

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

Кафедра геофизики

**Выделение продуктивных коллекторов по данным геофизических
исследований скважин
(на примере Северо-Лабатьюганского месторождения)**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 4 курса 403 группы
направление 05.03.01 геология
геологического ф-та
Матвеева Александра Васильевича

Научный руководитель

К. г.-м.н., доцент

подпись, дата

В.Ю. Шигаев

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2016

Введение

Актуальность темы работы. В связи с истощением нефтяных ресурсов крупных месторождений нефти и газа в разработку вводятся средние и мелкие скопления углеводородов. Важнейшим условием сохранения достаточно высокого уровня добычи углеводородного сырья в старых нефтедобывающих районах наряду с открытием, подготовкой и вводом в разработку новых запасов является доразведка нефтегазовых месторождений. В последние годы роль и значение геофизических исследований скважин (ГИС) при этом существенно возросли.

Для эффективного выделения и оценки коллекторов нефти и газа, определения их фильтрационно-емкостных свойств требуется повышение методического уровня ГИС, совершенствование комплексов, методик, метрологического и петрофизического обеспечения ГИС. Решение этих задач создаст информационную основу для выполнения оперативного текущего подсчета запасов нефти и газа, а также обеспечит выработку управляющих решений по оптимизации разведочного процесса.

Целью данной работы является выделение продуктивных коллекторов по данным геофизических исследований скважин (на примере Северо-Лабатьюганского месторождения), которое расположено на границе Сургутского свода и Фроловской мегавпадины.

В соответствии с поставленной целью решались следующие основные задачи.

1. Привести краткую геолого-геофизическую характеристику района работ на основе имеющихся фондовых материалов, публикаций в научной литературе и сети интернет.

2. Проанализировать имеющуюся в учебно-методической литературе информацию, характеризующую методы ГИС, входящие в комплекс промыслово-геофизических исследований на изучаемой территории.

3. Привести результаты работ, полученные на исследуемой площади и включающие материалы электрического и радиоактивного каротажа.

4. Проинтерпретировать полученные данные и определить основные петрофизические характеристики выделенных в разрезе пластов коллекторов.

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 скважинам №1, 2, 3, каротажные данные по методам БКЗ, микрометоды, ПС, ИК, ГК, НКТ по скважинам №1, 2, 3 и сводный литолого-стратиграфический разрез Северо-Лабатьюганского месторождения.

Работа включает введение, 4 раздела, включающих 6 подразделов, заключения, списка литературы из 9 наименований, 13 приложений. В тексте дипломной работы содержится 3 рисунка и 1 таблица. Общий объем работы 43 листа.

Автор благодарит сотрудников ОАО «Сургутнефтегаз», НГДУ «Нижнесортымскнефть», оказавших помощь в сборе и анализе материалов ГИС. Автор признателен начальнику цеха научно-исследовательских работ Т.Я. Матишин, мастеру по исследованию скважин С.А. Морову за получение практических навыков работы в полевых условиях, в ходе обработки и интерпретации материалов промыслово-геофизических исследований.

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 келловоя 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.

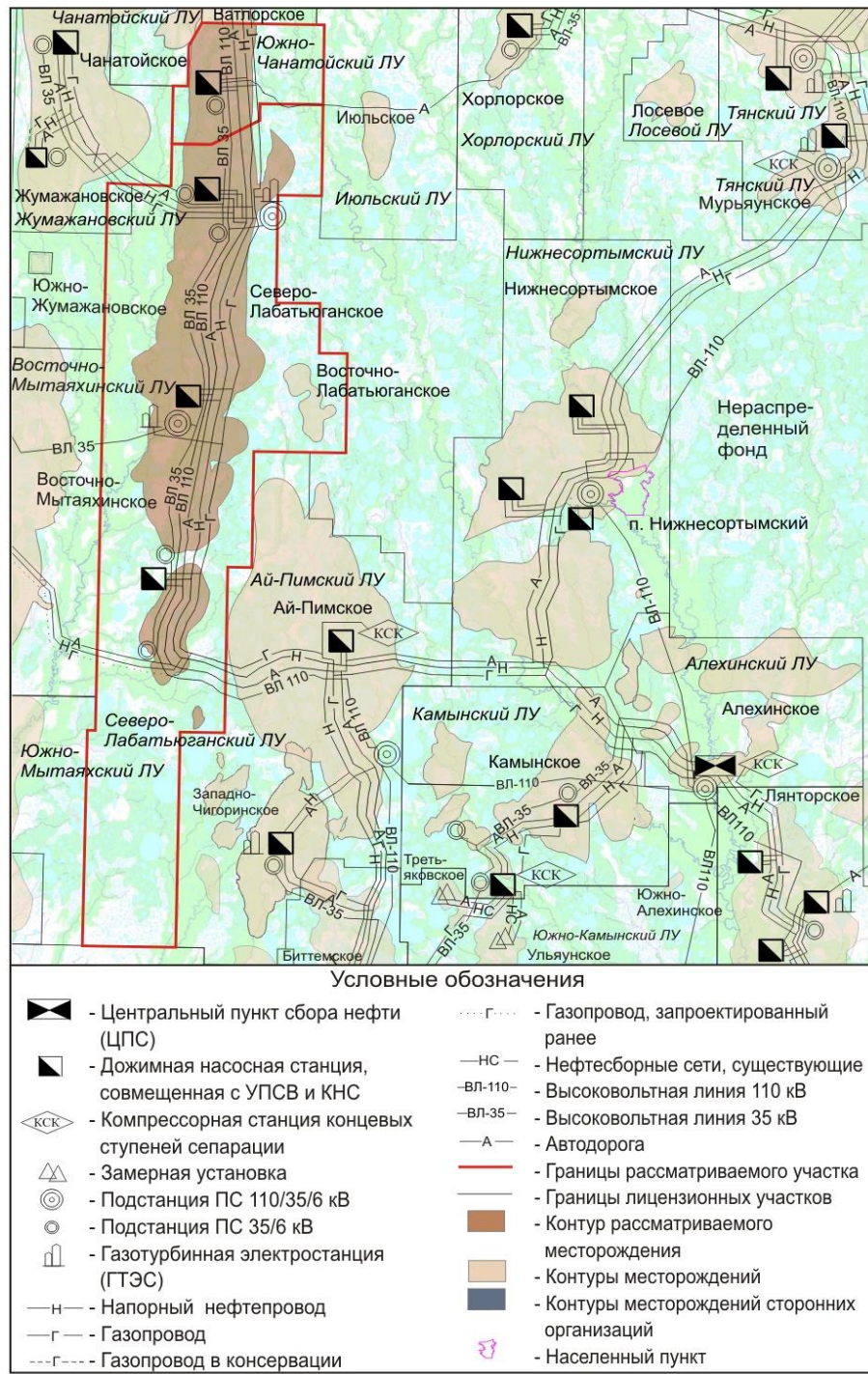


Рисунок 1. Обзорная схема района работ (Шкунов В.А., 2015)

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 методов ГИС, применяемых на месторождении и которые нашли отражение в работе: электрический каротаж (подраздел 2.1): боковое каротажное зондирование, индукционный каротаж, потенциал собственной поляризации, метод кажущегося сопротивления, микрозондирование.

Радиоактивный каротаж (подраздел 2.2): гамма каротаж, нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам, плотностной гамма-гамма каротаж (Зятев, Г.Г 2008).

Результаты исследований (по скважинам 1, 2, 3) приводятся в разделе 3 по пластам коллекторам, нефтегазоносность которых была подтверждена ранее в ходе бурения Северо-Лабатьюганского месторождения. Ниже, на примере скважины 1 рассмотрим полученные на месторождении результаты.

Пласт AC10/1

Интервал пласта выделяется на глубине 2487.6 – 2510.0м (абсолютная глубина 2382.3 – 2404.7м). Интервал насчитывает 3 пронизаемых прослоя.

В интервале 2488.0–2496.4м наблюдаются высокие значения УЭС – 9,7 Ом/м и α ПС – 0,70 мВ, низкое значение ГК – 0,20 и высокое значение НКТ – 0,38. В интервале 2488.0–2496.4м отмечается уменьшение значения ПС от 545 до 510мВ/см, что является признаком пласта коллектора, значения ИК уменьшаются от 140 до 60мСм/м/см. На данном интервале уменьшается значение ГК от 11.8 до 6.0мкР/ч/см и увеличивается значение НКТ от 4.5 до 12.2у.е/см. Увеличиваются значения БКЗ от 10 до 60Омм/см. Значения

микрокаротажа изменяются от 5 до 270мм/см. По заключению оперативной интерпретации данных ГИС на данном интервале характер насыщения – вода.

Пласт АС11/01-02

Интервал пласта выделяется на глубине 2528.0 – 2688.2м (абсолютная глубина 2422.7 – 2582.9м). Интервал насчитывает 16 проницаемых прослоев.

В интервале 2544.0 – 2685.0м наблюдаются низкие значения УЭС – 14,7 Ом/м и α ПС – 0.21 мВ, низкое значение ГК – 0.32 и высокое значение НКТ – 0.48. В интервале 2544.0 – 2685.0м отмечается уменьшение значения ПС от 548 до 530мВ/см, это говорит о том, что пласт является коллектором, значение кривой ИК уменьшается от 160 до 55мСм/м/см. На данном участке существенно уменьшается значение ГК от 12.2 до 6.0мкР/ч/см и увеличивается значение НКТ от 4.6 до 10.0у.е/см. Увеличиваются значения БКЗ от 8 до 40Омм/см. Значения микрокаротажа изменяются от 4 до 32Омм/см. Полученные данные предположительно указывают на продуктивность интервала 2544.0 – 2685.0м пласта АС11/01-02.

Пласт АС11/03

Интервал пласта выделяется на глубине 2695.0 – 2739.4м (абсолютная глубина 2589.6 – 2634.1м). Интервал насчитывает 3 проницаемых прослоя.

В интервале 2717.6 – 2721.6м наблюдаются низкие значения УЭС – 10.6 Ом/м и α ПС – 0.32 мВ, низкое значение ГК – 0.34 и высокое значение НКТ – 0.29. В интервале 2717.6 – 2721.6м отмечается уменьшение значения ПС от 578 до 540мВ/см, это говорит о том, что пласт является коллектором, значение кривой ИК уменьшается от 100 до 75мСм/м/см. На данном участке существенно уменьшается значение ГК от 10.2 до 5.8мкР/ч/см и увеличивается значение НКТ от 4.8 до 8.2у.е/см. БКЗ от 14 до 55Омм/см. Значения микрокаротажа изменяются от 5 до 48Омм/см. Полученные данные предположительно указывают на продуктивность интервала 2717.6 – 2721.6м пласта АС11/03.

Пласт АС11/04

Интервал пласта выделяется на глубине 2740.2 – 2796.0м (абсолютная глубина 2634.9 – 2690.6м). Интервал насчитывает 2 проницаемых прослоя.

В интервале 2773.6 – 2781.2м наблюдаются низкие значения УЭС – 9,0 Ом/м и α ПС – 0.11 мВ, низкое значение ГК – 0,48 и высокое значение НКТ – 0.33. В интервале 2773.6 – 2781.2м значения ПС 560мВ/см, значение кривой ИК уменьшается от 125 до 95мСм/м/см. На данном интервале существенно уменьшается значение ГК от 10.5 до 7.8мкР/ч/см и увеличивается значение НКТ от 5.0 до 8.2у.е/см. Увеличиваются значения БКЗ от 11 до 24Омм/см. Значения микрокаротажа изменяются от 7.5 до 30Омм/см. Полученные данные предположительно указывают на продуктивность интервала 2773.6 – 2781.2м пласта АС11/04.

Материалы по скважинам 2, 3 аналогичны приведенным выше и незначительно отличаются по абсолютным значениям.

Раздел 4 «Интерпретация данных ГИС» посвящается определению основных петрофизических характеристикам пластов-коллекторов: пористости, проницаемости, глинистости и нефтегазонасыщенности.

Алгоритмы определения коллекторских свойств (нефтегазонасыщенность, пористость, проницаемость) и результаты расчетов приведены в таблице 1. Данные по глинистости приведены по данным ОАО «Сургутнефтегаз».

Средние значения петрофизических свойств, скважины №1 по пласту АС10/1 в интервале 2488.0 – 2496.4м пластовая вода: $K_{п}$ – 17,1%, $K_{пр}$ – 0.8мД, $K_{гл}$ – 12,9%, $K_{нг}$ – 0%. АС11/01-02 в продуктивном интервале 2544.0 – 2685.0м: $K_{п}$ – 16,9%, $K_{пр}$ – 3.8мД, $K_{гл}$ – 25,4%, $K_{нг}$ – 48,2%. АС11/03 в продуктивном интервале 2717.6 – 2721м: $K_{п}$ – 15,7%, $K_{пр}$ – 1.1мД, $K_{гл}$ – 26,3%, $K_{нг}$ – 39,3%. АС11/04 в продуктивном интервале 2773.6 – 2781.2м: $K_{п}$ – 14,5%, $K_{пр}$ – 0,4мД, $K_{гл}$ – 39,6%, $K_{нг}$ – 25%.

Средние значения петрофизических свойств, скважины №2 по пласту АС10/1 в интервале 2513.8 – 2516.3м пластовая вода: $K_{п}$ – 15,5%, $K_{пр}$ – 0.3мД,

$K_{гд} - 21,8\%$, $K_{нт} - 0\%$. АС11/01-02 в продуктивном интервале 2560.4 – 2718.0м: $K_{п} - 18,1\%$, $K_{пр} - 11,8мД$, $K_{гд} - 32\%$, $K_{нт} - 49,5\%$. АС11/03 в продуктивном интервале 2749.6 – 2753.8м: $K_{п} - 20,9\%$, $K_{пр} - 22мД$, $K_{гд} - 26,4\%$, $K_{нт} - 55,9\%$. АС11/04 в продуктивном интервале 2780.0 – 2786.2м: $K_{п} - 17,9\%$, $K_{пр} - 3мД$, $K_{гд} - 39,8\%$, $K_{нт} - 46,8\%$.

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

Параметр	АС10/1	Пласты АС11/01-04
Критерий коллектора		
$K_{п}, \%$	16.0	14.5
$K_{пр}, мД$	0.40	0.40
$L_{пс}$	0.35	
$\Delta I_{гк}$	-	0.55
$K_{во}, \%$	70	70
Критерий получения промышленного притока нефти (уровень ВНК), Ом*м	8.0	8.0
Коэффициент пористости	$K_{п} = -$	$K_{п} = -6.44 * \Delta I_{гк}^2 -$
$K_{п}, \%$	$5.2 * L_{пс}^2 + 16.69 * L_{пс} + 10.8$	$14.89 * \Delta I_{гк} + 24.62$
Коэффициент проницаемости	$lg K_{пр} = 55.47 * K_{п}^2 + 3.49 * K_{п} -$	$lg K_{пр} = 71.86 * K_{п}^2$
$K_{пр}, 10^{-15} м^2$	2.35	$+ 1.248 * K_{п} - 2.066$
Коэффициент нефтенасыщенности $K_{н}, \%$	$R_{п} = 1.012 * K_{п}^{-1.789} R_{н} = K_{в}^{-1.6932} lg R_{н} = -1.789 * lg K_{в} +$ 3.583 $R_{п} = 312.36 * W_{в}^{-1.459} lg W_{в}$ $= (lg r_{п} - 5.413) / -1.458$	$R_{п} = 312.36 * W_{в}^{-1.459}$

Средние значения петрофизических свойств, скважины №3 по пласту АС10/1 в интервале 2675.0 – 2679.0м пластовой воды: $K_{п} - 15,5\%$, $K_{пр} - 0,3мД$, $K_{гд} - 18,7\%$, $K_{нт} - 0\%$. АС11/01-02 в продуктивном интервале 2555.8 –

2642.8м: $K_{\text{п}} - 15,3\%$, $K_{\text{пр}} - 0,7\text{мД}$, $K_{\text{гл}} - 29,3\%$, $K_{\text{нг}} - 41,9\%$. АС11/03 в продуктивном интервале 2693.4 – 2733.6м: $K_{\text{п}} - 15,3\%$, $K_{\text{пр}} - 0,73\text{мД}$, $K_{\text{гл}} - 28,2\%$, $K_{\text{нг}} - 47,9\%$. В интервале 2750.2 – 2753.4м пластовой воды: $K_{\text{п}} - 15,4\%$, $K_{\text{пр}} - 0,5\text{мД}$, $K_{\text{гл}} - 28,2\%$, $K_{\text{нг}} - 0\%$.

С целью удобства представления полученной информации были рассчитаны средние значения петрофизических характеристик для пласта АС11/01-04 (таблица 1).

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 «Нижнесортымскнефть» цех научно-исследовательских и производственных работ с целью выделения выделения пластов коллекторов и определение характера их насыщения по данным геофизических исследований скважин (на примере Северо-Лабатьюганского месторождения).

В ходе написания работы автором проанализированы: краткая геолого-геофизическую характеристика района работ на основе имеющихся фондовых материалов, публикаций в научной литературе и сети интернет. Изучена имеющаяся в учебно-методической литературе информация, характеризующая физико-геологические основы методов ГИС, которые входят в комплекс промыслово-геофизических исследований на изучаемой территории.

Результаты ГИС, включающие материалы электрического и радиоактивного каротажа были самостоятельно обработаны и проинтерпретированы автором и определены основные петрофизические

характеристики выделенных в разрезе пластов коллекторов (пористость, проницаемость, нефтегазоносность). Полученные материалы позволили выделить продуктивные коллектора Северо-Лабатьюганского месторождения и определить их фильтрационно - емкостные свойства.

Отметим, что данные автора хорошо согласуются с материалами ОАО «Сургутнефтегаз» и были в дальнейшем привлечены сотрудниками этой организации для составления отчетной документации по ГИС на Северо-Лабатьюганском месторождении.