

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Институт природных ресурсов  
Специальность 21.05.03 Технология геологической разведки  
Специализация Геофизические методы исследования скважин  
Кафедра геофизики

**ДИПЛОМНАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ И НЕФТЕНОСНОСТЬ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ АЙ-ПИМСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (СУРГУТСКИЙ РАЙОН)</b>

УДК553.982:550.3(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
222А	Голов Евгений Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Номоконова Г.Г.	К.Г-М.Н., ДОЦЕНТ		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Геология»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кныш С.К.	К.Г-М.Н., ДОЦЕНТ		

По разделу «Социальная ответственность: Экология»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Немирович- Данченко М.М.	д.ф-м.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Геофизики	Лукин А.А.	К.Г-М.Н.		

## ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<b><i>Универсальные компетенции</i></b>	
P1	Применять математические, естественнонаучные, социально-экономические и инженерные знания в профессиональной деятельности
P2	Анализировать основные тенденции правовых, социальных и культурных аспектов инновационной профессиональной деятельности, демонстрировать компетентность в вопросах здоровья и безопасности жизнедеятельности и понимание экологических последствий профессиональной деятельности
P3	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
<b><i>Профессиональные компетенции</i></b>	
P4	Идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
P5	Разрабатывать технологические процессы на всех стадиях геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, внедрять и эксплуатировать высокотехнологическое оборудование
P6	Ответственно использовать инновационные методы, средства, технологии в практической деятельности, следуя принципам эффективности и безопасности технологических процессов в глобальном, экономическом, экологическом и социальном контексте
P7	Применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей документации на проведение геологической разведки и осуществления этих проектов
P8	Определять, систематизировать и получать необходимые данные с использованием современных методов, средств, технологий в инженерной практике
P9	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов на основе современных методов моделирования и компьютерных технологий
P10	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена команды по междисциплинарной тематике, а также руководить командой для решения профессиональных инновационных задач в соответствии с требованиями корпоративной культуры предприятия и толерантности
P11	Проводить маркетинговые исследования и разрабатывать предложения по повышению эффективности использования производственных и природных ресурсов с учетом современных принципов производственного менеджмента, осуществлять контроль технологических процессов геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов  
 Специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки»  
 Специализация «Геофизические методы исследования скважин»  
 Кафедра геофизики

УТВЕРЖДАЮ:  
 Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_  
 (Подпись) (Дата)      Лукин А.А.  
 (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Дипломной работы (дипломного проекта/дипломной работы)
---

Студенту:

Группа	ФИО
222А	Голов Евгений Сергеевич

Тема работы:

<b>Геофизические особенности и нефтеносность баженовской свиты Ай-Пимского нефтяного месторождения (Сургутский район)</b>	
Утверждена приказом директора ИПР (дата, номер)	№ 763/С от 08.02.2017 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Геолого-геофизические материалы преддипломной практики (геология, данные работ ГИС, испытания скважин, данные о притоках), научно-исследовательские данные научного руководителя.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Геолого-геофизическая характеристика Ай-Пимского месторождения; Результаты ранее проведенных геофизических исследований скважин разной продуктивности; выявление геофизических признаков нефтеносности баженовской свиты.
<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Литолого-стратиграфический разрез; Тектоническая карта района Ай-Пимского месторождения; каротажные диаграммы разрезов скважин разной продуктивности пласта Ю0; корреляционные зависимости геофизических параметров баженовской свиты.

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
По геологической части	Доцент Кныш С.К.
По разделу «Социальная ответственность: Экология»	Профессор Немирович-Данченко М.М.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	07.03.2017
--	------------

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Номоконова Г.Г.	к.г.-м.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
222А	Голов Е.С.		

# Сокращения, условные обозначения, символы и специальные термины

## 1 Аббревиатуры организаций и учреждений

ГКЗ – Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых

ЗапСибНИГНИ - Западно-Сибирский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт

## 2 Методы объекты, термины

БС – баженовская свита

ГИС – геофизические исследования скважин

МОВ – метод отраженных волн

ОГТ – общая глубинная точка

ПЖ – промывочная жидкость

УЭС – удельное электрическое сопротивление

КРС – капитальный ремонт скважин

НГК – нефтегазоносный комплекс

ГРП – гидроразрыв пласта

ОГ – отражающий горизонт

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 88 с., 30 рис., 6 табл., 27 источников, 5 прил.

*Ключевые слова:* баженовская свита, Ай-Пимское месторождение, сланцевая нефть, геофизические исследования скважин, корреляционный анализ, петрофизика, Западная Сибирь.

*Объектом исследования* является баженовская свита Ай-Пимского месторождения.

*Цель работы:* Выявление геофизических признаков нефтеносности отложений баженовской свиты в условиях Ай-Пимского нефтяного месторождения.

*В процессе исследования проводились* качественный и количественный анализ результатов ранее проведенных геофизических исследований скважин, научное исследование по проблеме выявления признаков нефтеносности баженовской свиты в показаниях ГИС.

*Основные результаты исследования:* выявлены общие признаки нефтеносности баженовской свиты; установлено повсеместное развитие в исследованных разрезах карбонатизированных пород, на которые приходится основной приток нефти; выявлены геофизические признаки скважин с повышенной продуктивностью баженовской свиты на Ай-Пимском месторождении.

*Степень внедрения:* Результаты выполнения НИР доложены на 3-х конференциях Международного и Всероссийского масштабов и опубликованы.

*Область применения:* на месторождениях ХМАО, перспективных на разработку баженовской свиты.

*Значимость работы:* результаты работы имеют научное и практическое значение.

*В будущем* планируется расширение объектов изучения для подтверждения и уточнения результатов ВКР.

## Abstract

The given diploma paper contains 88 pages, 30 figures, 6 tables, 5 supplements and was made using 27 literary sources.

*Key words:* bajenovskaya suit, Ai-Pimskoe oil field, shale oil, geophysical well logging, correlation analysis, petrophysics, West Siberia.

*Objects of research* are bajenovskaya suit of Ai-Pimskoe oil field.

*Goal of research:* identification of geophysical signs of the oil content of sediments of the bajenovskaya suit in the conditions of the Ai-Pimskoe oil field.

*Research contains* qualitative and quantitative analysis of the results of previous well logging data, a scientific study on the problem of identifying the oil bearing capacity of the bajenovskaya suit in the borehole survey data.

*Results of research:* identified common showings of the oil bearing of the bajenovskaya suit; established widespread development in the investigated well profiles of carbonated rocks, which provide the main inflow of oil; identified geophysical showings of wells with increased productivity of the bajenovskaya suit of the Ai-Pimskoe oil field.

*Degree of implementation:* the results of research were represented and published at 3 international and all-Russian scientific meetings.

*Areas of use:* on the KhMAO oil fields, which is prospective to development of bajenovskaya suit.

*Importance of work:* the results of work have a scientific and practical importance.

*In the future,* it is planned to expand the objects of study to confirm the results of the work.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	10
1 Общие сведения о месторождении .....	12
1.1 Географо-экономический очерк.....	12
1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность.....	14
2 Геолого-геофизическая характеристика месторождения.....	16
2.1 Литолого-стратиграфический разрез.....	16
2.1 Тектоника .....	23
2.3 Нефтегазоносность.....	31
2.4 Петрофизическая характеристика разреза.....	35
3 Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований на Ай-Пимском месторождении.....	47
3.1 Комплексы, методика и техника проведения геофизических исследований скважин .....	47
3.2 Отражение нефтеносности баженовской свиты в сейсмических данных .....	52
4 Научно-исследовательский раздел: Выявление признаков нефтеносности баженовской свиты в показаниях ГИС Ай-Пимского месторождения.....	57
4.1 Актуальность, цель и задачи исследований .....	57
4.2 Результаты качественного анализа данных ГИС исследованных разрезов.....	58
4.3 Геофизические признаки нефтеносности баженовской свиты (результаты количественного анализа) .....	66
4.4 Проблема снижения продуктивности скважин Ай-Пимского месторождения в процессе их эксплуатации .....	70
5 Социальная ответственность: Экологические проблемы разработки сланцевой нефти .....	73
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	78
Список публикаций студента .....	80
Список использованных источников.....	81
Приложения	
Приложение А	
Положение Ай-Пимского нефтяного месторождения на карте перспектив нефтеносности баженовской свиты (территория деятельности ОАО «Сургутнефтегаз»).....	84



Приложение Б

Положение исследованных скважин (13, 22, 47, 72) на карте продуктивности пласта Ю<sub>0</sub> Ай-Пимского месторождения..... 85

Приложение В

Давление в трещинной системе пласта ЮС<sub>0</sub> Ай-Пимского месторождения по результатам геолого-гидродинамического моделирования на 01.11.2014..... 86

Приложение Г

Преимущественная приуроченность приточных интервалов пласта Ю<sub>0</sub> Ай-Пимского месторождения к карбонатным породам ..... 87

Приложение Д

Снижение дебита нефти в скважинах 13 (низкопродуктивная) и 22 (высокопродуктивная) за год эксплуатации ..... 88

## ВВЕДЕНИЕ

*Актуальность исследований* определяется следующими позициями:

Доказанным значением баженовской свиты (БС) как нефтематеринской для нефтяных месторождений Западной Сибири;

Хорошей химико-литологической изученностью нефтематеринских свойств пород БС и практически отсутствием обоснованных геофизических признаков нефтеносности БС. В то же время сотни тысяч скважин Западной Сибири вскрыли отложения БС, геофизические исследования (ГИС) которых использовались исключительно для определения стратиграфической границы юры и мела;

Ай-Пимское нефтяное месторождение – пилотное месторождение, на котором осуществляется пробная разработка горизонта Ю<sub>0</sub> (баженовская свита). Поэтому Ай-Пимское месторождение может служить эталоном для выявления геофизических признаков нефтеносности БС и перенесения, с учетом геолого-геофизической аналогии, на другие изученные методами ГИС разрезы Западной Сибири.

***Цель исследования:***

Выявление геофизических признаков нефтеносности отложений баженовской свиты в условиях Ай-Пимского нефтяного месторождения.

***Концепция исследования:***

Использовать весь имеющийся геолого-геофизический материал по Ай-Пимскому месторождению, анализ которого в той или иной мере будет способствовать достижению поставленной цели. Увязывать геолого-геофизические данные по разновозрастным образованиям разрезов скважин (горизонт Ю<sub>0</sub> и АС<sub>12</sub> и др.).

В настоящей дипломной работе определены (и обоснованы) конкретные задачи, объекты и методика исследований в соответствии с поставленной целью, а также излагаются результаты проведенных исследований.

На основе анализа ранее проведенных геолого-геофизических работ в Сургутском нефтегазоносном районе и, конкретно, на Ай-Пимском месторождении и по результатам собственных исследований сформированы **семь положений-выводов по проблеме геофизических признаков нефтеносности (нефтенасыщенности) баженовской свиты Ай-Пимского месторождения** (разделы 3 и 4, ЗАКЛЮЧЕНИЕ).

Результаты исследований **изложены в 3-х научных статьях и опубликованы** в материалах: XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр», Томск, 2017; IX Всероссийской научной молодежной конференции с международным участием с элементами научной школы имени профессора М.К. Коровина Творчество юных – шаг в будущее по теме «Арктика и ее освоение» [1,2,3].

## **1 Общие сведения о месторождении**

### **1.1 Географо-экономический очерк**

Ай-Пимское нефтяное месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 150 км на северо-запад от города Сургута [4]. Ближайшими населенными пунктами являются г. Лянтор (76 км), поселок Нижне-Сортымский (30 км) (рисунок 1.1).

Месторождение расположено в пределах сильно заболоченной озерно-аллювиальной равнины. Абсолютные отметки рельефа изменяются от +70 до +96 м.

Гидрографическая сеть представлена мелкими несудоходными реками, являющимися притоками реки Лямин, большим количеством озер различных размеров. Ледостав на реках и озерах начинается в конце октября – начале ноября. Ледоход на реках начинается во второй половине мая.

По берегам рек и гривам произрастает, в основном, хвойные леса (сосна, кедр, ель, пихта), в более пониженных местах леса лиственные (береза, осина).

Климат резко континентальный с продолжительной суровой зимой и сравнительно коротким летом. Средняя температура самого холодного месяца (январь)  $-22^{\circ}\text{C}$ , минимальная температура достигает  $-52^{\circ}\text{C}$ . Глубина промерзания грунта составляет 1,0-1,5 м, на болотах 0,15-0,20 м. Мощность снежного покрова на водоразделах не превышает 1,0 м, в пониженных частях рельефа 1,5-2,0 м.

Самый жаркий месяц – июль. Средняя температура месяца составляет  $+17^{\circ}\text{C}$ , максимальная значение достигает  $+35^{\circ}\text{C}$ . Среднегодовая температура отрицательная и равна  $-3,1^{\circ}\text{C}$ . Количество атмосферных осадков составляет в год 460-580 мм. Основная часть осадков (390 мм) выпадает в теплый период (май-сентябрь). В холодный период преобладают ветры южного и юго-западного направлений, для летнего периода характерны ветры северо-восточного и северо-западного направлений.



Быстринское, Яунлорское и другие. Действующий нефтепровод Усть-Балык – Омск проходит в 65 км на юго-восток от Ай-Пимского месторождения, восточнее г. Сургута проходят трассы нефтепроводов Самотлор-Куйбышев, Самотлор-Уфа-Альметьевск и Самотлор-Александровское-Анжеро-Судженск.

## **1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность**

Планомерное изучение территории Среднего Приобья, куда относится исследуемый район, было начато в 1949 году. На первых этапах изучения геологического строения исследования носили преимущественно региональный характер. Из региональных исследований основными являются геолого-морфологическая съемка масштаба 1:1000000, аэромагнитная съемка масштабов 1:1000000 и 1:200000, гравиметрическая съемка масштаба 1:1000000 [5].

В результате установлены общие закономерности геологического строения фундамента и платформенного чехла, построена геологическая карта масштаба 1:1000000, выполнены первые схемы тектонического районирования фундамента и платформенного чехла с выделением крупных структурно-тектонических элементов, в том числе Сургутского свода. Эти съемки ориентировали все последующие, более детальные исследования направленные на выявление структур, перспективных в нефте- и газопроисхождении.

За период с 1958 по 1965г.г. почти вся территория Сургутского свода была покрыта площадными сейсморазведочными работами МОВ масштаба 1:100000. В центральной части свода были выявлены и подготовлены к глубокому бурению многие локальные поднятия, в том числе Моховое, Яунлорское, Вершинное, Федоровское, Западно-Сургутское и другие. Были открыты Западно-Сургутское (1962г.), Вершинное (1965г.), Яунлорское (1968г.), Федоровское (1971г.) месторождения нефти.

С начала 1970-х годов на территории Широкого Приобья получили широкое развитие работы МОВ ОГТ масштаба 1:50000.

Перечень геофизических исследований, проведенных на Ай-Пимской площади и прилегающей к ней территории, приведен в таблице 1.1

Таблица 1.1 - Перечень сейсмических исследований

№№ п/п	Год проведения, организация	Метод, масштаб	Краткие результаты работ
1	1956-1966г.г., ТТГУ, ХМГТ	СЗ МОВ, 1:100000	Выявлены Ай-Пимская, Лабатюганская, Декабрьская и другие структуры
2	1968-1969г.г., ТТГУ, ХМГТ	СЗ МОВ, 1:100000	Уточнено строение южной и восточной периклинали Ай-Пимского вала, подготовлены к бурению Камынская и Студеная структуры
3	1977-1978г.г., ТТГУ, ХМГТ	СЗ МОВ ОГТ, 1:200000, региональный профиль XIII	Региональное сейсмогеологическое изучение района, корреляция отражающих горизонтов юры, мела, палеогена
4	1979-1980г.г., ТТГУ, ХМГТ	СЗ МОВ ОГТ, 1:50000, региональный профиль 1:200000	Подготовлена Ай-Пимская структурно-литологическая ловушка в пласте АС12, детализированы и подготовлена к бурению Чигоринская и Биттемская структуры, околонуено Картурское поднятие
5	1968г., ТТГУ, ХМГТ, 1989г., ПГО	сейсмокаротаж	Сейсмокаротажные исследования по скв.4Р, 7Р Ай-Пимской площади, скв.20Р Биттеской площади

Ай-Пимское месторождение приурочено к одноименному и Лабатюганскому локальному поднятиям. Как видно из таблицы 1.1 в районе работ проводились СЗ МОВ в масштабе 1:100000, СЗ МОВ ОГТ масштаба 1:200000, 1:50000.

В 1989-1990г.г. на территории Ай-Пимского месторождения работали сейсморазведочные партии Тюменской опытно-методической геофизической экспедиции ЗапСибНИГНИ. Выполнена профильная (36 профилей) и пространственная (15 профилей) сейсморазведка МОВ ОГТ масштаба 1:50000. Получены временные сейсмические разрезы, карты изохрон, структурные карты по опорным отражающим горизонтам и продуктивным пластам Ай-Пимского месторождения, проведены кинематический и динамический анализы, выполнены литолого-стратиграфическая привязка отражающих волн к разрезам скважин.

## **2 Геолого-геофизическая характеристика месторождения**

### **2.1 Литолого-стратиграфический разрез**

В стратиграфическом разрезе Ай-Пимского месторождения принимают участие отложения палеозойской, мезозойской и кайнозойской эратем [6,7]. Мощность разреза превосходит 3000 м. Разрез прерывистый, в нем выделяются два комплекса пород: нижний – палеозойский, который слагает фундамент и верхний – чехол, который с угловым несогласием залегает на фундаменте. Общая мощность такого осадочного чехла составляет 500 м (рисунок 2.1).

#### **Палеозойская эратема (Pz)**

Отложения палеозойской эратемы не расчленены и слагают фундамент платформы. Породы фундамента отмечаются на глубинах 3340.1 м (а.о.–3259 м) в скв.7, 3405.9 м (а.о.–3319 м) в скв.4008 и 3361.2 м (а.о. –3273 м) в скв.4037Б, по которым пройдено 119.2 м, 98.8 м, 62.4 м соответственно. В скв.7 (инт.3414-3415 м) керн представлен кварцевыми порфиритами, в верхней части выветрелыми и пелитизированными (инт.3290-3330 м). В скв.4008 керн в интервале 3469-3475 м представлен гранит - порфиром (по результатам изучения шлифов под микроскопом), в интервале 3377-3384 м керн макроскопически представлен белесовато-зеленовато-серой кристаллической породой со следами выветривания, под микроскопом эта порода диагностируется как аплит. Вероятно, что она генетически связана с ниже залегающими гранит - порфирами, являясь их краевыми фациями, образуясь в результате кристаллизации остатков магмы. В скв.4037Б из интервала 3390-3393 м поднята глинисто-карбонатная порода с пелитоморфной и микрозернистой структурой, часто нарушена трещинами, выполненными карбонатным и, вероятно, кремнистым материалом.

#### **Мезозойская эратема (Mz)**

Отложения мезозойской эратемы представлены юрской и меловой системами.



**Юрская система** представлена нижним средним и верхними отделами.

Нижний отдел состоит из горелой свиты.

*Горелая свита* ( $J_{1gr}$ ) представлена отложениями в объеме плинсбахтоарского яруса и вскрыта скважинами 7, 4008, 4037бис Ай-Пимского месторождения. В разрезе присутствуют радомская и тогурская глинисто-битуминозные пачки и заглинизированные пласты ЮС<sub>10</sub>-ЮС<sub>11</sub>.

Средний отдел состоит из тюменской свиты.

*Тюменская свита* ( $J_{2tm}$ ) представлена в объеме ааленского, байосского и батского ярусов, имеет мощность около 350 м, характеризуется углисто-песчано-глинистым составом. В составе свиты залегают песчаные пласты ЮС<sub>2-9</sub>, которые обладают линзовидным строением и низкими коллекторскими свойствами. Лишь пласты ЮС<sub>2-3</sub>, залегающие в кровле свиты, имеют коллекторские свойства промышленных классов и относительно устойчивое площадное распространение. К верхней части тюменской свиты приурочен отражающий горизонт Тю<sub>2</sub>. Более глубокие отражающие горизонты связаны с отложениями средней и нижней юры, границей раздела которых является ОГ Тю<sub>10</sub>.

Верхний отдел состоит из абалакской и баженовской свит.

*Абалакская свита* ( $J_{3ab}$ ) имеет мощность 30-35 м и сложена темно-серыми и черными глинами с включением глауконита и прослоями известково-сидеритовых стяжений, известковых алевролитов и обильными остатками морской фауны и микрофауны, позволяющими датировать возраст свиты келловей-кимериджем.

*Баженовская свита* ( $J_{3bg}$ ) охватывает стратиграфический диапазон волжский ярус - берриас. Свита имеет мощность 25-30 м и сложена черными и буроватыми битуминозными глинами с прослоями радиоляритов и глинистых известняков. Породы имеют тонко- и микрослоистое строение. Накопление битуминозных пелитовых осадков, слагающих баженовскую свиту, происходило в условиях морского глубоководья (200-400 м) при дефиците терригенного осадочного материала. Пачка является региональным репером. С

отложениями баженовской свиты связан динамически хорошо выраженный отражающий горизонт Б.

Баженовская свита является нижним, наиболее трансгрессивным элементом позднеюрско-неокомского регионального седиментационного суперцикла трансгрессивно-регрессивного типа. Глубоководная ванна, сформировавшаяся в поздней юре, заполнялась неокомскими осадками от периферии к центру бассейна, чем и обусловлена наклонная мегаструктура неокомской осадочной толщи.

**Меловая система** представлена нижним и верхним отделами.

Нижний отдел включает в себя ахскую, черкашинскую, алымскую, викуловскую и хантымансийскую свиты.

*Ахская свита* ( $K_{1ah}$ ) представлена отложениями в объеме берриаского, готеривского, барремского ярусов, имеет мощность 90-450 м и сложена преимущественно глинами с невыдержанными по простиранию песчаными пластами  $BC_1$ ,  $BC_{2-3}$  и ачимовской толщи. Глины темно-серые и зеленовато-серые, от тонкоотмученных до алевритистых и алевритовых с остатками водорослей, слюдой, стяжениями пирита, редким и мелким углистым детритом, остатками раковин двухстворок, аммонитов. Песчаники средне-мелкозернистые, алевритовые, светло-серые, содержат углистый детрит, слюду, слоистость - линзовидная, косая и горизонтальная. По данным скважинной корреляции на месторождении выделяются песчаные линзы, индексируемые как  $Aч_1$ - $Aч_4$ , предположительно соответствующие по возрасту шельфовым пластам  $BC_{4-6}$ . Для пород ачимовской толщи характерно обилие флюидальных и подводно-оползневых текстур, свидетельствующее о связи ачимовских песчаных тел с мутьевыми потоками и подводными оползнями. Песчаники ачимовской толщи содержат большое количество слюды, глиняные окатыши.

В составе ахской свиты на Ай-Пимском месторождении выделяется субрегиональный маркирующий горизонт  $Hбс_1$ - глинистая пимская пачка, залегающая в кровле свиты. Пачка является устойчивым репером при

геологических и сейсмостратиграфических построениях. К подошве пимской пачки приурочен отражающий горизонт Нбс<sub>1</sub>.

*Черкашинская свита* (K<sub>1</sub>ck) представлена в объеме готеривского и барремовского ярусов, согласно залегает на ахской свите и является регрессивной частью пимского субрегионального седиментационного цикла. В составе свиты на Ай-Пимском месторождении выделяются песчаные пласты АС<sub>4</sub>, АС<sub>5-6</sub>, АС<sub>7-8</sub>, АС<sub>9</sub>, АС<sub>10</sub>, АС<sub>11</sub>, АС<sub>12</sub>, разделенные глинистыми пачками мелководно-морского генезиса. Песчаные пласты имеют незначительные мощности и линзовидное строение. К западу от Ай-Пимского поднятия нижние пласты АС<sub>10-12</sub> имеют клиноформное строение и последовательно глинизируются. Мощность черкашинской свиты составляет 240-520 м.

*Алымская свита* (K<sub>1</sub>al) аптского возраста трансгрессивно перекрывает черкашинскую свиту. Имеет преимущественно глинистый состав. Глины темно-серые, плотные, слюдистые, алевритистые. В нижней части отмечаются прослои алевролитов серых, темно-серых, плотных, обычно линзовидно-слоистых. В кровле свиты выделяется глинистый кошайский МГ. С ним связан опорный отражающий горизонт М. Мощность алымской свиты 180-200 м.

*Викуловская свита* (K<sub>1</sub>vk) согласно (регрессивно) залегает на алымской свите. Викуловская свита имеет преимущественно песчаный состав. Мощность свиты 250-280 м, в кровле ее выделяется песчаный горизонт ВК<sub>1</sub>. По палинологическим данным возраст викуловской свиты принят аптским.

*Ханты-Мансийская свита* (K<sub>1</sub>hm), представленная в объеме альбского яруса, трансгрессивно перекрывает викуловскую и сложена глинами (нижняя подсвита), переслаиванием глин и песчаников (верхняя подсвита). Мощность свиты около 300 м - это нижняя трансгрессивная часть хантымансийско-уватского региоциклита.

Верхний отдел меловой системы представлен уватской, кузнецовской, березовской и ганькинской свитами.

*Уватская свита* (K<sub>2</sub>uv) сеноманского возраста сложена

Сводный геолого-геофизический разрез северо-Западного склона сургутского свода

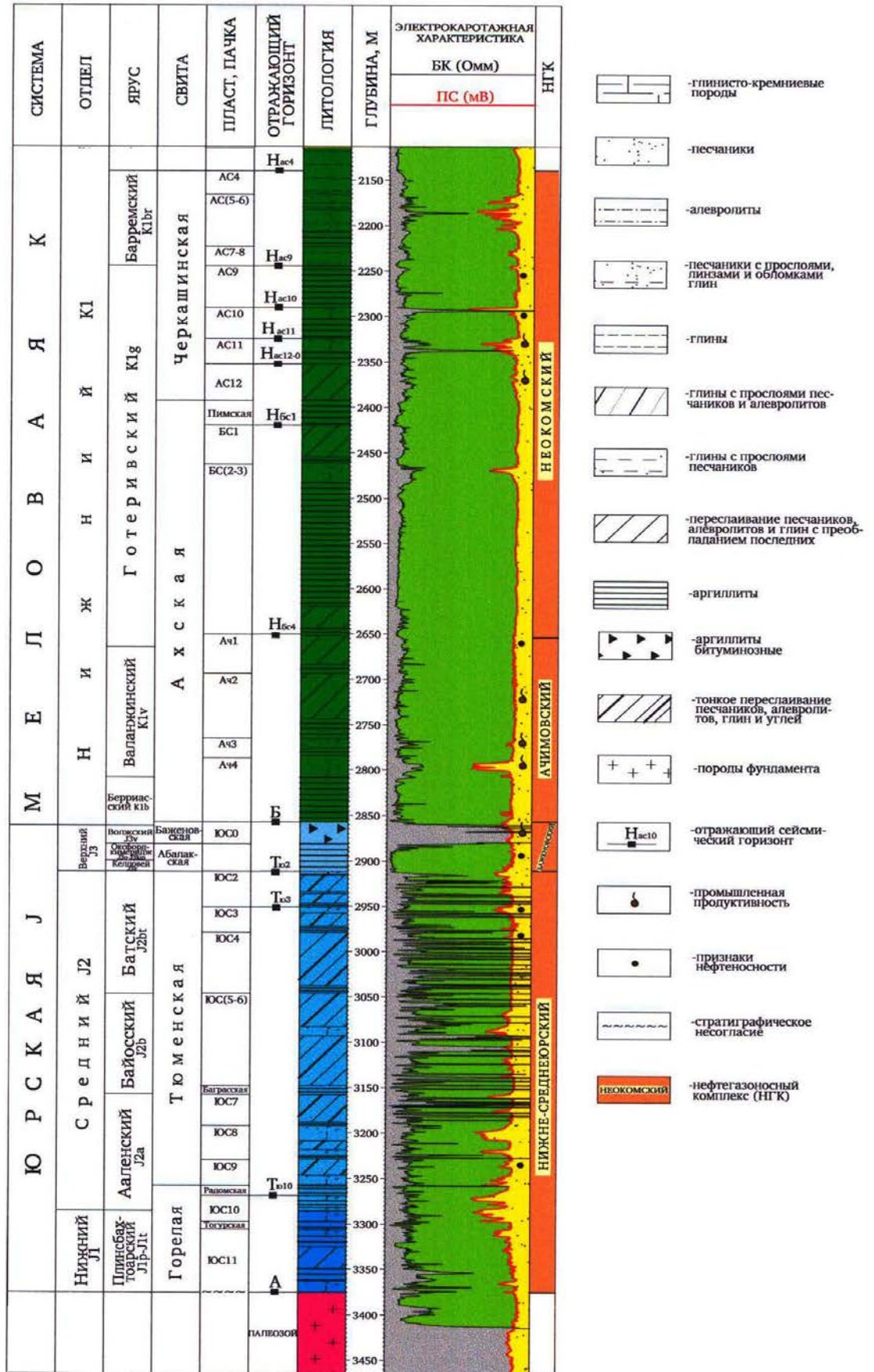


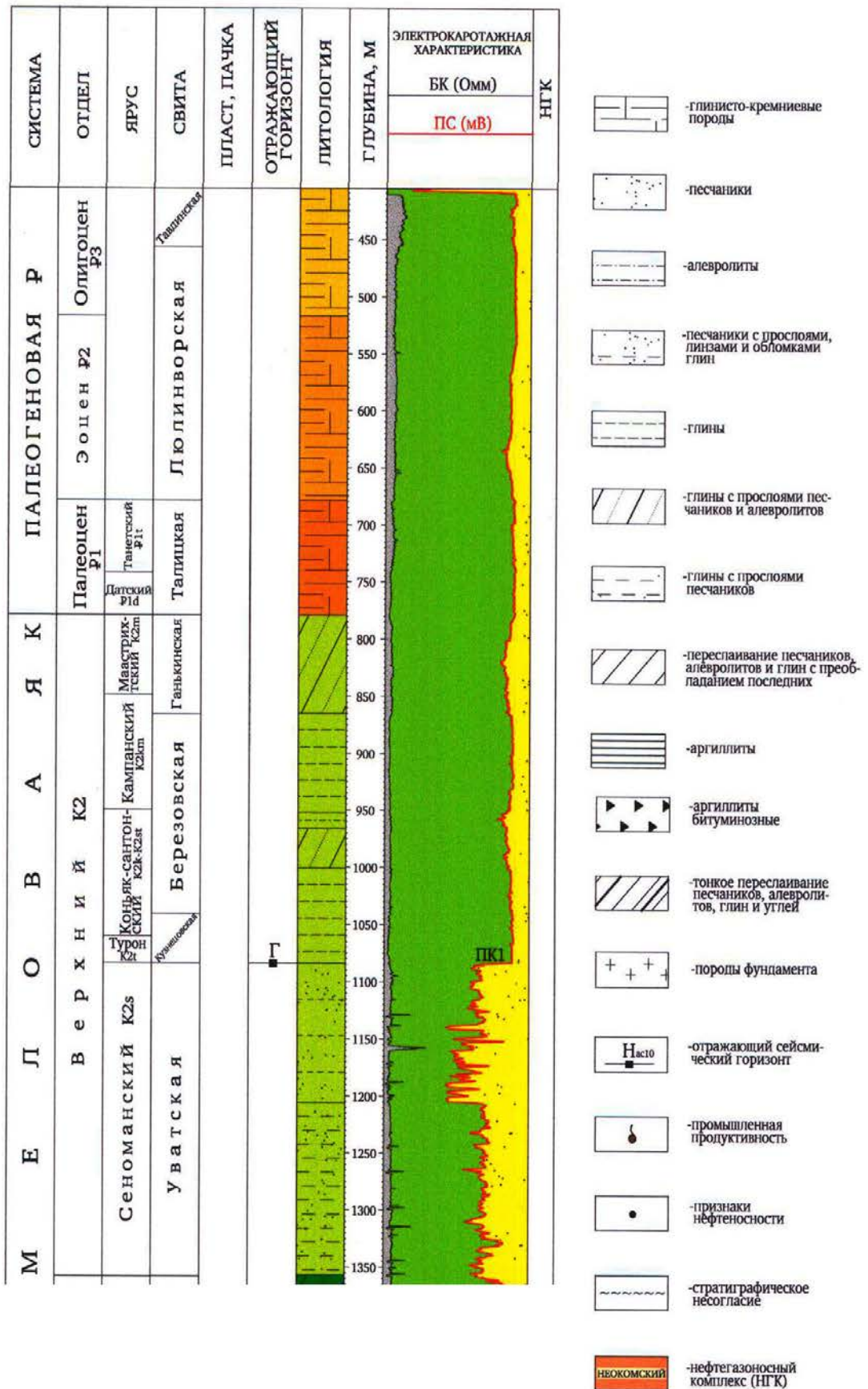
Рисунок 2.1 - Сводный геолого-геофизический разрез [6]





Продолжение рисунка 2.1

Сводный геолого-геофизический разрез северо-Западного склона сургутского свода



преимущественно песчаниками субконтинентального генезиса. Мощность свиты 300 м. В кровле свиты залегает песчаный горизонт ПК<sub>1</sub>.

Вышележащая глинисто-кремнистая толща верхнего мела - палеогена играет роль регионального флюидоупора. В ее составе снизу вверх выделяются кузнецовская (K<sub>2</sub>kz), березовская (K<sub>2</sub>bz), ганькинская (K<sub>2</sub>gn), талицкая (P<sub>1</sub>tl), люлинворская (P<sub>2</sub>ll), тавдинская свиты (P<sub>2</sub>tv). Общая мощность толщи превышает 800 м. К основанию толщи приурочен опорный отражающий горизонт Г.

В свою очередь она перекрывается осадками континентального палеогена (некрасовская серия) и четвертичными отложениями мощностью 30-80 м.

## 2.1 Тектоника

В геологическом строении Западно-Сибирской плиты по степени измененности слагающих пород и тектоническим особенностям выделяются три структурно-тектонических этажа [8,9,10]. Нижний этаж отвечает геосинклинальному этапу развития фундамента плиты, заканчивающемуся в палеозое и представлен дислоцированными осадочными и вулканогенными породами. Породы под мезо-кайнозойским чехлом являются составными частями всех основных групп формаций: геосинклинальной, срединных массивов, платформенной и рифтовой. Группу орогенных формаций составляют различные вулканогенные, вулканогенно-осадочные, терригенные, терригенно-карбонатные породы, формирование которых происходило в условиях дифференцированных тектонических движений большой амплитуды. Породы, слагающие эти формации, характеризуются значительной дислоцированностью.

Группу формаций срединных массивов составляют осадочные и вулканогенно-осадочные образования, формирование которых происходило в условиях относительной жесткости основания массивов. Наибольшим

развитием пользуются карбонатная и терригенная формация. Группу платформенных формаций представляют карбонатные, терригенные, карбонатно-терригенные, трапповые формации.

Группа формаций рифтогенеза представлена вулканогенной, вулканогенно-осадочной и габбровой формациями, породы которых, слагая рифовые зоны, имеют большую мощность, но не несут следов ярко выраженного регионального метаморфизма и для них наиболее характерны гидротермальные преобразования. Фундамент района Ай-Пимского месторождения, который приурочен к стыку структур I порядка – Сургутского свода и Северо-Сургутской моноклинали, на границе надпорядковых структур Мансийской синеклизы и Хантыйской антеклизы, по-видимому, относится к рифовой группе формаций. Наличие рифовой зоны к востоку от Ай-Пимского вала подтверждается сейсмическими материалами. По данным сейсмических исследований отражающая граница  $A_1$ , отождествляется с кровлей верхне-палеозойских отложений, залегает в районе в интервалах глубин 5500-6000 м, т.е. кровля собственно палеозойского фундамента находится на указанных глубинах. Поисковыми и разведочными скважинами, пробуренными в пределах Сургутского свода и в прилегающих районах, породы палеозойского фундамента не вскрывались.

Породы промежуточного комплекса (II – структурно-тектонический этаж, рисунок 2.2) отвечающего парагеосинклинальному этапу развития, вскрыты рядом поисково-разведочными скважинами. На Ай-Пимском месторождении породы кровельной части промежуточного этажа вскрыты скв.7, пробуренной в южной части месторождения. Фактическая глубина скважины 3415 м. Кровля доюрского основания вскрыта на глубине 3290 м (вскрытая толщина 40 м). Породы фундамента представлены эффузивами основного состава.

На промежуточном структурном комплексе залегает слабо дислоцированная мощная толща мезо-кайнозойских пород, накапливавшихся в условиях устойчивого прогибания фундамента. Согласно тектонической карте



мезо-кайнозойского чехла Западной Сибири, составленной на основе исследований ЗапСибНИГНИ, Главтюменьгеологии и других геологических организаций под общей редакцией И.И.Нестерова, Ай-Пимское месторождение расположено в пределах Ай-Пимского вала – структуры II порядка, приуроченного к западной части Сургутского свода на стыке последнего с Унлорским мегавалом.

Анализ структурной карты по горизонту “А” свидетельствует, что по доюрскому основанию Ай-Пимскому поднятию соответствует ряд субширотно ориентированных локальных выступов.

Собственно Ай-Пимское поднятие по отражающему горизонту “А” имеет куполовидную форму, оконтурена сейсмоизогипсой – 3100 м и имеет размеры 4,5х2,0 км, амплитуду 20 м, площадь 7,1 км<sup>2</sup>. Кроме того, выявлено два малоразмерных, но высокоамплитудных выступа фундамента: Западно-Ай-Пимский и Верхне-Ай-Пимский выступ по отражающему горизонту “А” оконтурена сейсмоизогипсой – 3100 м, имеет размеры 6х2,5 км, амплитуду 110 м, площадь 11,6 км<sup>2</sup>. Верхне-Ай-Пимская складка оконтурена сейсмоизогипсой – 3140 м, имеет размеры 5х3 км, амплитуду 140 м, площадь 11,8 км<sup>2</sup>.

Структурный план территории Ай-Пимского месторождения по отражающему горизонту “Б” значительно отличается от такового по горизонту “А”. Во-первых, Ай-Пимское поднятие представляет собой замкнутую антиклинальную структура, оконтуриваемую сейсмоизогипсой – 2760 м, в северной части, постепенно погружаясь в южном направлении, где с определенной долей условности может быть замкнуто по сейсмоизогипсе – 2780 м. Площадь поднятия увеличилась более чем в 6 раз по сравнению с площадью по горизонту “А”, увеличилась и ее амплитуда. Во-вторых, наблюдается уменьшение площадей и амплитуд Западно и Верхне-Ай-Пимских структур, т.е. они являются погребенными.



## Список структур

### к тектонической карте мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы

#### Субрегиональные, надпорядковые и крупные структуры I порядка

Б<sub>2</sub><sup>A</sup> – Хантейский мегасвод

#### Средние и малые структуры I порядка

LXII – Сургутский свод

LXIII – Северо-Сургутская моноклиналъ

CLXXVI – Верхнелямнинская зона прогиба

#### Крупные структуры II порядка

СП – Среднелямнинский малый выступ

CXLVI – Лямнинская малая впадина

#### Средние и малые структуры III порядка

162 – Вынглорская малая котловина	230 – Венглинское КП
171 – Зенковский малый вал	580 – Нижнесортымское КП
172 – Балинский малый прогиб	581 – В-Нижнесортымский малый прогиб
173 – Среднелямнинский малый вал	769 – Ю-Камынская малая котловина
218+582 Тромъеганское КП	771 – 3-Тайбинский малый прогиб
220 – Июльский малый вал	972 – 3-Камынский малый прогиб
221 - Ай-Пимский малый вал	999 – 3-Сахалинский малый прогиб
222 – Камынский структурный мыс	1001- Сахалинский малый вал
223 – Востокинский малый вал	1002 – С-Тундринский малый прогиб
224 - Тайбинский малый вал	1003 – Верхнелямнинский малый вал
225 – Пимский малый вал	1035 – В-Сахалинский структурный мыс
227 – Пилюгинский малый прогиб	1133 – В-Ай-Пимский малый прогиб
228 – Минчимкинский малый вал	1180 – Без названия седловина

Фонд положительных локальных структур III порядка подгруппа

крупных структур

- 416 – Лянторская крупная брахиантиклиналь
- 530 – Ай-Пимская крупная брахиантиклиналь
- 4955 – Верхнеляминская крупная брахиантиклиналь
- 5002 – Востокинская крупная брахиантиклиналь

Неразделенная подгруппа средних и мелких поднятий (III и IV порядков)

683 – Лабатьюганское	2120	–	Северо- Нижнесортымское
802 – Камыньское	2517	–	Восточно-Студеное
948 – Июльское	3314	–	Вонтлорское
950 – Нижнесортымское I	3315	–	Без названия
964 – Студеное	4963	–	Без названия
1302 – Северо-Айпимское	4989	–	Нижнесортымское
1303 – Чигоринское	4990	–	Без названия
2044 – Северо-Студеное	4991	–	Без названия
2087 – Биттемское	4993	–	Без названия
2090 – Западно-Алехинское	4994	–	Без названия
2091 – Южно-Алехинское	4995	–	Ай-Пимское I
2092 – Картурское	4996	–	Ай-Пимское II

В 10км к северу от Верхне-Ай-Пимского поднятия, в районе скв.10,12 по отражающему горизонту "Б" выделяется Лабатьюганское локальное поднятие, оконтуриваемое сейсмоизогипсой – 2820 м, с размерами 6,0х5,0 км, амплитудой 40-45 м. Свод структуры (3,5х3,0 км) оконтуривается сейсмоизогипсой – 2800м.

По отражающему горизонту кровля пласта АС<sub>12</sub> Ай-Пимское поднятие представляет собой антиклинальную складку, четко ограничиваемую сейсмоизогипсой – 2280 м, которая раскрывается в южном направлении, в сторону Чигоринского поднятия. Размеры Ай-Пимского поднятия по названной сейсмоизогипсе 22,0х8,0 км, амплитуда 30-35 м. Северный присводовый

участок (6,0x4,0 км) оконтуривается сейсмоизогипсой – 2260 м, южный (основной свод) с размерами 8,0x4,5 км также ограничивается сейсмоизогипсой – 2260 м.

В 10 км к северу от Ай-Пимской складки сейсмоизогипсой – 2360 м оконтуривается Верхне-Ай-Пимское поднятие с размерами по контуру этой изогипсы 15,0x5,0 км, амплитудой около 30 м. Обе структуры вытянуты в субмеридианальном направлении. Западно-Ай-Пимская структура выделяется в виде структурного носа, а Лабатьюганская структура по отражающему горизонту  $H_{AC12}$  отсутствует.

Характерной чертой описываемой карты является то, что Западная часть Ай-Пимского вала характеризуется резким падением отражающего горизонта  $H_{AC12}$  в западном направлении на глубину до 300-320 м на расстоянии от западного борта Ай-Пимского вала всего 10-12 км, т.е. характеризуется большими углами наклона, в то время как по отражающему горизонту “Б” наибольшими углами наклона характеризуется восточный склон.

По отражающему горизонту кровли пласта  $AC_{12}$  Ай-Пимская структура четко ограничивается сейсмоизогипсой – 2200 м. Размеры структуры 21,5x7,5 км, амплитуда 30 м. Структура вытянута в меридиальном направлении. Ай-Пимское поднятие осложнено двумя присводовыми участками, ограниченными сейсмоизогипсой – 2180 м каждый. Северный свод имеет размеры 11,5x4,5 км, амплитуду 15 м. Южный свод имеет размеры 5,0x4,5 км, амплитуду 15 м. Верхне-Ай-Пимское поднятие вырисовывается в виде Северной переклинали Ай-Пимской структуры и практически выположено.

Лабатьюганская структура выделяется в 5 км к востоку от линии скважин 12-10, оконтуривается сейсмоизогипсой – 2260 м, имеет изометрическую форму с размерами 4,0x4,0 км, амплитуду 15-20 м. Лабатьюганская и Ай-Пимская структуры оконтуриваются общими сейсмоизогипсами – 2280 и -2300 м, которые к югу от Ай-Пимской структуры раскрываются.

По отражающему горизонту  $H_{AC10}$  Ай-Пимский вал имеет более четкий восточный склон с амплитудой падения к востоку 100 м. Западная часть территории от западного борта Ай-Пимского вала имеет слабо волнистый рельеф с отметками от -2300 до -2340 м.

По отражающему горизонту “М” принципиальных отличий в морфологии Ай-Пимского поднятия по отношению к нижележащим горизонтам  $H_{AC10}$  и  $H_{AC12}$  не наблюдается, а Западно- и Верхне-Ай-Пимские структуры расформированы полностью. Эти же особенности прослеживаются и по горизонту “Г”. Ниже даются характеристики структурных элементов Ай-Пимской площади.

Таблица 2.1 - Характеристика структурных элементов Ай-Пимской площади

Отражающий горизонт	Замыкающая сейсмоизоги́пса	Размеры, км x км	Площадь, км <sup>2</sup>	Амплитуда, м	Краткая характеристика
Ай-Пимское поднятие					
А	-3100	4,5x2,0	7,1	20	куполовид. складка
Б	-2760	17,0x6,0	80	40	антиклиналь субмеридиального простиранья
$H_{AC12}$	-2280	22,0x8,0	176	30-35	антиклиналь
$H_{AC10}$	-2200	21,5x7,5	140	30	—
М	-1900	29,0x10,0	228	60	—
Западно-Ай-Пимское поднятие					
А	-3100	6,0x2,5	11,8	110	—
Б	-2760	4,0x1,5	4,7	25	—
$H_{AC12}$	-2260	структурный нос			
$H_{AC10}$		—			
М	не отражается				
Верхне-Ай-Пимское поднятие					
А	-3140	5,0x3,0	11,8	140	куполовид. складка
Б	-2780	5,5x5,0	37,5	35-40	—
$H_{AC12}$	-2360	15,0x5,0	70	35	антиклинальная складка
$H_{AC10}$	периклиналь Ай-Пимского поднятия				
М	не отражается				
Лабать-Юганское поднятие					
А	не отражается				
Б	-2820	6,0x5,0	30	40-45	антиклиналь
$H_{AC12}$	не отражается				
$H_{AC10}$	-2260	4,0x4,0	15	15-20	смещение к востоку
М	не отражается				

## 2.3 Нефтегазоносность

В пределах Ай-Пимского месторождения установлена продуктивность пластов ЮС<sub>2</sub> (тюменская свита), ЮС<sub>0</sub> (баженовская свита), ачимовской толщи мегионской свиты, БС<sub>2-3</sub> ахской свиты, АС<sub>12</sub>, АС<sub>11</sub>, АС<sub>10</sub> черкашинской (вартовской) свиты [6,10]. Месторождение характеризуется низким дебитом резервуаров и сложным строением залежей, обусловленных наличием многочисленных экранов.

### Пласт ЮС<sub>2</sub>

Нижне-Среднеюрские отложения на территории Ай-Пимского месторождения представлены осадками тюменской свиты, сложена широким спектром песчано-алевритовых и глинистых пропластков. Песчаники серые, участками темно-серые, средне-мелко зернистые, полимиктовые, иногда с примесью грубообломочного материала. Толщины прослоев песчаников и алевритов колеблются в широких пределах: от нескольких сантиметров до нескольких метров (редко более 10-15 м). Глины темно-серые с зеленоватым или буроватым оттенком, прослоями сидеритизированные, крепкие с включениями растительного детрита.

Режим накопления осадков тюменской свиты по времени разнообразен: континентальный, прибрежно-континентальный, прибрежно-морской, реже морской. В благоприятных геологических условиях накапливались и русловые фации.

В зависимости от районов наблюдения фациальный облик осадков тюменской свиты имеет различные комбинации, что представляет разнообразие и сложность сопоставления разрезов, корреляции отдельных пластов и пропластков.

В кровле тюменской свиты повсеместно залегает пласт ЮС<sub>2</sub>, который представлен мелкозернистыми и среднезернистыми песчаниками, крупно- и среднезернистыми алевритами с прослоями аргиллитов. Осадки пласта ЮС<sub>2</sub> характеризуется признаками как континентальных, так и прибрежно-морских,

мелководных условий осадконакопления, иногда несет признаки русловых отложений палеорельефа. Для пласта ЮС<sub>2</sub> характерна резкая фациальная изменчивость, с чем связаны колебания толщин и коллекторских свойств песчаных и алевролитовых пластов как по площади, так и во времени.

На Ай-Пимском месторождении отложения тюменской свиты и в частности, пласт ЮС<sub>2</sub> изучены крайне слабо. Большинство поисково-разведочных скважин эти отложения не вскрыты вообще. Притоки нефти получены в скважинах 5,6, где из интервалов пласта (2900-2964 и 2903-2934 м), соответственно 2,0 и 8,4 м<sup>3</sup>/сут. на динамических уровнях 1185 м и 1245 м.

Баженовская свита, пласт ЮС<sub>0</sub>

Баженовская свита представлена аргиллитами темными, коричневыми, сланцеватыми, битуминозными. Отмечаются конкреции сидерита, включения пирита, аммонитов.

В определенных геологических условиях, вероятнее всего под влиянием дизъюнктивного тектогенеза в отложениях баженовских аргиллитов могут образовываться фильтрационно-емкостные зоны (зоны с повышенными коллекторскими свойствами), которые оказываются продуктивными.

На Ай-Пимском месторождении притоки нефти из интервалов пласта ЮС<sub>0</sub> были получены в скв.5, где из интервала 2837-2871 м, был получен приток нефти с дебитом 0,9 м<sup>3</sup>/сут. на динамическом уровне 1265 м.

В других частях месторождения (скв.6,7,9), где эти отложения были испытаны, положительного результата не получено.

Ачимовская толща

Строение ачимовской толщи на Ай-Пимском месторождении изучено слабо как вследствие недостатка геологической информации, так и ввиду сложного строения и, как следствие этого, слабой коррелируемости разрезов. Поэтому было предложено рассматривать ачимовскую толщу как единый объект. Площадное распространение ачимовских песчаников уточнено по сейсморазведочным данным – зона развития этих песчаников соотносится с



наличием субгоризонтального отражающего горизонта, расположенного в 20-40 мс над отражающим горизонтом “Б”.

На основе результатов бурения, испытания и данных сейсмики было выделено две залежи; пластов Ач<sub>3</sub> и Ач<sub>4</sub>. Приток нефти получен в скв.5 из интервала 2686,6-2699,6 дебитом 2,65 м<sup>3</sup>/сут на динамическом уровне 1415,3 м.

#### Пласт АС<sub>12</sub>

Пласт АС<sub>12</sub>, прилегающий непосредственно над пимской пачкой, прослеживается приблизительно на 10 мс выше зачерненного экстремума кровли пимской пачки. С учетом морфологии отражающий горизонт кровли пласта АС<sub>12</sub> закартирована точка перегиба горизонта в клиноформу, отождествляемая с палеобразным шельфом на момент формирования пласта АС<sub>12</sub> и совпадающая с линией глинизации пласта в глубоководной зоне. В склоновой и фондоформной частях комплекса АС<sub>12</sub>, судя по сейсмофациальной характеристике разрезов (отсутствие динамических аномалий, субгоризонтальных террас) не следует ожидать наличия песчаных тел. Распространение маломощных песчаных резервуаров АС<sub>12</sub> связано с ундаформной (мелководно-морской) зоной седиментации, где следует ожидать наличие как самостоятельных песчаных тел, ориентированных субпараллельно палеопобережью, так и канальных песков в значительной мощности. Вскрытые скважинами в этой зоне песчаники пласта АС<sub>12</sub> имеют эффективную мощность не более 1-2 м. В зоне бровки палеошельфа толщины пласта АС<sub>12</sub> возрастают до 7,8м (скв.9) – 10,2 (скв.5).

Вследствие залегания пласта АС<sub>12</sub> на пимской пачке, являющемся контрастным акустическим репером, динамические особенности отражающего горизонта кровли пласта АС<sub>12</sub> не отражает изменения толщин и строения этого пласта.

Приток нефти получен в скв.4п из интервала 2254,7-2298,7 дебитом 2,25 м<sup>3</sup>/сут, в скв. 5Р приток нефти получен из интервала 2259,6-2265,6 дебитом 9,2 м<sup>3</sup>/сут на динамическом уровне 1353 м.

#### Пласт АС<sub>11</sub>

Корреляция пласта  $AC_{11}$  и сейсмографическая интерпретация временных сейсмических разрезов, увязанных со скважинами, свидетельствуют о сложном, линзовидно-чешуйчатом строении резервуаров пласта  $AC_{11}$ . ОГ кровли пласта  $AC_{11}$ , как отмечено выше, имеет сложное строение. В направлении с востока на запад он приобретает клиноформное строение и разделяется на ряд субгоризонтальных площадок, переходящих на запад в клиноформы, а на восток объединяющихся в единый горизонт. Прослеживание этой зональности в меридиальном направлении позволило выделить четыре полосы распространения пласта  $AC_{11}$ , разделенных зонами глинизации.

Восточная зона распределения пласта  $AC_{11}$  вскрыта скважинами на Ай-Пимском месторождении и характеризуется покровным распространением пласта незначительной мощности. В палеогеографическом отношении это отложение барово-лагунного морского мелководья удаленного от крупных аллювиальных источников питания. Последним обстоятельством и обусловлена маломощность песчаников пласта  $AC_{11}$  на Ай-Пимском месторождении.

По блоку объемной сейсморазведки на Ай-Пимском месторождении выполнен динамический анализ по ОГ кровли пласта  $AC_{11}$ . Поле покровного распространения пласта  $AC_{11}$  характеризуется повышенными значениями амплитуд и энергий. Зона понижения динамических характеристик на западном склоне Ай-Пимской структуре совпадает с зоной клиноформного перегиба кровли пласта  $AC_{11}$ , отождествляемого с бровкой палеошельфа.

Наличие полосовидных резервуаров  $AC_{11}$  отражает циклический процесс проградации шельфа. В палеогеографическом плане это осадки шельфа, а аккумулятивные песчаные тела имеют баровый генезис.

В эксплуатационных скважинах получены очень небольшие смешанные притоки нефти с водой или воды от  $0,5 \text{ м}^3/\text{сут}$  при  $H_{\text{дин}}=961\text{м}$  до  $1,95 \text{ м}^3/\text{сут}$  при  $H_{\text{дин}}=1002 \text{ м}$ .

Пласт  $AC_{10}$

Нефтеносность пласта установлена в южной части Ай-Пимского месторождения. Пласт имеет линзовидно-покровное распространение.

Эффективные толщины пласта крайне незначительны. Тип залежи – пластово-сводовый. Испытан в скважине 7Р, где из интервала 2196,9-2203,9 м получены 3,5 м<sup>3</sup>/сут воды и 0,4 м<sup>3</sup>/сут нефти при  $H_{дин}=658$  м.

Эксплуатация месторождения идет с 1973г. и на сегодняшний день обводненность составляет 89%. На сегодняшний день месторождение уже вступило в IV стадию эксплуатации (завершающий этап).

## 2.4 Петрофизическая характеристика разреза

Были использованы керновые данные по 13 скважинам Ай-Пимского месторождения [6]. Средний вынос керна из скважин составил 94,6%. Максимальный вынос 100%, минимальный 46,4%. На керне были определены следующие параметры: коэффициенты пористости по гелию и керосину, проницаемости, остаточной водонасыщенности, пористости эффективной, также определена карбонатность (таблица 2.2).

Таблица 2.2

	$K_{п}^{гелий}$	$K_{п}^{керосин}$	$K_{п\ эф}$	$K_{пр}$	$K_{во}$	Карбонатность
Количество образцов, шт.	147	159	293	447	329	610

Для петрофизической характеристики объекта были построены кривые распределения пористости, проницаемости и остаточной водонасыщенности [11].



Рисунок 2.3 - Гистограмма распределения пористости пласта АС<sub>12</sub> Ай-Пимского месторождения



Рисунок 2.4 - Гистограмма распределения абсолютной проницаемости пласта АС<sub>12</sub> Ай-Пимского месторождения

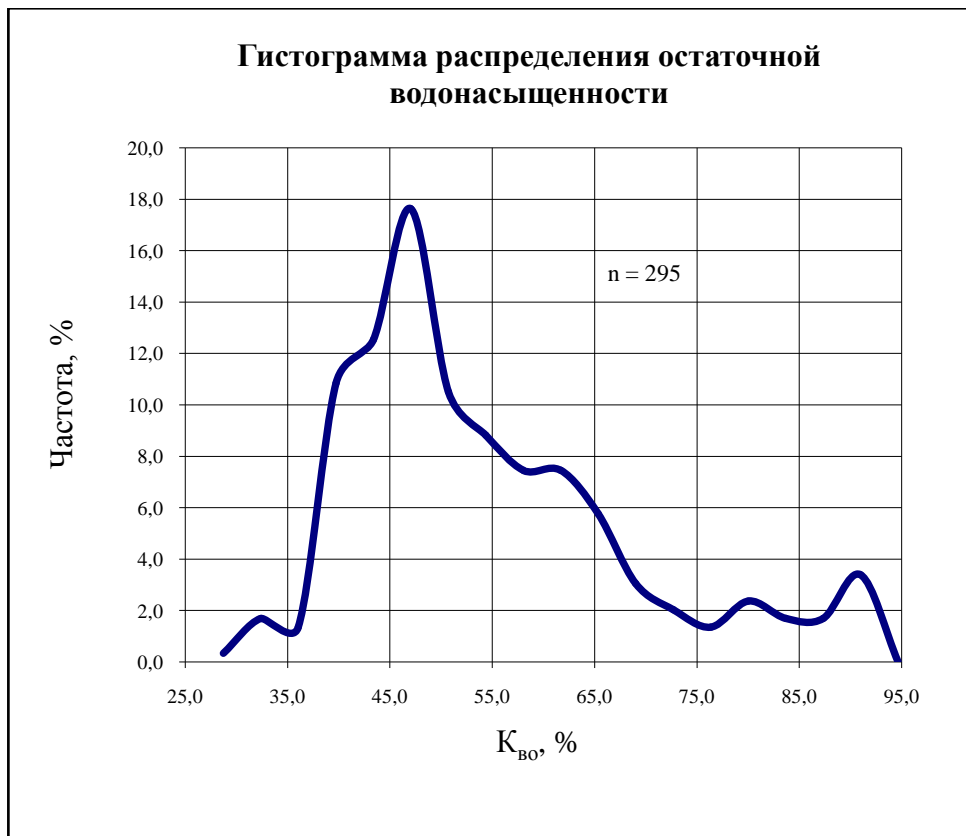


Рисунок 2.5 - Гистограмма распределения остаточной водонасыщенности пласта АС<sub>12</sub> Ай-Пимского месторождения

Как видно из распределений средневзвешенный коэффициент пористости по пласту АС<sub>12</sub> равен 20%, коэффициент проницаемости 10мД, коэффициент остаточной водонасыщенности равен 47%.

Также были построены следующие зависимости, необходимые для нахождения граничных значений:

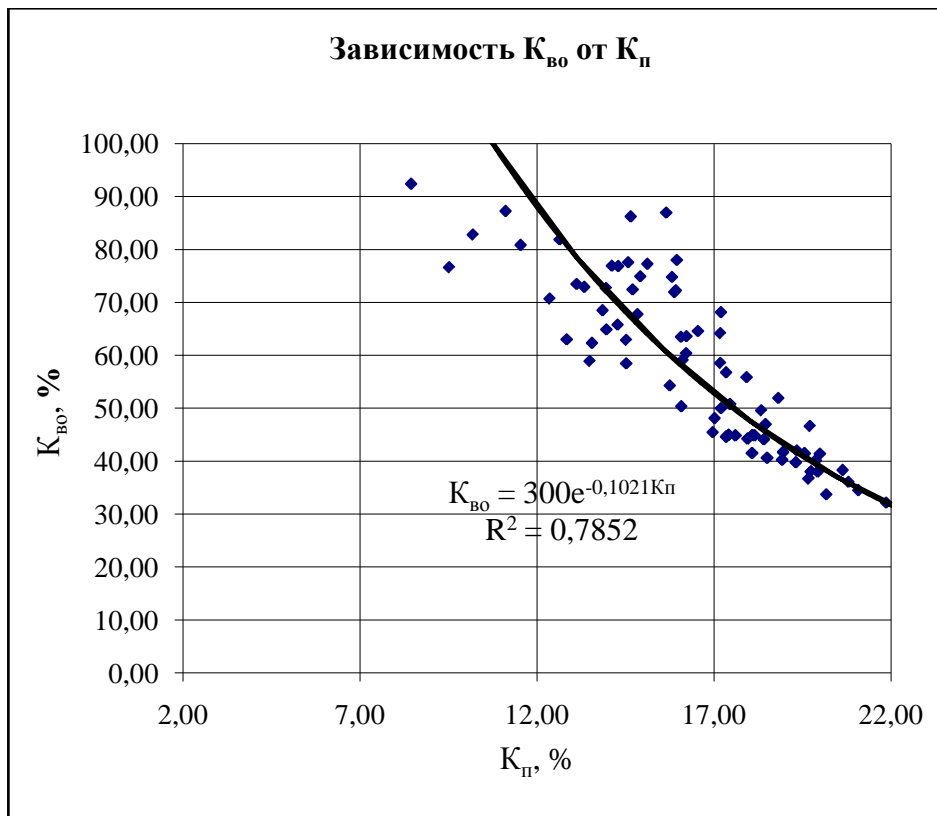


Рисунок 2.6 - Зависимость коэффициента остаточной воды от коэффициента пористости пласта АС<sub>12</sub> Ай-Пимского месторождения

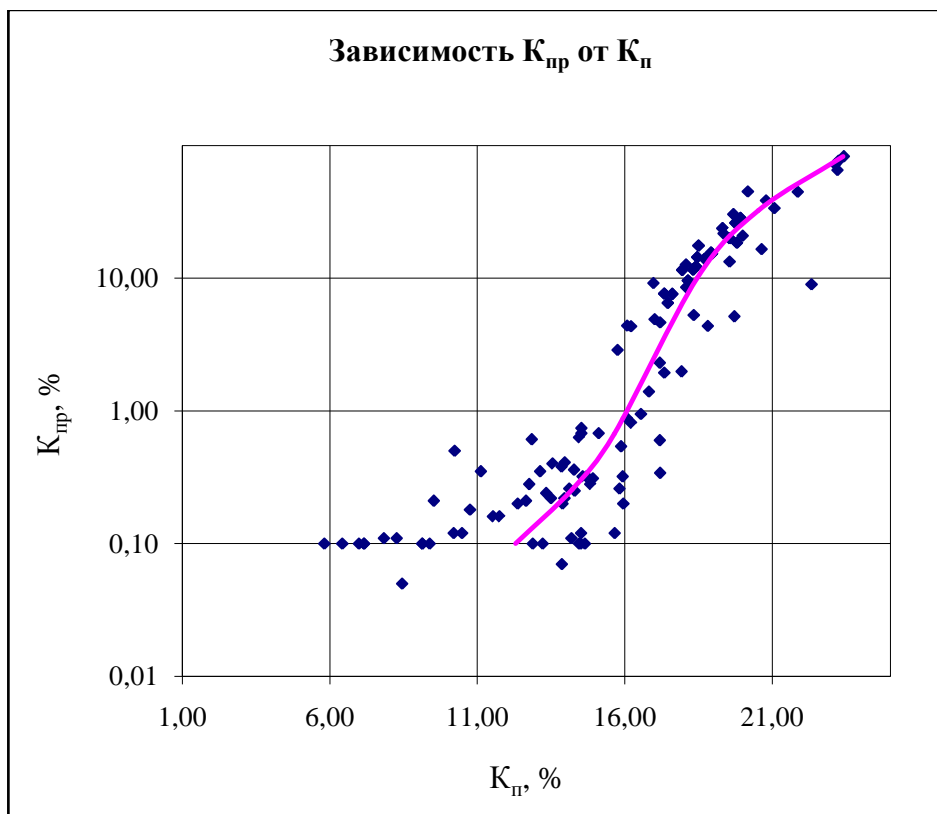


Рисунок 2.7 - Зависимость коэффициента абсолютной проницаемости от коэффициента пористости пласта АС<sub>12</sub> Ай-Пимского месторождения

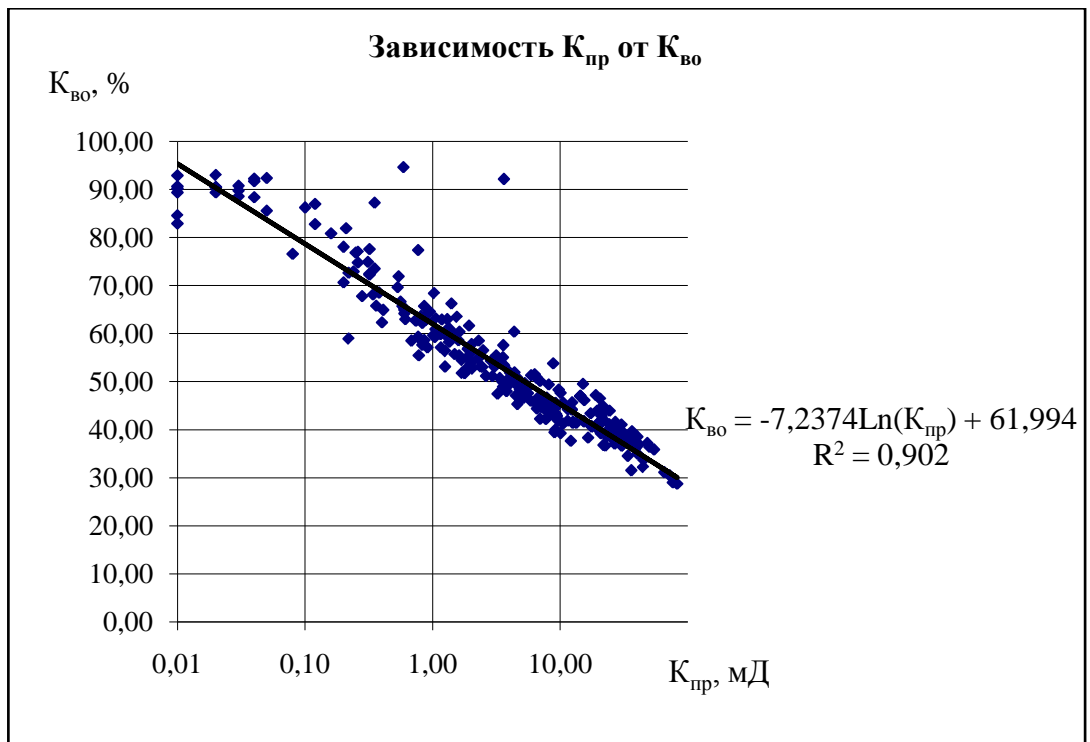


Рисунок 2.8 - Зависимость коэффициента абсолютной проницаемости от коэффициента остаточной водонасыщенности пласта АС<sub>12</sub>

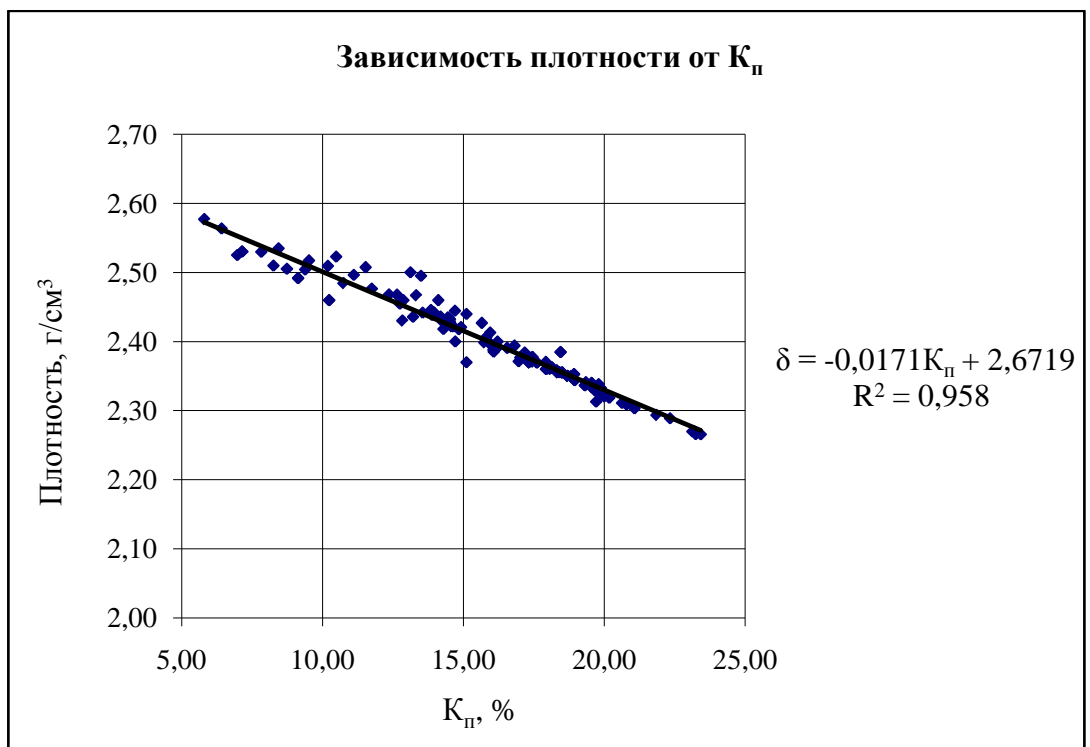


Рисунок 2.9 - Зависимость плотности от коэффициента пористости пласта АС<sub>12</sub> Ай-Пимского месторождения

В данной дипломной работе рассмотрено два подхода для определения граничных значений: статистический подход по скважинам в которых есть прямые качественные признаки коллекторов и статистический подход по керновым данным.

При определении граничных значений коэффициентов пористости и проницаемости однозначным и универсальным критерием коллектора является наличие динамической пористости  $K_{пд} = K_{п}[1 - (K_{во} + K_{но})]$ . Условие  $K_{пд} > 0$  является петрофизическим фильтром отнесения породы к коллектору. Для расчета коэффициента динамической пористости на керне необходимы экспериментальные определения величины остаточной нефтенасыщенности, т.к. таких данных нет, определим ее как константа равной 0,2. Массовых измерений этой величины не производится в виду трудоемкости и дороговизны опытов.

На рисунке 2.10 и рисунке 2.11 приведены интегральные распределения коэффициентов открытой пористости и проницаемости для пород коллекторов и пород неколлекторов пластов АС<sub>12</sub> Ай-Пимского месторождения, построенные по керновым данным.

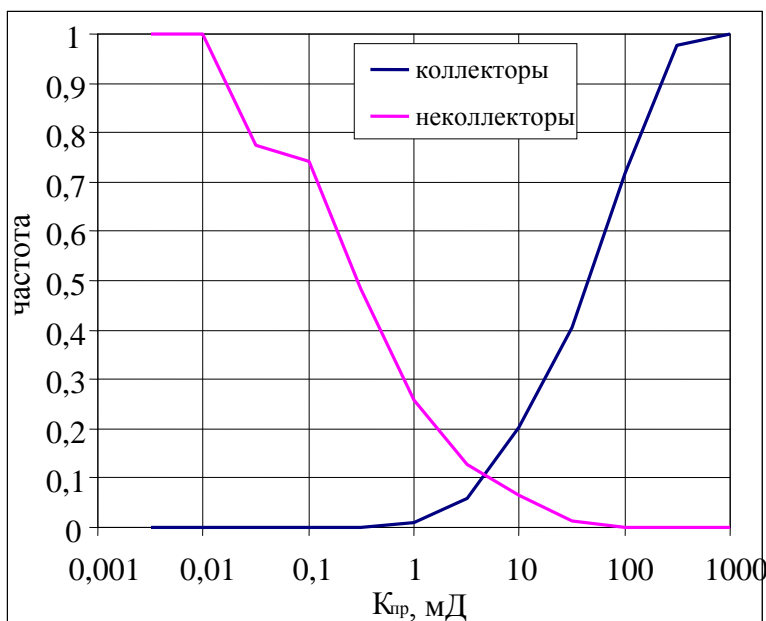


Рисунок 2.10 - Распределение коэффициентов проницаемости коллекторов и неколлекторов по керну для пласта АС<sub>12</sub> Ай-Пимского месторождения



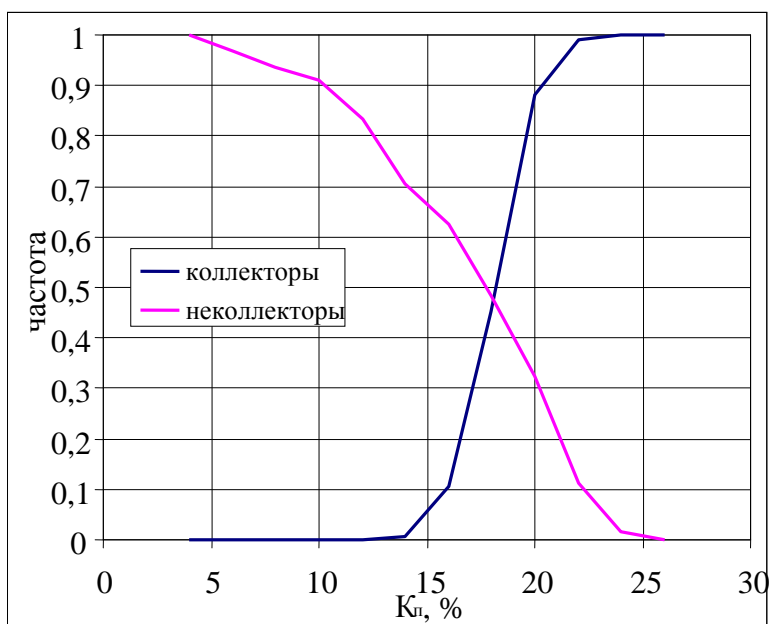


Рисунок 2.11 - Распределение коэффициентов пористости коллекторов и неколлекторов по керну для пласта АС<sub>12</sub> Ай-Пимского месторождения

Из графиков интегральных распределений (рисунок 2.10 и рисунок 2.11) следует, что граничные значения коэффициенты пористости и проницаемости принимают при переходе горной породы из класса коллекторов в класс неколлекторов граничные значения, равные для коэффициента пористости 18% для коэффициента проницаемости 4,5мД соответственно для пластов АС<sub>12</sub>. При этом диапазон неоднозначности соответственно для пластов АС<sub>12</sub> по коэффициенту пористости изменяется от 15 до 23%, а по коэффициенту проницаемости – от 0,8 мД до 20 мД. Такой широкий диапазон граничных значений коэффициентов пористости и проницаемости связан со сложным минеральным и структурно-текстурным строением горных пород рассматриваемых пластов.

На рисунке 2.12 представлены сопоставления  $K_{п} - K_{пр}$  с разделением общей совокупности точек на совокупность, принадлежащую к классу горных пород коллекторов, и совокупность, принадлежащую к классу горных пород неколлекторов. Линией на графиках сопоставлений разделен класс горных пород коллекторов от класса горных пород неколлекторов. Она отражает

обратную взаимосвязь нижних пределов коэффициентов пористости и проницаемости коллекторов. На сопоставлении пористости с проницаемостью для пласта АС<sub>12</sub>

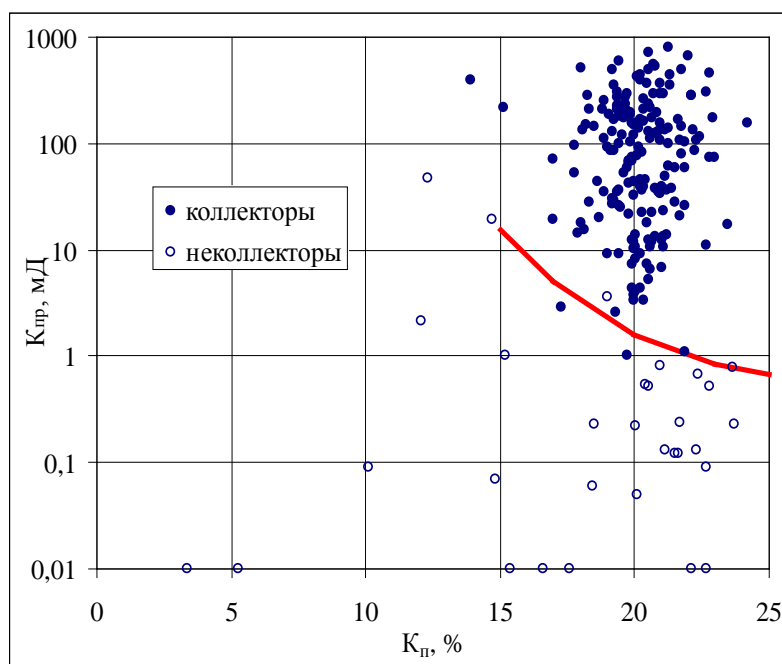


Рисунок 2.12 - Сопоставление коэффициентов пористости и проницаемости для коллекторов и неколлекторов по керну пласта АС<sub>12</sub> Ай-Пимского месторождения

точки с высокой пористостью (более 20%) и низкой проницаемостью (менее 1 мД) принадлежат алевролитам, для которых такое же распределение коэффициента пористости, что и для песчаников.

Таким образом, для горных пород пластов АС<sub>12</sub> Ай-Пимского месторождения нижние пределы коэффициентов пористости и проницаемости коллекторов, а также их геофизические критерии характеризуются спектром взаимосвязанных значений, что обусловлено структурно-текстурными и минералогическими особенностями горных пород.

Далее рассмотрим методику нахождения граничных значений используя керновые данные пласта АС<sub>12</sub> по 14 скважинам Ай-Пимского месторождения.

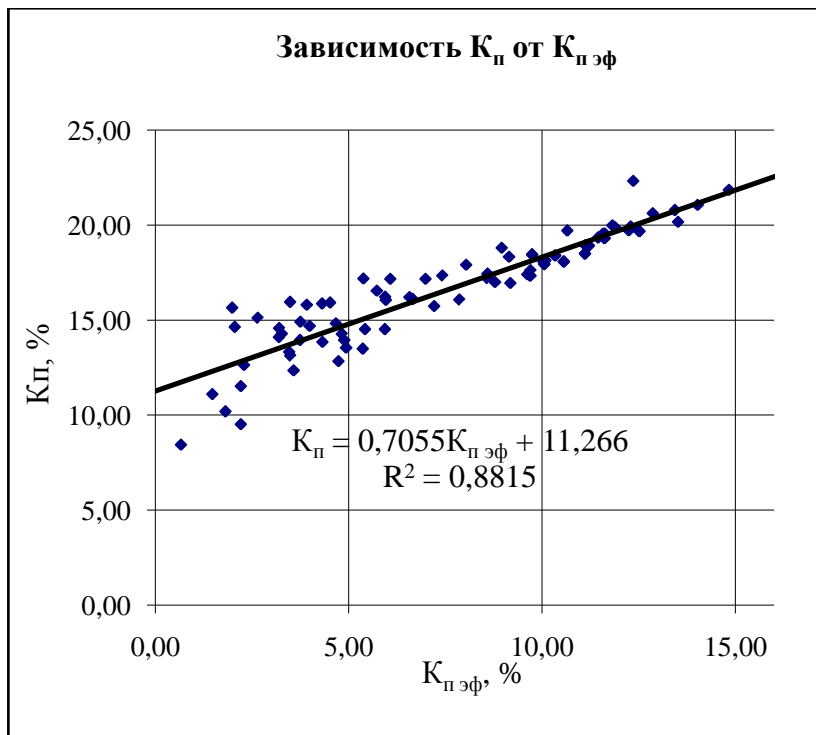


Рисунок 2.13 - Зависимость коэффициента пористости от коэффициента эффективной пористости пласта AC<sub>12</sub> Ай-Пимского месторождения

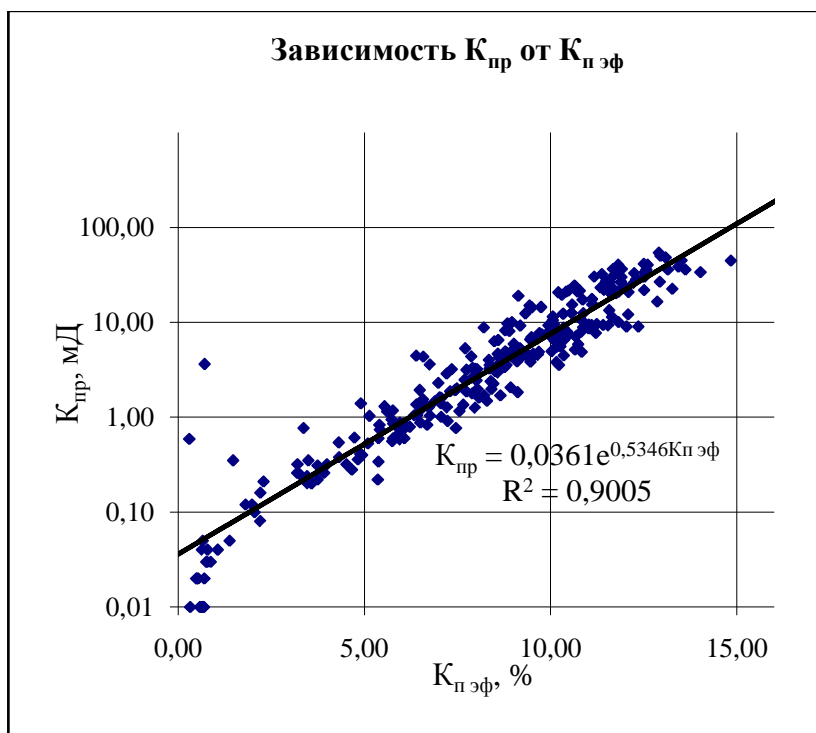


Рисунок 2.14 - Зависимость коэффициента абсолютной проницаемости от коэффициента эффективной пористости пласта AC<sub>12</sub> Ай-Пимского месторождения

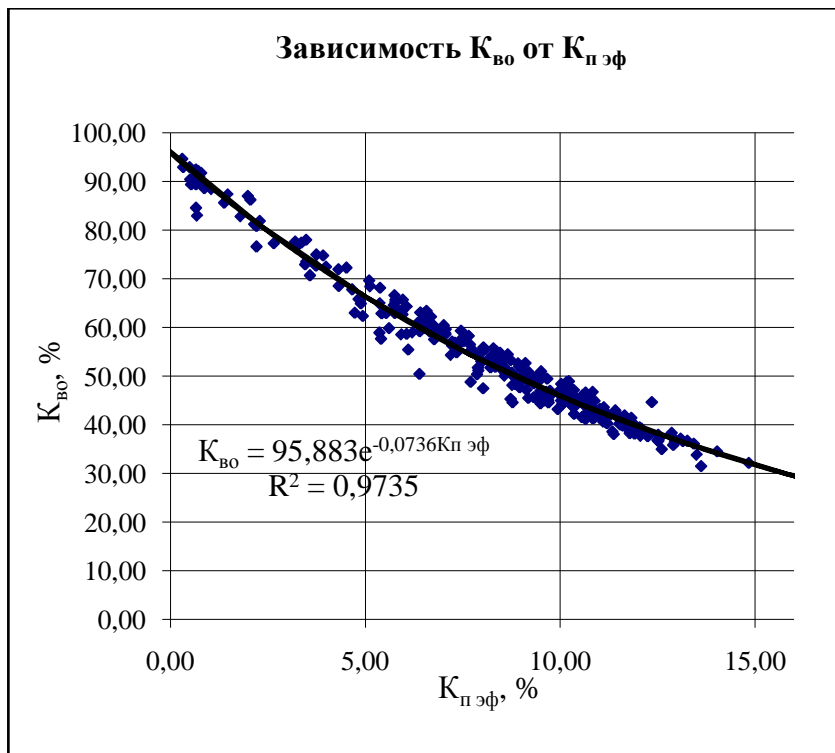


Рисунок 2.15 - Зависимость коэффициента остаточной водонасыщенности от коэффициента эффективной пористости пласта АС<sub>12</sub> Ай-Пимского месторождения

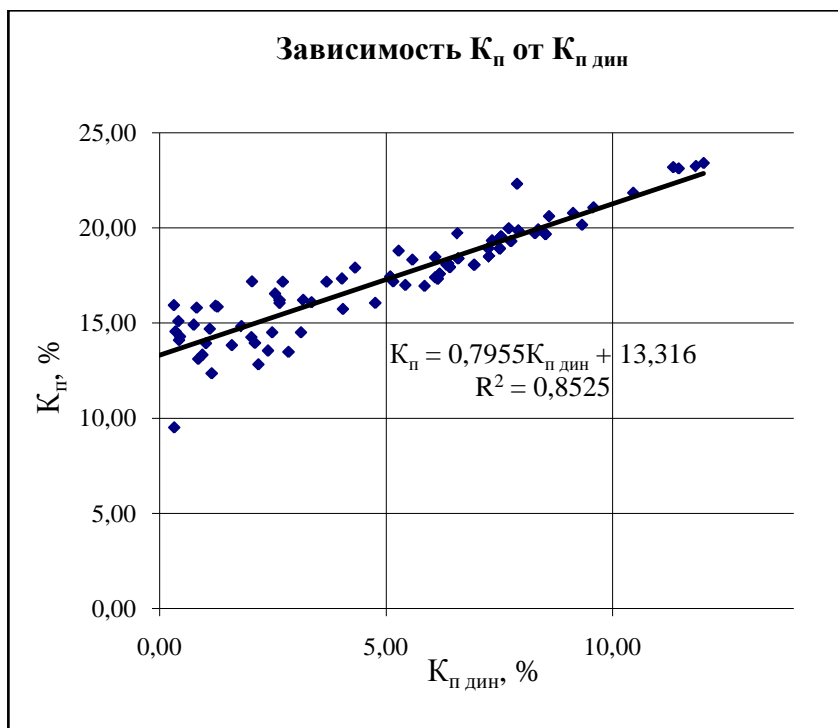


Рисунок 2.16 - Зависимость коэффициента пористости от коэффициента динамической пористости пласта АС<sub>12</sub> Ай-Пимского месторождения

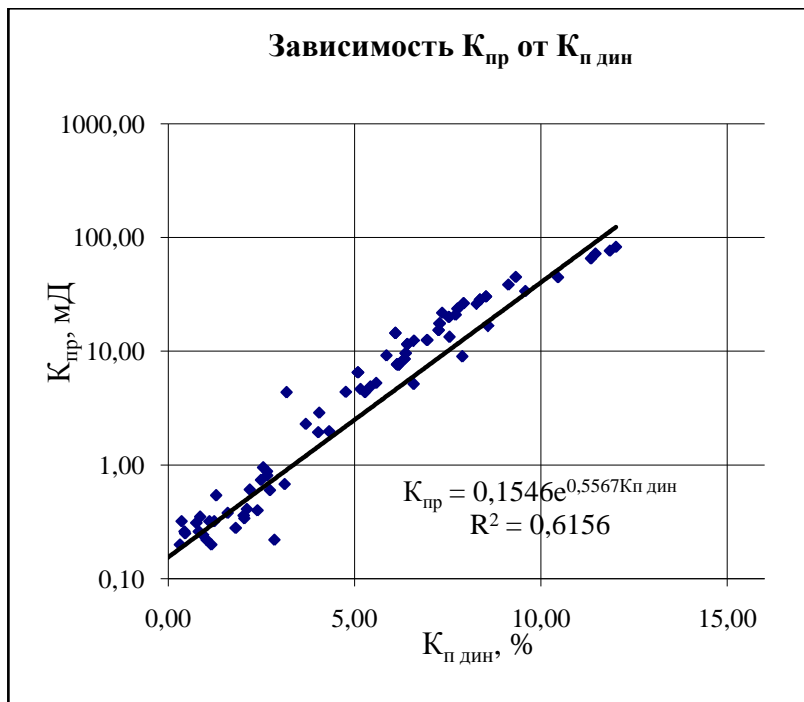


Рисунок 2.17 - Зависимость коэффициента абсолютной проницаемости от коэффициента динамической пористости пласта АС<sub>12</sub> Ай-Пимского месторождения

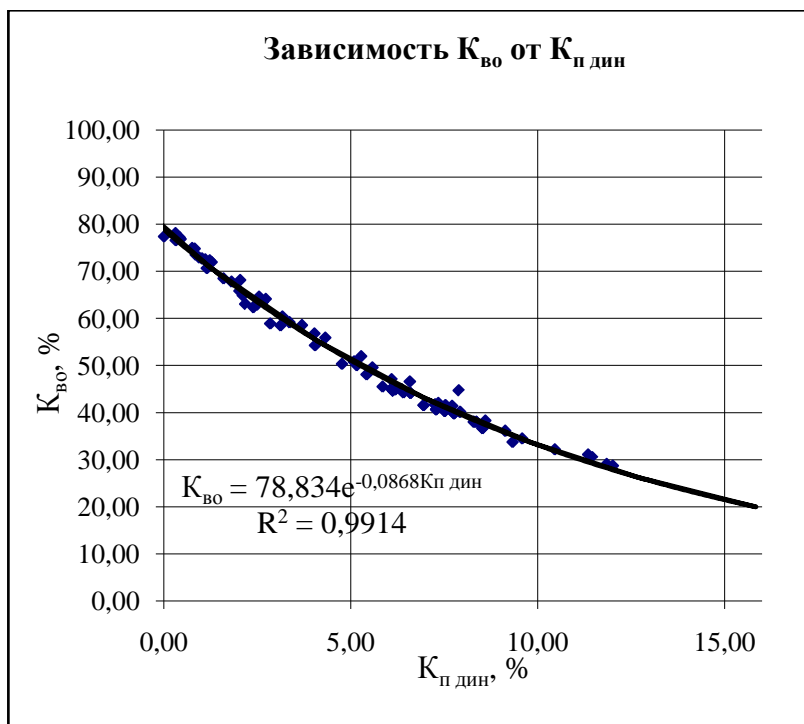


Рисунок 2.18 - Зависимость коэффициента остаточной водонасыщенности от коэффициента динамической пористости пласта АС<sub>12</sub> Ай-Пимского месторождения

В результате были получены следующие данные (таблица 2.3):

Таблица 2.3

	2006г.		1977г.
	при $K_{п\ \text{эф}} = 0$	При $K_{п\ \text{дин}} = 0$	По прямым качественным признакам
$K_{пгр}$	11,3	13,3	18
$K_{пргр}$	0,04	0,15	6,4
$K_{вогр}$	95,8	78,8	-

Различие между методиками по всему видимому заключается в том, что при нахождении граничных значений с использованием описаний керна точность очень мала, поэтому более точные результаты мы получаем при построении зависимостей керн-керна.

### **3 Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований на Ай-Пимском месторождении**

#### **3.1 Комплексы, методика и техника проведения геофизических исследований скважин**

В разведочных скважинах Ай-Пимского месторождения применялся следующий **комплекс промыслово-геофизических исследований** [12,13]:

- стандартный каротаж;
- боковое каротажное зондирование (БКЗ);
- метод потенциалов собственной поляризации (ПС);
- индукционный каротаж (ИК);
- боковой каротаж (БК);
- микрозондирование (МКЗ);
- микробоковой каротаж (МБК);
- микрокавернометрия (МКВ);
- кавернометрия, профилометрия (КВ, ПР);
- радиоактивный каротаж (ГК, НКТ);
- плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П);
- высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ);
- акустический каротаж (АК);
- резистивиметрия (РЗ);
- акустическая цементометрия (АКЦ);
- электротермометрия;
- инклинометрия;
- локация муфтовых соединений.

## Методика и техника проведения ГИС

На Ай-Пимском месторождении пробурено 1542 скважин разного назначения. Из них 54 разведочные скважины. На пласт Ю<sub>2</sub> пробурено 594, пласт Ю<sub>1</sub> – 1352, отложения палеозоя вскрыты 17 скважинами, только на пласт АС<sub>12</sub> пробурено 190 скважин.

При бурении под кондуктор использовалась промывочная жидкость (ПЖ), приготовленная из глинопорошка со следующими параметрами: плотность - 1.18-1.2 г/см<sup>3</sup>; вязкость - 30-35 сек; водоотдача - до 8 см<sup>3</sup> за 30 мин; содержание песка - до 4 %.

Дальнейшее углубление скважин осуществлялось на глинистой ПЖ, образованной в результате естественной наработки при разбурировании глинистых осадков палеогена и верхнего мела.

При бурении продуктивных отложений параметры ПЖ были следующие: плотность - 1.16-1.18 г/см<sup>3</sup>; вязкость - 30-35 сек; водоотдача - 6-8 см<sup>3</sup> за 30 мин; содержание песка - до 2%.

Для крепления стенок скважин применялась следующая конструкция. Направление не спускалось. Кондуктор 219 мм от 271 м до 408 м с подъемом цемента в заколонном пространстве до устья скважины, эксплуатационная колонна 5<sup>3</sup>/<sub>4</sub>" с подъемом цемента от башмака.

Испытание герметичности эксплуатационных колонн в разведочных скважинах, а также цементных мостов, изолирующих нижележащие горизонты, проводилось опрессовкой.

Все пробуренные скважины заполнены глинистым раствором удельного веса 1.18-1.2 г/см<sup>3</sup>, а в верхней части (0-30 м.) – нефтью.

В бурящихся скважинах Ай-Пимского месторождения геофизические исследования проводились стандартным комплексом методов, утвержденным на основе типовых комплексов с учетом специфики бурения разведочных и эксплуатационных скважин.

Скважины Ай-Пимского месторождения, в основном, наклонно-направленные. В соответствии с требованиями инструкции по проведению



обязательного комплекса ГИС микрозондирование, микробоковой каротаж, кавернометрия проводились в скважинах с углом наклона ствола не превышающим  $15^\circ$ .

Стандартный каротаж выполнен во всех скважинах в масштабе глубин 1:200, 1:500. В качестве стандартных зондов применялись: градиент-зонд А2М0.5N, потенциал-зонд (А0.5М6N или А0.5М8N). Стандартный каротаж выполнялся с одновременной записью кривой СП. Основной масштаб записи КС - 2.5 Ом/см; СП – 12.5 мВ/см, скорость записи составляла в основном 2500м/ч. Применяемая аппаратура Э-1, ЭК-1. Качество материала хорошее.

Боковое каротажное зондирование проведено во всех скважинах подошвенными градиент – зондами с размерами: АО=0.45; 1.05; 2.25; 4.25; 8.5 м и одним обращенным зондом с АО=2.25 м в интервалах продуктивной части разреза в масштабе глубин 1:200. Применяемая аппаратура Э-1. Масштаб записи кривых КС - 2.5 Ом/см, скорость записи в основном составляла 2500м/ч. Качество материалов, в основном хорошее. Причина неудовлетворительного качества диаграмм отдельных зондов в завышении значений кажущегося сопротивления.

Микрозондирование проведено в 98 скважинах микроградиент-зондом А0.025М0.025N и микропотенциал-зондом А0.05М аппаратурой МДО в интервале проведения БКЗ. Запись зондами – одновременная в масштабе глубин 1:200, масштаб записи 2.5 Ом/см. Скорость записи составляла 800-1200м/ч.

Боковой каротаж выполнялся в интервале БКЗ во всех скважинах аппаратурой ТБК, АБК-3 в масштабе глубин 1:200. Масштаб записи – 2.5 Ом/см. Скорость записи 1500-2500 м/ч. Качество материала хорошее и удовлетворительное. Дефекты связаны с завышением или занижением показаний.

Микробоковой каротаж выполнен в продуктивной части разреза в масштабе глубин 1:200 аппаратурой МБК или КМБК. Масштаб записи - 2.5

Омм/см и скорость регистрации 1000-1500 м/ч. Качество материалов, в основном, хорошее.

Индукционный каротаж проведен во всех скважинах в интервале БКЗ в масштабе глубин 1:200, в интервалах записи стандартного каротажа в масштабе 1:500. Использовалась аппаратура ИК-100, ПИК-1м, АИК-3, зонды 4Ф0.75, 4И1. Скорость записи составляла 1500- 2500 м/ч. Качество материала, в основном, хорошее.

Резистивиметрия выполнялась скважинным резистивиметром с целью определения сопротивления раствора промывочной жидкости по стволу скважины. Запись проведена в масштабе глубин 1:200. Масштаб записи 0.5 Ом/см, реже 1 Ом/см. Материал, в основном, хорошего качества.

Кавернометрия проведена в 134 скважинах в масштабе глубин 1:500 и 1:200 аппаратурой СКО-4 с масштабом записи 2 см/см. Скорость регистрации до 2000 м/ч. Материал, в основном, хорошего качества.

Инклинометрия проведена по всем скважинам по всему стволу. Замеры углов наклона и азимута проводились через 25-50 м ствола скважин приборами типа ИК-2, ИТ-200.

Радиоактивный каротаж (ГК, НКТ) проводился в скважинах, обсаженных колонной, за исключением разведочных, где в большинстве скважин замеры проведены в открытом стволе в масштабе глубин 1:200 (интервал детальных исследований) со скоростью 150-300 м/час и в масштабе 1:500 по всему стволу скважины со скоростью 500-600 м/час. Применяемая аппаратура ДРСТ-1 или ДРСТ-3. Счетчики газоразрядные или сцинтилляционные. Постоянная времени составляла в первом случае  $\tau = 6$  сек, во втором –  $\tau = 3$  сек. Источники нейтронов в основном Р<sub>0</sub>-Ве с активностью от  $(7.8-8.1) \times 10^6$  н/с до  $10.1 \times 10^6$  н/с. Запись диаграмм РК проводилась в основном эталонированными каналами. Масштаб записи ГК в основном составлял 0.75, 1 мкР/ч/см; запись диаграмм НКТ осуществлялась в масштабе в основном 0.4 у.ед./см, в нескольких скважинах 0.5 у.ед./см. Качество материала хорошее и удовлетворительное.

В ряде скважин проведен гамма-гамма плотностной каротаж (ГГК-П). Регистрация велась в масштабе глубин 1:200 со скоростью записи 120-400 м/час при  $\tau = 3,6$  сек. Для регистрации рассеянного гамма-излучения использовались сцинтилляционные датчики, состоящие из ФЭУ-74А и кристалла NaI размером 25x40 мм для большого зонда и 25x30 мм для малого.

Малый объем исследований плотностным гамма-гамма каротажом, недостаточное метрологическое обеспечение метода, не всегда качественная запись кривых, ограничивают применение этого метода для оценки пористости горных пород.

Термометрия с целью определения высоты подъема цемента (ОЦК) проводилась в большинстве скважин и по всему стволу приборами ТЭГ-36 (иногда ТЭГ-2). Масштаб глубин 1:500. Масштаб записи  $0,5^\circ\text{C}/\text{см}$ . скорость регистрации составляла 1000м/ч.

Акустическая цементометрия (АКЦ) с целью установления качества цементирования выполнена во всех скважинах аппаратурой АКЦ-1 или УЗБа в масштабе 1:500 и 1:200 (в продуктивном интервале). Скорость регистрации диаграмм составляла 600-2000 м/час. Качество материала, в основном, хорошее.

Акустический каротаж проведен в 4 скважинах в масштабе 1:500, в продуктивной части – 1:200 прибором СПАК-2М (зонд И<sub>2</sub>0,5И<sub>1</sub>1,5П). Скорость регистрации 1000 м/ч.

Из всего перечня скважин в четырех скважинах (265, 1620, 5209 и 5259) комплекс ГИС отсутствует, по 39 скважинам отсутствуют замеры радиоактивного каротажа, по 6 скважинам – нет записи нейтронного каротажа, по 3 – гамма-каротажа, по 11 скважинам – нет записи потенциал-зонда и стандартного зонда по 52 скважинам – БК, по 14 скважинам – ИК.

В целом, качество материала, полнота выполненного комплекса ГИС являются достаточными и позволяют выделить в разрезе месторождения пласты-коллекторы, установить характер насыщенности, выполнить

корреляцию разреза, определить с необходимой точностью подсчетные параметры.

### **3.2 Отражение нефтеносности баженовской свиты в сейсмических данных**

Нефтеносная баженовская свита хорошо идентифицируется на сейсмическом волновом поле как аномальный объект [14,15,16].

На временном разрезе широтного сейсмического профиля (рисунок 3.1,а) отчетливо видна аномальность поведения отражающего горизонта Б, что указывает на наличие аномальных разрезов. Зоны аномальных разрезов на сейсмогеологическом профиле ограничены красными стрелками. Для их локализации на площади по сейсмическим данным 2D- и 3D-съемки была построена карта разности времен регистрации волн, отраженных от кровли битуминозных аргиллитов и низкоомных глин георгиевской свиты (рисунок 3.2). На карте и на временном разрезе римской цифрой I обозначена зона ненарушенного залегания баженигов на георгиевской свите. Типичный геолого – геофизический разрез этой зоны представлен скв.308. Наиболее яркий разрез зоны II представлен скв.315. В ней наиболее мощный верхний прослой баженигов, формирующий отраженную волну Б, отстоит от кровли георгиевской свиты на 110 м. Разность прихода волн в окрестности скв.315 составляет порядка 60 мс и меняется по площади, что свидетельствует о латеральной изменчивости внутреннего строения аномальных разрезов. Область III характеризуется меньшим временным интервалом (порядка 30 мс) и очень плавным его изменением.

В качестве типового разреза приводится скв.293, в которой мощность толщи между баженигами и георгиевской свитой составляет 37 м. И, наконец, зона IV аналогична зоне II, в ней бажениги и георгиевские глины также разобщены. В 291 и 296 скважинах этой зоны зафиксировано наличие двух блоков собственно баженовских аргиллитов с суммарной мощностью,

сопоставимой с удвоенной средней мощностью баженигов в региональном плане.

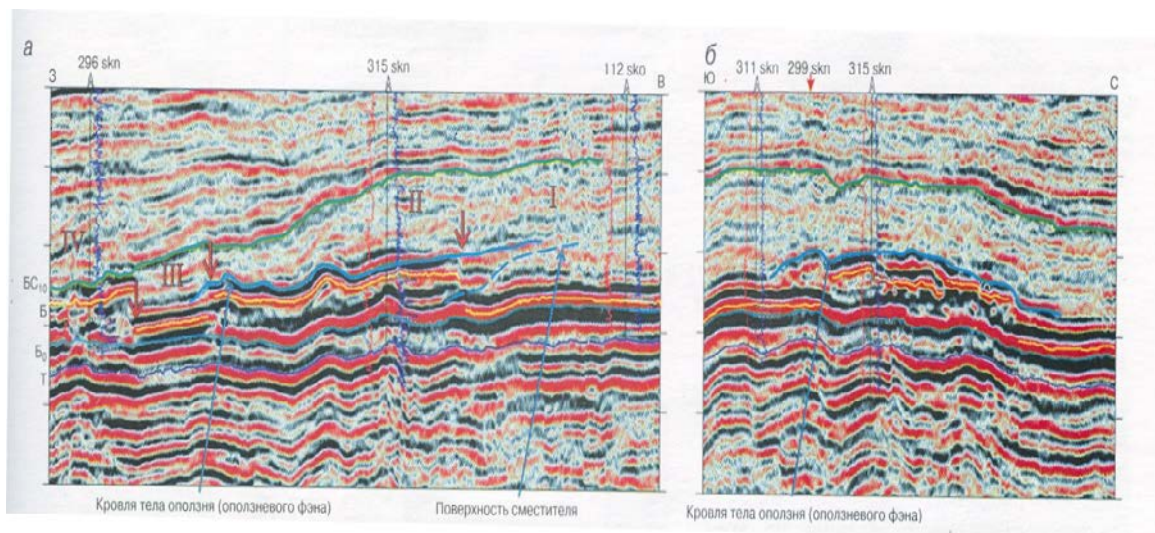


Рисунок 3.1 - Сейсмостратиграфическая интерпретация широтного профиля 28 (а) и меридиального профиля 17 (б).

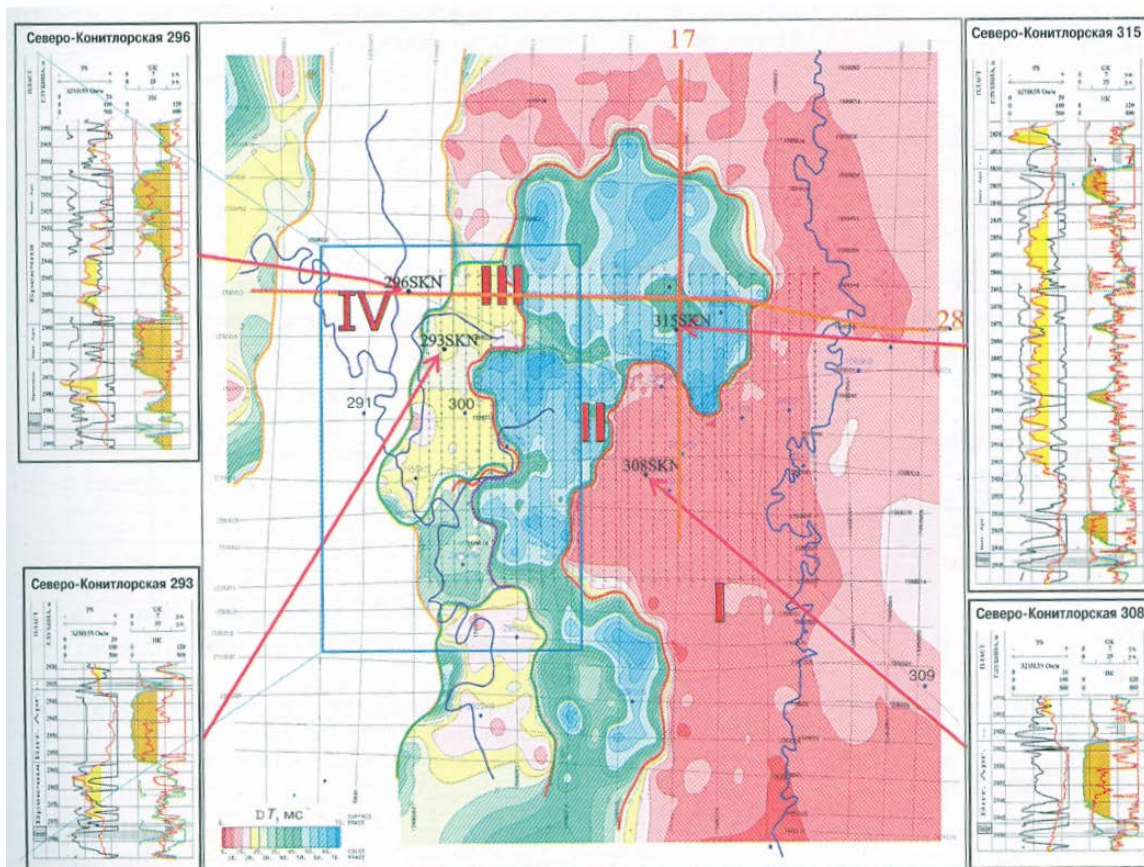


Рисунок 3.2 - Карта временных интервалов между волнами, отраженными от кровли георгиевской свиты и верхнего баженига, литолого-стратиграфическая привязка к геологическому разрезу скв. 291,293,315,308.



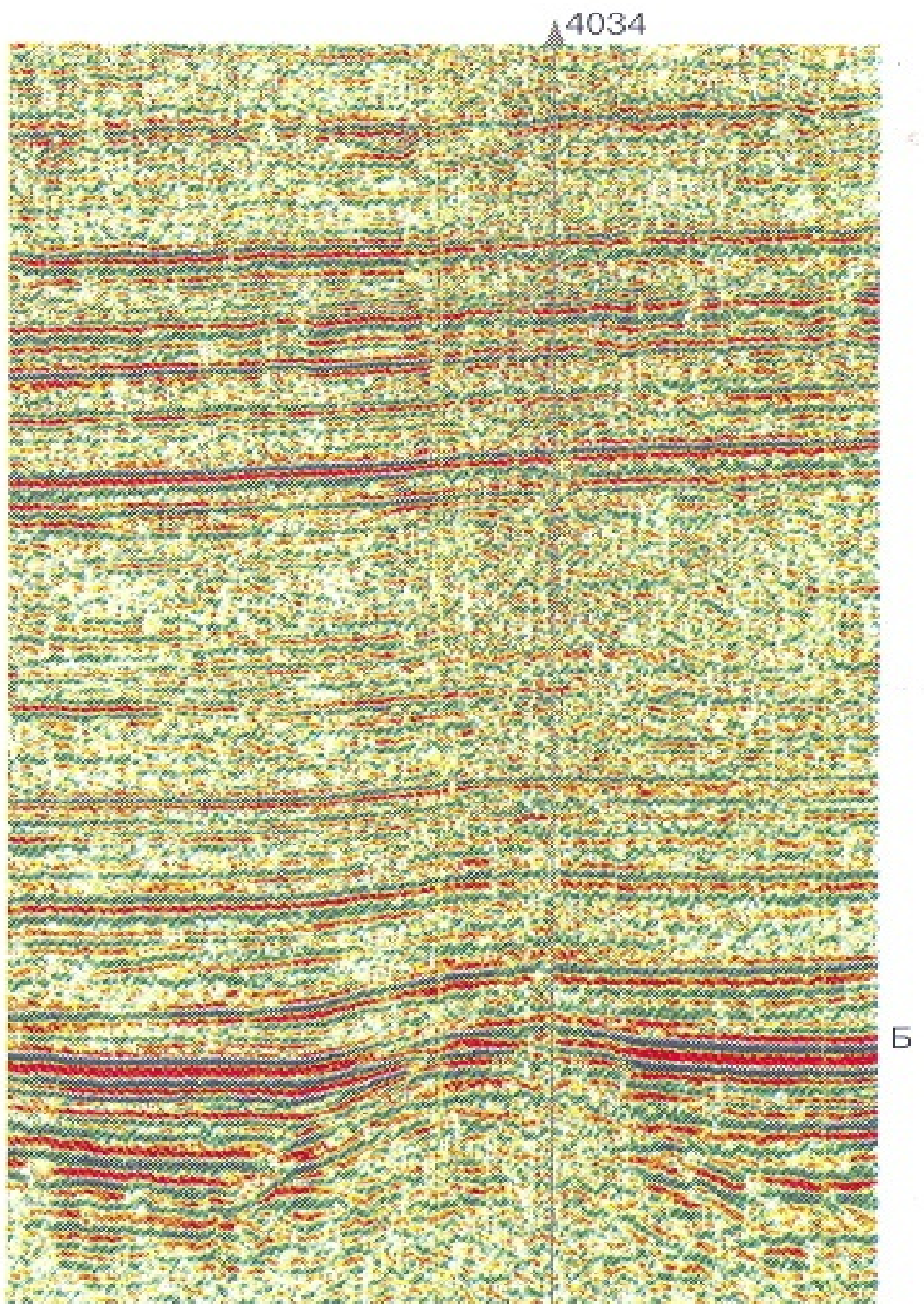


Рисунок 3.3 - Фрагмент временного разреза профиля 22 Ай-Пимской площади.



4034

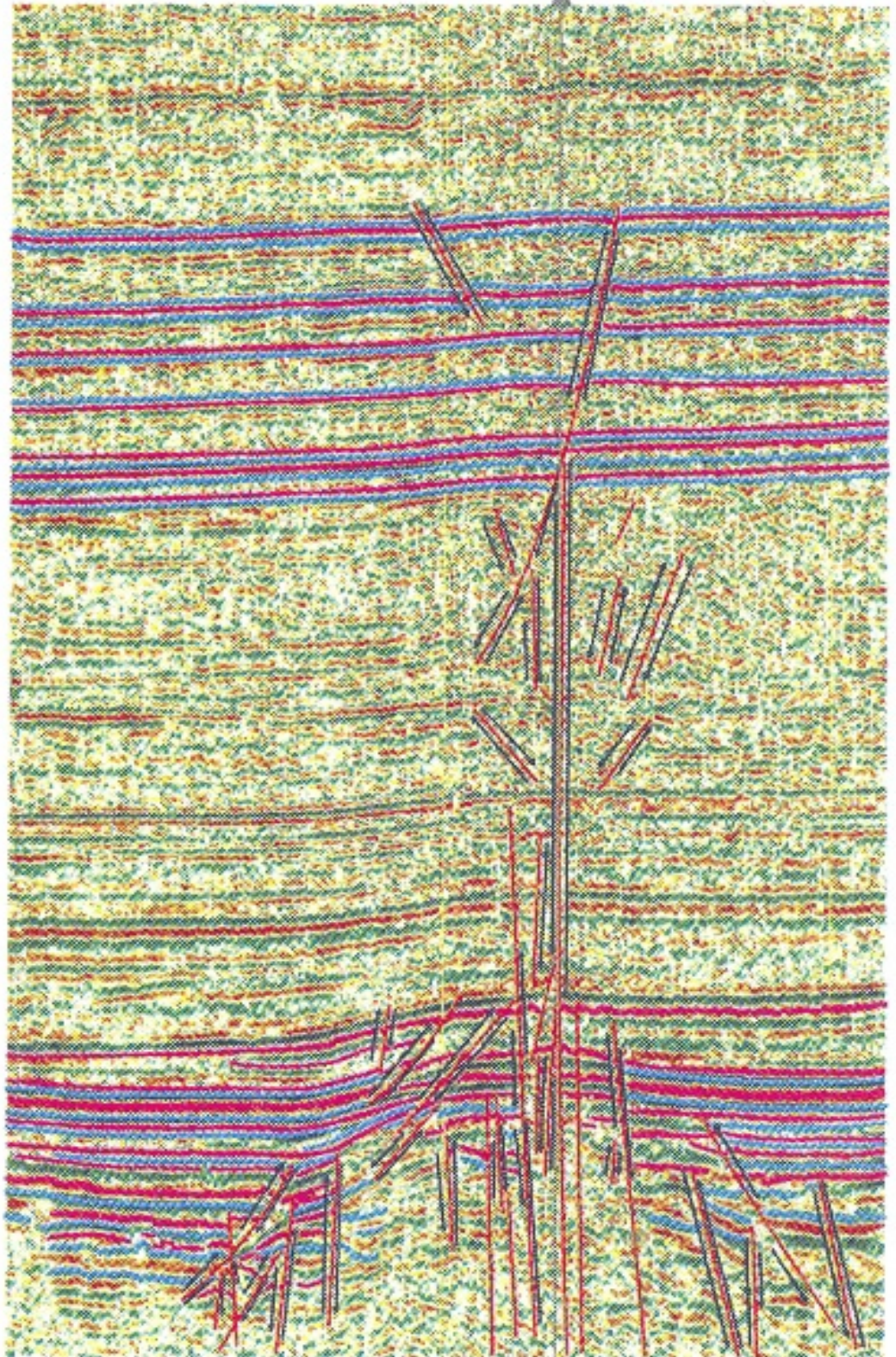


Рисунок 3.4 - Структурно-динамическая интерпретация разреза по профилю 22 Ай-Пимской площади.



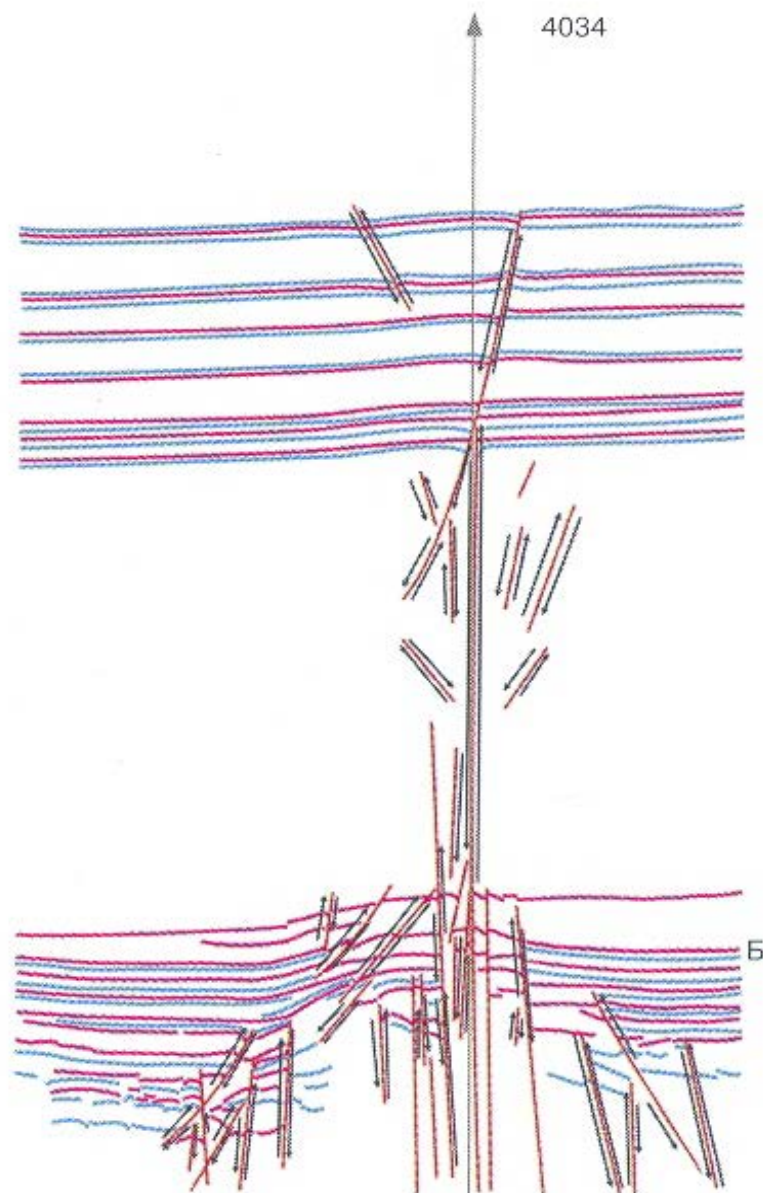


Рисунок 3.5 - Модель распределения остаточных напряжений осадочного чехла на фрагменте временного разреза по профилю 22 Ай-Пимской площади.

По геофизическим данным нефтеносная баженовская свита размещена в зонах разломов [17]. В районе скв.4034 Ай-Пимского месторождения с нефтеносной баженовской свитой по сейсмическим данным выделяется система субвертикальных разрывных нарушений, идущих от фундамента и пересекающих баженовскую свиту, а также вышерасположенные продуктивные горизонты Б и А (рисунок 3.3, 3.4, 3.5).



## **4 Научно-исследовательский раздел: Выявление признаков нефтеносности баженовской свиты в показаниях ГИС Ай-Пимского месторождения**

### **4.1 Актуальность, цель и задачи исследований**

Битуминозные глинисто-кремнисто-карбонатные отложения баженовской свиты – самое известное геологическое образование Западной Сибири. Благодаря своему составу и аномальным физическим свойствам, в первую очередь, высокой радиоактивности и высокому удельному электрическому сопротивлению (УЭС), а также региональному распространению, в геологических и геофизических исследованиях скважин баженовская свита используется как геофизический репер и региональная покрывка для Верхнеюрского нефтегазоносного комплекса. С начала разработки в США формации Баккен за нефтью баженовской свиты закрепился термин «сланцевая нефть».

Ай-Пимское нефтяное месторождение – одно из немногих, в котором начата разработка и получены притоки нефти из пласта Ю<sub>0</sub> – баженовской свиты [Приложение А]. Производственные и научные исследования на этом месторождении ведут ОАО «Сургутнефтегаз» и ТО «СургутНИПИнефть». Опыт их работы бесценен для других нефтяных месторождений Западной Сибири [18]. Поскольку геофизические исследования скважин (ГИС) на этих месторождениях уже проведены, баженовская свита Ай-Пимского месторождения может служить геофизическим эталоном ее нефтенасыщенности [19].

#### ***Цель исследования:***

Выявление геофизических признаков нефтеносности отложений баженовской свиты в условиях Ай-Пимского нефтяного месторождения.

### ***Задачи исследования:***

Сделать обзор опубликованных и фондовых материалов по результатам разработки и геофизических исследований скважин Ай-Пимского нефтяного месторождения;

Выявить геофизические отличия геофизических характеристик *БС* в разрезах скважин с разными притоками нефти из горизонта  $Ю_0$ ;

Сформировать радиогеохимическую характеристику *БС* Ай-Пимского месторождения (по результатам гамма-спектрометрического каротажа).

### ***Объекты исследования:***

Ай-Пимское нефтяное месторождение [приложение А];

Скважины 22 и 47 (продуктивные) и 13 (непродуктивная) [приложение Б], базовый комплекс методов ГИС - ГК, ИК, БК, НКТ, ПС, качественный и количественный анализ;

Скважина 72 с результатами гамма-спектрометрического каротажа

### ***Методы исследования:***

Обзор опубликованных данных;

Качественный анализ материалов ГИС;

Статистический анализ показаний методов ГИС: кросс плоты, гистограммы распределения, статистические числовые характеристики.

## **4.2 Результаты качественного анализа данных ГИС исследованных разрезов**

Взятые для качественного анализа [20] каротажных диаграмм скважины 13, 22 и 72 вскрыли меловые отложения с пластами Неокомского  $АС_{12}$ ,  $БС_1$  и Ачимовского  $Ач_{1-4}$  нефтегазоносного комплексов (НГК) и верхнеюрские отложения баженовской свиты – пласт  $Ю_0$ .

Общую характеристику отложений Неокомского и Ачимовского НГК дадим по разрезу скважины 13.

Скважина характеризуется относительно спокойным поведением показаний ПС, ГК, ННКт и ВИКИЗ практически по всему разрезу, за исключением интервалов с пластами АС<sub>12</sub> (маломощный нефтеносный) и Ач<sub>4</sub> (мощный водоносный) (рисунок 4.1). Здесь, кроме отражения в данных ГИС самих пластов, повышения показаний зондов ВИКИЗ и ННКт и понижения ГК и ПС, наблюдаются характерные аномалии от карбонатизированных пород: интенсивные понижения ГК, сопровождающиеся пиками-максимумами показаний ННКт и ВИКИЗ. Наиболее характерная комплексная аномалия от карбонатизированных пород наблюдается в кровле пласта Ач<sub>4</sub>.

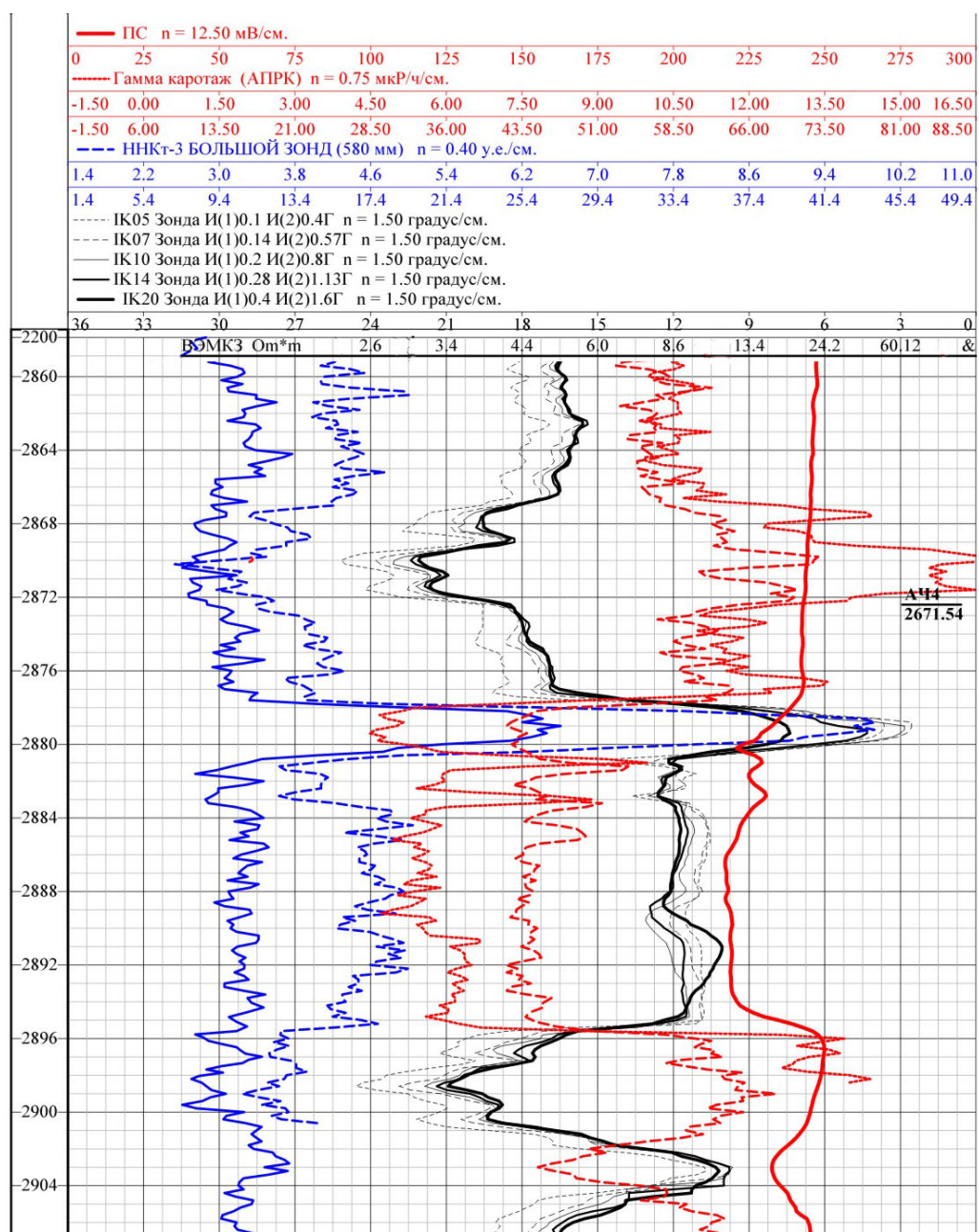


Рисунок 4.1 - Интервал пласта Ач<sub>4</sub> скважины 13

Во всех случаях выше пластов-коллекторов отмечается характерное понижение показаний ННКт и ВИКИЗ и повышения радиоактивности, указывающие на хорошую глинистую покрывку. То же наблюдается в скв. 13 выше пласта Ю<sub>0</sub> – баженовской свиты.

### **Разрез баженовской свиты (пласт Ю<sub>0</sub>)**

Баженовская свита в разрезе *скважины 22* залегает в интервале 2965-2994 м, по данным керна – сложена битуминозными аргиллитами разной степени цементированности и уплотненности. Именно к этому геологическому объекту приурочен пласт ЮС<sub>0</sub>, который выделяют в пределах свиты в интервале 2972 – 2987 (по интенсивной аномалии расхождения зондов ВИКИЗ), пласт перфорирован на глубине: 2972-2990 м (рисунок 4.2). Рассмотрим как проявляют себя отложения свиты по результатам ГИС. По данным ГК отложения свиты характеризуются в целом повышенными значениями естественной радиоактивности: от 10 до 140 мкР/ч. Однако изменение естественной радиоактивности в пределах распространения отложений высокодисперсное (очень резкие отличия по гамма-излучению). Причем, самые высокие показания ГК тяготеют к кровельной части нефтеносного объекта (2965-2971 м), а в направлении от кровли к подошве – естественная радиоактивность резко снижается. Ниже пласта ЮС<sub>0</sub> показания ГК на уровне 7-12 мкР/ч, резкой границы аномалии ГК в подошве свиты не наблюдается.

Другой радиоактивный метод – ННКт. Во внимание берем показания большого зонда (БЗ), т.к. именно он отражает нейтронные свойства пласта, а не малый зонд (МЗ), который исследует прискважинную зону и используется для более корректного расчета водородосодержания (W). Интенсивность нейтронного излучения в кровле свиты минимальные – 1-1.4 у.е. С глубины 2970 м показания ННКт резко увеличиваются и варьируются от 2.8 до 10 у.е. В связи с этим интервал 2970-2994 м отражается в ННКт яркой положительной аномалией, которая осложнена локальными пикообразными увеличениями и

понижениями. Нижняя граница аномалии совпадает с подошвой баженовских отложений.

В электрических полях результаты ГИС показали следующее: БК характеризует отложения свиты в общем значительно высокими кажущимися УЭС. Наблюдается тенденция: отложения кровельной и центральной частей пласта - выделяются положительными аномалиями в поле БК, подошвенная часть - низкими значениями БК.

На диаграмме ВИКИЗ отложения баженовской свиты выделяются высокими показаниями зондов разной длины. Расхождение зондов в центральной, кровельной и подошвенной частях – разное. Максимальное расхождение показаний зондов, фиксирующее положительный градиент УЭС, соответствует центральной части (2972-2984 м), причем здесь значения УЭС самые высокие. Показания зондов ВИКИЗ кровельной части (2964-2972 м ) также высокоомны, расхождение зондов менее амплитудное, отмечаются преимущественно положительным градиентом УЭС. В интервале 2970-2971 м наблюдается резкое падение сопротивлений всех зондов до 2,5 Ом. Подошвенная часть свиты характеризуется высокими сопротивлениями на фоне всего разреза, но в сравнении с другими интервалами пласта – снижением УЭС, расхождение кривых разных зондов довольно сильное, как и в центральной части свиты, все также наблюдается положительный градиент УЭС. В интервале 2987 – 2990 м – снижение показаний всех зондов на уровне 2.6-3.4 Ом, здесь зонды расходятся не значительно. Ниже по разрезу за пределами баженовской свиты показания ВИКИЗ меняются на более низкоомные (первые Ом), расхождение зондов низкое, наблюдаются инверсии, положительные и отрицательные градиенты УЭС.

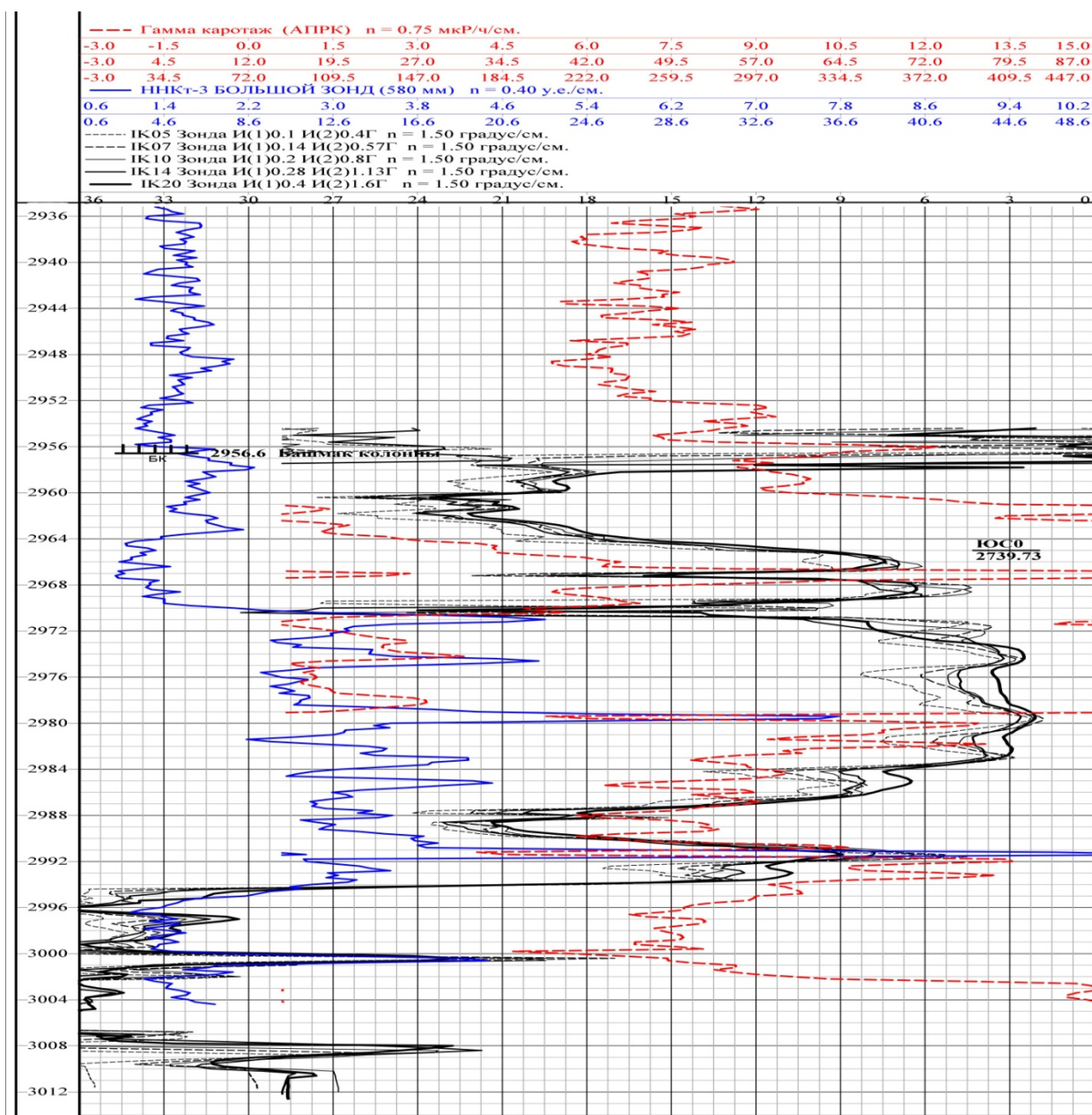


Рисунок 4.2 - Каротажная диаграмма (ГК, ННКт, ВИКИЗ) разреза баженовской свиты в скважине 22

Баженовская свита в разрезе *13 скважины* (рисунок 4.3) выделяется в интервале: 2940-2968 м, в ее пределах границы пласта ЮС<sub>0</sub>: 2946-2962 м (проведены по максимальному расхождению зондов ВИКИЗ), перфорация пласта – 2946-2959 м. По данным керна отложения свиты представлены битуминозными аргиллитами разной степени цементированности, с прослоями карбонатов и глин.



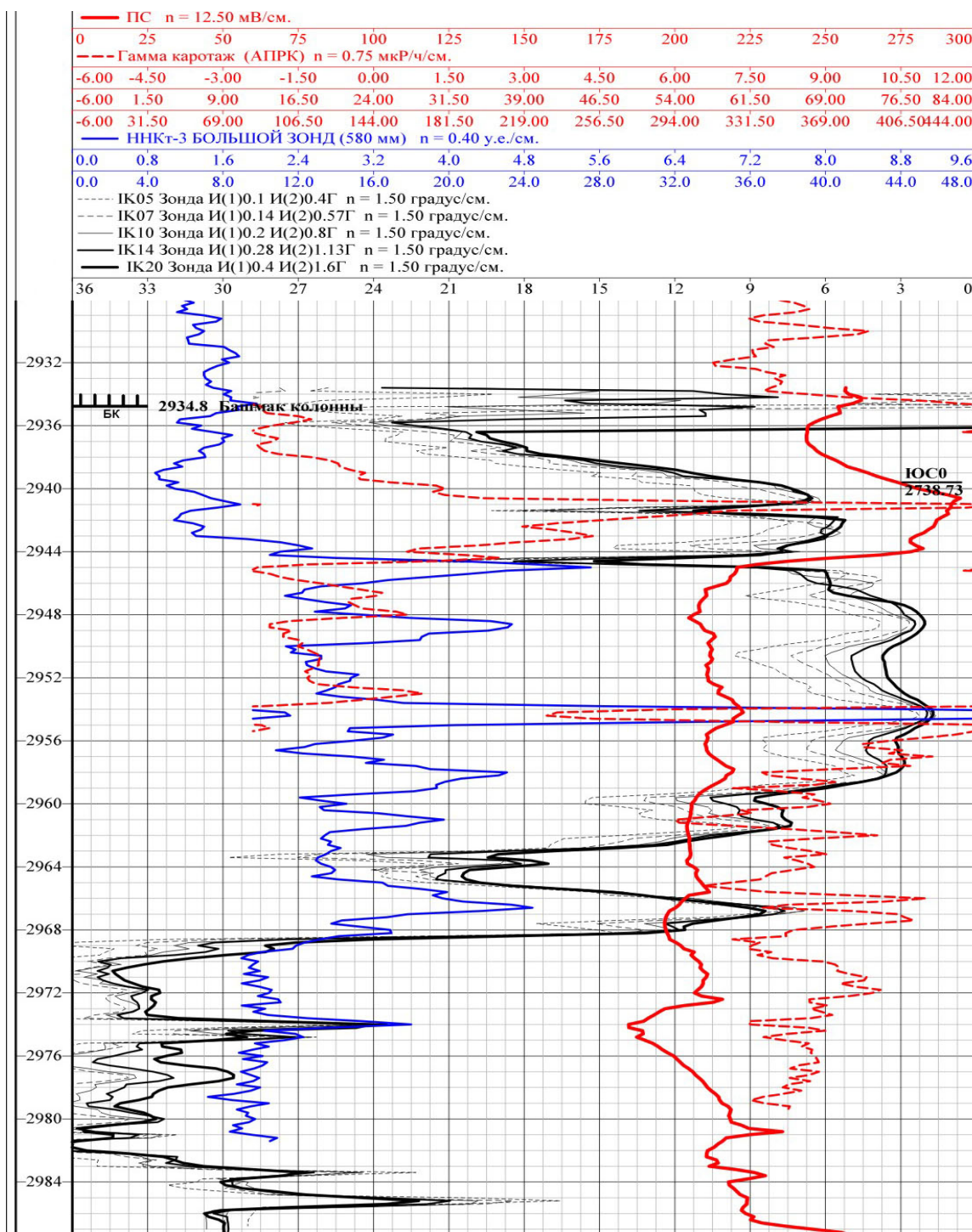


Рисунок 4.3 - Интервал ЮС<sub>0</sub> в скважине 13

В поле ПС породы свиты характеризуются следующим образом: в кровельной части (2940-2945 м) наблюдается значимая положительная аномалия.

По данным ГК и ННКТ можно отметить, что баженовская свита скв. 13 и 22 качественно практически неразличима.

По данным ВИКИЗ отложениям баженовской свиты соответствуют высокие значения УЭС. Более того, показания зондов ВИКИЗ в разрезе данной скважины чуть больше чем в сопоставляемой скважине. В интенсивной аномалии преимущественно положительного градиента УЭС, которую создают породы баженовской свиты, можно также выделить кровельную, центральную и подошвенную области.

### **Скважина 72**

В скважине 72 был проведен спектрометрический гамма-каротаж с отдельным определением содержания урана, тория и калия, по результатам которого можно определить природу аномально высокой радиоактивности баженовской свиты Ай-Пимского месторождения. Результаты гамма-спектрометрического каротажа по этой скважине приведены на рисунке 4.4.

По каротажным диаграммам можно выделить согласованность по форме и по изменению масштаба показаний радиоактивности с показаниями содержания урана. Содержание остальных двух элементов не аномальное, даже пониженное, особенно в подошвенной части. Таким образом, природа радиоактивности баженовской свиты урановая.



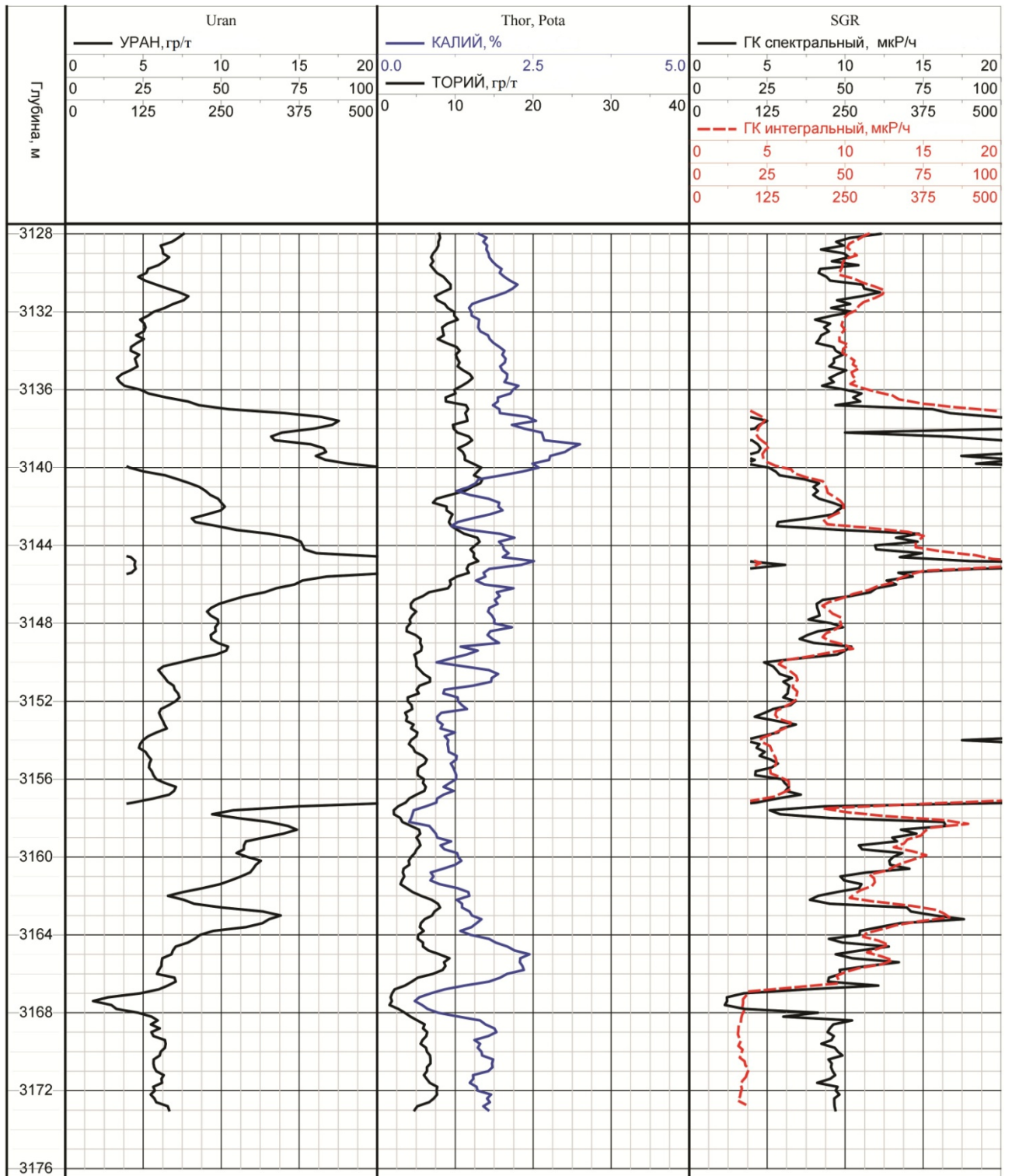


Рисунок 4.4 - Результаты гамма-спектрометрического каротажа

### **4.3 Геофизические признаки нефтеносности баженовской свиты (результаты количественного анализа)**

Объектами исследования являются разрезы скважин 13, 22 и 47 с данными ГИС. Все три скважины находятся в контуре категории запасов С1, размещаются с севера на юг в порядке 13,22,47 все – на восточном склоне Ай-Пимской положительной структуры (скважина 22 ближе всего к купольной части). Статистический анализ сделан для показаний методов ГИС: ГК (естественная гамма-активность); НКТ (нейтронный каротаж, измеряется величина, обратная водородосодержанию) и ИК (индукционный каротаж в масштабе УЭС с разными зондами ВИКИЗ).

Разработка пласта Ю<sub>0</sub> ведется за счет его внутренней энергии. Температуры пласта 95-121°С, коэффициент аномальности высокого пластового давления 1,84 (Малышев, 2014). На картах поровых давлений область разрабатываемой залежи (границы категории С1) выделяется понижением порового давления в матрице и, особенно, в трещинах, что связано с отработкой способом истощения [приложение В]. Быстрое падение продуктивности скважин в связи со способом разработки не позволяет использовать величины притока в качестве характеристики нефтенасыщенности баженовской свиты. В настоящей работе были использованы группы скважин (Сонич, 2009): низкопродуктивные, куда относится скв.13, и высокопродуктивные (скв.22 и 47). При одинаковых условиях разработки продуктивность скважины 22 превышает таковую скважины 13 в 14 раз.

Результаты исследований приведены на рисунке 4.4, 4.5 и в таблице 4.1, 4.2.

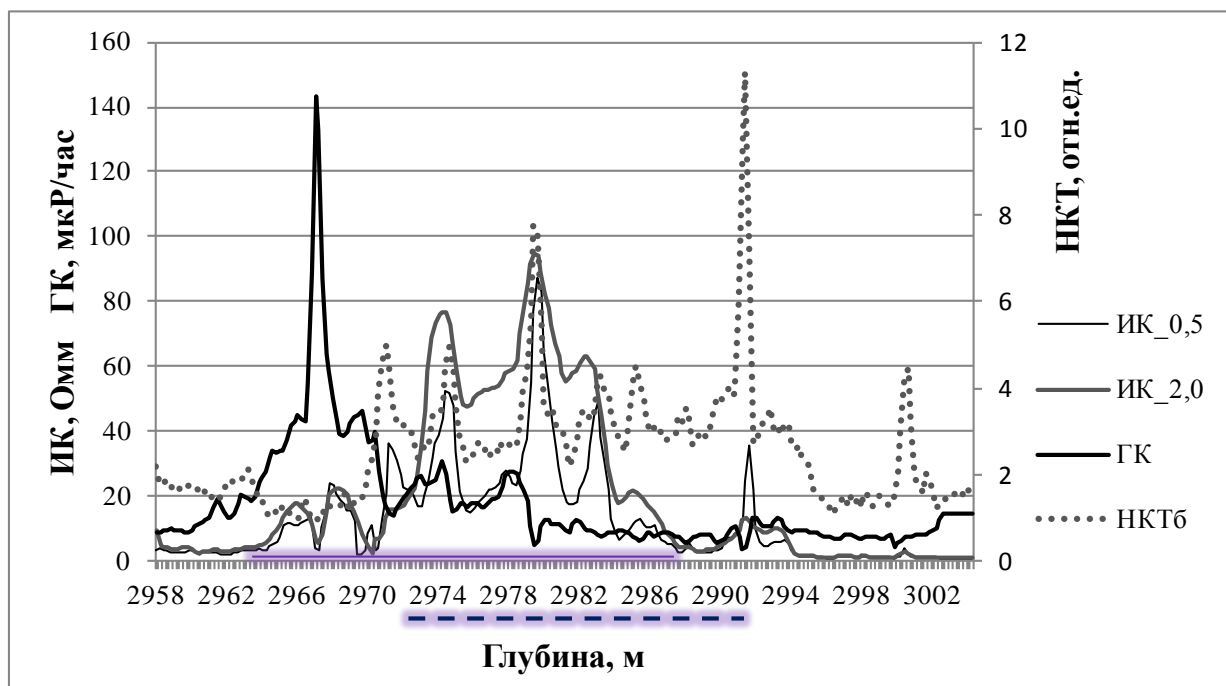


Рисунок 4.4 - Результаты геофизических исследований разреза скважины 22 . На каротажной диаграмме отмечены интервал баженовской свиты (сплошная линия) и интервал перфорации (пунктирная линия)

При анализе каротажных диаграмм скважин Ай-Пимского месторождения (рисунок 4.4) выявляется главная его особенность:

аномалии базовых параметров баженовской свиты, радиоактивность ГК и электрическое сопротивление (ИК) пространственно раздвинуты, чего не наблюдается в скважинах, например, Самотлора [21] или Томской области. Кровельная часть баженовской свиты преимущественно глинисто-кремнистая (высокие показания ГК и низкие НКТ и ИК), подошвенная – преимущественно карбонатная с противоположным поведением геофизических параметров.

Чисто карбонатные прослойки выделяются пиками показаний НКТ, малого и большого зондов ИК, минимумами ГК. Аналогичное геофизическое различие кровельной и подошвенной части для низкопродуктивной скважины можно видеть на рисунке 4.5.

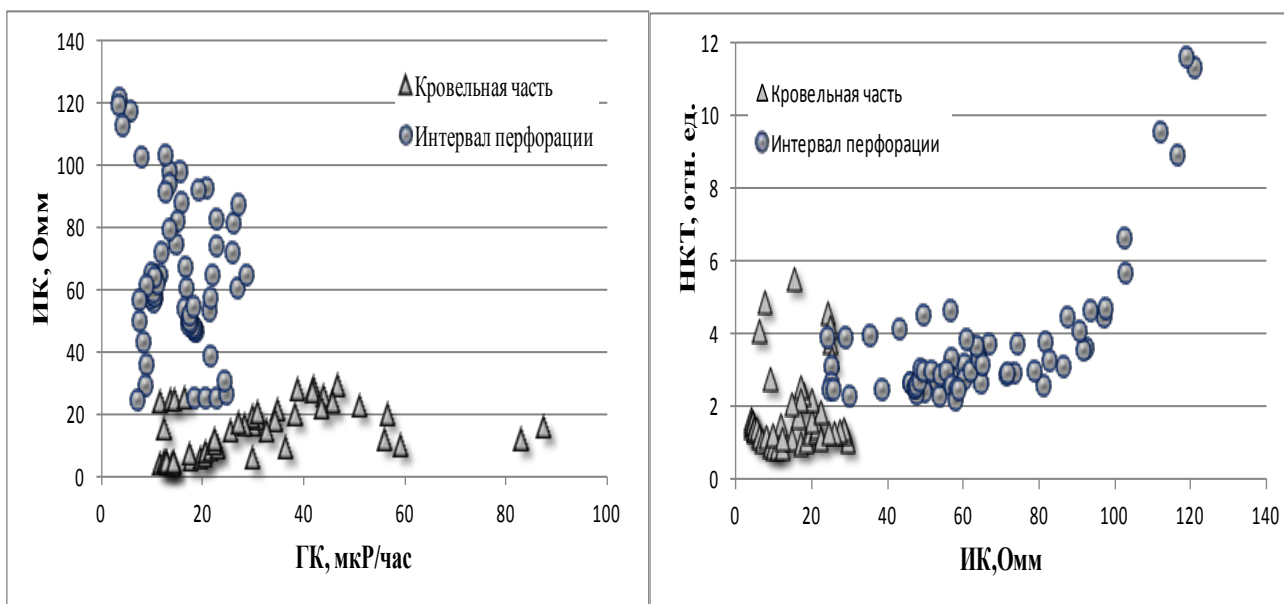


Рисунок 4.5 - Различие геофизических параметров баженовской свиты в кровельной и подошвенной(интервал перфорации) частях баженовской свиты (разрез скважины 13)

На Ай-Пимском месторождении вторичное вскрытие пласта (перфорацию) производят в подошвенной (карбонатной) части баженовской свиты (рисунок 4.4). На карбонатный интервал в среднем приходится более 75% притока (Сонич, 2010) [приложение Г]. Это связано с большей долей в карбонатной части кавернозно-трещинной пористости, большей раскрытостью трещин и большей проницаемостью пласта [18].

В связи с резкими различиями кровельной и подошвенной частей баженовской свиты по геофизическим и фильтрационным параметрам статистические исследования по ним проведены отдельно (таблица 4.1, 4.2).

Таблица 4.1 - Статистические характеристики геофизических параметров интервалов разреза баженовской свиты: медианы/стандартные отклонения и интервалы изменения

Разрез	Интервалы баженовской свиты	ГК, мкР/час	ИК, Омм	НКТ, отн.ед.
Скв. 13	Кровельная часть	27,9 / 17,7 (11,7-87,5)	14,9 / 8,1 (3,7-29,4)	1,41 / 1,14 (0,88-5,51)
	Интервал перфорации	16,1 / 6,3 (3,4-28,9)	59,7 / 24,1 (24,5-121,2)	3,0 / 1,92 (2,16-11,57)
Скв. 22	Кровельная часть	39,8 / 26,8 (14,3-143,4)	13,6 / 5,9 (2,7-22,7)	1,33 / 1,1 (0,94-5,0)
	Интервал перфорации	12,8 / 7,0 (5,3-31,1)	53,2 / 23,8 (7,2-94,2)	3,1 / 1,0 (2,18-7,78)
Скв. 47	Кровельная часть	48,5 / 27,4 (21,0-128,1)	17,7 / 7,3 (1,9-28,8)	2,99 / 1,77 (1,8-8,82)
	Интервал перфорации	13,4 / 7,6 (9,3-31,8)	62,2 / 28,0 (8,7-110,3)	6,36 / 1,27 (5,02-10,22)

При объяснении статистических данных принимались во внимание возможные причины изменения геофизических параметров баженовской свиты (Сонич и др., 1997, Номоконова и др., 2013). Радиоактивность (ГК) в наибольшей степени связана с содержанием керогена и при нефтеобразовании понижается. Показания нейтронного каротажа НКТ прямо зависит от карбонатизации и обратно от нефтенасыщенности. УЭС (ИК) увеличивается и при увеличении и карбонатизации, и нефтенасыщенности.

Таблица 4.2 - Уравнения связи и коэффициенты достоверности линейной аппроксимации ( $R^2$ ) параметров ИК и НКТ баженовской свиты в интервале перфорации

Скважина 13	Скважина 22	Скважина 47
$HKT=0,056ИК+0,109$	$HKT=0,018ИК+2,448$	$HKT=0,026ИК+5,194$
$R^2=0,488$	$R^2=0,186$	$R^2=0,316$

С учетом принятых причин изменения геофизических параметров баженовской свиты по результатам исследования можно сделать следующие **выводы.**

Отличие высокопродуктивных скважин (22,47) от низкопродуктивной (скв. 13) Ай-Пимского месторождения заключается:

в более высокой радиоактивности и неоднородности ГК кровельной части баженовской свиты и существенном различии по ГК кровельной и подошвенной частей;

в менее тесной линейной корреляционной связи между показаниями НКТ и ИК в подошвенной части баженовской свиты и в меньшем угле наклона этой зависимости.

Для других месторождений в качестве признака продуктивности необходимо добавить – раздвинутость аномалий радиоактивности и электрического сопротивления.

Понижение УЭС в высокопродуктивной скважине 22 может быть связано с расположением ее в зоне более высокого пластового давления, что положительно сказывается на притоках нефти, но может понизить гидрофобность коллектора.

#### **4.4 Проблема снижения продуктивности скважин Ай-Пимского месторождения в процессе их эксплуатации**

Наиболее эффективными видами вскрытия пласта являются наклонно-направленные скважины с селективным большеобъемным ГРП и горизонтальные на депрессии. Несмотря на получение относительно высоких результатов по ряду скважин при вскрытии пласта этими двумя видами, они являются еще недостаточно совершенными и требуют дальнейшей их адаптации к условиям строения баженовской свиты.

В процессе эксплуатации скважин на Ай-Пимском месторождении наблюдается падение дебита нефти [приложение Д] за счёт как геологических, так и техногенных причин.

К *геологическим причинам* можно отнести:

- Истощение пластовой энергии;

- Сжатие естественных трещин при снижении пластового давления;
- Выделение газа в каверново-трещинной системе пласта при снижении пластового давления (эффект «Жамена»);

К *техногенным* относятся следующие причины:

- Обрушение стенок горизонтального ствола скважины;
- Кольматация трещин пласта при промывке скважин горячей нефтью или их глушения при КРС;
- Кольматация трещин пласта гелем ГРП или буровым раствором при его вскрытии (при кольматации гелем ГРП проницаемость трещин снижается на 20-80%);
- Снижение проводимости трещин пласта в зонах разгрузки в них пластового давления при эксплуатации соседних скважин.
- Смыкание трещины ГРП из-за выноса проппанта;

В большинстве эксплуатируемых на Ай-Пимском месторождении скважин наблюдаются высокие колебания газового фактора, достигающие иногда более 800 м<sup>3</sup>/т. Практически, всегда после выхода пачки нефти, обогащенной газом, происходит снижение продуктивности скважины иногда безвозвратно (эффект «Жамена»).

При снижении пластового давления происходит не только сжатие трещин снижающей проницаемость, но и одновременно их очистка потоком флюида особенно в высокодебитных скважинах и возможно проявление дилатансии с образованием дополнительной системы трещиноватости в прискважинной зоне. По-видимому, этими явлениями и объясняется рост продуктивности высокодебитных скважин на раннем этапе их эксплуатации.

Явные признаки обрушения горизонтального ствола обнаружены как в высокодебитных, так и в ряде низкодебитных скважин.

Скважины пласта ЮС<sub>0</sub> Ай-Пимского месторождения характеризуются интенсивным выпадением парафина. Удаление парафиновых пробок промывкой ствола скважин горячей нефтью, а не предупреждение их образования применением греющих кабелей, скребков и др. привело к потере

около 30% добычи нефти. Из-за несовершенства технологии в 40% случаев проведения мероприятий по удалению парафина наблюдалось отсутствие эффекта или даже снижение дебита часто безвозвратно.

Смыканием трещины ГРП можно объяснить катастрофическое снижение дебита нефти с 150 до 0.8 т/сут в скважине Ай-Пимского месторождения. Возможно скважина работала через пропантовую пробку, которая после трехкратной промывки ствола горячей нефтью была закольматирована. Проведение повторного ГРП позволило частично восстановить дебит скважины до 70-80 т/сут вместо 150 т/сут перед его падением.



## 5 Социальная ответственность: Экологические проблемы разработки сланцевой нефти

*Актуальность* изложения экологической проблемы разработки сланцевой нефти в настоящей дипломной работе определяется следующими причинами:

- ✓ по запасам сланцевой нефти Россия занимает первое место в мире;
- ✓ дипломная работа непосредственно посвящена разработке сланцевой нефти (баженовская свита) на Ай-Пимском нефтяном месторождении (Сургутский район);
- ✓ Указом Президента от 05.01.2016 в Российской Федерации **2017 год объявлен годом ЭКОЛОГИИ.**

Одной из наиболее важных тенденций, наблюдаемых в настоящее время в нефтедобывающей отрасли, является добыча углеводородов в горючих сланцах. По плотности и вязкости сланцевая нефть делится на две группы: shaleoil – для высоковязкой сланцевой смолы из горючих сланцев, требующей дополнительной обработки для превращения ее в нефть, и tightoil – для легкой нефти, содержащейся в коллекторах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Ко второй группе относится *сланцевая нефть баженовской свиты Ай-Пимского месторождения.*

В настоящее время существует два основных способа получения необходимого сырья из горючих сланцев. *Первый* – это добыча сланцевой породы открытым или шахтным способом с ее последующей переработкой на специальных установках-реакторах, где сланцы подвергают пиролизу без доступа воздуха, в результате чего из породы выделяется сланцевая смола. *Второй способ – добыча сланцевой нефти непосредственно из пласта.* Метод предполагает бурение горизонтальных скважин с последующими множественными гидроразрывами пласта (ГРП).

Наибольшее распространение получил второй способ добычи сланцевой нефти. Оба способа разработки сланцевой нефти оказывают огромное влияние

на экологию человечества и планеты, вызывая загрязнение вод, воздуха, изменение климата сейсмическую активность, и т.д. Решение этих экологических вопросов остаётся реальной проблемой.

### **Экологические проблемы**

**Загрязнение воды:** Добыча сланцевых углеводородов методом гидравлического разрыва пласта приводит к загрязнению грунтовых вод, в том числе источников питьевой воды, токсичными химическими веществами, обладающими хронической и острой водной токсичностью. В гидроразрывных жидкостях содержится множество опасных веществ. Для одного гидроразрыва требуется примерно 300 тонн химических веществ. Список химических добавок включает до 700 наименований. В ходе добычи вода загрязняется метаном и радиоактивными веществами, которые вымываются из вмещающих пород. Сланцевые углеводороды вместе с закачанными химикатами, которые не удается выкачать, начинают выходить на поверхность из недр, просачиваясь через почву, загрязняя грунтовые воды и плодородный слой [22]. Возьмем пример США. В регионах, где активно добывается сланцевый газ, вода часто становится непригодной для употребления. Из-за того, что концентрация метана в питьевой воде превышает норму в шесть раз, жидкость может в буквальном смысле «вспухнуть». По некоторым сообщениям, жители газоносных районов Америки страдают от хронических заболеваний, а у их домашних животных выпадает шерсть [23].

**Загрязнение воздуха:** В результате добычи сланцевого газа воздух загрязняется метаном и другими газами. Загрязнение может быть настолько сильным, что местные жители вынуждены носить респираторы, чтобы не потерять сознание.

**Шум:** Фрекинг – постоянный источник шумового загрязнения, от которого страдают местные жители, домашний скот, дикие животные.

**Землепользование:** Добыча сланцевого газа приводит к разрушению ландшафта, несет ущерб сельскохозяйственным угодьям. Площадь стандартного месторождения составляет порядка 140–400 км<sup>2</sup>, при этом

территория, отведенная под собственно буровые площадки, занимает 2–5 % этой площади. На таком участке пробурят около 3000 скважин [24].

**Загрязнение почвы:** Всегда есть риск утечки токсичных жидкостей из прудов-отстойников, а также неконтролируемых фонтанных выбросов.

**Влияние на климат:** Выбросы метана и других парниковых газов при добыче и использовании сланцевой нефти значительно выше, чем при добыче обычной нефти. Вред сланцевого сырья для климата сравним с вредом от использования угля. Выбросы газа из скважин в Пенсильвании и Западной Вирджинии во время буровых работ на газсланцевом плее Marcellus свидетельствуют об экологических и общественных рисках, связанных с бурением в зоне высоких давлений и закачки жидкостей для ГРП под давлением. Так, в Пенсильвании выброс произошел, потому что противовыбросовое оборудование не было рассчитано на, как оказалось, столь высокое давление. В Западной Вирджинии, по сообщениям буровиков, они столкнулись с карманом метана в заброшенной угольной шахте на глубине порядка 300 м, а противовыбросовое оборудование тогда еще не было установлено [25]. Энергетический институт Колорадо в тесном сотрудничестве с правительством США представил результаты расчетов, согласно которым инфраструктура добычных проектов, рассчитанных на добычу 90 млн. т в год, будет производить одновременно более 350 млн. т углекислого газа в год. Это составляет около 5 % от текущих годовых выбросов парниковых газов США (7,26 г/т CO<sub>2</sub>) [24].

**Сейсмическая активность:** Загрязненные сточные воды утилизируют путем закачки под землю. Есть данные, что это может повысить риск землетрясений. Подобные случаи были зарегистрированы в штатах Арканзас, Оклахома и Огайо в США. В Арканзасе, который сам по себе отличается повышенной сейсмичностью, после начала освоения сланцев число подземных толчков увеличилось в несколько раз. Землетрясения, в свою очередь, повышают вероятность утечек из скважин. В апреле 2011 г. в английском городе Блэкпул после проведения гидроразрыва были зафиксированы

подземные толчки магнитудой 2,3. Похожие явления наблюдались и во многих других городах и странах, хотя проведенные в США исследования показали: лишь в 10% случаев гидроразрывы вызывали сейсмическую активность. Скорее всего, землетрясения наблюдались лишь там, где имело место повышенное давление в пластах породы, и проведение работ по добыче сланцевого газа лишь способствовало высвобождению энергии [23].

### **Пути решения экологических проблем**

Для решения перечисленных проблем, чтобы проводиться следующие пути:

1) *Правовые.* Создание законодательных актов по поддержанию качества окружающей среды. Разработка сланцевой нефти может привести к негативному воздействию на окружающую среду. Согласно политической структуре федеральной системы Соединенных Штатов, в законы разработки сланцевой нефти вносило поправки федеральное правительство, Правительство штата, местные власти. "Экологический налог" на разработку сланцев в США фактически уже введен на региональном уровне. В феврале 2014 г. Колорадо стал первым штатом в США, который ввел законодательные ограничения на выброс метана при промышленной разработке сланцевых месторождений [26].

2) *Технологические.* Применение новых технологий.

- Применение технологии ГРП с биodeградируемыми химическими добавками без применения проппант-гелей, на чистой воде.

- Создание технологии, которая в большей мере могла бы контролировать дизайн трещины. Для сланцевых месторождений, с преимущественно слоистой неоднородной структурой, идеальным было бы расслоение пород вдоль плоскости их напластования. При этом увеличение трещиноватости сланцевых отложений путем создания мелкой сетки пусть даже вертикальных, но коротких трещин помогло бы избежать неблагоприятных экологических последствий, вызванных нарушением «покрышки» [27].

- Разработка оптимизированного плана разработки. Проведения геологической съемки на площади сланцевой нефти, чтобы оптимизировать место бурения и гидроразрыва, и оценить риски глубинных разломов и других геологических особенностей, вызванных землетрясениями. Оптимизированные планы разработки могут уменьшить количество бурения, и в значительной степени снизить риск гидроразрыва для повышения нефти отдачи.

- Рециркуляция и утилизация воды. Благодаря повышению эксплуатационной эффективности и утилизации воды, уменьшается количество пресной воды. В разных штатах утилизация сточных вод производится различными способами. Так, в Техасе имеется немало отработанных нефтяных месторождений, и добывающими компаниями используется метод слива сточных вод в отработанные скважины.

- Эффективное использование угарных газов в качестве теплоносителей, а также за счет установки сажеуловителей для наружных реторт.

- Проведение научных исследований, связанных с: загрязнением воздуха и его воздействием на здоровье человека; загрязнением воды и его воздействием на здоровье человека; научной оценкой трансграничных рисков загрязнения воды и воздуха. На данный момент в мире существует много теорий, в которых большое внимание уделяется нахождению наиболее рациональных путей решения проблем экологии.

Во всем мире широко распространена сланцевая нефть, являющаяся одним из важнейших нетрадиционных источников энергии. Разработка сланцевой нефти должна осуществляться с использованием новой технологии. Однако прежде, чем выполнять работы по добыче сланца, необходимо позаботиться об экологии планеты и о нашем будущем повсеместно

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты выполнения настоящей дипломной работы (*анализа ранее проведенных исследований, собственной научно-исследовательской работы*) могут быть сведены к следующим **положениям-выводам**.

1. Ай-Пимское нефтяное месторождение является актуальным объектом изучения проблемы геофизических признаков нефтеносности баженовской свиты. Оно находится в разработке на пласт Ю<sub>0</sub>, оценивается с этой точки зрения как наиболее перспективное в Сургутском районе, хорошо изучено геофизическими исследованиями скважин.

2. В связи с разработкой месторождения способом истощения внутренней энергии пласта, выбор конкретных скважин для исследований следует по группам, учитывающим время эксплуатации скважин. Исследованы скважины 22 и 47 (высокоперспективная группа) и скв. 13 (низкоперспективная группа).

3. В исследованных разрезах скважин, расположенных в границах категории запасов С1, выявлены общие признаки нефтеносности баженовской свиты: аномально высокие естественная радиоактивность и электрическое сопротивление; **раздвинутость** названных геофизических аномалий – аномалия ГК к кровле баженовской свиты, аномалия электрического сопротивления – к подошве.

4. Установлено повсеместное развитие в исследованных разрезах **карбонатизированных** пород, выделяющихся яркой узнаваемой аномалией методов ГИС за пределами баженовской свиты и широко развитых в подошвенной части баженовской свиты (причина *раздвинутости* аномалий ГИС).

5. По результатам разработки баженовской свиты Ай-Пимского месторождения основная часть притоков нефти (более 75%) приходится на карбонатосодержащие породы баженовской свиты, так что геофизические признаки подошвенной части разреза – высокие электрические сопротивления

и показания НКТ, пониженные – ГК, пикообразные комплексные аномалии типа «карбонаты» - являются одновременно **геофизическими признаками приточных интервалов** баженовской свиты.

6. Для других месторождений Западной Сибири положения-выводы 4 и 5 по сути могут являться **геофизическими признаками нефтенасыщенности баженовской свиты**, поводом для пробной разработки пласта Ю<sub>0</sub>.

7. Выявлены **геофизические признаки скважин с повышенной продуктивностью баженовской свиты на Ай-Пимском месторождении**.

А) Более высокая радиоактивность и неоднородность по ГК кровельной части баженовской свиты и более существенное различие по ГК кровельной и подошвенной частей.

Б) Менее тесная линейная корреляционная связь между показаниями НКТ и ИК в подошвенной (приточной) части баженовской свиты и меньший угол наклона этой зависимости.

Опубликованные материалы и результаты разработки Ай-Пимского месторождения в дипломной работе были проанализированы с точки зрения влияния АВПД (аномально-высокого пластового давления) на нефтенасыщенность баженовской свиты и на продуктивность скважин при ее разработке способом истощения.

## Список публикаций студента

1. **Голов Е.С.** Геофизика и нефтеносность баженовской свиты Ай-Пимского нефтяного месторождения // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, Томск, 2017.

2. **Голов Е.С.**, Шакиров А.Б. Есть ли на российском шельфе Арктики Баженовская свита? // Творчество юных – шаг в успешное будущее: Арктика и ее освоение: материалы IX Всероссийской научной молодежной конференции с международным участием с элементами научной школы имени профессора М.К. Коровина, Томск: Изд-во ТПУ, 2016. – [С. 242-244].

3. Ожеред Ф.А., **Голов Е.С.** Закономерности локализации гигантских газовых месторождений в аномальном магнитном поле Ямало-Карского региона // Творчество юных – шаг в успешное будущее: Арктика и ее освоение: материалы IX Всероссийской научной молодежной конференции с международным участием с элементами научной школы имени профессора М.К. Коровина, Томск: Изд-во ТПУ, 2016. – [С. 256-258].



## Список использованных источников

4. Атлас месторождений нефти и газа Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Т.1, Ай-Пимское. - Екатеринбург: Изд-во «ИздатНаукаСервис», 2013. - С. 241.
5. Горбачева Г.И., Одношевная И.И., Южакова В.М. Сведения о геолого-геофизической изученности территории ХМАО //Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа. - Екатеринбург: Изд-во «ИздатНаукаСервис», 2004. - С. 9-13.
6. Производственные проекты и отчеты ОАО «Сургутнефтегаз» и ТО «СургутНИПИнефть» по геологии, геофизике и разработке Ай-Пимского нефтяного месторождения (фондовые материалы).
7. Геология и полезные ископаемые России. Т.2 Западная Сибирь. – Санкт-Петербург: Изд-во ВСЕГЕИ, 2000. – 258 с.
8. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1981. – 143с.
9. Мегаконплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты /под редакцией В.С. Суркова. – М.: Недра, 1986. – 149с.
10. Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Шпильман К.А. Нефтяные и газовые месторождения Западной Сибири. М.: Недра, 1971. - 464с.
11. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика, М., Нефть и газ, 2004.
12. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. М.: Недра, 1978.
13. Дьяконов Д.И., Леонтьев Е.И., Кузнецов Г.С. Общий курс геофизических исследований скважин. М.: Недра, 1984.
14. Мкртчян О.М., Гребнева И.Л., Игошкин В.П., Карнаев М.А., Нежданов А.А., Филина С.И., 1990, Сейсмогеологическое изучение клинофирменных отложений Среднего Приобья: М., Наука.

15. Скачек К.Г., Теплоухова И.А., Предеин С.А., Гришкевич В.Ф., Касаткин В.Е., Кулагина С.Ф., Лагутина С.В., Хафизов Ф.З. Особенности геологического строения Северо-Конитлорского месторождения: Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа (Восьмая научно-практическая конференция): Ханты-Мансийск, 2005. – С. 18-22.
16. Ампилов Ю.П. «От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа». М., Геоинформмарк, 2008, 429 с.
17. Научно-технический журнал «Геофизика», 4/2006, Евро-Азиатское геофизическое общество, 2006. – С. 76-81.
18. Чирков В.Л. На свой страх и риск // Нефтегазовая вертикаль, 2010, № 23-24. – С. 88-92.
19. Парубенко И.В. Геофизические признаки нефтеносности баженовской свиты // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. Том 1. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – С. 414-416.
20. Латышова М.Г., Мартынов В.Г., Соколова Т.Ф. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС. М.: Недра, 2007.
21. Номоконова Г.Г. Геофизические особенности баженовской свиты месторождения Самотлор // XXI Губкинские чтения «Фундаментальный базис инновационных технологий поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России», секция 6. Москва, 2016. – С. 52-58.
22. Почему Гринпис против добычи сланцевого газа и нефти? [Электронный ресурс]. URL: [http://www.greenpeace.org/russia/ru/press/reports/Pochemu\\_Greenpeace\\_protiv\\_frekinga/](http://www.greenpeace.org/russia/ru/press/reports/Pochemu_Greenpeace_protiv_frekinga/).
23. Сланцевая революция. [Электронный ресурс]. URL: <http://mirznaniy.com/slantsevaya-revolyuetsiya/>.

24. Грушевенко Д., Грушевенко Е. Нефть сланцевых плеев – новый вызов энергетическому рынку? – М.: Изд-во ИНЭИ РАН, 2012. – 50 с.

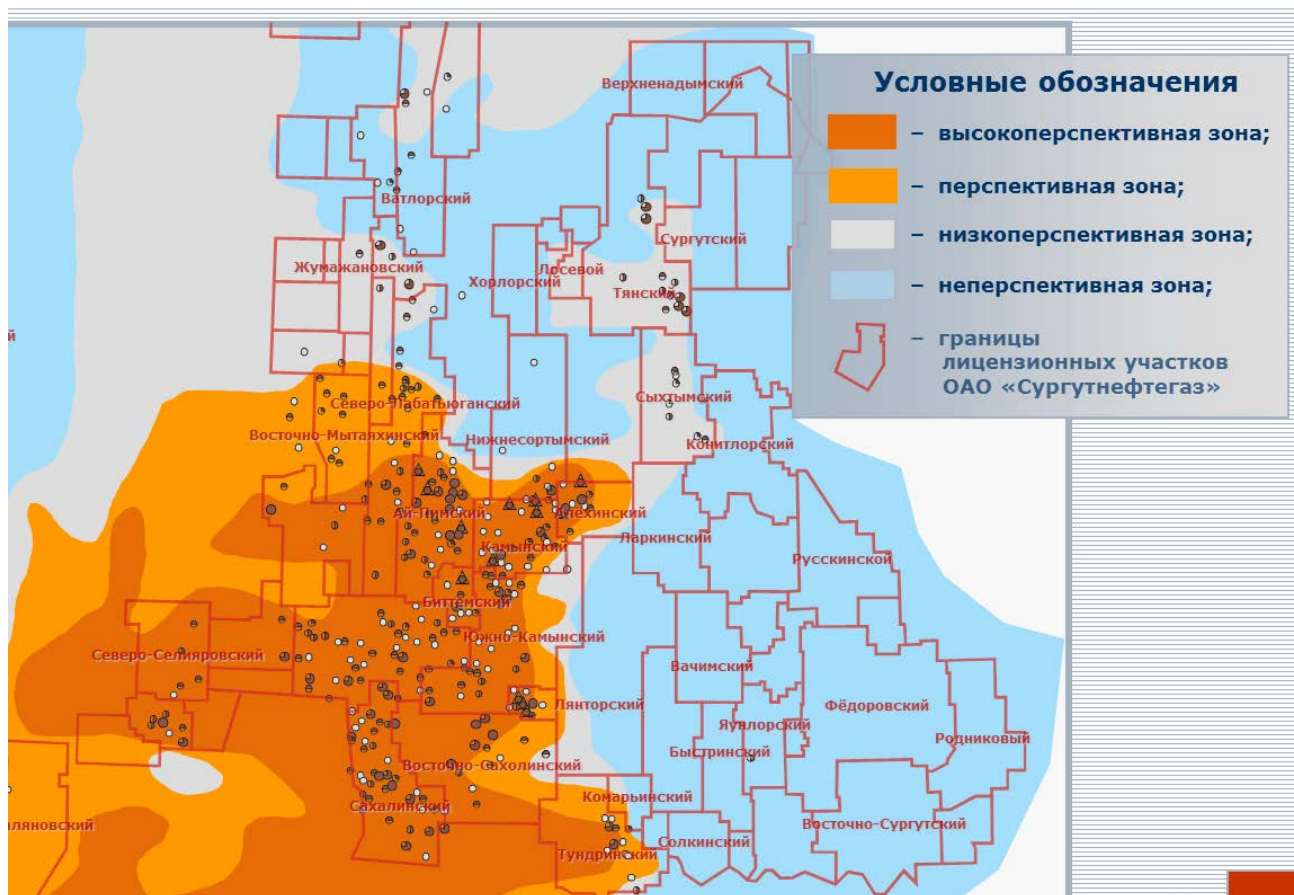
25. Сорокин С.Н., Горячев А.А. Основные проблемы и перспективы добычи сланцевого газа. [Электронный ресурс]. URL: [http://www.eriras.ru/files/Sorokin\\_Goryachev\\_OEPPEE\\_slanec.pdf](http://www.eriras.ru/files/Sorokin_Goryachev_OEPPEE_slanec.pdf).

26. Экология битумных песков и сланцев как угроза США. [Электронный ресурс]. URL: <http://finance.rambler.ru/news/economics/144624150.html>.

27. Диева Н.Н., Евтюхин А.В., Кравченко М.Н., Дмитриев Н. М. Перспективы разработки месторождений сланцевого газа методами волнового воздействия. // Газовая промышленность, 2013. – №(692). – С. 1 – 49.

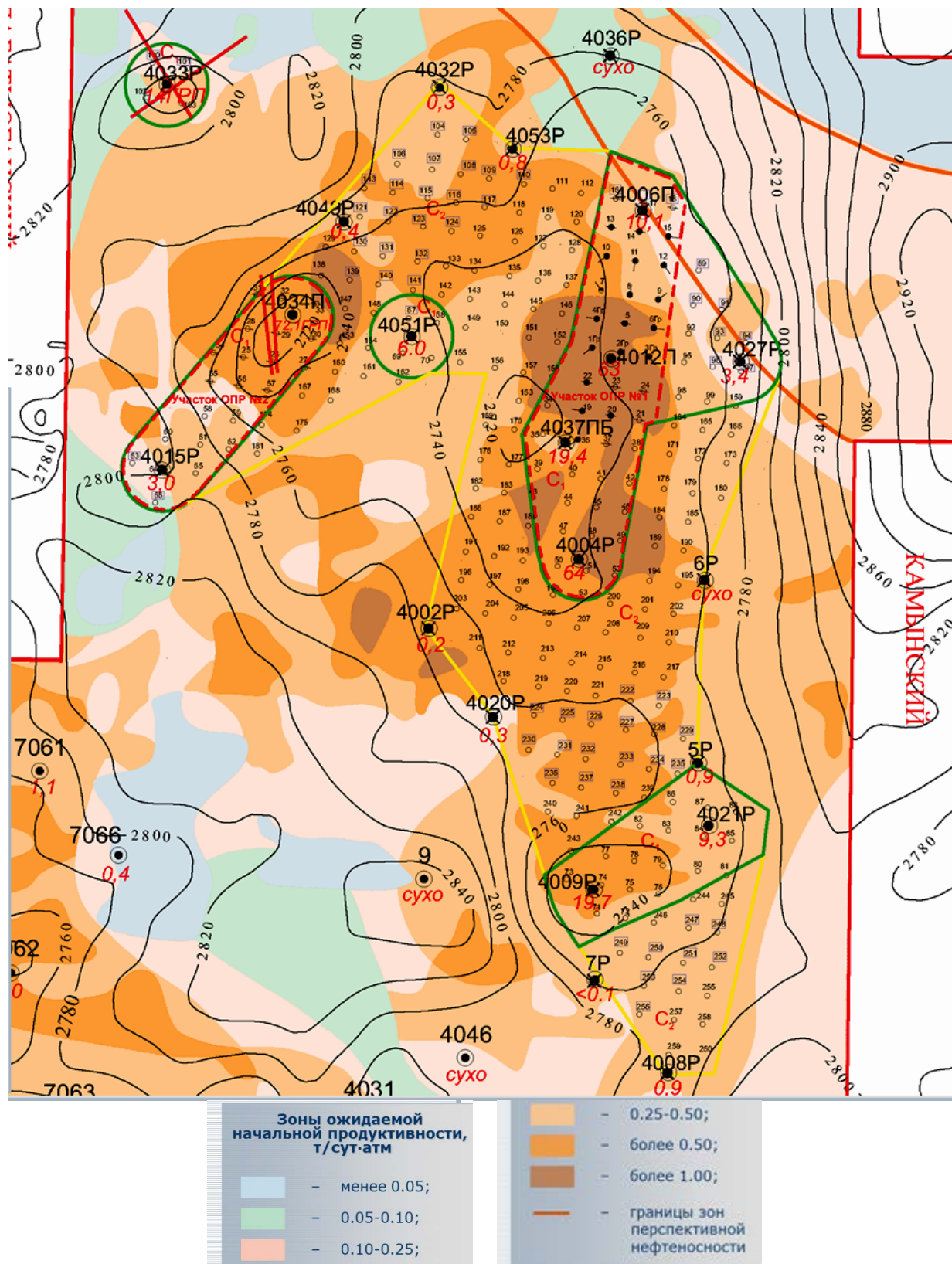
## Приложение А

Положение Ай-Пимского нефтяного месторождения на карте перспектив нефтеносности баженовской свиты (территория деятельности ОАО «Сургутнефтегаз»)



## Приложение Б

Положение исследованных скважин (13, 22, 47, 72) на карте продуктивности пласта Ю0 Ай-Пимского месторождения

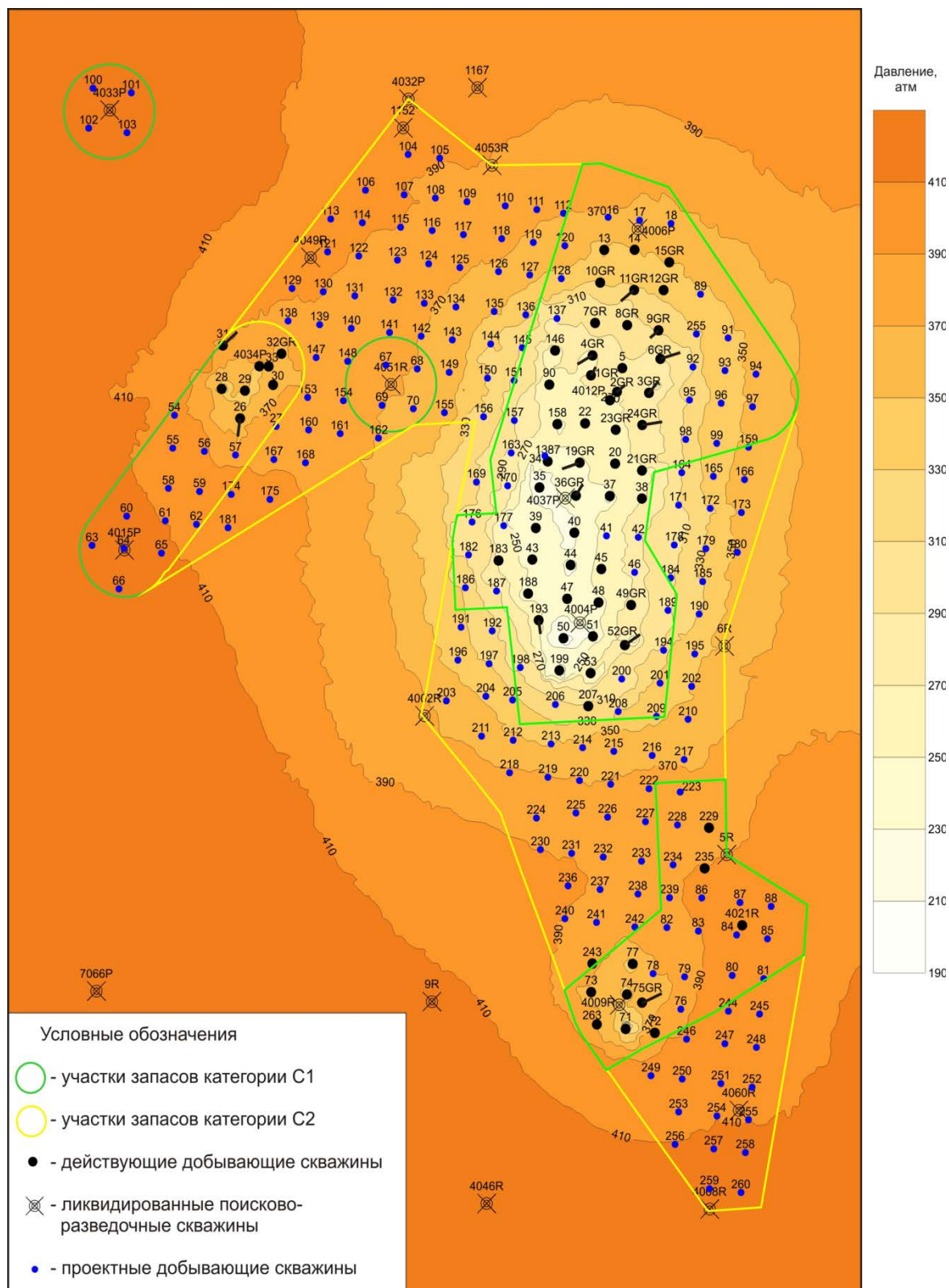




## Приложение В

Давление в трещинной системе пласта ЮС<sub>0</sub> Ай-Пимского месторождения по результатам геолого-гидродинамического моделирования на

01.11.2014

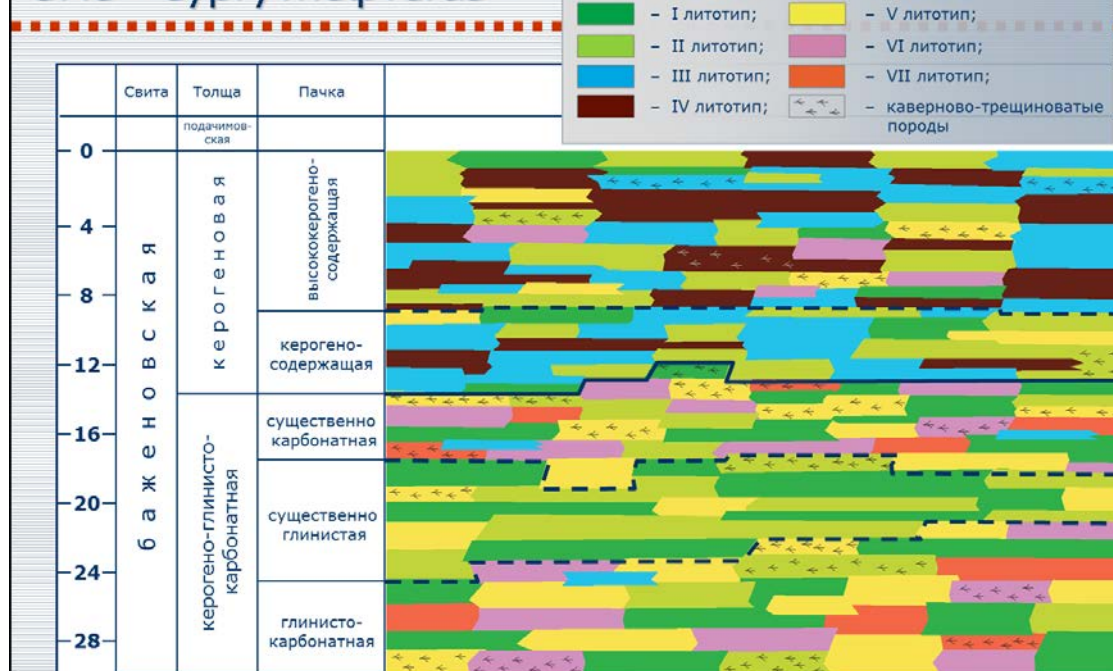


## Приложение Г

### Преимущественная приуроченность приточных интервалов пласта Ю<sub>0</sub> Ай-Пимского месторождения к карбонатным породам

Номер и характеристика литотипа		Преобладающий состав пород	Содержание основного породообразующего минерала, %	Средняя суммарная толщина литотипа в разрезе свиты, м	Средняя суммарная толщина приточных интервалов в разрезе свиты, м	Среднее содержание приточных интервалов в разрезе свиты, %	Предполагаемая доля притока, %	
I	Глинистый	глинистая порода	50	2.22	0.48	21.5	0.5	9.0
II	Керогено-кремнисто-глинистый		37	8.33	1.75	21.0	8.5	
III	Глинисто-керогенно-кремнистый	керогеновая порода	40	6.50	0.81	12.4	9.5	14.5
IV	Глинисто-кремнисто-керогеновый		35	2.54	0.54	21.3	5.0	
V	Глинисто-керогено-карбонатный	карбонатная порода	35	3.60	1.11	30.8	30.0	76.5
VI	Керогено-глинисто-карбонатный		45	2.00	0.84	40.9	29.0	
VII	Карбонатный		60	1.14	0.40	35.1	17.5	
<b>В целом по пласту</b>		карбонатно-керогено-глинисто-кремнистая		<b>26.33</b>	<b>5.93 (1.2-12.7)</b>	<b>22.5 (4.0-49.0)</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

### Схема строения пласта Ю<sub>0</sub> на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз»



## Приложение Д

### Снижение дебита нефти в скважинах 13 (низкопродуктивная) и 22 (высокопродуктивная) за год эксплуатации

№ п/п	№ и тип скважины	Дата ввода в экпл.	Максимальный дебит нефти, т/сут	Текущий максимальный дебит нефти, т/сут	Накоп. добыча нефти, тыс. т	Способ эксплуатации	Зона продуктивности
<b>Ай-Пимское месторождение</b>							
1	1 Гр	02.08	297	95.2	174.33	фонт.	в
2	2 Гр	12.07	102.6	1.8	18.57	фонт.	п
3	3 МзГр	10.07	85	14.3	5.40	фонт.	п
4	4 МзГр	11.07	170.1	103.7	87.17	фонт.	в
5	5 ГРП	05.08	122.8	101	62.05	фонт.	п
6	6 Гр	01.08	128.6	79	64.66	фонт.	в
7	7 Гр	10.09	54.8	8	5.14	фонт.	п
8	8 МзГр	08.09	20.8	2.4	1.91	фонт.	п
9	9 МзГр	07.09	26.5	1.4	2.35	фонт.	п
10	10 МзГр	12.08	40.9	2.7	8.90	фонт.	п
11	11 МзГр	05.09	44.6	2.7	6.33	фонт.	н
12	12 Гр, ГРП	05.09	14.4	2.5	0.85	фонт.	н
13	13 ГРП	05.09	22.3	6.2	4.13	фонт.	н
14	14 ГРП	08.08	48.1	29.4	15.22	фонт.	н
15	15 МзГр, ГРП	02.09	21.7	3.5	1.99	фонт.	н
16	19 МзГр	08.09	193	82.6	42.15	фонт.	в
17	20 ГРП	07.09	166	106.1	44.61	фонт.	в
18	21 МзГр	05.10	21.6	21.6	1.30	фонт.	н
19	22 ГРП	04.09	209.9	37.5	42.11	фонт.	в
20	24 МзГр	12.09	21	8.5	2.27	фонт.	п
21	26 ГРП	02.10	14.9	2.9	1.31	фонт.	н
22	28 ГРП	04.10	12.5	3	0.92	фонт.	нп
23	29 ГРП	11.09	41.8	40	7.10	фонт.	п
24	30 ГРП	08.10	в освоении	в освоении	<0.1	ЭЦН	н
25	31 ГРП	05.10	2.5	2.4	0.20	фонт.	н
26	33 ГРП	06.10	30.3	30.3	0.20	ЭЦН	н
27	36 МзГр	06.09	261.4	139.8	63.89	фонт.	п
28	4012 П	10.08	50	2	9.80	фонт.	п
29	4021 Р	10.01	32.1	13	39.56	фонт.	п
30	4034 П	04.00	46.3	0	27.39	фонт.	п