровня водонефтяного контакта проводились по резкому снижению показаний электрических методов при одинаковой пористости. Анализ результатов обработки ГИС показал, что для коллекторов ардаатовского горизонта критическое значение сопротивления составляет 8 Ом•м.

По результатам интерпретации данных ГИС пористость выделенных в разрезе коллекторов при средневзвешенном значении 0,113 д. ед. для месторождения в целом, изменяется для отдельных пластов от 0,069 до 0,163 д. ед.

Коэффициент нефтенасыщенности изменяется от 0,461 до 0,815 д. ед. по отдельным пластам, что позволяет сделать вывод о нефтенасыщенности, выделенных пластов – коллекторов.

Заключение. Таким образом, в работе использована надежная методическая основа определения коллекторских свойств исследуемых пластов по материалам комплекса ГИС с использованием данных месторождений – аналогов Сплавнухинской площади. В представленной квалификационной работе рассмотрены вопросы геологического строения Сплавнухинского лицензионного участка, особенности методики исследований.

В работе проведено исследование литолого-петрофизических характеристик по Сплавнухинского месторождения, проанализирован большой объём реальных геолого-геофизических материалов, в том числе фондовых. Анализ материалов ГИС позволил провести выделение продуктивных пластов D2Iva, получить обоснованные критерии определения эффективных толщин, коэффициентов пористости, глинистости, нефтенасыщенности продуктивных коллекторов ардаатовского горизонта Сплавнухинского месторождения.