

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

Кафедра геофизики

**«Геолого-геофизическая характеристика пласта АС 11 Биттемского
месторождения Западной Сибири»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 4 курса 431 группы

направление 21.03.01 нефтегазовое дело

профиль «геолого-геофизический сервис нефтегазовых скважин»

геологического ф-та

Анвер Сораж Лазкин

Научный руководитель

К. Г.-М.Н., доцент

подпись, дата

М.В. Калининкова

Зав. кафедрой

К. Г.- М.Н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2022

Введение. Геолого-геофизические свойства представляют собой совокупность параметров геофизических полей, исследуемых различными методами ГИС и их геологического истолкования, в виде таких петрофизических параметров как пористость, проницаемость, глинистость. Методом их изучения является комплексная интерпретация данных ГИС с последующим выделением объектов, характерных для исследуемого разреза, что определяет актуальность темы данной работы.

Данное исследование проводится на примере Биттемского месторождения Западной Сибири. Перспективными, в нефтегазоносном отношении, стратиграфическими интервалами являются нефтегазовые пласты АС₉₋₁₁ (верхняя подсвита вартовской свиты по стратиграфической схеме 1978г.).

Объектом исследования является пласт АС11 (конкретнее, его коллекторские интервалы). Данный пласт принадлежит к вартовской свите нижнего отдела меловой системы.

Цель работы: определение характера изменения геолого-геофизических характеристик коллекторов пласта АС11 на примере скважины 1*П Биттемского месторождения.

Для решения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

- изучить геолого-геофизические условия Биттемского месторождения;
- изучить теоретико-методические основы проведения ГИС в конкретных геологических условиях;
- изучить методику комплексной интерпретации данных ГИС;
- выделить продуктивный пласт АС11 в разрезе скважины 1*П Биттемского месторождения;
- определить фильтрационно-емкостные свойства пласта АС11;
- определить коэффициент нефтегазонасыщенности и характер насыщения пласта АС11.

Работа состоит из введения, трех разделов, заключения, списка использованных источников и приложений.

Основное содержание работы.

Раздел 1. «Геолого-геофизическая характеристика территории исследования» содержит четыре подраздела.

Подраздел 1.1 «Общие сведения о территории исследования». Биттемское месторождение выявлено в июне 1966 года. Административно Биттемское месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. В непосредственной близости от площади работ находится крупный населённый пункт г. Сургут (центр нефтедобычи Среднего Приобья). Здесь же находится база нефтеразведочной экспедиции, осуществляющей разведочные работы на данном месторождении.

Планомерные площадные сейсморазведочные работы с целью выявления перспективных на нефть и газ структур на Сургутском своде проводятся с 1958 года. За период с 1958 по 1965 годы вся территория свода была покрыта площадными сейсморазведочными работами МОВ масштаба 1: 100000. К этому времени в западной части Сургутского свода были выявлены Лянторская, Востокинская, Быстринская и ряд других структур. В начале 70-х годов трест «Тюменьнефтегеофизика» совместно с другими геофизическими организациями начал проводить сейсмические исследования МОВ ОГТ масштаба 1: 50000. Этими работами были прослежены четыре дополнительных отражающих горизонта в осадочном чехле и группа горизонтов в юрских и доюрских образованиях. Было существенно уточнено, геологическое строение локальных поднятий, проведена оценка возможности сейсмических методов при выявлении литологических ловушек и непосредственно залежей.

Подраздел 1.2 «Литолого-стратиграфическая характеристика разреза». Геологический разрез изучаемой территории представлен тремя структурными этажами: палеозойским кристаллическим фундаментом,

промежуточным вулканогенно-осадочным комплексом пермо-триасового возраста, заполняющим грабенообразные зоны и отдельные впадины и мезозойско-кайнозойским осадочным чехлом. Разрез этот однотипен в пределах всей изученной части Сургутского нефтегазоносного района. Расчленение разреза основывается на регионально-стратиграфических схемах мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины, утвержденных МКС СССР 30.01.91 года.

Подраздел 1.3 «Тектоника». В геологическом строении Западно-Сибирской плиты, которая является одним из крупнейших структурных элементов земной коры, выделяются три структурно-тектонических этажа, различающиеся по степени изменчивости слагающих пород и тектоническим особенностям. Формирование нижнего этажа закончилось в палеозое и соответствует геосинклинальному этапу развития современной плиты. Отложения представлены изверженными и эффузивными, а также метаморфическими породами. Реже встречаются сильно дислоцированные осадочные породы. Эти отложения слагают складчатый фундамент плиты, изученный крайне слабо, в основном, геофизическими методами. Промежуточный структурно-тектонический этаж, характеризующий парагеосинклинальный этап в истории развития Западно-Сибирской плиты, соответствует отложениям пермо-триасового возраста. Породы, слагающие данный этаж, менее дислоцированы и подвержены метаморфизму. Наиболее полно изучен верхний структурно-тектонический этаж, сложенный мощной толщей горизонтально залегающих мезозойско-кайнозойских пород, накапливающихся в условиях устойчивого прогибания фундамента. Эти отложения контролируют все известные в настоящее время скопления углеводородов в пределах Западно-Сибирского региона.

Подраздел 1.4 «Нефтегазоносность». К настоящему времени в пределах Сургутского свода открыто более 40 месторождений нефти, из которых 16 находятся в разработке. Большинство месторождений многопластовые, продуктивными являются пласты АС₉₋₁₁ и БС₁₋₁₁ юрских

отложений (абалакская и тюменская свиты). В подсчете запасов 1994 года были выделены следующие залежи: газонефтяные – в пластах АС₉, АС₁₀, АС₁₁; нефтяные – в пластах БС₈¹, БС₈², БС₁₆₋₁₇, БС₁₈, БС₁₉₋₂₀. В ГКЗ РФ запасы нефти были утверждены по пластам АС₉, АС₁₀, АС₁₁, БС₈², БС₁₈, ЮС₂.

Нефти месторождений района характеризуются преимущественно средней плотностью (0,854-0,901 г/см³) и являются сернистыми. Содержание серы 0,8-1,9 %, причем наибольшие значения (1,5-1,9 и даже 2,2 %) отмечаются на Северо-Сургутском и Западно-Сургутском месторождениях. Все нефти района малопарафинистые (содержание парафина 1,9-5,3%). В отличие от большинства месторождений Сургутского свода подавляющее большинство запасов нефти и газа на Биттемском месторождении сконцентрировано в узком возрастном и глубинном диапазоне – пластах АС₉₋₁₁. В этих гидродинамически связанных между собой песчаных пластах выявлена и разведана единая колоссальная по размерам (площадь около 1200 км²) газонефтяная залежь, протягивающаяся с севера на юг на 60,5 км и с запада на восток на 27 км.

Раздел 2 «Методика исследования», содержит два подраздела.

Подраздел 2.1 «Характеристика комплекса ГИС Биттемского месторождения». В комплекс ГИС применяемый в скважинах Биттемского месторождения входят методы: электрометрии (метод кажущегося сопротивления (КС), самопроизвольной поляризации (ПС), боковой каротаж (БК), индукционный каротаж (ИК); радиометрии (гамма каротаж (ГК), нейтронный гамма каротаж (НГК); акустический каротаж. Данный комплекс ГИС по исследуемой скважине №1*П подробно описан в тексте данного подраздела.

Подраздел 2.2 «Методика комплексной интерпретации комплекса ГИС» содержит три подпункта.

2.2.1 Выделение коллекторов.

Коллектором нефти и газа обычно называют породу содержащую, в пустотном пространстве флюиды (нефть, газ, воду) и отдающие их при разработке. Разделение пород в разрезе на коллекторы и неколлекторы выполняется по данным ГИС. На практике применяются два основных приема выделения коллекторов:

1. По прямым признакам подвижности флюида в пласте, установленным по результатам интерпретации каротажных диаграмм.
2. По косвенным критериям разделения пород на коллекторы и неколлекторы с применением граничных значений геофизических параметров.

Прямыми качественными признаками терригенного и карбонатного коллектора с межзерновым типом пористости являются:

1. Сужение диаметра ствола скважины, другими словами наличие глинистой корки, отмечаемое на кавернограмме, $d_{скв} < d_{ном}$.
2. Характерные, показания на диаграммах микрозондов, т.е. наличие положительного приращения.
3. Наличие изменения удельного электрического сопротивления по радиусу скважины, устанавливаемое по данным разноглубинных установок электрического каротажа (например БК и МБК), путем сопоставления удельного сопротивления породы ($\rho_{п}^{БК} >$ или $< \rho_{п}^{МБК}$).

Количественными критериями выделения коллекторов по данным ГИС являются граничные значения геофизических параметров.

2.2.2 Определение Кп по данным ПС

На Биттемском месторождении для оценки пористости пород широко используется метод ПС. Метод ПС для определения коэффициента пористости коллекторов применяется, главным образом, в терригенных разрезах. Необходимым условием здесь является наличие тесной корреляционной зависимости между амплитудой ПС ($\alpha_{пс}$) и Кп.

При определении пористости по методу ПС предпочтение отдается относительной амплитуде, рассчитываемой по формуле 1:

$$\alpha_{\text{сп}} = U_{\text{сп } 1} - U_{\text{сп пл}} / U_{\text{сп } 1} - U_{\text{сп } 2} \quad (1)$$

Величину $K_{\text{п}}$ для каждого пласта находят по корреляционной зависимости $K_{\text{п}}$ от $\alpha_{\text{сп}}$, соответственно полученному значению $\alpha_{\text{сп}}$. Данный способ применим для определения пористости терригенных коллекторов с рассеянной глинистостью, независимо от характера их насыщения. Таким образом, для пласта AC_{11} используемые зависимости $K_{\text{п}}(\alpha_{\text{сп}})$ описываются уравнением 2:

$$K_{\text{п}} = 118 \alpha_{\text{сп}} + 13.3 \quad (2)$$

2.2.3 Определение коэффициента нефтенасыщенности коллекторов.

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

Суть метода определения ($K_{\text{нг}}$) состоит в построении экспериментальной зависимости ρ_i , полученного по данным ГИС, от объемного параметра влажности (W_a), определенного по данным прямого метода на образцах керна, отобранных из скважин, пробуренных на нефилътрующемся растворе (РНО). На Биттемском месторождении для определения $K_{\text{нг}}$ используется зависимость $\rho_i(W_a)$, полученная по данным исследования двух скважин Лянторского и Вачимского месторождений, поскольку данные месторождения являются ближайшими соседями Биттемского и входят с ним в единую петрофизическую зону. Зависимость построена для группы пластов-коллекторов AC_9, AC_{10}, AC_{11} и описывается уравнением 3:

$$\lg \rho_n = 3.41 - 2.51 \cdot \lg W_a \quad (3)$$

Раздел 3 «Результаты работ».

Исследование пласта AC_{11} Биттемского месторождения по выше описанной методике проводилось по скважине 1*П Биттемского

месторождения Западной Сибири. Как следует из рассмотрения диаграмм комплекса ГИС, пласт AC_{11} расположен на глубине 2443.4 – 2463.4. При этом общая мощность пласта равна 20 м. В пределах пласта были выделены три проницаемых просоя на глубине 2443.4-2444.4м, 2447-2455м, 2459.4-2463.4м, мощностью 1м, 8м, 4м, соответственно. Сопротивление исследуемого пласта AC_{11} по данным БК изменяется от 6 до 25 ом*м. Электропроводность по данным ИК меняется в пределах 60- 150 сим/м. Разность потенциалов, как следует из диаграмм метода ПС, изменяется от 725 до 800 мВ. По данным ГК интенсивность гамма – излучения пласта составляет 5.5-7.5 мкр/ч, по данным НГК также прослеживаются изменения в широком диапазоне от 2.1 до 2.7 усл.ед. Значения скорости в исследуемом пласте составляют значения от 1200 до 1600 мс/с.

Для расчета фильтрационно-емкостных свойств были определены опорные пласты глин (2433-2444м) и плотных песчаников (2402.5-2403.5м). Значения гамма-интенсивности снятые в опорных пластах равны 9.5 мкр/ч и 5 мкр/ч. Снятые с диаграммы ГК значения интенсивности исследуемых пластов равны $I_1^Y = 5.5$ и $I_2^Y = 6.1$ и $I_3^Y = 6$. В соответствии с этим по вышеописанной методике были посчитаны разностные параметры. Для первого пласта $I_1^Y = 0.11$, для второго пласта $\Delta I_2^Y = 0.24$, для третьего $I_3^Y = 0.22$. Исходя из полученных данных, используя зависимость $K_{гп} = 0.6 \Delta I^Y$, получаем, что $C_{гп1} = 0.6 * 0.11 = 0.06$ или 6%, $C_{гп2} = 0.6 * 0.25 = 0.15$ или 15%; $C_{гп3} = 0.6 * 0.22 = 0.13$ или 13%.

На данной территории каротажом пористости являлся метод ПС. Значения разности потенциалов, снятые в опорных пластах равны $\Delta U_{пс max} = 800$ мВ и $\Delta U_{пс min} = 750$ мВ. Снятые с диаграммы ПС значения разности потенциалов исследуемых пластов равны $\Delta U_1 = 760$ мВ; $\Delta U_2 = 755$ мВ; $\Delta U_3 = 750$ мВ. В соответствии с этим, согласно формуле 1, были посчитаны относительные параметры $\alpha_{пс}$. Значения которых составили $\alpha_{пс1} = 0.49$, $\alpha_{пс2} = 0.46$, $\alpha_{пс3} = 0.4$. Таким образом, значения коэффициентов пористости по данным ПС равны 19%, 18%, 16%.

Для определения коэффициента нефтегазонасыщения использовались значения электрического сопротивления, снятые и диаграммы бокового каротажа. Для первого пласта параметр пористости $R_{п1} = 20$, для второго $R_{п2} = 23$, а для третьего $R_{п3} = 25$. Удельное сопротивление пластовой воды для изучаемого региона составляет $0,033 \text{ Ом*м}$. Принимая константы a и $b = 1$, а показатель степени $n = 2$, по формуле 4 мы находим коэффициент водонасыщения.

$$K_v = \sqrt{R_{п} \cdot \rho_v / \rho_{п}} \quad (4)$$

Таким образом, получаем, что $K_{v1} = 0,15$ или 15%, а $K_{v2} = 0,21$ или 21%
 $K_{v3} = 0,17$ или 17%.

Зная, что $K_{нг}$ вычисляется как $K_{нг} = 1 - K_v$, получаем, что $K_{нг1} = 85\%$, $K_{нг2} = 79\%$, $K_{нг3} = 83\%$.

Для определения критерия деления коллекторов на продуктивные и водоносные Биттемского месторождения приведен совместный анализ результатов интерпретации ГИС и результатов опробования скважин на основании сопоставления r_p и $\alpha_{пс}$. Согласно палетке характер насыщения пласта AC_{11} соответствует нефтенасыщенному коллектору. О чем говорят точки пересечения значений сопротивления снятые с диаграммы ИК ($14 \text{ Ом*м}, 8 \text{ Ом*м}, 8 \text{ Ом*м}$) со значениями $\alpha_{пс}$ ($0,49, 0,46, 0,4$, соответственно).

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе была произведена комплексная обработка данных методов ГИС по разрезу скважин 1*П Биттемского месторождения и дана геолого-геофизическая характеристика пласта AC_{11} .

Были решены следующие задачи:

- выделены пласты – коллекторы;
- определены фильтрационно-емкостные свойства;
- рассчитан коэффициент нефтегазонасыщенности;

- определен характер насыщения.

Полученные данные позволили охарактеризовать коллекторские свойства пласта AC_{11} по вертикали. Из распределения свойств коллекторов следует, что наиболее песчанистые разности пород с большим значением пористости и меньшим значением глинистости, сосредоточены в кровле исследуемого пласта. Вниз по разрезу происходит увеличение глинистости и незначительное уменьшение пористости. $K_{нг}$ изменяется не значительно во всех пластах –коллекторах, составляя в среднем 82,5 %, что соответствует нефтенасыщенному коллектору.

Таким образом, информация о характере вертикальной изменчивости геолого-геофизических характеристик разреза, полученная по данным ГИС, является необходимой на всех этапах жизни месторождений.