

Министерство образования и науки Российской Федерации  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ  
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

**«Обоснование подсчетных параметров пород коллекторов меловых  
отложений Северо-Лабатьюганского месторождения»**

**АВТОРЕФЕРАТ МАГИСТЕРСКОЙ РАБОТЫ**

Студента 2 курса 261 группы

05.04.01 специальности геология

геологического ф-та

Матвеева Александра Васильевича

**Научный руководитель**

К. г.-м.н., доцент

\_\_\_\_\_

К.Б. Головин

подпись, дата

**Зав. кафедрой**

К. г.- м.н., доцент

\_\_\_\_\_

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Саратов 2018

**Введение. Актуальность работы.** В настоящее время в условиях истощения основных запасов нефти месторождений, связанных, главным образом, с терригенными отложениями верхнего девона и нижнего карбона, значительно возрос практический аспект переоценки начальных балансовых запасов нефти и повышения эффективности разработки остаточных запасов, разрабатываемых длительный период старых месторождений. Пересчёт запасов нефти старых месторождений характеризуется следующими особенностями: во-первых, для них характерна высокая плотность разбуренности территории, обеспечивающая высокую равномерность и надежность геологической информации; во-вторых, при оценке подсчётных параметров предопределена необходимость использования данных геофизических исследований скважин (ГИС), как более массовых определений в сравнении с объёмами исследований керна.

Основная цель выпускной работы заключается в обосновании подсчетных параметров пород коллекторов меловых отложений Северо-Лабатьюганского месторождения. Достижение поставленной цели потребовало постановки и решения нескольких задач:

- сбор и анализ геолого-геофизических данных о выбранной для изучения территории исследований – Северо-Лабатьюганское месторождение;
- привести краткую геолого-геофизическую характеристику района работ на основе имеющихся фондовых материалов, публикаций в научной литературе и сети интернет;
- проанализировать имеющуюся в учебно-методической литературе информацию, характеризующую методы ГИС, входящие в комплекс промыслово-геофизических исследований на изучаемой территории;
- изучить методику стандартного комплекса исследования керна;
- исследовать физико-геологические основы петрофизической связи «КЕРН-ГИС» применяемых для подсчета запасов месторождения и на основании этого построить зависимость «кern-ГИС»;

В основу работы положены материалы, полученные автором в период прохождения производственной практики в организации ОАО «Сургутнефтегаз», НГДУ «Нижнесортымскнефть» цех научно-исследовательских и производственных работ. Полученные материалы включают: заключение по оперативной интерпретации данных ГИС по скважине №4921,4380,5831 и сводный литолого-стратиграфический разрез.

**Содержание работы** В 1 разделе дается геолого-геофизическая характеристика Северо-Лабатьюганского месторождения. В подразделе 1.1. «Общие сведения о месторождении» отмечается, что в административном отношении Северо-Лабатьюганское месторождение нефти расположено на территории Сургутского административного района Ханты-Мансийского автономного округа - Югры, в 228 км к северо-западу от г. Сургута. Ближайший населенный пункт п. Нижнесортымский находится в 91 км к востоку от месторождения, г. Лянтор расположен в 137 км к северо-востоку от изучаемой территории.

В физико-географическом отношении месторождение расположено в северной подзоне таежной зоны Сургутской болотной провинции Западно-Сибирской физико-географической страны (Лямин-Пимский болотный район). Северо-Лабатьюганское месторождение нефти находится в пределах двух лицензионных участков ОАО «Сургутнефтегаз» - Северо-Лабатьюганского и Южно-Чанатойского. Обзорная схема района работ представлена на рисунке 1(Шкунов, В.А. 2015).

В подразделе 1.2. приводится «Краткая литолого-стратиграфическая характеристика». Геологический разрез изучаемой территории сложен разновозрастными породами. Доюрские породы слагают кристаллический фундамент, представлены изверженной породой зеленого цвета с красноватым оттенком и тонкослоистой известковисто-глинистой метаморфизованной породой с прожилками кальцита. Юрские отложения представлены двумя крупными фациальными комплексами. Нижний комплекс охватывает отложения нижней и средней юры до нижнего келловея включительно и представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и аргелитов, а верхний

комплекс слагается черными аргиллитами с глауконитами и конкрециями сидерита. В неокоме, в пределах района работ, слагаются переслаиванием алевролитов и аргиллитов. Нефтеносной является черкашинская свита (пласты АС10/2 и АС11) готерив-барремского возраста. Подраздел 1.3 посвящается тектоническому строению месторождения. Тектоника является одним из решающих факторов при формировании ловушек углеводородов, особенно в регионах со сложной геодинамикой, влияющей как на строение крупных тектонических блоков фундамента, так и на последующие локальные структурные элементы чехла.

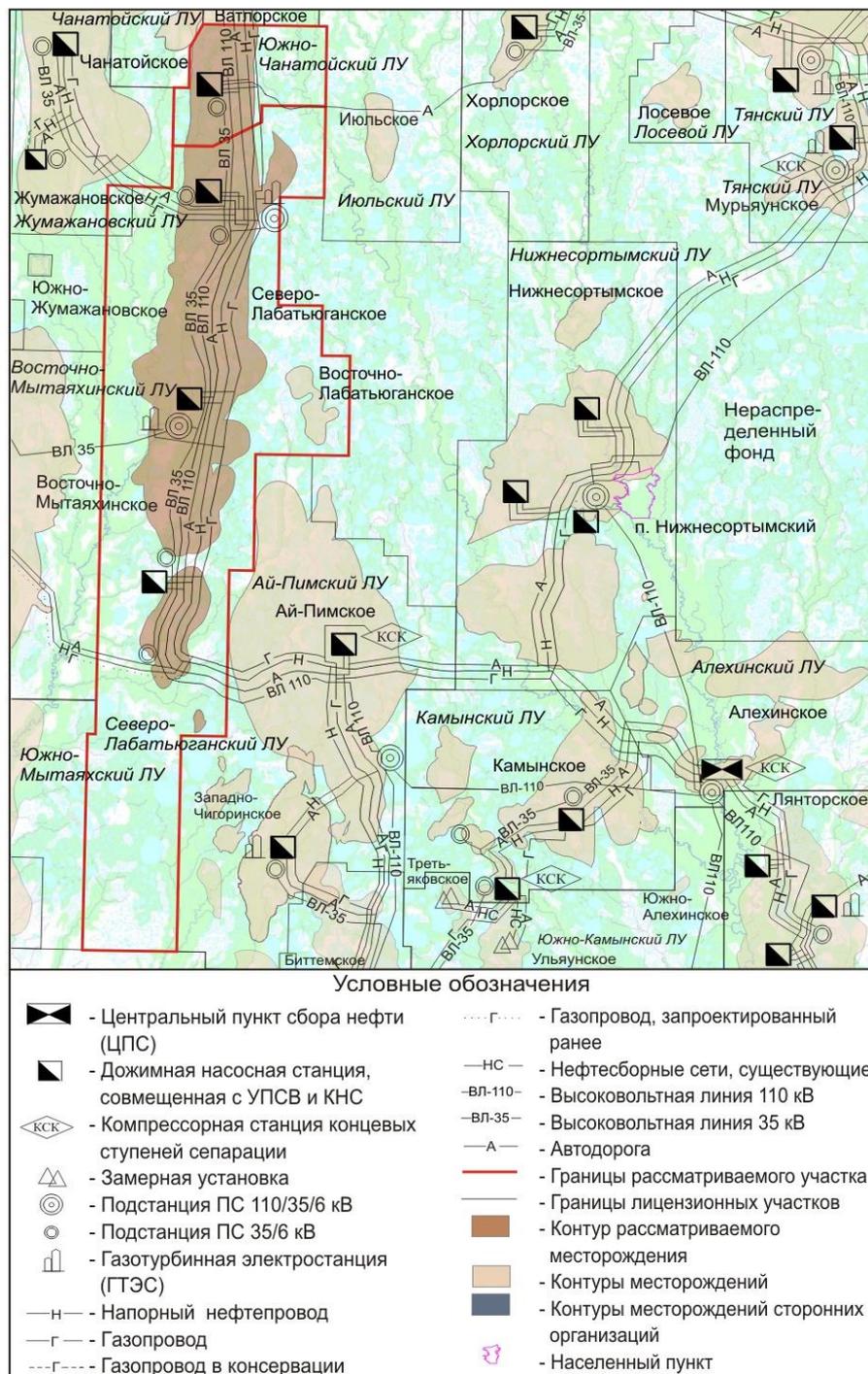


Рисунок 1. Обзорная схема района работ (Шкунов В.А., 2015)

В геологическом строении Западно – Сибирской нефтегазоносной провинции участвуют гетерогенный дислоцированный, в разной степени метаморфизованный докембрийско-палеозойский фундамент и полого залегающий на нем мезозойско-кайнозойский осадочный чехол. Фундамент погружается от периферии к центру плиты, в пределах которой в соответствии с мощностями чехла и отчасти характером платформенных структур

выделяются: внешний пояс плиты с глубинами залегания фундамента до 2 км, центральная область (Центральная “мегатерраса”) с глубинами залегания фундамента 2,5 - 4,5 км и северная область (Ямало-Тазовская мегасинеклиза) с глубинами залегания фундамента до 8 - 9 и 11 км.

Месторождение расположено на границе Сургутского свода и Фроловской мегавпадины, в пределах Ай-Пимского вала, в его крайней северной части, который на западе граничит с Северо-Камынской седловиной, а на востоке с Нижнесорттымским валом.

Центральная часть Фроловской мегавпадины, где расположена изучаемая нами территория находится между Красноленинским и Сургутским сводом и включает в себя структуры 1 порядка: Южно-Елизаровский прогиб, Галяновский выступ, Сыньеганскую террасу и Туманный вал.

Сургутский палеосвод, расположен в центральной части Западно-Сибирской плиты (Обь-Иртышское междуречье). Структурный план платформенного чехла построен сложно, что обусловлено наложением на складчатые структуры фундамента, имеющие здесь северо-западное простирание, глубинные разломы растяжения меридионального направления. В пределах крупнейших разломов в начале мезозоя в фундаменте образовались грабен-рифты (Усть-Тымский, Колтогорско-Уренгойский и Аганский), над которыми в платформенном чехле сформировались узкие прогнутые зоны типа желобов. Между этими грабен-рифтами, а также Аганским рифтом и глубинным разломом, ограничивающим с востока Уват–Ханты-Мансийский срединный массив, в начале мезозоя в фундаменте были образованы три положительные (блокового типа) структуры большого радиуса кривизны, над которыми в платформенном чехле были сформированы крупнейшие положительные структуры (Шпильман В.И., Солопахина Л.А. 1999)

Нефтегазоносность изучаемой территории представлена в подразделе 1.4. Углеводороды выявлены в нижнемеловых отложениях черкашинской свиты готерив-барремского возраста K1g (пласты AC10/1, AC11/01-02, AC11-03, AC11-04), юрских отложениях баженовской свиты волжского возраста J3-K1bg

(пласт ЮС0 (баженовские продуктивные отложения) пласты ЮС1 (абалакские продуктивные отложения) и тюменской свиты батского возраста J2tm (пласт ЮС2/1 (продуктивные отложения тюменской свиты) (Шкунов, В.А. 2015).

В разделе 2 изучаются физико-геологические основы петрофизической связи КЕРН-ГИС применяемых для подсчета запасов месторождения и которые нашли отражение в работе: петрофизическое обеспечение интерпретации данных комплекса ГИС (подраздел 2.1): схема литолого - петрофизического обоснования интерпретации комплекса ГИС (подраздел 2.2): связь между ГИС и петрофизическими исследованиями (подраздел 2.3): связи типа «керна-ГИС» (подраздел 2.4): объемы исследований поднятого керна (подраздел 2.5).

Результаты исследований приводятся в разделе 3. Выделение пластов коллекторов и определение характера их насыщения по данным геофизических исследований скважин были проведены в бакалаврской работе по пластам АС 10/1 и АС11/01-02, данная работа является продолжением исследований меловых отложений Северо-Лабатьюганского месторождения.

**Пласт АС10/1** в границах нефтеносности охарактеризован по данным геофизических исследований скважины №4Р.

**Пласт АС11/01-02** в границах нефтеносности охарактеризован по данным геофизических исследований 13 поисковых, 36 разведочных и 1241 эксплуатационных скважин (в том числе 6 горизонтальных).

Таблица 1 - Алгоритмы определения подсчетных параметров продуктивных пластов Северо-Лабатьюганского месторождения (приняты в ОАО «Сургутнефтегаз»)

Параметр	АС10/1	Пласты АС11/01-02
Кп, %	16.0	14.5
αпс	0.35	-
ΔГк	-	0.55
Коэффициент пористости Кп, %	$K_p = -5.2 * \alpha_{пс}^2 + 16.69 * \alpha_{пс} + 10.8$	$K_p = -6.44 * \Delta Гк^2 - 14.89 * \Delta Гк + 24.62$

Для пласта АС10/1 обоснована зависимость пористости по ПС, поэтому использовали его. А что касается ГК, для пласта АС10/1 и ПС, для пласта АС11/01-02 то они не определены по неустановленным причинам.

Как известно, формула 1 подсчета запасов нефти объемным методом имеет следующий вид:

$$Q_{н0} = F \cdot h_{н.эф} \cdot k_{пор.о.} \cdot k_n \cdot \rho_n \cdot \theta \quad (1)$$

Где:  $Q_{н0}$  - начальные геологические запасы УВ;  $F$  - площадь залежи, тыс. км<sup>2</sup>;  $h_{н.эф}$  - эффективная нефтенасыщенная толщина, м;  $k_{пор.о.}$  - коэффициент открытой пористости, д. ед;  $k_n$  - коэффициент нефтегазонасыщенности, д. ед;  $\rho_n$  - плотность нефти т/м<sup>3</sup>;  $\theta$  - пересчетный коэффициент, равный  $1/b_n$  где,  $b_n$  - объемный коэффициент пластовой нефти.

Одним из важнейших подсчетных параметров является коэффициент пористости и в данной работе сделан акцент на его определении.

Для определения подсчетных параметров использовались данные ГИС за 2003г и пробуренных для доразведки месторождения по 3-м эксплуатационным скважинам №4380, №4921, №5831 за 2017г.

В северной части месторождения в скважине № 4921 петрофизические свойства пластов коллекторов следующие: АС10/1:  $K_p = 17,5\%$ ,  $K_{пр} = 0,9$  мД,  $K_{гл} = 22\%$ , характер насыщения – вода.

АС11/01-02:  $K_p = 16,1\%$ ,  $K_{пр} = 2,1$ мД,  $K_{гл} = 31,1\%$ ,  $K_{нг} = 43,6\%$ .

В центральной части месторождения в скважине №4380 петрофизические свойства пластов коллекторов следующие: АС10/1:  $K_p = 21,8\%$ ,  $K_{пр} = 12$ мД,  $K_{гл} = 11,4\%$ , характер насыщения – вода.

АС11/01-02:  $K_p = 15,2\%$ ,  $K_{пр} = 0,74$ мД,  $K_{гл} = 16,5\%$ ,  $K_{нг} = 39,2\%$ .

В южной части месторождения в скважине №5831 петрофизические свойства пластов коллекторов следующие: АС10/1:  $K_p = 16,5\%$ ,  $K_{пр} = 0,59$ мД,  $K_{гл} = 17,3\%$ , характер насыщения - вода.

АС11/01-02:  $K_p = 16,4\%$ ,  $K_{пр} = 14,4$ мД,  $K_{гл} = 30,3\%$ ,  $K_{нг} = 34,6\%$ .

Исходя из этих данных, можно увидеть, что значения  $K_p$  и  $K_{pr}$  по пласту АС10/1 резко возрастают в центре месторождения. По пласту АС11/01-02 значения  $K_p$  не значительно изменяются, значение  $K_{pr}$  в разы увеличивается на юге месторождения, так же и  $K_{ng}$  возрастает к югу месторождения.

Для уточнения индивидуальных петрофизических зависимостей керн-ГИС и определения фильтрационно-емкостных свойств было проведено сопоставление параметров альфа ПС, ГК определенное по ГИС и  $K_p$  определенное по керну. (Рисунок 1-4)

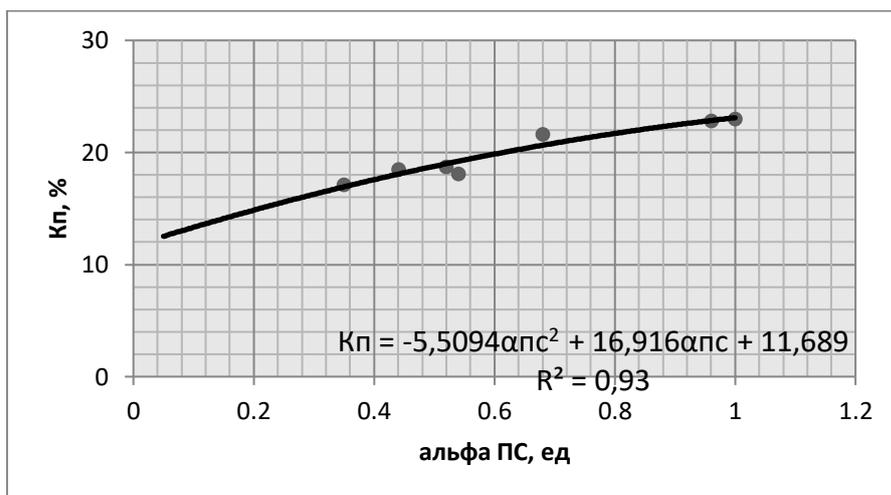


Рисунок 1 - Кроссплот и аппроксимационная зависимость между  $K_p$  и альфа ПС для пласта АС10/1.

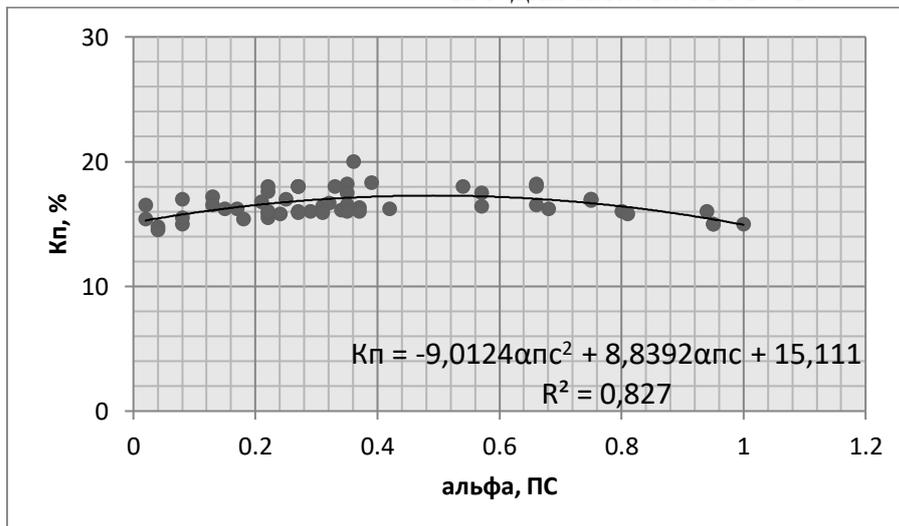


Рисунок 2 - Кроссплот и аппроксимационная зависимость между  $K_p$  и альфа ПС для пласта АС11/01-02.

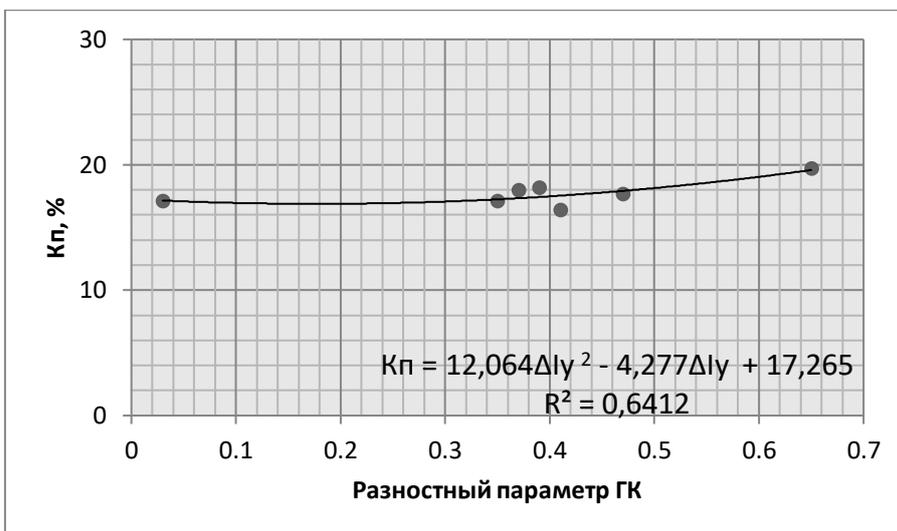


Рисунок 3 - Крессплот и аппроксимационная зависимость между  $K_p$  и разностным параметром ГК для пласта АС10/1.

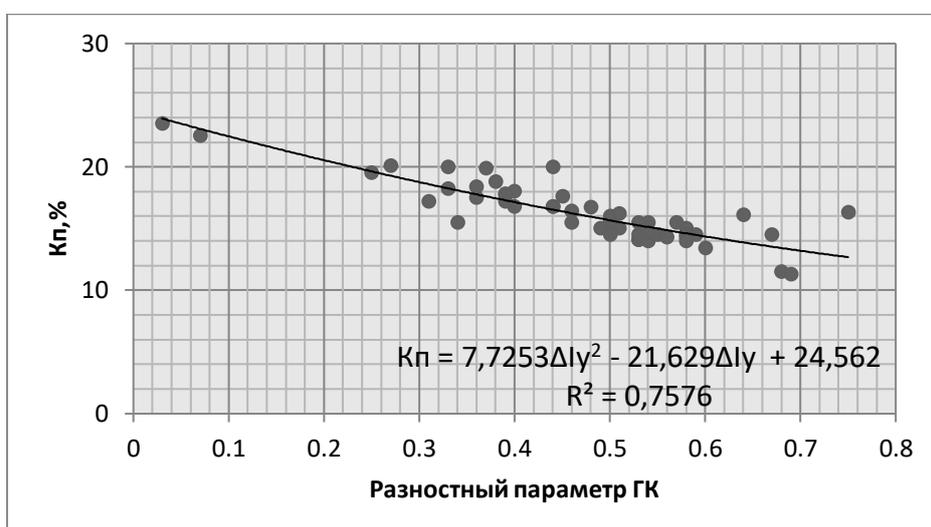


Рисунок 4 - Крессплот и аппроксимационная зависимость между  $K_p$  и разностным параметром ГК для пласта АС11/01-02.

На рисунках 11-14 показаны зависимости, построенные по результатам сопоставления данных 3 скважин в пределах Северо-Лабатьюганского месторождения на программе Microsoft Excel. На 11 рисунке мы видим равномерное расположение точек вдоль линии, значения альфа ПС от 0,4 до 1, а  $K_p$  керна от 16-22%. На 12 рисунке мы видим, что  $K_p$  изменяется от 15 до 20%, а альфа ПС от 0 до 1.

На рисунках 13-14 мы видим зависимость коэффициента пористости по керну от разностного параметра ГК. На 13 рисунке основное сосредоточение точек представлено в диапазоне от 0,3 до 0,5 по ГК, и от 15 до 20% по керну. На рисунке 14 точки расположены почти равномерно вдоль линии, но

хорошая кучность все же в правой части, разностный параметр ГК изменяется от 0,3 до 0,6, а Кп от 11 до 20%.

С помощью данных Кп по керну, альфа ПС и ГК по ГИС было рассчитано уравнение второго порядка для определения Кп по ПС и ГК пластов АС10/1 и АС11/01-02. Коэффициент корреляции (R2) по ПС значительно выше, чем по ГК, что может нам говорить о том, что данные по Кп будут точнее и приближеннее к истинным. Значения R2 пластов АС10/1 и АС11/01-02 по ПС = 0,8, по ГК = 0,6.

Уравнения для пласта АС10/1:

$$K_p = -5,5094 \cdot \alpha_{пс}^2 + 16,916 \cdot \alpha_{пс} + 11,689 \quad (2)$$

$$K_p = 12,064 \cdot \Delta I_y^2 - 4,277 \cdot \Delta I_y + 17,265 \quad (3)$$

Уравнения для пласта АС11/01-02:

$$K_p = -9,0124 \cdot \alpha_{пс}^2 + 8,8392 \cdot \alpha_{пс} + 15,111 \quad (4)$$

$$K_p = 7,7253 \cdot \Delta I_y^2 - 21,629 \cdot \Delta I_y + 24,562 \quad (5)$$

Таблица 2 – Итоговые результаты при определении подсчетных параметров продуктивных пластов Северо-Лабатьюганского месторождения

Параметр	АС10/1	Пласты АС11/01-02
Кп керн, %	19,97	16,55
Кп ПС, %	19,91	16,53
Кп ГК, %	17,7	16,14
Коэффициент пористости Кп, %	$K_p = -5.5 \cdot L_{пс}^2 + 16.9 \cdot L_{пс} + 11.6$	$K_p = -9,012 \cdot \alpha_{пс}^2 + 8,839 \cdot \alpha_{пс} + 15,111$
	$K_p = 12,064 \cdot \Delta I_y^2 - 4,277 \cdot \Delta I_y + 17,265$	$K_p = 7,7253 \cdot \Delta I_y^2 - 21,629 \cdot \Delta I_y + 24,562$

Зависимость, описываемая уравнением 2, была использована для определения коэффициента пористости по одной из скважин старого фонда. В результате произошло увеличение среднего значения коэффициента пористости с ранее определенного 16,5% до 19,5%, что хорошо согласуется с результатами последних определений и может свидетельствовать о неточности ранее используемых петрофизических зависимостей.

По результатам сопоставления данных ГИС-керна была составлена итоговая таблица подсчетных параметров по 3 скважинам 2017 года, а также рассчитан Кп по ПС по пласту АС11/01-02 и Кп по ГК пласта АС10/1. Данные результаты могут быть рекомендованы для последующего использования в ОАО «Сургутнефтегаз».

**Заключение.** Доразведка нефтегазовых месторождений является необходимым условием сохранения высокого уровня добычи нефти и газа. Подготовка и ввод в разработку новых запасов углеводородов практически повсеместно производится с привлечением данных ГИС, которые в полной мере позволяют вовлекать в разработку все продуктивные интервалы разреза. В данной работе предпринята попытка проанализировать материалы, полученные в период прохождения производственной практики в ОАО «Сургутнефтегаз», НГДУ «Нижнесортимскнефть» цех научно-исследовательских и производственных работ с целью обоснования подсчетных параметров пород коллекторов меловых отложений (на примере Северо-Лабатьюганского месторождения).

Автором проанализированы: краткая геолого-геофизическая характеристика района работ на основе имеющихся фондовых материалов, публикаций в научной литературе и сети интернет; имеющаяся в учебно-методической литературе информация, характеризующая методы ГИС, входящие в комплекс промыслово-геофизических исследований на изучаемой территории; методика стандартного комплекса исследования керна; физико-геологические основы петрофизической связи «КЕРН-ГИС» применяемые для подсчета запасов месторождения и на основании этого построены зависимости.

Результаты, включающие материалы ГИС и керна были самостоятельно обработаны и проинтерпретированы автором. Построены зависимости «ГИС-керна», уточнены формулы и определены значения Кп, которые оказались значительно выше подсчетных параметров за 2003 год.

Полученные материалы могут быть рекомендованы для последующего использования в ОАО «Сургутнефтегаз».