

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

Кафедра геофизики

**«Обоснование подсчётных параметров коллекторов готеривского яруса  
методами ГИС (На Сурьеганском месторождении в Западной Сибири)»**

АВТОРЕФЕРАТ МАГИСТЕРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 2 курса 261 группы  
(направление 05.04.01 геология)  
геологического ф-та  
Воропая Дмитрия Олеговича

**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 2019

**Введение.** Основы геологической интерпретации данных промысловой геофизики с целью получения подсчетных параметров заложены в нашей стране в 30—40-х годах В. Н. Дахновым. В последующем под его руководством на кафедре промысловой геофизики МИНХ и ГП в 50—00-х годах В. М. Добрыниным, В. И. Кобрановой, В. В. Ларионовым, М. Г. Латышовой и другими были разработаны многочисленные способы определения подсчетных параметров по данным электро- и радиометрии. В настоящее время геофизические методы изучения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород являются одними из основных при подсчете запасов нефти и газа.

**Актуальность работы.** Вопрос повышения точности определения подсчетных параметров коллекторов является актуальной задачей на всех этапах жизни нефтегазового месторождения: и во время поисково-оценочного этапа, в виду необходимости установления промышленного характера залежи и её перспективности, и на разведочном этапе для принятия обоснованного комплекса мероприятий по введению месторождения в эксплуатацию. Задача площадного определения фильтрационно-емкостных свойств и геометрических параметров объекта, знание которых необходимо для проведения точного подсчета запасов, как правило, ложится на комплекс косвенных методов (важнейшими из которых, здесь являются ГИС) совмещённых с прямыми исследованиями (бурового шлама и керна).

**Цель работы.** Рассмотреть методики определения подсчетных параметров, применяемые в современной промысловой геофизике, и выявить наиболее эффективные для геолого-геофизических условий нефтегазовых месторождений Западной Сибири (ХМАО).

**Объект исследования.** Исследуется терригенный пласт АС10/2 нижнемелового возраста (низы готеривского яруса) на территории Сурьеганского месторождения (Западная Сибирь).

**Основные задачи работы:**

- изучить геолого-геофизическую характеристику исследуемого

месторождения, охарактеризовать объект исследования (пласт АС10/2);

- охарактеризовать комплекс методов ГИС, проводимый на скважинах Сурьеганского месторождения;

- изучить методики, применяемые для определения подсчетных параметров, а именно коэффициента пористости ( $K_p$ ), нефтегазонасыщенности ( $K_{нг}$ ) через коэффициент водонасыщения ( $K_v$ ), и перейти к получению этих параметров на примере скважин №56, 57, 61, 64, 65, 85 Сурьеганского месторождения;

- провести выбор методики, с помощью которой можно наиболее эффективно решить задачу определения подсчетных параметров для геолого-геофизических условий исследуемого месторождения;

- описать алгоритм определения удельного электрического сопротивления пластовой воды ( $\rho_v$ ), в случае отсутствия данных лабораторных исследований;

- провести расчёты подсчетных параметров по исследуемым скважинам Сурьеганского месторождения;

- обосновать наиболее эффективную методику определения подсчетных параметров в геолого-геофизических условиях Западной Сибири.

**Научная новизна и значимость работы** заключается в возможности применения результатов по выявлению наиболее эффективных, в условиях исследуемого литолого-стратиграфического интервала в Западной Сибири, методик определения подсчетных параметров, в особенности в случаях отсутствия индивидуальных зависимостей, дефицита материалов прямых исследований свойств пород-коллекторов.

**Основное содержание работы.** В разделе 1 «Геолого-геофизическая характеристика территории» описано расположение территории исследования, её литолого-стратиграфическая характеристика и тектоническое строение, дана характеристика нефтегазоносности исследуемого пласта.

В подразделе 1.1 «Общее положение» дана привязка административного положения территории. Сурьеганское месторождение можно привязать к

Сургутскому и Белоярскому районам Ханты-Мансийского автономного округа - Югры Тюменской области, северная часть участка месторождения расположена в Белоярском, а южная – в Сургутском районе.

В подразделе 1.2 «Литолого-стратиграфическая характеристика разреза», показано, что геологический разрез Сурьеганского месторождения представлен породами трех структурно-тектонических комплексов: палеозойского метаморфизованного складчатого фундамента, переходного тафрогенного комплекса триаса и мезозойско-кайнозойского платформенного чехла. Образования осадочного чехла включают в себя отложения юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем. Отложения меловой системы представлены двумя отделами - нижним и верхним. Нижнемеловые отложения являются основным объектом поисков нефти и газа, имеют берриас-альбский возраст и представлены осадками ахской, черкашинской, алымской, викуловской и ханты-мансийской свит. Верхнемеловые отложения имеют сеноман-маастрихтский возраст и представлены уватской, кузнецовской, березовской и ганькинской свитами. Отложения черкашинской свиты согласно залегают на породах ахской свиты и представлены неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитоподобных глин. Свита делится быстринской пачкой глин на две подсвиты: нижнюю АС10-АС7, и верхнюю - пласты АС6-АС4. В пределах рассматриваемого месторождения выявлена нефтеносность пластов АС10/2, АС10/2-1. Возраст свиты готерив-барремский. Толщина-до 310 м.

В подразделе 1.3 «Тектоника» в геологическом разрезе Западно-Сибирской платформы выделяются два комплекса отложений: доюрский и мезозойско-кайнозойский. Доюрский комплекс состоит из двух структурно-тектонических этажей: складчатого консолидированного фундамента и промежуточного структурного этажа. Согласно «Тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты» (под ред. В.И. Шпильмана, 1998 г.), Сурьеганское месторождение расположено на северо-восточном замыкании Фроловской мегавпадины, в зоне ее сочленения с Помутской

мегатеррасой.

В подразделе «Особенности нефтегазоносности» описано расположение исследуемых скважин (№56, 57, 61, 64, 65, 85), тип залежи, приуроченной к пласту АС10/2. Нефтеносность в рамках исследуемого пласта АС10/2 установлена для в нижнемеловых отложениях черкашинской свиты (низы готеривского яруса, К1g). Выявлено три залежи нефти.

Данные ГИС имеются по скважинам, приуроченным к залежи 2. Залежь 2 - структурно-литологическая, размеры - 10.8\*4.8 км. высота -19 м. Площадь залежи 39.788 км<sup>2</sup>. ВНК наклонный от -2539.2 до -2552.3 м. В границах нефтеносности залежь вскрыта тремя разведочными и 30 эксплуатационными скважинами (в том числе тремя горизонтальными скважинами). Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 0.6 до 8.4 м. при среднем значении 3.9 м.

Раздел 2 «Методика исследования» включает в себя описание комплекса ГИС на исследуемых скважинах Сурьеганского месторождения и подразделы, посвященные определению подсчетных параметров. На исследуемых скважинах Сурьеганского месторождения выполнен следующий комплекс методов ГИС:

А) Методы электрического каротажа

- Боковой каротаж (БК)
- Индукционный каротаж (ИК)
- Каротаж самопроизвольной поляризации (ПС)
- Высокочастотное индукционное каротажное зондирование (ВИКИЗ)

Б) Методы радиоактивного каротажа

- Гамма каротаж (ГК)
- Нейтрон-нейтронный каротаж на тепловых нейтронах (ННК-т)
- Гамма-гамма плотностной каротаж (ограниченно)

В подразделе 2.1 «Методика определения подсчетных параметров» подчеркнута, что в данной квалификационной работе рассматриваются подсчетные параметры для объемного метода подсчета запасов. Объемный

метод подсчета запасов широко применяется при наличии данных о емкостных свойствах коллекторов и их пространственных характеристиках. Сущность объемного метода заключается в определении массы нефти или объема свободного газа в насыщенных ими объёмах пустотного пространства пород-коллекторов, слагающих залежи нефти и газа или их части. По данным промысловой геофизики могут быть определены следующие подсчетные параметры: 1) эффективная мощность ( $h_{эф}$ ); 2) положение водонефтяного (ВНК), газоводяного (ГВК), газонефтяного (ГНК) и текущих контактов на различных этапах разработки месторождения; 3) коэффициент пористости для большинства продуктивных объектов (за исключением отдельных типов сложных коллекторов); 4) коэффициент нефтегазонасыщения для всех коллекторов, кроме трещинно-кавернозных.

Подраздел 2.1 «Определение эффективной мощности  $h_{эф}$ » посвящён оценке эффективной мощности продуктивных коллекторов, что включает в себя следующие операции: 1) выделить коллектор; 2) установить характер насыщения коллектора; 3) найти эффективную мощность пластов-коллекторов. Величина  $h_{эф}$  в однородном пласте-коллекторе определяется как мощность этого пласта, границы которого устанавливаются по диаграммам геофизических методов.

В связи с последним, подраздел 2.2 1 «Выделение коллекторов» включает в себя описание использованных групп признаков для выделения коллекторов. Первая группа объединяет прямые качественные признаки, основанные на более высокой проницаемости коллектора по сравнению с вмещающими породами и на проникновении в коллектор фильтра глинистого раствора.

Вторая группа включает косвенные количественные признаки коллектора, основанные на отличии коллектора от вмещающих пород по пористости и глинистости; это позволяет выделить пласты-коллекторы в интервалах с повышенной пористостью и пониженной глинистостью по диаграммам соответствующих геофизических методов. К косвенным в данном

случае относится критерий выделения коллектора по типичному значению коэффициента пористости  $K_p$ , составляющему 15,5% и коэффициента проницаемости более  $0,8 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, найденным по данным керновых исследований нижнемеловых готеривских отложений. В данной работе рассмотрены лишь те признаки, для которых имеется геофизическое обоснование методами ГИС, представленными на каротажных материалах.

В подраздел 2.3 «Определение коэффициента пористости ( $K_p$ )» даны теоретические основы определения пористости пород. Комплекс методов ГИС для имеющегося каротажного материала и наличие петрофизических связей для данного месторождения по радиоактивным методам, обуславливают определение  $K_p$  одним из следующих способов:

- 1) По кривой зависимости двойного разностного параметра  $\Delta I_\gamma = f(K_p)$  метода ГК для данного месторождения
- 2) По одной из общепринятых зависимостей относительного параметра  $I_{n,t} = f(K_p)$  нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (ННК-т).

В подразделе 2.3.1 «Определение  $K_p$  по методу ГК», повествуется о физических предпосылках определения  $K_p$  по методу ГК, основанная на связи  $K_p$  с интенсивностью ГК (или двойным разностным параметром  $\Delta I_\gamma$ ) и установленной на Сурьеганском месторождении петрофизической зависимости  $K_p = f(\Delta I_\gamma)$ , показанной через выражение 1 как:

$$K_p^{ГК} = -13,1 \Delta I_\gamma + 23 \quad (1)$$

В подразделе 2.3.2 «Определение  $K_p$  по методу ННК-т» даны физико-теоретические основы применения метода ННК-т для задач определения пористости. Задача определения пористости по интенсивности  $I^{n-t}$  показаний метода ННК-т опирается на связь эквивалентной влажности породы  $\omega$  (также называемой нейтронной пористостью) с  $I^{n-t}$  (или относительной амплитуды  $\Delta I^{n-t}$ , согласно выражению 2) с учетом влияния связанной воды глинистой составляющей коллектора.

Относительная амплитуда определена из значений интенсивности  $I^{n-\tau}$  по двум пластам (пласт глин и плотных пород) с известными значениями эквивалентной влажности или нейтронной пористости  $K_{п,n}$ . Тогда  $\Delta I_{nn}$  вычисляется по формуле 2, как:

$$\Delta I^{n-\tau} = I^{n-\tau} - I_1^{n-\tau} / I_2^{n-\tau} - I_1^{n-\tau}, \quad (2)$$

где  $I_2^{n-\tau} - I_1^{n-\tau}$  – опорная амплитуда, равная разности показаний кривой нейтронного метода. Определение пористости проводится по зависимости  $K_{п}(\Delta I^{n-\tau})$ , представленной на рисунке 1.

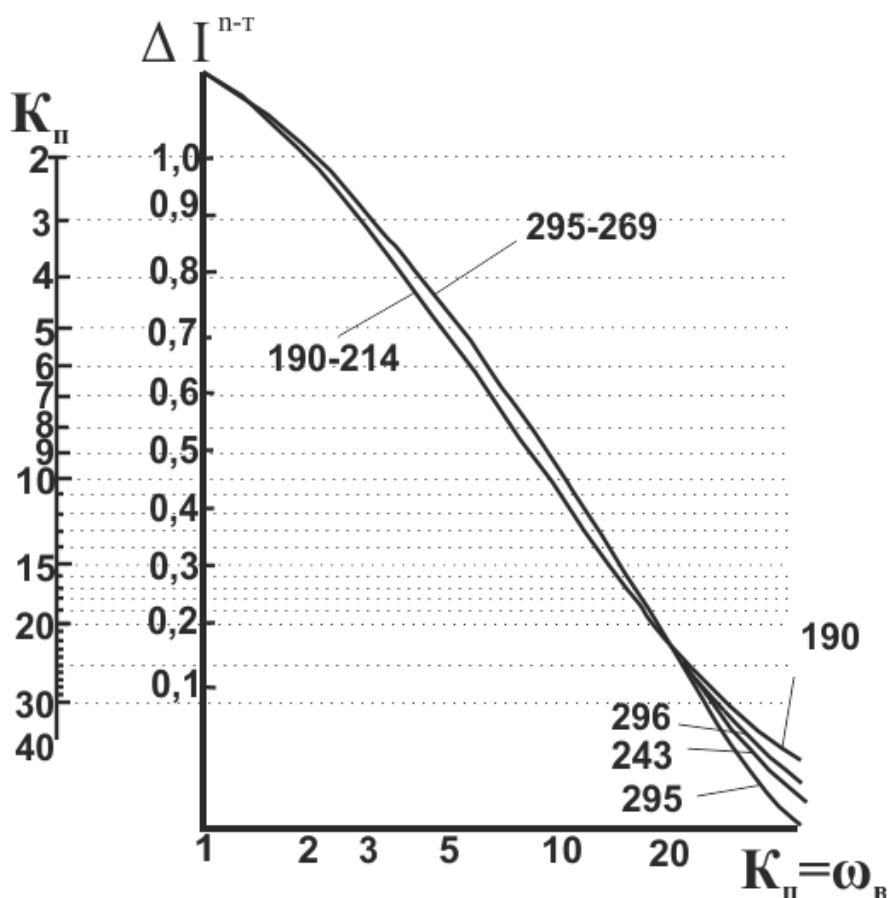


Рисунок 1 – Зависимость коэффициента пористости от относительной амплитуды для метода НК-т

В подразделе 2.4 «Определение коэффициента нефтегазонасыщения  $K_{нт}$ » изучены методики определения  $K_{нт}$  (как  $1 - K_{в}$ ), а именно: 1 – по зависимости коэффициента водонасыщения от параметра насыщения  $P_{н}(K_{в})$ , 2 – по уравнению Арчи-Дахнова, 3 - по уравнению Симанду.

Подраздел «2.4.1 Определение сопротивления пластовой воды  $\rho_{в}$ »



включает в себя методическую часть по определению  $\rho_v$ .

В отсутствии данных анализов образцов воды и заданного химического состава вод, сопротивление пластовой воды  $\rho_v$  определялось по величине амплитуды аномалий потенциалов собственной поляризации графическим расчетом с использованием номограммы. Для расчета  $\rho_v$  таким способом используется уравнение 2:

$$\Delta U_{\text{сп, прив}} = \Delta U_{\text{сп}} / v_{\text{сп}} b_{\text{с}} = K_{\text{сп,t}} \lg \rho_{\text{ф}} / \rho_{\text{в}}, \quad (2)$$

где  $b_{\text{с}}$  – коэффициент приведения зависимости  $\Delta U_{\text{сп}} = f(\lg \rho_{\text{ф}} / \rho_{\text{в}})$  к линейному виду. Поправка  $v_{\text{сп}}$  определяется по специальной палетке  $v_{\text{сп}} = f(h/d)$ , где  $h/d$  – мощность пласта к диаметру скважины.

Неизвестное сопротивление фильтра бурового раствора  $\rho_{\text{ф}}$  возможно определить по палетке для определения удельного сопротивления фильтрата бурового раствора в зависимости от температуры.

Неизвестное значение коэффициента  $K_{\text{сп,t}}$ , равное при нормальных условиях 70 мВ, определяется приведением к температуре пласта по номограмме. Получив величину  $\Delta U_{\text{сп, прив}}$ , возможно применить номограмму для определения удельного сопротивления пластовой воды  $\rho_v$ .

Раздел 3 «Результаты исследования» содержит результаты определений подсчетных параметров, обоснования применения и выводы по применению методик подсчета  $K_{\text{п}}$  и  $K_{\text{нп}}$ , проделанную работу по определению  $\rho_v$ .

В подразделе 3.1 «Результаты выделения коллекторов и получение эффективной мощности  $h_{\text{эф}}$ » конкретизированы результаты определения эффективной мощности  $h_{\text{эф}}$ .

В подразделе 3.2 «Определение  $K_{\text{п}}$  и  $K_{\text{нп}}$ » показаны результаты расчёта  $K_{\text{п}}$  и  $K_{\text{нп}}$ . Коэффициент пористости рассчитан по методике, описанной в разделе 2.3.1 и 2.3.2. В первом случае, пористость определена на основании зависимости 4 ( $K_{\text{п}} = f(\Delta I \gamma)$ ), по данным метода ГК, во втором – на основании зависимости  $K_{\text{п}} = f(\Delta I^{n-T})$ , по данным метода ННК-т. Для определения принятого значения  $K_{\text{п}}$ , проводилось сравнение полученных значений  $K_{\text{п}}$  по ГК и ННК-т со значением ( $K_{\text{п}} = 15,5\%$ ), найденным по данным исследований

керна нижнемеловых готеривских отложений пласта АС10/2 на Сурьеганском месторождении. Проведено определение средневзвешенных значений пористости  $K_{п.ср}$  по скважинам. Полученные значения  $K_{п.ср}$ , показывают большую сходимость с априорным значением при определении  $K_{п}$  по зависимости, основанной на данных ГК, что является обоснованием её применения в условиях Сурьеганского месторождения, что отображено в таблице 1.

Таблица 1 – Средневзвешенные значения коэффициента пористости по разным методам

№ скважины	$K_{п}$ ГК, средневзв., %	$K_{п}$ НКТ, средневзв., %
56	18,76	18,08
57	16,03	17,96
61	17,71	17,13
64	17,19	25,8
65	17,38	21,22
85	16,96	15,88

Для определения  $K_{нг}$ , по методикам, представленным в разделе 2.4, требовалось определение удельного сопротивления пластовой воды  $\rho_v$ . Автором на основании литературных источников была выбрана методика с использованием показаний метода ПС, описанная в разделе 2.4.1.

Для того, чтобы оценить возможность применения какой-либо из общепринятых методик определения  $K_{нг}$  или  $K_v$ , освещенных в разделе 2.4 (1 - по зависимости от параметра насыщения  $P_n=f(K_v)$ , 2 - уравнению Арчи-Дахнова, 3 - уравнению Симанду), проведено сравнение полученных результатов их применения с индивидуальной зависимостью, основанной на связи 3:

$$\rho_{п} = 197.54 W_{в}^{-1.246}, \quad (3)$$

где  $W_{в} = K_{п} K_{в}$  – объемная водонасыщенность. Данная зависимость получена на

статистически значимом объеме материала и применяется для определения  $K_v$  в регионе исследования.

После получения значений  $K_{нт}$  ( $K_v$ ) проведено сравнение эффективности применения рассмотренных методик, путём сравнения с результатами, полученными по индивидуальной зависимости.

Определение коэффициента водонасыщения по предложенным методикам показало, что наиболее точные результаты получены по методике Арчи-Дахнова.

Применяя Уравнение Арчи-Дахнова, из выражения, основываясь на полученных значениях удельного сопротивления пластовых вод  $\rho_v$ , коэффициента пористости  $K_p$ , удельного электрического сопротивления неизменной части пласта  $\rho_p$  проведено определение коэффициента водонасыщения  $K_v$  по всем исследуемым интервалам скважин №56,57,61,64,65,85.

На основании результатов определения  $K_{нт}$  можно сделать вывод об удовлетворительной сходимости результатов получения  $K_{нт}$  через  $K_v$  по методике Арчи-Дахнова с данными о нефтегазонасыщенности, полученными на основании индивидуальной зависимости по месторождению, представленной в выражении 3.

**Заключение.** В данной работе проведен выбор и обоснование оптимальной методики определения подсчетных параметров в геолого-геофизических условиях Западной Сибири для коллекторов нижнемеловых готеривских отложений. В работе рассматривались подсчетные параметры для объемного метода подсчета запасов. Величина  $h_{эф}$  в однородном пласте-коллекторе определяется как мощность этого пласта, границы которого устанавливаются по диаграммам геофизических методов на основании прямых качественных и количественных критериях (отталкиваясь от среднего значения коэффициента пористости  $K_p$ , (15,5%) по коллекторам и граничного значения коэффициента проницаемости (более  $0,8 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>)). Показана возможность определения  $K_v$  ( $K_{нт}$ ) следующими способами: используя

общепринятую зависимость  $P_n(K_v)$ , уравнение Арчи-Дахнова, либо уравнение Симанду. Для определения  $K_{п}$  использовались как данные метода ГК, так и НК-т. Полученные значения  $K_{п,ср}$ , приведенные в таблице 1, показывают наилучшую сходимость со значением  $K_{п}$  по керну исследуемого пласта Сурьганского месторождения в случае применения зависимости, основанной на данных ГК. Для определения коэффициента нефтегазонасыщения  $K_{нг}$ , рассмотрены три методики определения коэффициента водонасыщения  $K_v$ : 1 - по зависимости от параметра насыщения  $P_n(K_v)$ , 2 - уравнению Арчи-Дахнова, 3 - уравнению Симанду. Поскольку все рассматриваемые методики определения коэффициента водонасыщения  $K_v$  все требовали данные об удельном сопротивлении пластовых вод  $\rho_v$ , которые отсутствуют в исследуемых скважинах, автором, по литературным источникам, был найден способ определения  $\rho_v$  по данным ПС и специально составленным номограммам. Произведен расчет  $\rho_v$  по исследуемым скважинам Сурьганского месторождения. В соответствии с задачей исследования по выбору эффективной методики подсчета  $K_v$  для геолого-геофизических условий Сурьганского месторождения, проводилось сравнение с индивидуальной для исследуемого месторождения зависимостью  $\rho_{п}(W_v)$ , полученной на значимом объеме статистического материала и используемой в практике промыслово-геофизических работ. В результате доказано, что использование методики, основанной на уравнении Арчи-Дахнова для определения  $K_v$  в условиях Западной Сибири для готеривских отложений дало наилучшую сходимость. Эти выводы подтверждаются и результатами определения  $K_{нг}$ , таким образом является возможным рекомендовать использование данной методики определения  $K_v$  в условиях Западной Сибири для готеривских отложений в случае отсутствия индивидуальной зависимости по месторождению.