



ООО «Сахалинская Энергия»

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

ПО КОНТРОЛЮ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ И НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК
НЕФТЕГАЗОВЫХ И НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ ГЕОХИМИЧЕСКОГО
АНАЛИЗА НЕФТИ

Авторы:

ООО «Сахалинская Энергия»: Павлов Д.В., Гафаров Т.Н., Облеков Р.Г., Хабаров А.В.,
Марченко А.В., Ли Чун Сан

«Евразийский союз экспертов по недропользованию»: Шандрыгин А.Н., Шипаева М.С.

Южно-Сахалинск
2024 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

ООО «Сахалинская Энергия»

Павлов Д.В.	Главный советник по разработке месторождений нефти и газа
Гафаров Т.Н.	Заместитель генерального директора по устойчивому развитию и новациям
Облеков Р.Г.	Заместитель технического директора, руководитель департамента по геологии и разработке месторождений
Хабаров А.В.	Начальник управления научно-технического развития и технических данных
Марченко А.В.	Начальник управления по разработке Пильтун-Астохского месторождения
Ли Чун Сан	Инженер 2-й категории лаборатории ПК «Пригородное»

«Евразийский союз экспертов по недропользованию»

Шандрыгин А.Н.	Главный научный сотрудник ООО «Газпром геологоразведка»
Шипаева М.С.	Заведующий лабораторией геохимических исследований института геологии и нефтегазовых технологий (Казанский федеральный университет)

РЕФЕРАТ

Отчет 48 с., 1 кн., 18 рис., 4 табл., 19 источн., 4 прил.

ГЕОХИМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ, ГАЗОВАЯ ХРОМАТОГРАФИЯ, БИОДЕГРАДАЦИЯ, НОРМАЛЬНЫЕ АЛКАНЫ, ИЗОАЛКАНЫ, МЕЖАЛКАНОВЫЕ ПИКИ, КОНЕЧНЫЕ ЧЛЕНЫ, ЭТАЛОННЫЕ ПРОБЫ.

Объектом исследования являются нефти продуктивных пластов Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения для разделения вкладов отдельных пластов в добычу.

Цель работы – разработка методики для определения вкладов отдельных пластов в добычу нефти на основе геохимического анализа нефти.

В процессе работы проводились лабораторные исследования нефти методом газовой хроматографии разрабатываемых продуктивных пластов Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения и комплексирование результатов с геолого-промысловыми данными мониторинга разработки.

В результате исследования была обоснована возможность разделения нефти различных продуктивных пластов по геохимическим маркерам и количественного определения вкладов пластов в добычу с помощью анализа нефти методом газовой хроматографии.

Разработанная методика позволяет определять вклад пластов в добычу с неопределенностью 5–10% для бинарной системы.

Результаты расчетов подтверждаются экспериментальными данными на искусственных смесях и промысловыми геофизическим исследованиями.

Методика разделения добычи нефти прошла опробование и интегрирована в производственный цикл контроля и управления разработкой Пильтун-Астохского месторождения.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ	9
2. ЗАДАЧИ ПО КОНТРОЛЮ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, РЕШАЕМЫЕ НА ОСНОВЕ ГЕОХИМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА НЕФТИ	10
3. ТРЕБОВАНИЯ К ОПРЕДЕЛЕНИЮ ГЕОХИМИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ НЕФТИ ДЛЯ КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	11
4. МЕТОДИКА КОЛИЧЕСТВЕННОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВКЛАДОВ ПЛАСТОВ В ДОБЫЧУ НЕФТИ.....	13
5. КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ АНАЛИЗА НЕФТИ С ДРУГИМИ МЕТОДАМИ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ 18	18
6. ОТБОР И ХРАНЕНИЕ ПРОБ, ПРОБОПОДГОТОВКА, ИСПОЛЬЗУЕМОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ АНАЛИЗА МЕТОДОМ ГАЗОВОЙ ХРОМАТОГРАФИИ.....	19
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	25
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. КРАТКАЯ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПИЛЬТУН-АСТОХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	28
ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВ ПИЛЬТУН-АСТОХСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	31
ПРИЛОЖЕНИЕ 3. КОЛИЧЕСТВЕННОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВКЛАДОВ ПЛАСТОВ В ДОБЫЧУ НЕФТИ НА ПИЛЬТУН-АСТОХСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	38
ПРИЛОЖЕНИЕ 4. КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ АНАЛИЗА НЕФТИ С ДРУГИМИ МЕТОДАМИ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ.....	41

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В настоящем отчете о НИР применяют следующие термины с соответствующими определениями:

Биодеградация (биологический распад, биоразложение) – разрушение сложных веществ, материалов, продуктов в результате деятельности живых организмов.

Изоалканы – соединения, у которых атомы углерода образуют разветвленную цепь, в отличие от прямой цепи нормальных алканов.

Конечные члены – нефти, характеризующие отдельные пласты (залежи, обособленные участки залежей).

Нормальные алканы (н-алканы) – углеводороды, в которых все атомы углерода расположены в одну цепь и содержат максимально возможное число атомов водорода для заданного числа атомов углерода (C_nH_{2n+2}).

Межалкановые пики – соединения, которые фиксируются на хроматограмме между пиками нормальных и изо-алканов и подлежат нумерации.

Степень биодеградации – определяется количеством нормальных и изоалканов в нефти.

Хроматограмма – результат регистрирования зависимости концентрации компонентов на выходе из колонки от времени.

Эталонные пробы – пробы нефти, принадлежавшие одному конечному члену, используемые для описание геохимической модели месторождения.

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящем отчете о НИР применяют следующие сокращения и обозначения:

БС – боковой ствол

ВНК – водонефтяной контакт

ГДИ – гидродинамические исследования

ГДК – гидродинамический каротаж

ГДМ – гидродинамическая модель

ГИС – геофизические исследования скважин

ГМ – геологическая модель

ГТМ – геолого-техническое мероприятие

ГХ – газовая хроматография

КИН – коэффициент извлечения нефти

МС – масс спектрометрия

МР – методические рекомендации

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение

НИЗ – начальные извлекаемые запасы

ПА-А – платформа «Пильтун-Астохская А»

ПА-Б – платформа «Пильтун-Астохская Б»

ПГИ – промысловые геофизические исследования

ПИД – пламенно-ионизационный детектор

ПО – программное обеспечение

ППД – поддержание пластового давления

УВ – углеводороды

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ХАЛ – химико-аналитическая лаборатория

ЭО – эксплуатационный объект

ВВЕДЕНИЕ

Настоящие Методические рекомендации разработаны в целях решения отдельных задач контроля разработки многопластовых месторождений нефти и нефтяных оторочек нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений на основе геохимического анализа нефти, важнейшим аспектом которого в современных условиях является определение вклада каждого разрабатываемого пласта в общую добычу при совместной эксплуатации нескольких пластов единой сеткой скважин.

Задачи указанного контроля определяются необходимостью управления выработкой запасов по пластам, наблюдения за динамическим состоянием залежей нефти (выявление межпластовых перетоков), уточнения локализации остаточных запасов, планирования и выполнения программы бурения и геолого-технических мероприятий с целью оптимизации разработки месторождений, а также уточнения геологического строения месторождения (корреляции пластов, гидродинамической связанности отдельных блоков и участков залежей и пр.).

В то же время осуществление мероприятий по контролю притока по пластам, как методами прямых измерений (ПГИ, попластовое тестирование), так и другими методами (внутрискважинные маркеры) не всегда технически или экономически возможно. Для шельфовых же месторождений ограничения технического и экономического характера значительно выше, чем для месторождений суши. Это связано с доступностью буровой установки, используемой для всех спускоподъемных операций, высокой стоимостью внутрискважинных работ (ПГИ и ГТМ), а зачастую и сложными природно-климатическими условиями, ограничивающими производственную активность на месторождении. В связи с вышеперечисленным внедрение неинвазивных технологий контроля выработки по пластам является весьма актуальной задачей, в особенности для шельфовых месторождений.

Одним из таких неинвазивных методов является геохимический анализ нефти, который представляет собой инструмент, позволяющий разделять продукцию различных пластов. Основой этого метода является определение таких уникальных геохимических характеристик нефти, как содержание различных углеводородов, изотопный состав, микроэлементный состав, а также присутствие специфических биомаркеров. Эти характеристики могут существенно различаться для нефти из различных пластов одного месторождения и тем самым определять характеристику добываемой нефти пропорционально вкладу каждого из пластов в общую добычу при их совместной эксплуатации.

Основные положения настоящих Методических рекомендаций разработаны с использованием опыта применения геохимического анализа нефти для контроля и управления разработкой Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения.

Геохимические исследования проб нефти нижненутовских продуктивных пластов Пильтунского и Астохского участков месторождения проводятся с 1999 года. В рамках этой работы была обоснована возможность разделения добычи нефти по пластам Пильтун-Астохского месторождения; разработана, опробована и внедрена в промышленное использование методика количественной оценки вклада отдельных пластов в общую добычу нефти с помощью геохимического анализа нефти. Соответственно основные положения настоящих Методических рекомендаций рассматриваются на примере выполнения контроля разработки Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения, краткая геолого-физическая характеристика которого приведена в Приложении 1.

1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1.1. Настоящие методические рекомендации предназначены для решения задач контроля разработки нефтяных месторождений и нефтяных оторочек нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений на основе геохимического анализа нефти. Методические рекомендации распространяются на шельфовые месторождения Российской Федерации, разрабатываемые как на истощение, с использованием только пластовой энергии, так и с поддержанием пластового давления.

1.2. Настоящим документом определяются требования к объему и качеству данных для геохимической характеристики нефти пластов месторождения, методике количественного определения вклада отдельных пластов в общую добычу нефти, отбору и хранению проб, подготовке проб, используемому оборудованию и технологии выполнения анализа методом газовой хроматографии, интерпретации результатов и хранению информации по геохимическому анализу нефти.

1.3. Требования к периодичности проведения исследований и охвату ими фонда скважин не определяются настоящими Методическими рекомендациями и регулируются отдельными нормативными документами.

2. ЗАДАЧИ ПО КОНТРОЛЮ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, РЕШАЕМЫЕ НА ОСНОВЕ ГЕОХИМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА НЕФТИ

2.1 С использованием геохимического анализа нефти могут решаться следующие задачи мониторинга и контроля разработки многопластовых месторождений углеводородов:

- разделение добычи нефти между пластами, совместно эксплуатируемыми единой сеткой скважин;
- контроль выработки запасов нефти из пластов и уточнение локализации остаточных запасов;
- выявление межпластовых перетоков;
- планирование и контроль результатов ГТМ;
- уточнение геологических и гидродинамических моделей месторождений.

2.2 При решении задач контроля разработки месторождений геохимические методы анализа нефти следует комплексировать с другими методами исследования скважин и пластов и, в первую очередь, ПГИ и ГДИ.

В условиях шельфовых месторождений УВ геохимический анализ нефти может являться одним из основных способов решения, указанных выше задач контроля разработки месторождений УВ ввиду технических и экономических ограничений по количеству исследований и охвату ими фонда скважин, связанных с внутрискважинными работами и изменением технологического режима работы скважин.

3. ТРЕБОВАНИЯ К ОПРЕДЕЛЕНИЮ ГЕОХИМИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ НЕФТИ ДЛЯ КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

3.1 Геохимическая характеристика нефти пластов месторождений УВ основывается на изучении различных свойств нефти. В настоящих Методических рекомендациях геохимическое исследование нефти пластов предусматривает изучение изменения относительного содержания в нефти нормальных алканов (н-алканов) и изоалканов с нормализацией на содержание межалкановых пиков по пластам. Возможность применения данных характеристик для идентификации нефти разных пластов обусловлена различной степенью подверженности нормальных алканов и изоалканов разных пластов процессам биodeградации.

Требования к геохимической характеристике нефти пластов и последовательность выполняемых операций для ее определения по каждому из ниже указанных пунктов данного раздела приводится на примере Пильтун-Астохского месторождения в Приложении 2.

3.2 При проведении геохимических исследований добываемой нефти следует определить те нормальные алканы и изосоединения, которые существенным образом отличаются в пластах¹.

С этой целью для количественной оценки отличия нефтей используются соотношения аналитических сигналов, которыми выступают высоты (или площади) хроматографических пиков.

3.3 Для визуализации отличия нефтей исследуемых пластов их геохимическую характеристику можно изобразить в виде звездной диаграммы соотношений высот пиков нормальных и изоалканов эталонных скважин.

3.4 Для характеристики нефтей различных пластов следует использовать нормализованные значения высот (или площадей) хроматографических пиков. Нормализованные значения, в отличие от абсолютных значений высот (и/или площадей) пиков, характеризуются меньшей дисперсией и большей стабильностью во времени и независимостью от настроек используемого хроматографа, и ПО.

На практике могут применяться различные способы нормализации, при этом основным условием выбора нормализующего компонента является его стабильность (низкая степень дисперсии) и близость на хроматограмме к нормальным и изоалканам, выбранным для характеристики нефтей. Соседство с выбранными алканами обеспечивает

¹ См. Приложение 2

единообразную обработку разновременных хроматограмм (идентификацию и нормализацию пиков, определение высот и площадей)².

3.5 Геохимическая характеристика нефтей на основе выбранных компонентов должна быть стабильна во времени и подтверждаться результатами геохимического анализа на протяжении длительного времени. Выбранные маркеры эталонных скважин во времени должны быть стабильными во времени. В связи с этим рекомендуется осуществлять отбор эталонных проб в процессе разработки для подтверждения стабильности выбранных геохимических маркеров и при необходимости корректировать геохимическую модель.

² См. Приложение 2

4. МЕТОДИКА КОЛИЧЕСТВЕННОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВКЛАДОВ ПЛАСТОВ В ДОБЫЧУ НЕФТИ

4.1 В добывающих скважинах, эксплуатирующих несколько пластов единым фильтром, происходит смешивание продукции, поэтому полученная в результате нефть будет иметь геохимические свойства, пропорциональные вкладу отдельных пластов в добычу нефти.

Методика количественного определения вкладов отдельных пластов в общую добычу нефти основана на сопоставлении параметров, описывающих геохимические свойства получаемой из скважины нефти с известными параметрами геохимических свойств нефтей каждого из пластов (конечных членов).

Конечные члены должны уверенно разделяться (кластеризовываться). В качестве критерия уверенной кластеризации рекомендуется, чтобы эллипсы рассеивания данных описывающих конечные члены не пересекались.

Примеры реализации основных положений методики по каждому из ниже указанных пунктов данного раздела приводятся на примере Пильтун-Астохского месторождения в Приложении 3.

4.2 Для количественного определения вкладов отдельных пластов в общую добычу в случае совместной выработки необходимо подтвердить предположение о пропорциональности и линейности изменения пиков хроматограмм и их соотношений при изменении вклада конечных членов системы, оценить устойчивость результатов. Для этого по референсным скважинам готовится набор модельных смесей со смешиванием нефтей краевых точек всей изученной выборки³.

Приготовленные в нужной пропорции пробы модельных смесей анализируются на хроматографе. Далее рассчитываются выбранные коэффициенты и оценивается вклад каждой смешанной краевой точки (конечного члена). Итоговая неопределенность результатов приготовления модельных смесей не должна превышать 5%. Результаты экспериментов отображаются в виде графика и должны подтвердить линейный характер изменения характеристик смесей для бинарной системы при смешении нефтей различных пластов. В случае отсутствия линейной зависимости необходимо выбрать другие нормализованные компоненты и повторить исследования.

4.3 Количественное определение вкладов пластов многопластового объекта, разрабатываемого единой сеткой скважин, основывается на подборе соотношений высот пиков нестабильных компонентов к высотам пиков наиболее стабильных компонентов

³ См. Приложение 3

(нормализация), характеризующих нефти разных пластов в соответствии с подходом, указанным в разделе 3.

При разработке двух пластов (или двух групп пластов) с единой перфорацией в скважине доля нефти, получаемая из пласта 1, определяется уравнением:

$$\beta_1 = \frac{(K_{mix} - K_2)}{(K_1 - K_2)} \quad (1)$$

где: K_{mix} , K_1 и K_2 – отношения высот пиков компонентов А (нестабильный компонент) и S (S – стабильный компонент) в смеси и в пластах (K_1 и K_2 далее указываются как «конечные члены»).

Доля нефти, получаемая из пласта 2, определяется как: $\beta_2 = 1 - \beta_1$.

Данное уравнение может использоваться в том случае, если компоненты представляют собой соединения, изменяющиеся единообразно и пропорционально вкладу конечных членов в смеси.

Следует учитывать, что общий вид уравнения (1) для многокомпонентной смеси имеет однозначное решение в случае геохимической характеристики в многомерном пространстве решений. При этом минимальное количество измерений (компонентов) равно количеству определяемых пластов в смеси минус 1. В случае многопластовых систем, с количеством совместно эксплуатируемых пластов, равным «n», для нахождения уникального решения в такой системе геохимическая характеристика должна описывать систему минимум в «n-1» измерениях.

4.4 При определении вкладов разрабатываемых групп пластов, в составе которых имеются индивидуальные пласты, конечными членами являются арифметические средние значения по пластам, входящим в эту группу пластов⁴.

Для увеличения точности оценок вклада как отдельных пластов, так и групп пластов, при возможности следует использовать несколько выбранных маркеров с нормализованными значениями пиков.

4.5 В случае наличия значительной дисперсии по одному из пластов одного или обоих используемых компонентов следует применять «геометрический» расчет вкладов пластов, основанный на построении специальных палеток, представленных на Рис. 1 и 2 и выполнении расчетов по следующему алгоритму.

По пласту (группе пластов) с низкой дисперсией компонентов выбирается точка А, которая описывает его характеристику на основе эталонных скважин и является медианой

⁴ См. Приложение 3

по обоим параметрам. По тому пласту (группе пластов), по которому наблюдается значительная дисперсия по компоненту (в примере на Рис. 1 – таким компонентом является $nC_{16}/1728$) его характеристика описывается прямой, с конечными точками В и С, являющимися конечными членами для эталонных скважин. Номограмму геометрически можно представить в виде треугольника со следующими координатами вершин: А (X, Y), В (X, Y), С (X, Y), где в примере на Рис. 1: X – это параметр $nC_{16}/1728$, Y – это параметр $iC_{15}/1728$.

Точки искусственных и натуральных (продукции совместных скважин) смесей с работой на несколько пластов находятся между этими вершинами. Доля пласта 1 определяется как соотношение AD/AE , где: AD – расстояние между вершиной А и точкой D (X_d, Y_d), для которой необходимо произвести расчет (смесевая проба нефти со скважины); AE – расстояние между вершиной А и точкой Е (X_e, Y_e), которая является точкой пересечения прямых AD и BC.

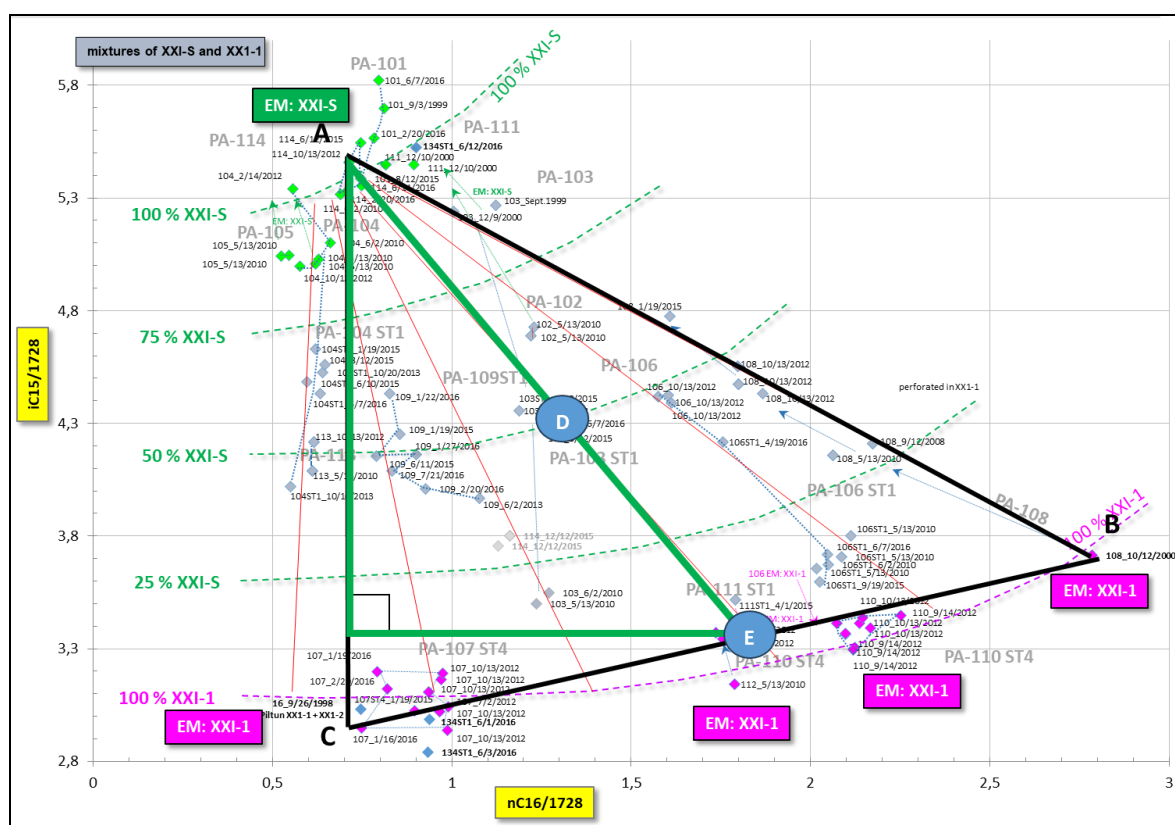


Рис. 1. Палетка для расчета вкладов пластов в общую добычу

4.7 При определении количественного вклада пластов в добычу нефти следует учитывать допустимый диапазон неопределенности результатов, определяемый двумя видами: аналитической и интерпретационной.

Аналитическая неопределенность зависит от разрешающей способности оборудования и точности методики (старение колонки, используемый растворитель, инородные примеси) и составляет 5% диапазона неопределенности. Для снижения этого вида неопределенности погрешности рекомендуется:

- строго соблюдать регламент отбора проб во избежание их загрязнения;
- анализировать все отобранные пробы по возможности одновременно, чтобы минимизировать эффект старения колонки;
- использовать один и тот же растворитель;
- калибровать при необходимости результаты на эталонные пробы.

Интерпретационная неопределенность связана с точностью определения нефтей из отдельного взятого пласта (конечного члена). Каждый конечный член охарактеризован набором проб из скважин и представлен облаком данных. Интерпретация двухкомпонентной системы дает диапазон неопределенности 5–10%.

Для снижения этого вида неопределенности требуется корректировать результаты расчета вклада на положение точки смеси на палетке для учета дисперсии конечных членов, а также отбирать большее количество эталонных проб со скважин, которые показывают на протяжении времени стабильные хроматограммы, накопить больше статистических данных для уточнения характеристики конечных членов. По мере накопления статистики может быть разработана усовершенствованная математическая модель для оценки вкладов пластов применительно к данной двухкомпонентной системе.

5. КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ АНАЛИЗА НЕФТИ С ДРУГИМИ МЕТОДАМИ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ

5.1. Для решения задач контроля за разработкой месторождения геохимические методы анализа нефти следует интегрировать с методами ПГИ, ГДИ, ГДК, попластового тестирования, а также, в случае наличия, с результатами 4D сейсмических исследований. При этом рекомендуется сопоставление результатов определения вкладов пластов в добычу нефти на основе геохимического анализа нефти с результатами ПГИ по контролю притока флюида.

Форма сопоставления результатов геохимического анализа нефти с методами ПГИ не регламентируется, но приводится численная оценка сходимости результатов исследований. В Приложении 4 представлены примеры сопоставления результатов определения вкладов отдельных пластов в общую добычу нефти при разработке Пильтун-Астохского месторождения. Также в Приложении 4 представлен пример комплексирования результатов геохимических исследований с результатами ПГИ, ГДИ и 4D сейсмических исследований для оценки перетоков между пластами Пильтун-Астохского месторождения.

5.2. Периодичность и охват фонда скважин различными видами исследований, в том числе, геохимическим анализом нефти, регламентируется проектными документами на разработку месторождений УВ, которыми предусмотрен раздел по контролю разработки месторождения, подготовленный в соответствии с действующими нормативными актами в области исследования скважин.

6. ОТБОР И ХРАНЕНИЕ ПРОБ, ПРОБОПОДГОТОВКА, ИСПОЛЬЗУЕМОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ АНАЛИЗА МЕТОДОМ ГАЗОВОЙ ХРОМАТОГРАФИИ

6.1. Оборудование

Оборудование для выполнения анализа проб нефти методом газовой хроматографии должно обеспечивать получение необходимых данных для применения описанных выше подходов к определению вкладов пластов в общую добычу нефти.

Рекомендуемый вариант сборки оборудования:

- Однокамерный газовый хроматограф;
- Автосемплер;
- Нагрев зон детектора и инжектора;
- Контроль потока газа носителя;
- Печь для колонок способная работать в диапазоне температур от 35 °С до 350 °С;
- Установлен «Split/Splitless inlet».

Хроматограф должен быть подключен к персональному компьютеру со специализированным программным обеспечением для управления прибором, обработки и хранения данных, и использования в расчете. СКО выходного сигнала в случае использования детектора ПИД (пламенно-ионизационного детектора) не должен превышать 1*10–13А. Значения относительного СКО выходных сигналов по высоте пика и время удержания не должно превышать процент высоты пика не более 3 и время удержания 0,2.

Инжектор должен быть оснащен стеклянным вкладышем со стекловатой (лайнером). Частота замены лайнеров варьируется в зависимости от типа впрыскиваемых образцов.

Хроматограф может быть оснащен любым видом детектора, позволяющим получить качественную хроматограмму и установить конечные члены для различных пластов. Также хроматограф должен быть исправен и подлежать плановому профилактическому обслуживанию.

Автосемплер должен быть оборудован шприцом в 10 или 5 микролитров. Следует устанавливать газовый фильтр, улавливающий следы углеводородных газов и водяных паров в водороде и воздухе.

6.2. Реагенты

Должны быть использованы следующие реагенты и газы:

- Гелий: в качестве газа носителя, чистота не ниже 99,995%;
- Водород: чистота не ниже 99,995%;
- Воздух: специально подготовленный для использования;
- Циклогексан: для пробоподготовки, чистота не ниже 99,9% [19].

Водород не рекомендуется к использованию в качестве газа носителя по соображениям безопасности ввиду его взрывоопасности.

В качестве референсных методов анализа нефти следует использовать стандартные методы ASTM.

6.3. Отбор проб нефти

Отбор образцов нефти следует осуществлять в сухую, чистую стеклянную или металлическую тару объемом 250–1000 мл. Крышка тары и уплотняющие вкладыши крышки должны быть химически нейтральными по отношению к нефти и способными выдерживать до 0,5 атм. Тара, крышка и вкладыш должны выдерживать до 120 °С.

К таре должна крепиться этикетка с обязательной информацией – номер скважины, точка отбора (пробоотборника), дата и время отбора, ФИО оператора, производившего отбор пробы. Ввиду того что результаты геохимического анализа в значительной степени определяются качеством проб, рекомендуется регламентировать процесс пробоотбора и контроля его соблюдения.

Периодичность отбора проб определяется геолого-технической службой предприятия исходя из производственной необходимости.

Рекомендуется брать пробы нефти во всех однопластовых новых скважинах после освоения и вывода на режим, для уточнения геохимической модели. В процессе разработки в скважинах, работающих на один пласт, рекомендуется отбирать пробы нефти на регулярной основе для подтверждения стабильности геохимических маркеров и при необходимости вносить корректировки в геохимическую модель и оценку вкладов пластов. Также пробы в однопластовых скважинах рекомендуется отбирать в случае возможности межпластовых перетоков. Рекомендации по периодичности отбора проб нефти представлены в Таблице 1.

Таблица 1. Рекомендации по периодичности отбора проб нефти для целей контроля и управления разработкой

Скважина / Вид работ	Более одного эксплуатируемого пласта	Один эксплуатируемый пласт
После освоения	Однократно В случае попластового освоения – пробы с каждого пласта	Однократно
Рутинные пробы для контроля выработки пластов	Ежегодно ¹	Ежегодно ²
Попластовое тестирование	Однократно с каждого пласта	
ПГИ	Однократно, при проведении работ (на каждом режиме)	
ГТМ	Однократно, до и после ГТМ	
Глубинные пробы пластоиспытателем (MDT и др.)	Однократно с каждого пласта	Однократно

¹ – частота определяется специалистами геолого-технологической службы, но не реже одного раза в год

² – для подтверждения стабильности конечных членов, в случае межпластовых перетоков, частота определяется специалистами геолого-технологической службы, но не реже одного раза в год

6.4. Хранение проб нефти

Образцы нефти с момента отбора следует хранить в закрытой герметичной стеклянной или металлической таре. Крышка тары и уплотняющие вкладыши крышки должны быть химически нейтральными по отношению к нефти и способными выдерживать до 0,5 атм. Тара, крышка и вкладыш должны выдерживать до 120 °С.

Данная методика основана на использовании соотношений сигналов веществ, близких по температурам кипения жидких фракций. Поэтому пробы нефти, которые исторически подверглись умеренному испарению, а также пробы нефти, которые были

получены на разных этапах разработки месторождения, могут быть проанализированы и использованы для расчета соотношений и вкладов пластов вместе без потери качества результатов. Все пробы нефти должны быть промаркированы с указанием уникального номера пробы (ID), номера скважины, места отбора (пробоотборника), даты и времени отбора, ФИО оператора и храниться в надлежащем порядке для исключения их утраты или повреждения.

Пробы должны храниться при атмосферном давлении и температуре не выше 25 °С, без воздействия прямых солнечных лучей и с обеспечением принудительной вентиляции помещения. Не рекомендуется хранение проб при отрицательных температурах (ниже °С) во избежание нарушения целостности крышек, вкладышей, а также замерзания попутной воды и разрушения тары.

Срок хранения проб нефти для геохимического анализа при соблюдении условий хранения не ограничен.

6.5. Подготовка проб к анализу

Точное соотношение нефти с объемом растворителя не используется, так как оно не влияет на соотношение высот пиков, которые применяются в данной методике. Поэтому для подготовки анализа на хроматографе следует растворить и запечатать 2 капли исследуемой нефти в 2 мл виале с циклогексаном, перемешать содержимое, а затем подписать порядковый номер образца на виале и на листке. Таким образом, необходимо поступить с каждым запланированным для анализа образцом, а далее разместить серию образцов в карусель автосемплера. До измерения пробы должны оставаться в растворе циклогексана 3–5 часов для осаждения асфальтенов.

6.6. Анализ проб и обработка результатов

Подготовленная проба нефти вводится в хроматограф, где происходит ее разделение на компоненты. Компоненты нефти разделяются в хроматографической колонке в зависимости от их взаимодействия с неподвижной фазой и временем удерживания. На выходе из колонки эти компоненты детектируются, а результаты представляются в виде хроматограммы, где каждый компонент отображается в виде пика.

Для получения достоверных данных пики должны быть хорошо очерчены, симметричны и иметь достаточно высокую интенсивность, чтобы их можно было уверенно выделить на фоне базовой линии. Пики, имеющие нечеткие контуры, шум или сильную асимметрию, указывают на проблемы с разделением компонентов или с настройками оборудования.

Базовая линия должна быть стабильной и ровной. Изменения в базовой линии

могут привести к ошибкам в определении концентраций компонентов и усложнить анализ. Скачки или отклонения базовой линии могут быть результатом загрязнений, нестабильности детектора или других проблем в системе.

После получения хроматограммы проводится обработка данных, которая заключается в идентификации пиков и их количественного анализа – расчета площадей и/или высот. Для этого используются специализированные программные средства.

6.7. Проверка и интеграция результатов

Рекомендуется поддерживать постоянную двустороннюю коммуникацию между геолого-технической службой месторождения и ХАЛ как для перекрестной проверки выводов и рекомендаций разработанных на основе геохимического анализа нефти и других геолого-промысловых данных и методов анализа (ПГИ, ГДИ и др.), так и для поиска возможностей дальнейшего совершенствования метода.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Объем исследований, выполненных и проанализированных методом газовой хроматографии в процессе разработки Методических рекомендаций, охватывает более 800 проб нефти, отобранных с 9 пластов и 50 скважин за период с 1999 по 2023 год на Пильтун-Астохском месторождении. Всего выполнено более 1000 лабораторных измерений.

В результате выполненной работы разработана методика количественной оценки вкладов отдельных пластов в общую добычу нефти на основе геохимического анализа нефти с неопределенностью 5–10% для бинарной системы. Стабильность геохимических маркеров, использующихся для разделения добычи, подтверждается многолетними замерами.

Результаты расчетов вкладов пластов в общую добычу нефти подтверждаются экспериментами на искусственных смесях и независимыми методами контроля притока, в том числе трехфазными расходомерами типа FSI и попластовым тестированием устройствами контроля притока.

Методика опробована и интегрирована в производственный цикл по контролю и управлению разработкой Пильтун-Астохского месторождения. Все работы выполняются сотрудниками ООО «Сахалинская Энергия» на оборудовании Общества. Методика используется для контроля выработки пластов и локализации остаточных запасов совместно с другими методами в частности ПГИ, данные используются для планирования и оценки результатов ГТМ, бурения и уточнения ГГДМ.

Разработанная методика обладает рядом преимуществ по сравнению с другими методами контроля притока и выработки пластов, в частности: 1) экономическая эффективность – низкие операционные затраты; 2) возможность применения в скважинах, где проведение ПГИ ограничено по техническим или экономическим причинам; 3) неопределенность результатов, сравнимая с другими методами (ПГИ), возможностью идентификации межпластовых перетоков.

Методика предполагает калибровку результатов при смене расходных материалов и оборудования на эталонные пробы. Также рекомендуется комплексирование метода с другими геолого-промысловыми данными и методами анализа (ПГИ, ГДИ, ГДМ) как для перекрестной проверки результатов, так и для уточнения геохимической модели месторождения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Береснев А. В., Гафаров Т.Н., Моисеенков А.В., Облеков Р.Г., Павлов Д.В., Попов А.А., Тимофеева О.В., Хабаров А.В., Гуляев Д.Н., Харченко К.С., Шандрыгин А.Н. Методические рекомендации по мониторингу целостности пластов-флюидоупоров при разработке шельфовых месторождений с поддержанием пластового давления. Сахалинская Энергия, 2023 г.;
2. Большакова М.А., Корзун А.В., Ступакова А.В., Сауткин Р.С., Калмыков А.Г., Абля Э.А., Краснова Е.А., Харитонов Н.А., Тихонова М.С., Козлова Е.В., Санникова И.А., Рязанова Т.А., Белкин И.Ю. Информационная значимость геохимических и гидрогеологических данных в нефтегазовой геологии // Георесурсы. 2021. 23(2). С. 214–220. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.21>;
3. Васильев А.С. Патент. RU 2710574. Способ определения относительных дебитов совместно эксплуатируемых нефтяных пластов, дата государственной регистрации 21 июня 2021 г.;
4. Дашков Р.Ю., Гафаров Т.Н., Сингуров А.А., Облеков Р.Г., Хабаров А.В., Тарский В.Н., Павлов Д.В., Моисеенков А.В. Особенности контроля разработки месторождений с морских платформ // Газовая промышленность. 2022. № 7 (835). С. 28–38.;
5. Павлов Д.В., Васильев А.С. Технология геохимического анализа нефти – «oil fingerprinting» для управления скважинами и пластами // Российская нефтегазовая техническая конференция общества инженеров нефтегазовой промышленности, 16-18 октября 2017 г. – Москва: Общество инженеров нефтегазовой промышленности, 2017. 24 с.;
6. Павлов Д.В., Васильев А.С., Тарский В.Н. Патент. RU2786663C1. Способ идентификации межпластовых перетоков при разработке нефтегазоконденсатных или нефтяных месторождений, дата государственной регистрации 23 декабря 2022 г.;
7. Шипаева, М. С., Талипова, К. Р., Судаков, В. А., Нургалиев, Д. К., & Шакиров, А. А. Оперативное определение профиля притока в добывающих скважинах по химическому составу нефти и попутных вод (на примере одного из нефтяных месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции). Георесурсы, 25(4), с.121-127. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.9>;
8. РД «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и газонефтяных месторождений»: утвержден и введен в действие с 01.10.2023 г.

Протоколом НТС Федерального агентства по недропользованию (ФАН Роснедра) от 05.10.2023 г. № 03-17/8-пр*: введен вместо функционирующего документа РД 15339.0-109-01, Москва 2023;

9. РД 153-39.0-109-01 «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений»: утвержден и введен в действие с 01.03.2002 г. приказом Минэнерго России от 05.02.2002 г. №30 : введен впервые : дата введения 2002-03-01 / разработан Федеральным государственным учреждением “Экспертнефтегаз” Министерства энергетики Российской Федерации и Кафедрой “Нефтегазовый бизнес” Академии народного хозяйства при Правительстве РФ. — Москва, 2002;

10. Русских Е.В., Муринов К.Ю. Применение хроматографического анализа для сопоставления составов нефтей и разделения добычи скважин, эксплуатирующих многопластовые объекты // Нефтяное хозяйство. 2017. №10. С. 28-32. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-10-28-32;

11. England W. A. Reservoir geochemistry - A reservoir engineering perspective // J. Pet. Sci. Eng. 58(3–4) 2007, pp. 344–354, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2005.12.012>;

12. Kaufman R.L., Ahmed A.s. and Elsinger R.J. Gas chromatography as a development and production tool for fingerprinting oils from individual reservoirs: Applications in the Gulf of Mexico // Proceeding GCSSEPM Ninth Annual research Conference. 1990. 263-282;

13. Larter S.R., Aplin A.C. Reservoir Geochemistry: Method, Applications and Opportunities // The Geochemistry of Reservoirs in J.M Cubitt and W.A.England (eds.), Geological Society Special Publication No. 86, London. 1995. 5-32;

14. McCaffrey, Mark A., Ohms, Danielle H., Werner, Michael, Stone, Christopher, Baskin, David K., and Brooks A. Patterson. Geochemical Allocation of Commingled Oil Production or Commingled Gas Production // SPE Western North American Region Meeting, Anchorage, Alaska, USA, May 2011. doi: <https://doi.org/10.2118/144618-MS>;

15. Pavlov D., Fedorov N., Timofeeva O., Vasiliev A. Improved Integrated Approach in Reservoir Modeling by the Example of the Astokh Field // SPE conference, Abu Dhabi, UAE, 17 - 19 September 2019;

16. Peters, K.E., Walters, C.C. and Moldowan, J.M. (2005) The Biomarker Guide Vol. 1: Biomarkers and Isotopes in the Environment and Human History. 2nd Edition, Cambridge University Press, New York;

17. Van Bergen PF, Gordon M. Production geochemistry: fluids don't lie and the

devil in the detail. Geological Society, London, Special Publications 2020; 484 (1): 9–28. DOI: <https://doi.org/10.1144/SP484.1>;

18. Xing Lingbo, Teerman Stan, Frank Descant. Time Lapse Production Allocation Using Oil Fingerprinting for Production Optimization in Deepwater Gulf Mexico. Paper presented at the SPE International Conference on Oilfield Chemistry, Galveston, Texas, USA, April 2019. DOI: <https://doi.org/10.2118/193601-MS>;

19. TY 2631-204-44493179-2016.

КРАТКАЯ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПИЛЬТУН-АСТОХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Пильтун-Астохское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1986 году. Месторождение приурочено к нефтегазоносному бассейну восточного шельфа северного Сахалина. Месторождение состоит из двух участков: Пильтунского и Астохского. Пильтунский участок, в свою очередь, делится на Блок I и Блок II, по ряду залежей подразделяющийся на Северную, Центральную, Южную части. Геологический профиль месторождения приведен на Рис. П1.1.

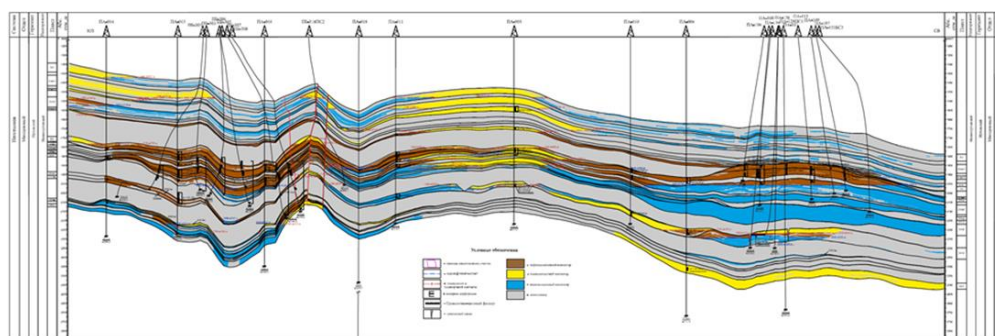


Рис.П1.1 Геологический профиль Пильтун-Астохского месторождения

Подтвержденная нефтегазоносность Пильтун-Астохского месторождения связана с отложениями нутовского горизонта неогенового возраста, представленными чередованием сложно построенных алевроито-песчаных пластов-коллекторов и глинистых разделов. Толщины пластов-коллекторов варьируют в диапазоне от первых метров до 50–60 метров. Тип коллектора – поровый, характеризующийся широким диапазоном ФЕС: пористость 18–30% (в среднем 22–26%), нефтегазонасыщенность 30–90% (в среднем 40–60%), проницаемость 1–5000 мД (в среднем 20–200 мД).

На Пильтун-Астохском месторождении нефтегазоносность установлена в 19 пластах верхне- и нижненутовских отложений: XII, XIII–XIV, XVI–XVII, XVIII, XIX, XX, XXI-s, XXI-1', XXI-2, XXI-2 изол., XXI-3, XXII-1, XXII-2, XXII-3, XXIII-1, XXIII-2, XXIV-1, XXIV-2, XXV, в которых выявлено 45 залежей углеводородов.

Территориально на месторождении выделяются два разрабатываемых участка: Астохский и Пильтунский, которые приурочены к локальным структурам. Эксплуатационные скважины пробурены с двух стационарных платформ: ПА-А («Моликпак») на Астохском участке – 41 скважина (включая боковые и пилотные

стволы), ПА-Б на Пильтунском участке— 49 скважин (включая боковые и пилотные стволы).

В целом Пильтун-Астохское месторождение в плане физико-химических свойств пластовых флюидов охарактеризовано 68-ю пробами пластовой нефти и 48-ю пробами пластового газа. Плотность пластовой нефти меняется от 0,645 до 0,776 г/см³ (среднее принятое значение 0,760 г/см³), средняя динамическая вязкость меняется в пределах 0,56 – 0,77 мПа (среднее принятое значение 0,6 мПа), величина начального газосодержания составляет 111,6 м³/т, при разбросе значений 101,2 – 116 м³/т. Давление насыщения меняется в пределах 18,3 – 19,5 МПа, начальное пластовое давление 18,8 – 19,5 МПа, пластовая температура 62 – 82 °С.

Промышленная добыча углеводородов на Астохском участке начата в 1999 году, на Пильтунском – в 2008 году. Согласно утвержденному варианту разработки общий фонд скважин составляет – 76, в том числе 53 добывающих нефтяных (из них 30 горизонтальных), 16 водонагнетательных, три добывающих газовых (из них одна горизонтальная) и четыре поглощающих. Фонд скважин для бурения – 21, в том числе 16 добывающих горизонтальных нефтяных, одна нагнетательная, три добывающих газовых, одна поглощающая. Ввод скважин из других категорий – 15, из них шесть добывающих и девять нагнетательных. Бурение боковых стволов – 32 скважино-операции. Накопленная проектная добыча нефти – 108718 тыс. т, КИН – 0,272. Накопленная добыча газа ГШ – 40596 млн м³, КИГ (ГШ) – 0,792. Накопленная добыча свободного газа – 29852 млн м³, КИГ (СГ) – 0,561. Накопленная добыча конденсата (СГ+ГШ) – 5503 тыс. т, КИК (СГ+ГШ) – 0,499.

На месторождении выделено 10 эксплуатационных объектов (ЭО), из которых в разработке находятся ЭО VIII (пласты XXI-S, XXI-1', XXI-2 Астохского участка), ЭО II (пласты XXI-s, XXI-2 изол., XXI-2, XXI-3, XXII-1, XXII-2, XXIII-1, XXIII-2, XXIV-2 Блока 1 Пильтунского участка), ЭО VI (пласты XXI-S, XXI-3 Блока 2 Пильтунского участка) и ЭО IX (пласт XXIII-2 Астохского участка).

Основными объектами геохимического мониторинга нефти Пильтун-Астохского месторождения являются ЭО VIII и ЭО II, включающие в себя несколько пластов разрабатываемых единой сеткой эксплуатационных скважин.

Эксплуатационный объект VIII (ЭО VIII) введен в разработку в июле 1999 года и является основным объектом разработки Астохского участка. Объект находится на

поздней стадии разработки, характеризующейся падающей добычей нефти. По состоянию на 01.01.2024 г. проектный фонд скважин реализован на 96%, отбор нефти от НИЗ – 80% при текущей обводненности 39%, текущий КИН – 0,413. ЭО II введен в эксплуатацию в декабре 2008 г. и является основным объектом разработки Пильтунского участка. По состоянию на 01.01.2024 г. проектный фонд скважин реализован на 87%, отбор нефти от НИЗ – 63% при обводненности – 28%, текущий КИН – 0,144. Энергетическое состояние залежей объекта – удовлетворительное, сформированная на раннем этапе разработки и усиленная бурением новых скважин и приконтурных БС система ППД эффективна.

ЭО VI разрабатывается с декабря 2012 года, проектный фонд скважин реализован на 33%, отбор нефти от НИЗ – 30% при средней обводненности – 23%, текущий КИН – 0,084. ЭО IX разрабатывается с 2016 года, проектный фонд скважин реализован на 50%, отбор нефти от НИЗ – 13,5% при обводненности 8%, текущий КИН – 0,012.

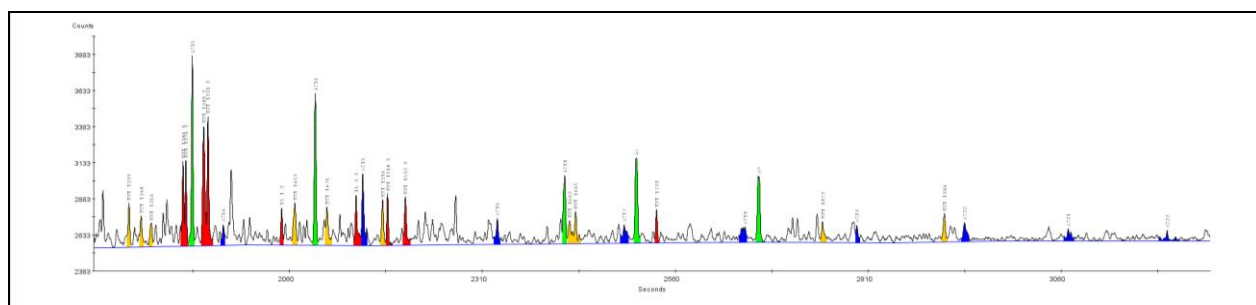
Контроль энергетического состояния пластов осуществляется с помощью постояннодействующих забойных и устьевых манометров, подключенных системе телеметрии платформ ПА-А и ПА-Б, замеров пластового давления в открытом стволе динамическими пластоиспытателями. Контроль выработки запасов углеводородов осуществляется с помощью комплекса методов: промыслово-геофизических исследований (профиль притока, профиль насыщенности), замеров пластового давления в открытом стволе при бурении новых скважин и боковых стволов модульными динамическими пластоиспытателями, а также попластового тестирования в отдельных скважинах. Дополнительно межскважинное пространство пластов объектов изучено гидропрослушиванием (31 исследование), а также трассерными исследованиями для определения латеральной связанности зон отбора с нагнетательными скважинами в пределах пластов данного объекта. В дополнение к этому эксплуатационные скважины исследованы методами термометрии, в том числе с помощью стационарного оптоволоконного кабеля, установленного в ряде нагнетательных скважин. Продвижение фронта закачиваемой воды и уровень поднятия ВНК уточнялись с помощью 4D-сейсморазведки.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВ ПИЛЬТУН-АСТОХСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

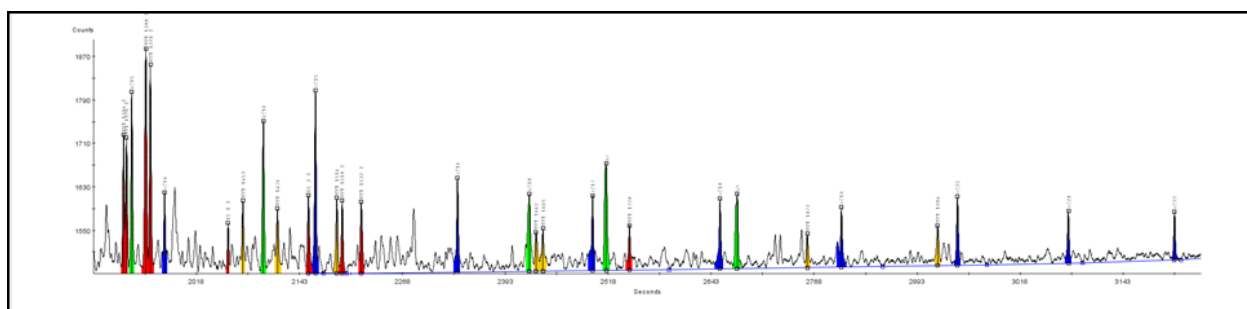
Пункт 3.2 МР⁵. Выделение нормальных алканов и изо соединений, существенным образом отличающихся в пластах

На Астохском участке распределение молекул нормальных алканов от C₇(C₇H₁₆) до C₃₅ (C₃₅H₇₂) различается между пластами, что является следствием биodeградации. На Рис. П2.1 приводятся примеры хроматограмм по пластам XXI-s, XXI-1', XXIII-2. Зеленым цветом отмечены изо соединения, синим цветом – нормальные алканы, розовым цветом – межалкановые пики. Снизу-вверх, от пласта XXIII-2 к пласту XXI-s, содержание нормальных алканов n-C₁₆, n-C₁₇ и n-C₁₈ уменьшается, а содержание изо-соединений увеличивается. Для количественной оценки этого изменения используются соотношения аналитических сигналов, которыми выступают высоты хроматографических пиков.

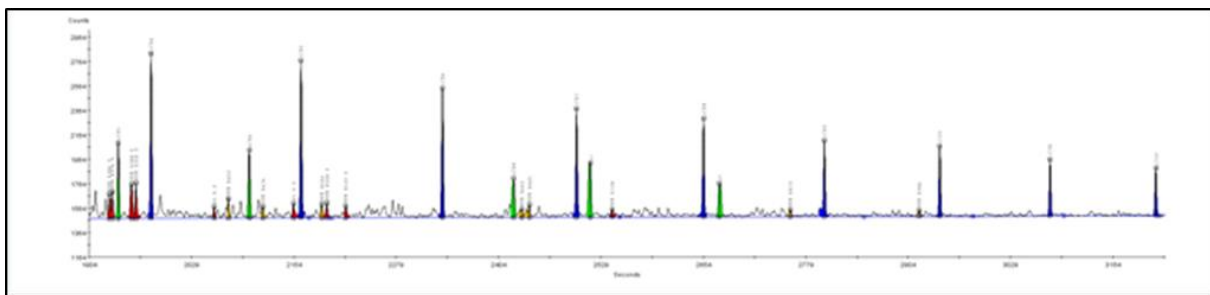


а) Хроматограмма скважины ПА-101 пласт XXI-s (средняя степень биodeградации)

б) Хроматограмма скважины ПА-110БС4, пласт XXI-1' (средняя степень биodeградации)



⁵ МР – Методические рекомендации



в) Хроматограмма скважины ПА-128БС1, пласт XXIII-2 (нефть не биодegradирована)

Рис. П2.1 - Примеры хроматограмм Астохского участка Пильтун-Астохского месторождения

Пункт 3.3 МР. Звездные диаграммы соотношений высот пиков нормальных и изоалканов эталонных скважин

Нефти пластов XXI-S, XXI-I' +XXI-2 и XXIII-2 Астохского участка отличаются по компонентам nC16 и iC15. Для разделения нефтей групп пластов Пильтунского участка используются компоненты nC19, nC20, nC21, nC22, ввиду незначительного отличия по пластам компонента iC15.

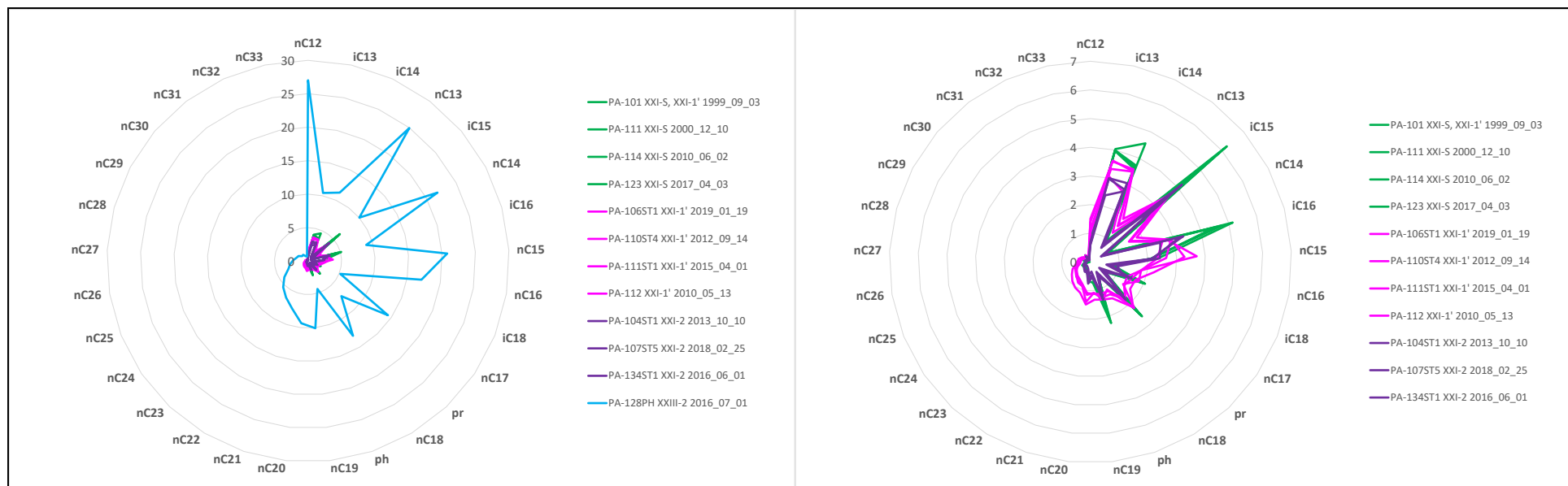


Рис. П2.2 – Геохимический облик нефтей Астохского участка: слева – пласты XXI-s, XXI-I', XXI-2, XXIII-2, справа – XXI-s, XXI-I', XXI-2

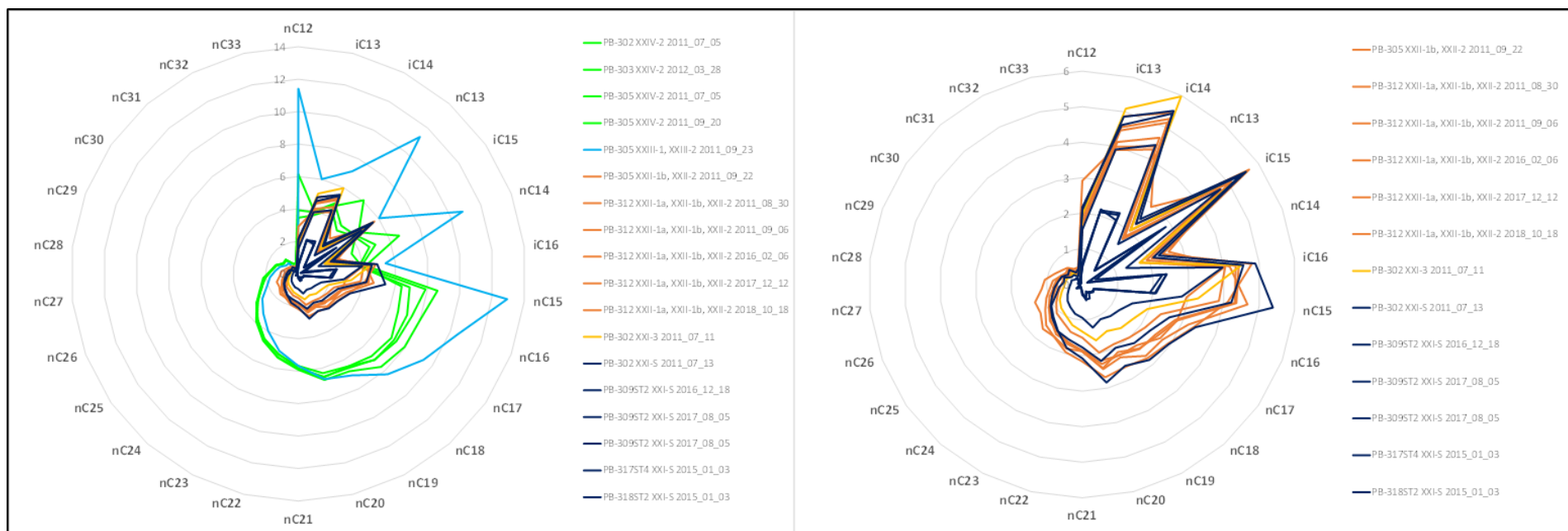


Рис. П2.3 - Геохимический облик нефтей Пильтунского участка, слева -пласты XXI-s+ XXI-2, XXI-3, XXII-1, XXII-2, XXIII-1, XXIII-2, XXIV, справа - пласты XXI-s +XXI-2, XXI-3, XXII-1, XXII-2

Пункт 3.4 МР. Нормализованные значения высот хроматографических пиков

Для Пильтун-Астохского месторождения использовались высоты нормальных и изоалканов нормализованные на высоту межалканового пика 1728 (Рис. П2.4), который принимался в качестве внутреннего стандарта, относительно которого можно оценивать степень деградации проб: содержание нормальных алканов, путем соотношения $C_n/1728$ и содержание изоалканов путем соотношения $iC_n/1728$, что применяется для пластов с высокой степенью биodeградации, когда нормальные алканы почти отсутствуют. Пик 1728 выбран по критериям близости к нормальным и изоалканам среднего ряда и низкой степени дисперсии относительно соседних нормальных и изоалканов.

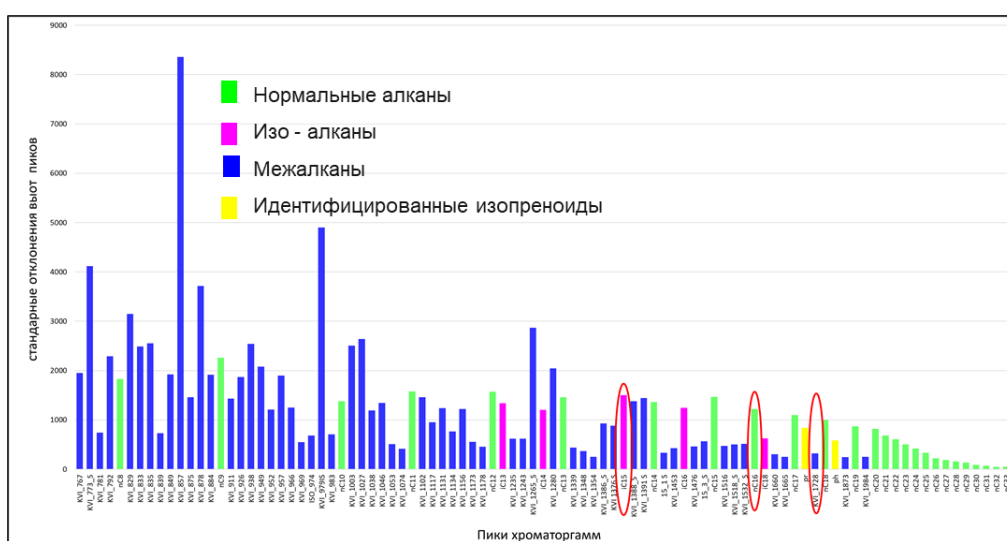


Рис. П2.4 - Стандартные отклонения высот хроматографических пиков для всей выборки проб

Пример использования нормализованных значений высот хроматографических пиков для разделения добычи нефти по совместно эксплуатируемым пластам в бинарной системе: пласт XXI-s и пласты XXI-1'/XXI-2 на Астохском участке месторождения приведен на Рис. П2.5.

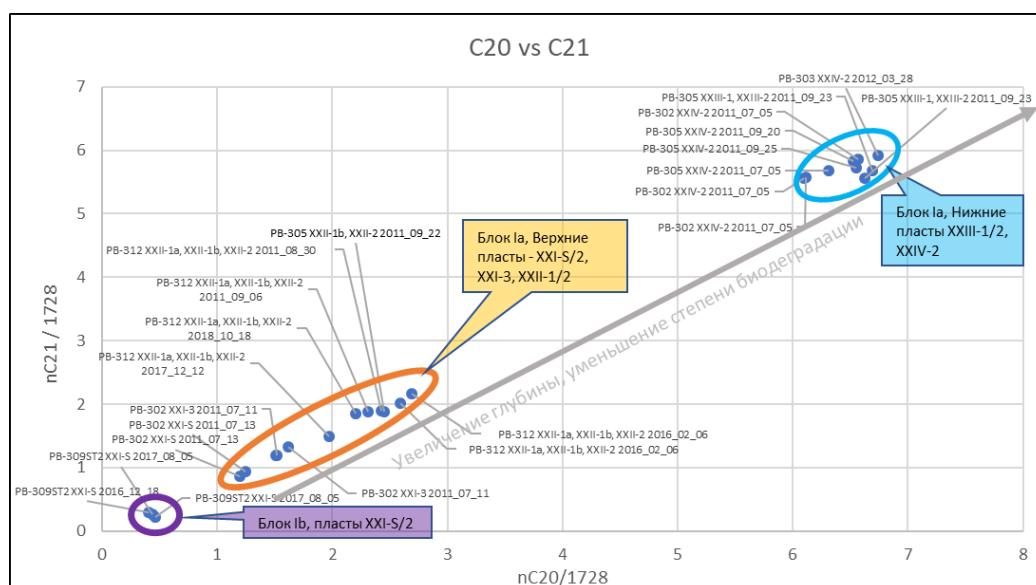


Рис. П2.6 – Номограмма соотношений компонентов $nC_{20}/1728$ и $nC_{21}/1728$

Следует указать, что принципиальный подход, использованный для разделения добычи по пластам Астохского и Пильтунского участков, единый. В обоих случаях используются нормальные и изоалканы, нормализованные на соседний межалкановый пик. Различие заключается лишь в выборе компонентов и масштабе применения. Для Астохского участка разделяются нефти соседних пластов, для Пильтунского метод используется для групп пластов.

КОЛИЧЕСТВЕННОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВКЛАДОВ ПЛАСТОВ В ДОБЫЧУ НЕФТИ НА ПИЛЬТУН-АСТОХСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

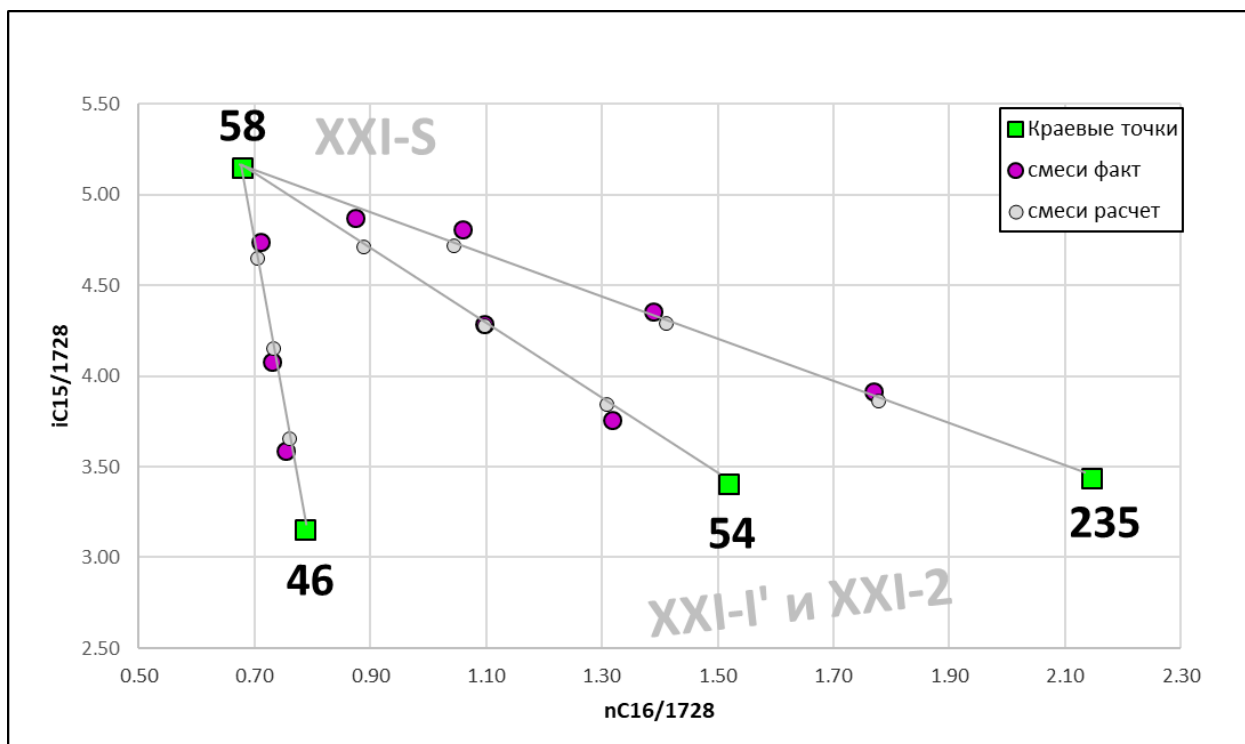
Пункт 4.2 МР. Подтверждение пропорциональности и линейности изменения пиков хроматограмм и их соотношений при изменении вклада конечных членов системы.

Приготовленный набор модельных смесей для смешивания краевых точек всей изученной выборки по Астохскому участку приведен в Таблице ПЗ.1. Неопределенность приготовления модельных смесей составила от 1 до 5%, смешивание линейное. Результаты экспериментов, представленные на Рис. П.3.1, подтвердили линейный характер изменения характеристик смесей для бинарной системы.

Таблица ПЗ.1 – Выбранные краевые точки для модельных смесей

ГРУППА 1						
Название образца	Объем, мл № 46	Объем, мл № 58	Объем, мкл № 46	Объем, мкл № 58	Процент № 46	Процент № 58
58	0	0,5	0	500	0	100
46	0,5	0	500	0	100	0
46_1_3	0,25	0,75	250	750	25	75
46_2_2	0,5	0,5	500	500	50	50
46_3_1	0,75	0,25	750	250	75	25
ГРУППА 2						
Название образца	Объем, мл № 54	Объем, мл № 58	Объем, мкл № 54	Объем, мкл № 58	Процент № 54	Процент № 58
54	0,5	0	500	0	100	0
54_1_3	0,25	0,75	250	750	25	75
54_2_2	0,5	0,5	500	500	50	50
54_3_1	0,75	0,25	750	250	75	25
ГРУППА 3						
Название образца	Объем, мл № 235	Объем, мл № 58	Объем, мкл № 235	Объем, мкл № 58	Процент № 235	Процент № 58
235	0	0,5	0	500	0	100
235_1_3	0,25	0,75	250	750	25	75
235_2_2	0,5	0,5	500	500	50	50
235_3_1	0,75	0,25	750	250	75	25

* цветом указаны краевые точки системы (номограммы)



Для определения вклада групп пластов в добычу нефти на Пильтунском участке используется номограмма соотношений компонентов $nC_{20}/1728$ и $nC_{21}/1728$ (Рис. П2.6). Компоненты представляют собой близкие нормальные алканы и их концентрации в смеси меняются единообразно и пропорционально вкладу конечных членов. Соответственно уравнение (1) может использоваться непосредственно для определения вклада каждой из групп пластов бинарной системы. Референсные значения соотношений краевых точек пластов и определенные по ним средние значения для групп пластов приведены в Таблице ПЗ.2.

Таблица ПЗ.2 – Референсные значения соотношений краевых точек пластов
Пильтунского участка

Пласты / Соотношения компонентов	nC20/ 1728	nC21/ 1728	Эталонные пробы
XXI-s + XXI-2	1,223	0,898	316
XXI-3	1,568	1,261	317
XXII-1/2	2,452	1,880	326
Верхняя пачка пластов	1,748	1,346	316, 317, 326
XXIII-1/2	6,658	5,619	321
XXIV-2	6,467	5,759	315, 323, 325, 474
Нижняя пачка пластов	6,563	5,689	315, 321, 323, 325, 474

КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ АНАЛИЗА НЕФТИ С ДРУГИМИ МЕТОДАМИ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ

Пункт 5.1 МР. Сопоставление результатов методами геохимии и ПГИ.

На Рис. П4.1-П4.4 и в Таблице П4.3 для Пильтун-Астохского месторождения представлены результаты сравнения расчета вкладов пластов в добычу нефти по данным геохимического анализа с другими независимыми методами, в частности ПГИ, в том числе трехфазными расходомерами, попластовым тестированием при помощи внутрискважинных устройств контроля притока.

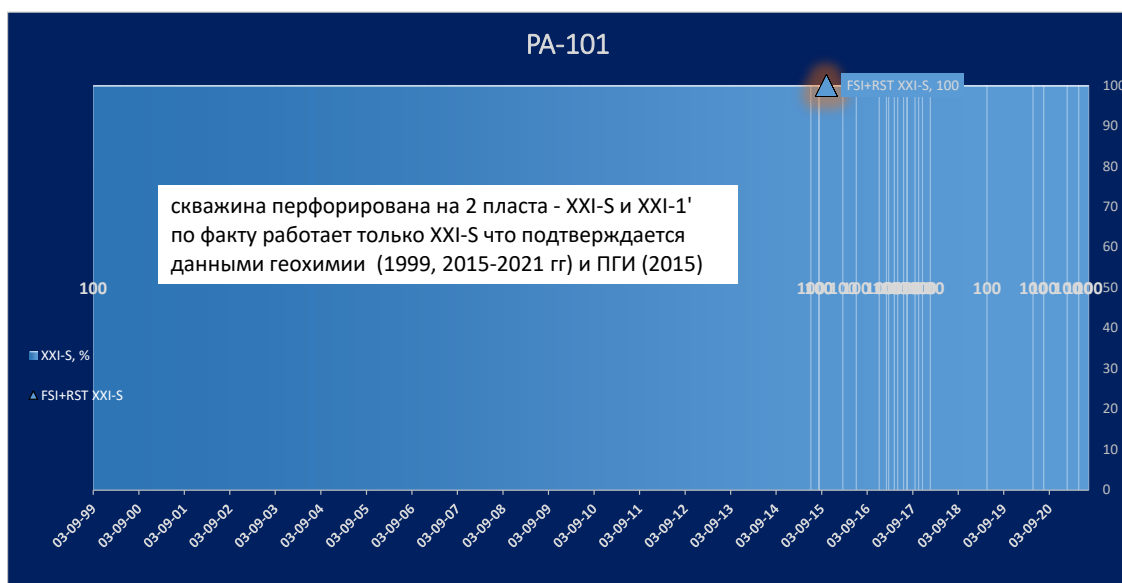


Рис. П4.1 – Скважина ПА-101. Сравнение вкладов пластов в добычу нефти по данным геохимии и ПГИ

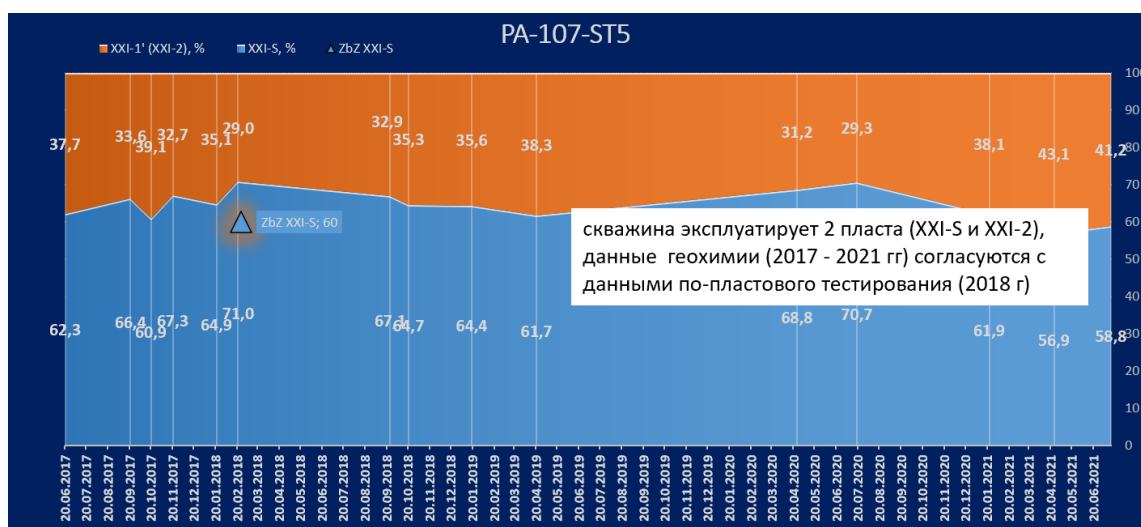


Рис. П4.2 – Скважина ПА-107БС5. Сравнение вкладов пластов в добычу нефти по данным геохимии и попластового тестирования

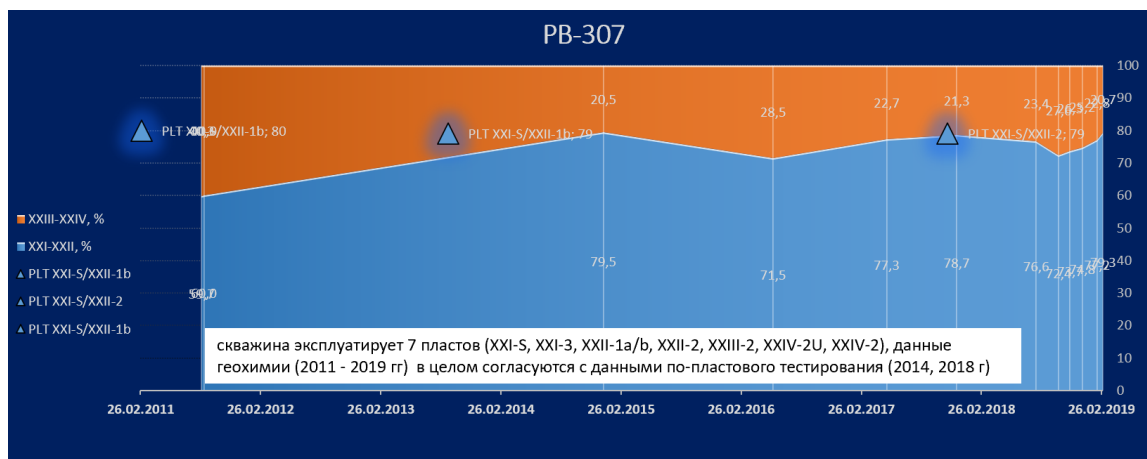


Рис. П4.3 – Скважина ПБ-307. Сравнение вкладов пластов в добычу нефти по данным геохимии и ПГИ

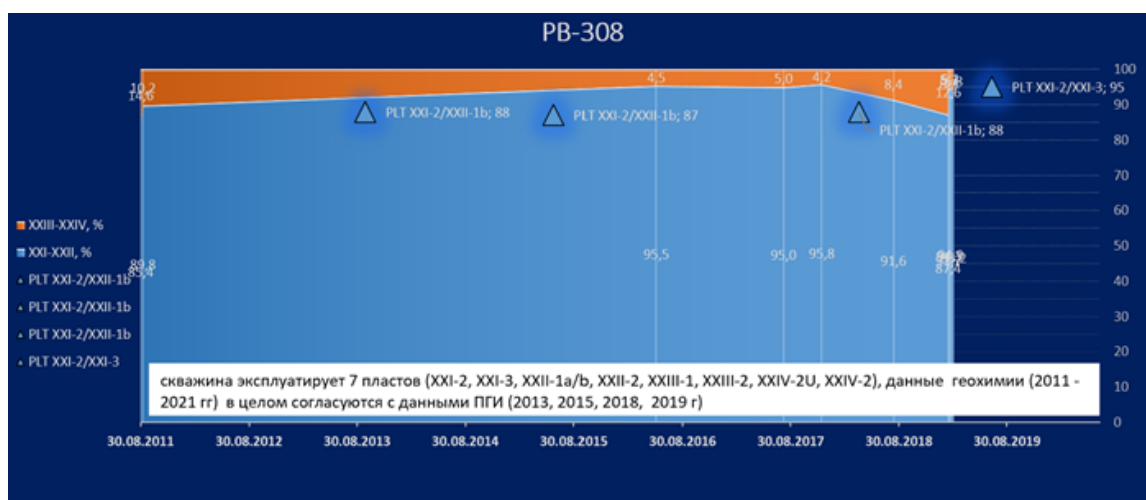


Рис. П4.4 – Скважина ПБ-308. Сравнение вкладов пластов в добычу нефти по данным геохимии и ПГИ

Таблица П4.3 – Сравнение промысловых методов оценки притока и геохимии

№ п/п	Скважина	Дата	Геофизические исследования, контроль притока		Геохимия		Комментарий
			XXI-s	XXI-1' / XXI-2	XXI-s	XXI-1' / XXI-2	
1	ПА-101	06.10.2015	100,0	0,0	100,0	0,0	
2	ПА-103	24.10.2005	66,3	33,7	56,4	43,6	
3	ПА-104	19.06.2013	99,0	1,0	100,0	0,0	
4	ПА-105	12.10.2005	100,0	0,0	100,0	0,0	
5	ПА-105	20.12.2014	100,0	0,0	100,0	0,0	
6	ПА-106БС1	2010-2023	Сравнение на качественном уровне (присутствует или отсутствует приток из пласта XXI-s) – 100% соответствие геохимии и данных открытия интервалов				
7	ПА-107БС5	25.02.2018	60,0	40,0	56,3	43,7	
8	ПА-108	13.10.2015	-	100,0	88,0	12,0	переток между пластами
9	ПА-109БС1	14.03.2019	-	100,0	43,2	56,8	переток между пластами
10	ПА-134БС1	30.01.2018	85,0	15,0	78,0	22,0	

Данные геохимии и данные ПГИ (трехфазного расходомера в комбинации с замером профиля насыщенности) по определению вкладов пластов в добычу нефти демонстрируют хорошую сходимост с учетом диапазона неопределенности обоих методов, что подтверждает корректность выбранной методики.

Пункт 5.1 МР. 6.4 идентификация и мониторинг межпластовых перетоков методами геохимии, ПГИ, ГДИ и 4D сейсмических исследований

На западе Астохского участка Пильтун-Астохского месторождения пласт XXI-s залегает несогласно на пластах XXI-1' и XXI-2 (на эрозионной поверхности размыва). В связи с этим пласты XXI-s, XXI-1' и XXI-2 до начала разработки находились в гидродинамическом равновесии (одинаковые ВНК и пластовое давление). В процессе

разработки по пластам XXI-s и XXI-1' наблюдались два выраженных периода снижения пластового давления (1999–2003, 2009–2015) и его восстановления (2004–2008, 2016–2023).

Ввиду различного геологического строения, запасов, разных темпов отбора и закачки, а также стадийности бурения амплитуда изменений пластового давления по пластам различалась. Это приводило к активным перетокам между пластами XXI-s и XXI-1' в западной и центральной частях залежи через литологические окна слияния по эрозионной границе пластов с различным направлением и величиной в зависимости от значений пластового давления в отдельных пластах. На Рис. П4.5 приведены примеры замеров давления в открытом стволе динамическим пластоиспытателем Stethoscope. Данный пластоиспытатель является одним из основных источников данных для адаптации ГДМ на историю разработки.

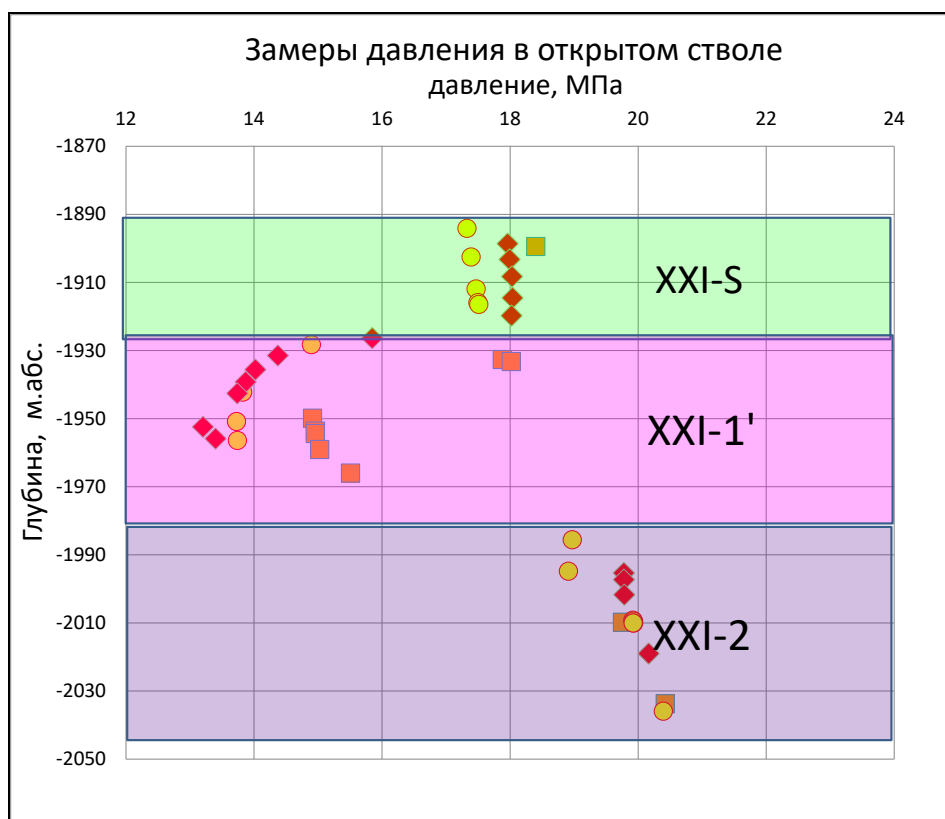


Рис. П4.5 – Профиль пластового давления по разрезу скважин ПА-111БС1, ПА-128ПС, ПА-134БС1

Наличие пластовых перетоков через геологические окна слияния предполагалось исходя из материального баланса залежей и реакции скважин на нагнетание воды. Так, скважины, эксплуатирующие только пласт XXI-1', реагировали на увеличение компенсации в пласте XXI-s.

Начиная с 2016 года наличие перетоков нефти между пластами XXI-s и XXI-1' на

Астохском участке подтверждено данными геохимического анализа нефти. Выбранные геохимические маркеры были стабильны во времени и не подвергались изменениям пластового давления, закачки газа и воды. Однако в отдельных скважинах наблюдаются изменения геохимических маркеров с течением времени. Наиболее наглядно, как показано на Рис. П4.6, П4.7, это отмечается в скважине ПА-108, эксплуатирующей пласт XXI-1'. По этой скважине пробы нефти отбирались с 2000 года. При этом в 2000 году геохимические маркеры были на уровне, характерном для пласта XXI-1'. В дальнейшем происходило постепенное изменение показателей в сторону пласта XXI-s (Рис. П4.7). В последние годы рост доли пласта XXI-s в скважине ПА-108 остановился и даже несколько снизился в связи с постепенным выравниванием давлений между пластами XXI-s и XXI-1' в результате регулирования отборов и закачки. Данное поведение геохимических показателей никак не коррелируется с пластовым давлением, газовым фактором, обводненностью продукции и объясняется добычей в скважине ПА-108 смеси нефтей из пластов XXI-1' и XXI-s.

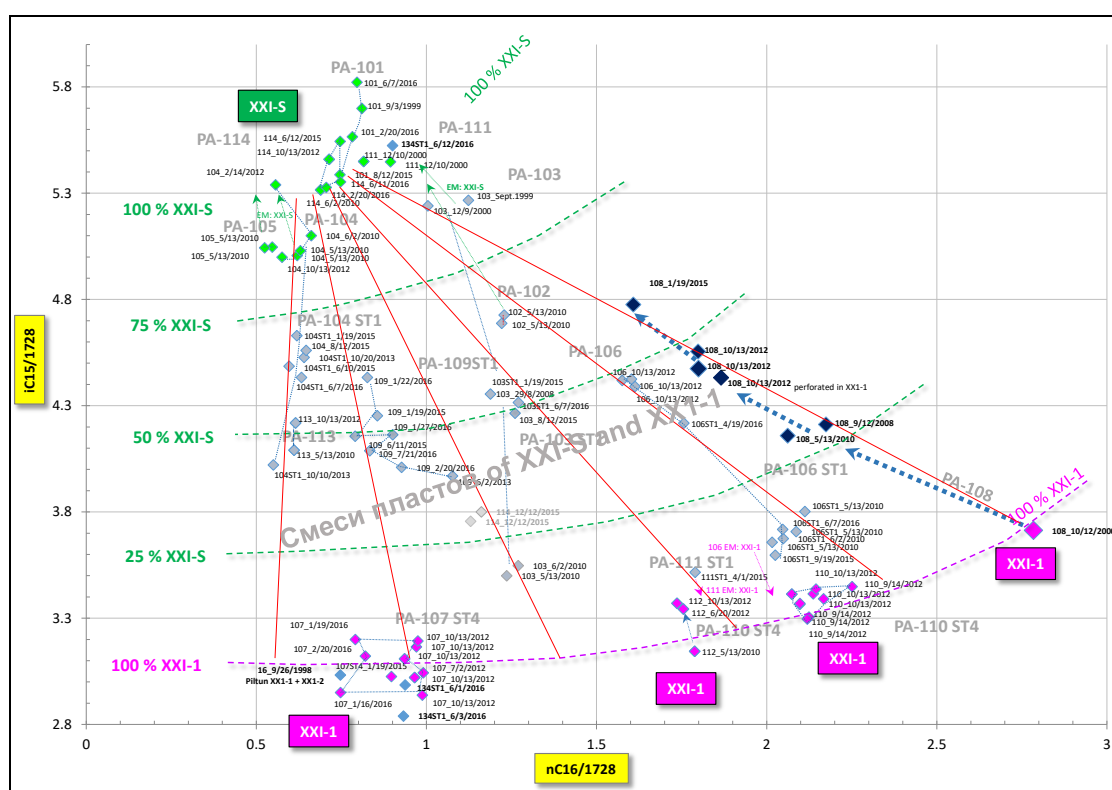


Рис. П4.6 – Изменение приложения проб скважины ПА-108 на номограмме

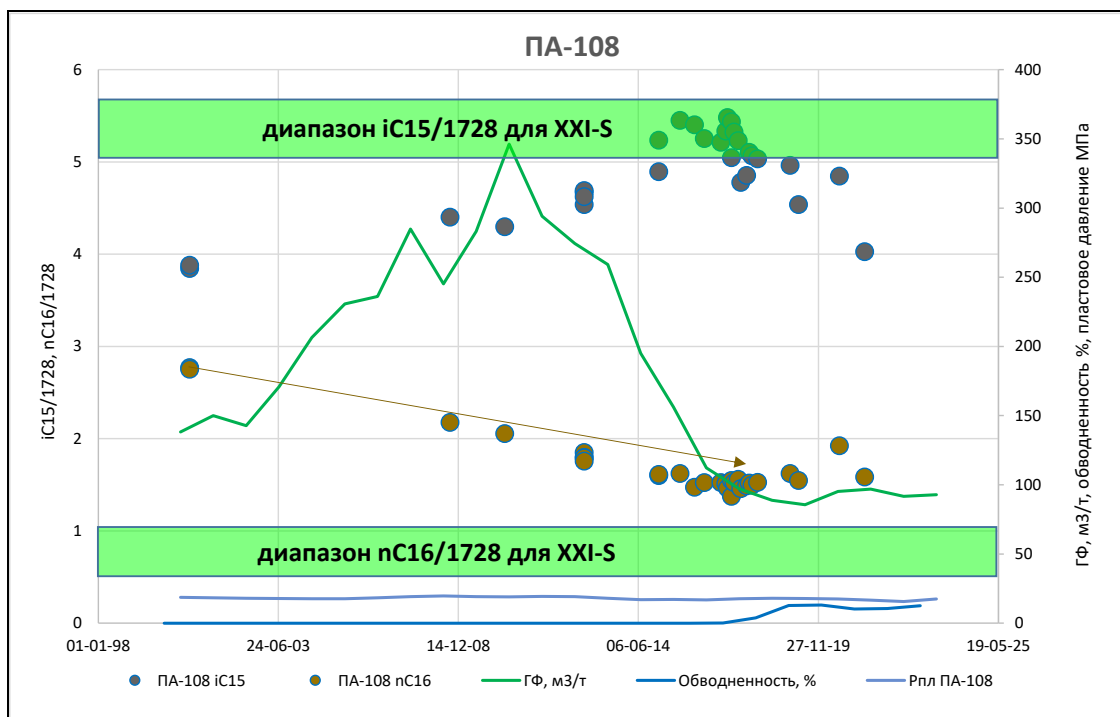


Рис. П4.7 – Геохимические маркеры по скважине ПА-108 относительно эксплуатационных показателей

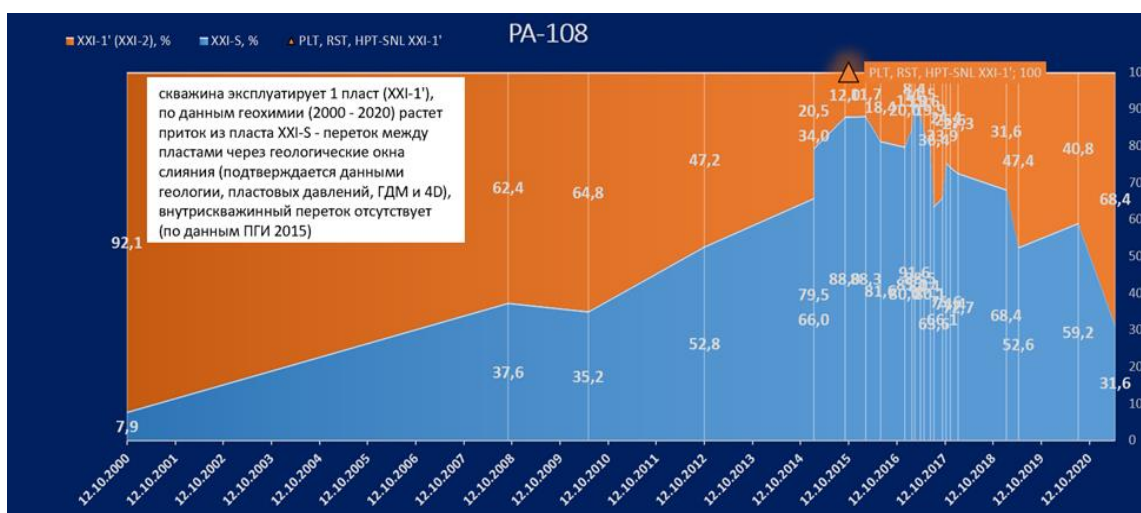


Рис. П4.8 – Скважина ПА-108. Вклады пластов в добычу по данным геохимии

После получения результатов 4D-сейсморазведки 2022 года еще одним доказательством наличия перетока из пласта XXI-s в пласт XXI-1 являются карты разницы сейсмических амплитуд. На карте пласта XXI-1' заметно увеличение акустической жесткости в центральной части залежи в районе скважины ПА-108 (зона 2) в результате перетока воды из пласта XXI-s. При этом фронт от ближайшей скважины, нагнетающей воду в пласт XXI-1' ПА-117 (зона 3), еще не достиг этой части залежи. Вышележащий же пласт XXI-s в этом участке заводнен (Рис. П4.9). Переток воды из пласта XXI-s в пласт XXI-1' также подтверждается данными каротажа в открытом и обсаженном стволе (Рис. П4.10).

данными с целью проверки выводов и исключения влияния других факторов. Важно отметить, что на сегодняшний день регистрация межпластовых перетоков однофазных флюидов близких физико-химических свойств (в частности, нефти в нефть) возможна только при помощи геохимического анализа.