

МЕТОДИКА
ГЕОХИМИЧЕСКОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДОЛИ
УГЛЕВОДОРОДНОГО ФЛЮИДА КАЖДОЙ ЗАЛЕЖИ В СМЕСИ
УГЛЕВОДОРОДНЫХ ФЛЮИДОВ НЕСКОЛЬКИХ ЗАЛЕЖЕЙ
ДЛЯ РАЗДЕЛЬНОГО УЧЕТА ДОБЫЧИ УВС

Руководитель НИР



Н.В. Морозов

Санкт-Петербург, 2024г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Сколковский институт науки и технологий

Эксперт	Черемисин А.Н.	Приложение Е
Эксперт	Спивакова М.Я.	Приложение Е

ООО «Газпромнефть НТЦ»

Руководитель НИР	Морозов Н.В.	Общее руководство, введение. Разделы: 1, 2, 3, Приложение А, Б Е
Руководитель направления	Калачева Д.Ю.	Разделы: 3.3, Приложение А, Е

Санкт-петербургский государственный университет (СПбГУ):

Заведующий лабораторией геохимического анализа нефти	Арбенин А.Ю.	Разделы: 3.2, Приложение В
Заведующий лабораторией цифрового анализа химических данных	Беседина М.А.	Раздел 3, Приложения Б, Г
Инженер	Сахаров В.А.	Раздел 3.2, Приложение Г
Ведущий инженер	Сусанов Я.М.	Разделы: 3.1, 3.2, 3.3, 3.4.3, Приложения В, Г, Д, Е
Ведущий инженер	Яковлев Д.В.	Раздел 3, Приложения В, Г, Е
Профессор	Кирсанов Д.О.	Разделы: 3.2.3, 3.4.2, 3.4.4, Приложение Г
Профессор	Панчук В.В.	Разделы: 3.2.3, 3.4.2, 3.4.4, Приложение Г
Ведущий инженер	Пономарева А.Н.	Приложение В
Инженер	Соколова Д.Н.	Приложение В

Московский государственный университет имени М. В. Ломоносова (МГУ)

Доцент	Абля Э.А.	Приложение А
--------	-----------	--------------

ООО «Морнефтегазпроект»

ГИП по импортозамещению	Шевченко О.Н.	Приложение Е
-------------------------	---------------	--------------

РЕФЕРАТ

Методика 85 с., 27 рис., 2 табл., 33 источн., 6 прил.

КОНТРОЛЬ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ, УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ, ГЕОХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ, СОВМЕСТНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЗАЛЕЖЕЙ, СКВАЖИНА.

Цель работы – разработка комплексной методики геохимического разделения добычи УВС по залежам на скважинах с совместной эксплуатацией.

Методика предназначена для количественного определения доли нефти или газа каждой залежи в формировании общего притока на устье скважины для раздельного учета добычи УВС при совместной эксплуатации нескольких залежей без применения внутрискважинного оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации.

В рамках методики представлены подходы к анализу получаемых геохимических данных, позволяющие использовать статистические отличия между составами УВС разных залежей для паспортизации залежей и определения доли УВС каждой залежи в смеси УВС, добываемого при совместной эксплуатации из этих залежей.

Методика апробирована на ЮЛТ Приобского месторождения. Проведена проверка работоспособности разработанной методики путём создания лабораторных смесей с заведомо известными долями УВС разных залежей и определения доли УВС каждой залежи предложенными алгоритмами – погрешность метода на уровне 5,7%. Кроме того, проведено сравнение результатов геохимического разделения добычи нефти с результатами, полученными с использованием ПГИ – относительная погрешность составила не более 8%.

СОДЕРЖАНИЕ

РЕФЕРАТ	3
СОДЕРЖАНИЕ.....	4
ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	5
ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ	6
ВВЕДЕНИЕ	8
1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ	9
2. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	10
3. МЕТОДИКА ГЕОХИМИЧЕСКОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДОЛИ УГЛЕВОДОРОДНОГО ФЛЮИДА КАЖДОЙ ЗАЛЕЖИ В СМЕСИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ФЛЮИДОВ НЕСКОЛЬКИХ ЗАЛЕЖЕЙ ДЛЯ РАЗДЕЛЬНОГО УЧЕТА ДОБЫЧИ УВС.....	11
3.1. ВЫБОР СКВАЖИН-ЭТАЛОНОВ	12
3.2. ПОДГОТОВКА И ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОБ	14
3.2.1. ПОДГОТОВКА ПРОБ.....	14
3.2.2. ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОБ	15
3.2.3. ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	16
3.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТАТИСТИЧЕСКИХ ОТЛИЧИЙ МЕЖДУ СОСТАВАМИ УВС КАЖДОЙ ИЗ ЗАЛЕЖЕЙ	24
3.3.1. ПРОВЕРКА ДЕЛИМОСТИ УВС РАЗНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ	25
3.3.2. ТИПИЗАЦИЯ УВС.....	31
3.3.3. ПОСТРОЕНИЕ ГЕОХИМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ.....	33
3.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВЕННОГО ВКЛАДА УВС КАЖДОЙ ЗАЛЕЖИ В СМЕСИ УВС ВСЕХ ЗАЛЕЖЕЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВЫЯВЛЕННЫХ СТАТИСТИЧЕСКИХ РАЗЛИЧИЙ	34
3.4.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДОЛИ УВС С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДАННЫХ О ГРУППОВОМ СОСТАВЕ И РЕЗУЛЬТАТОВ ЭЛЕМЕНТНОГО АНАЛИЗА	34
3.4.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДОЛИ УВС С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ХРОМАТОГРАФИЧЕСКИХ ДАННЫХ	34
3.4.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДОЛИ УВС С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМПОНЕНТНОГО И ИЗОТОПНОГО СОСТАВА ГАЗА	39
3.4.4. ОЦЕНКА ПОГРЕШНОСТИ.....	43
3.5. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЕОХИМИЧЕСКОГО РАЗДЕЛЕНИЯ ДОБЫЧИ С ЦЕЛЬЮ КОРРЕКТНОГО СПИСАНИЯ ЗАПАСОВ УВС	44
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	50
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	51
ПРИЛОЖЕНИЕ А. ОСНОВНЫЕ ПОДХОДЫ К УЧЁТУ ДОБЫЧИ УВС ПРИ СОВМЕСТНОЙ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ	54
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. БЛОК-СХЕМЫ.	64
ПРИЛОЖЕНИЕ В. ПОДГОТОВКА ПРОБ	68
ПРИЛОЖЕНИЕ Г. ВЫБОР МЕТОДОВ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	71
ПРИЛОЖЕНИЕ Д. ПЕРИОДИЧНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ	74
ПРИЛОЖЕНИЕ Е. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЕОХИМИЧЕСКОГО РАЗДЕЛЕНИЯ ДОБЫЧИ УВС ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ЗАДАЧ.....	76

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В настоящей методике применяют следующие термины с соответствующими определениями.

Резервуарная геохимия – раздел геохимии, посвященный выявлению и обоснованию различий в составе и свойствах пластовых флюидов между залежами разных пластов, разными залежами внутри одного пласта, а также описанию вариаций внутри отдельных залежей в границах месторождения. Основными методами резервуарной геохимии являются изучение состава и/или физико-химических свойств пластовых флюидов инструментами аналитической химии с последующей хемометрической обработкой данных и комплексированием результатов с геологической и промысловой информацией.

Геохимическое разделение добычи УВС по залежам – часть резервуарной геохимии, посвященная количественному определению вклада пластового флюида каждой залежи в формирование общего притока на устье скважины при совместной эксплуатации нескольких залежей.

Пласт (продуктивный) – стратиграфически выделенный региональный или локальный геологический объект, представленный породами-коллекторами и породами-неколлекторами, ограниченный непроницаемыми кровлей и подошвой.

Залежь углеводородов – естественное скопление УВ в ловушке, образованное в одном или нескольких продуктивных пластах, ограниченное непроницаемыми породами, имеющее единую целостную гидродинамическую систему и единый контур нефте- и газоносности. В границах месторождения в одном продуктивном пласте могут выделяться несколько залежей.

Эксплуатационный объект – залежь, часть залежи или несколько залежей УВ, разрабатываемых совместно единой сеткой эксплуатационных скважин с целью обеспечения рациональной разработки месторождения и достижения максимально возможных экономически целесообразных коэффициентов извлечения УВС.

Скважина-эталон (эталонная скважина) – добывающая скважина, осуществляющая добычу УВС только из одной залежи.

Совместно добывающая скважина (смесевая скважина, скважина с совместной эксплуатацией) – добывающая скважина, осуществляющая добычу УВС одновременно из двух и более залежей.

Хемометрика – применение методов статистики для анализа химических данных (из органической, аналитической или медицинской химии), планирования химических экспериментов и моделирования.

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящей методике применяют следующие сокращения и обозначения:

- ААС – атомно-абсорбционная спектрометрия.
- АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка.
- АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения.
- АЭС – атомно-эмиссионная спектрометрия.
- ВНК – водонефтяной контакт.
- ГБЗ – Государственный баланс запасов.
- ГДИ – гидродинамические исследования.
- ГДМ – гидродинамическая модель.
- ГКИ – газоконденсатные исследования.
- ГРП – гидравлический разрыв пласта.
- ГТМ – геолого-техническое мероприятие.
- ГХ – газовая хроматография.
- ДИ – доверительный интервал.
- ДНС – дожимная насосная станция.
- ДТСР – дополнение к технологической схеме разработки.
- ИК – метод инфракрасной спектроскопии.
- ИСП – индуктивно связанная плазма.
- КИН – коэффициент извлечения нефти.
- КРС – капитальный ремонт скважин.
- МГК – метод главных компонент.
- МГРП – многостадийный гидравлический разрыв пласта.
- МРК – многомерное разрешение кривых.
- МСД – масс-спектрометрический детектор.
- МУН – методы увеличения нефтеотдачи.
- МЭР – месячный эксплуатационный рапорт.
- ОИЗ – остаточные извлекаемые запасы.
- ОРД – одновременно-раздельная добыча.
- ОПР – опытно-промысловые работы.
- ОРЭ – одновременно-раздельная эксплуатация.
- ПАВ – поверхностно-активное вещество.
- ПГИ – промыслово-геофизические исследования.
- ПЗП – призабойная зона пласта.

ПЖД – пламенно-ионизационный детектор.

ПКИОС – передвижной комплекс для исследования и освоения скважин.

ПЛС – проекция на латентные структуры.

ПО – программное обеспечение.

ППД – поддержание пластового давления.

ПТД – проектно-технический документ.

ПФД – пламенно-фотометрический детектор.

РИР – ремонтно-изоляционные работы.

УВС – углеводородное сырьё.

УФ – метод ультрафиолетовой спектроскопии.

ХАЛ – химико-аналитическая лаборатория.

ХМС – хроматомасс-спектрометрия.

ЭО – эксплуатационный объект.

ЭТА – электротермическая атомизация.

SARA (Saturate, Aromatic, Resin and Asphaltene) – групповой анализ углеводородного сырья.

ВВЕДЕНИЕ

Контроль выработки запасов в процессе разработки и локализация остаточных извлекаемых запасов – это важнейшая задача, стоящая перед нефтегазовой отраслью, определяющая эффективность разработки залежей углеводородов.

В соответствии с требованиями Правил [1] разработки месторождений углеводородного сырья (УВС) для залежей, запасы УВС которых учтены в Государственном балансе запасов (ГБЗ) отдельно и которые объединены в техническом проекте разработки месторождения в один эксплуатационный объект (ЭО), должен осуществляться отдельный учёт добываемых нефти, конденсата, газа, воды, а также отдельный учёт закачки рабочего агента. Данное требование является одним из необходимых условий рационального использования недр в части контроля, регулирования и управления процессом разработки месторождений природных углеводородов.

Сложностью для учёта добычи при одновременной (совместной) эксплуатации залежей является высокая стоимость и технологическая сложность внутрискважинного оборудования, позволяющего вести учёт добываемой продукции отдельно.

Данный документ устанавливает методику геохимического определения доли углеводородного флюида каждой залежи в смеси углеводородных флюидов нескольких залежей для отдельного учёта добычи УВС с использованием геохимических данных, полученных на основании результатов лабораторных исследований для УВС каждой залежи, с возможностью применения на каждой отдельной скважине, осуществляющей совместную добычу УВС из нескольких залежей, без специализированного внутрискважинного оборудования для одновременно-отдельной эксплуатации. Результаты применения методики могут быть учтены в том числе для отдельного учёта совместно добываемого УВС (формирования МЭР).

1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Учёт добычи УВС при совместной разработке залежей необходим в соответствии с требованиями Правил разработки месторождений УВС [1]. Целями учёта являются:

- достоверный учёт добычи и списание запасов УВС;
- определение показателей, необходимых для расчёта налогооблагаемой базы по налогу на добычу полезных ископаемых;
- оценка результатов производственной деятельности организации и её подразделений;
- планирование и оценка мероприятий по совершенствованию и повышению эффективности разработки лицензионных участков недр;
- корректная настройка ГДМ и последующих прогнозных расчётов при проектировании и анализе разработки.

Проблема в области учёта продукции, получаемой в процессе совместной эксплуатации нескольких залежей единой сеткой скважин, заключается в сложности контроля добычи, необходимости использования дорогостоящего оборудования на скважинах, осуществляющих добычу одновременно из нескольких залежей, либо использование расчётных методов, которые не учитывают динамику изменения доли УВС по каждой залежи. Анализ основных подходов к учету добычи УВС при совместной разработке залежей представлен в Приложении А к настоящей методике. В соответствии с Методическими указаниями по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и физико-химических исследований при разработке нефтяных и газонефтяных месторождений [2] для разделения суммарной добычи по пластам в случае выявления отличий флюидов может быть использована информация геохимических исследований.

Настоящая методика «Геохимического определения доли углеводородного флюида каждой залежи в смеси углеводородных флюидов нескольких залежей для раздельного учета добычи УВС» является новым инструментом контроля за выработкой запасов и предназначена для разделения добычи нефти по скважинам, вскрывающим нефтяные залежи, находящиеся в однофазном состоянии. А именно для количественного определения доли УВС каждой залежи в формировании общего притока на устье скважины для раздельного учета добычи УВС при совместной эксплуатации нескольких залежей с использованием статистических отличий УВС разных залежей, установленных геохимическими методами исследований.

Методика не применима для того, чтобы разделять растворенный газ и газ газовых шапок, нефть и конденсат.

Внедрение методики на месторождении предпочтительно проводить в три этапа:

Этап I – выбор эффективного комплекса лабораторного оборудования и методов исследования, которые обеспечивают делимость УВС разных залежей;

Этап II – планирование отбора проб и количественное разделение добычи УВС по залежам в скважинах с совместной выработкой запасов разных залежей по результатам геохимических исследований проб с применением выбранных на этапе I методов и оборудования (опытно-промышленная эксплуатация);

Этап III – количественное разделение добычи нефти по залежам в скважинах с совместной выработкой запасов разных залежей с использованием выбранных на этапе II скважин-эталонов (промышленная эксплуатация).

В Приложении А настоящей методики представлены блок-схемы, отражающие каждый этап внедрения.

2. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Разработка методики осуществлялась исходя из выполнения следующих положений:

- методика основана на геохимических исследованиях состава добываемого УВС;
- методика должна обеспечивать определение статистических отличий составов УВС, характерных для каждой залежи;
- результат применения методики – количественный учёт УВС для каждой залежи по скважинам, ведущим добычу из нескольких залежей одновременно.

Для определения степени отличий УВС разных залежей, их привязки к залежи или установления факта смешения УВС из разных залежей должны использоваться параметры, которые имеют статистические отличия, позволяющие однозначно различать залежи между собой посредством характеристик проб флюидов, отобранных из анализируемых залежей (скважин-эталонов). При этом в качестве таких параметров могут быть использованы данные о химическом составе УВС, например:

- содержание групп веществ (асфальтенов, парафинов, смол),
- содержание идентифицируемых или неидентифицируемых компонентов (выраженных в процентах, в высотах хроматографических пиков, в площадях хроматографических пиков или других аналогичных характеристиках).

Принципы разработанной методики основаны на том, что в связанных друг с другом резервуарах УВС перемешивается и имеет похожий УВ состав, в то время как в несвязанных резервуарах, напротив, – процесс массопереноса отсутствует, что приводит к

формированию различий в условиях залегания УВС, а это в свою очередь способствует изменению физических и химических свойств УВС в процессе нахождения углеводородов в резервуаре, либо группе резервуаров.

3. МЕТОДИКА ГЕОХИМИЧЕСКОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДОЛИ УГЛЕВОДОРОДНОГО ФЛЮИДА КАЖДОЙ ЗАЛЕЖИ В СМЕСИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ФЛЮИДОВ НЕСКОЛЬКИХ ЗАЛЕЖЕЙ ДЛЯ РАЗДЕЛЬНОГО УЧЕТА ДОБЫЧИ УВС

Для определения доли УВС в смеси необходимо провести сопоставление составов УВС каждой залежи и полученных смесей. Такое сопоставление проводят по данным, полученным в результате геохимических исследований. Для расчёта численного вклада в добычу УВС каждого залежи исходят из того, что углеводороды разных залежей химически отличаются друг от друга сильнее, чем углеводороды внутри одной и той же залежи. Оценка степени отличий УВС позволяет различать углеводороды разных залежей и проводить численную оценку вклада в добычу. Для корректного сопоставления этих данных важным этапом является выбор эталонов – образцов УВС, отобранных из скважин-эталонов.

Методика включает следующие стадии:

1. выбор скважин-эталонов;
2. подготовка проб к геохимическим исследованиям (отбор проб, транспортировка, приём проб и их пробоподготовка) и геохимические исследования проб;
3. определение статистических отличий между составом УВС каждой из залежей;
4. определение количественного вклада УВС каждой залежи в смеси УВС всех залежей с использованием выявленных статистических различий (выбранных эталонов).

В случае, если на стадии 3 отсутствует наличие статистических отличий – рекомендуется вернуться к предыдущим этапам, вероятно, некорректно был выполнен выбор скважин-эталонов, подобрано оборудование для проведения геохимических исследований имеющее погрешность измерения больше, чем отличие между составами УВС каждой из залежей или сделать вывод об отсутствии делимости между каждой из залежей.

Указанные стадии с небольшими отличиями проводят на каждом этапе внедрения методики на месторождении. Ниже представлено подробное описание каждой стадии.

3.1. ВЫБОР СКВАЖИН-ЭТАЛОНОВ

Процесс выбора скважин-эталонов (планирования отбора эталонных проб) имеет ряд особенностей, определяющих его эффективность на каждом из этапов внедрения методики на месторождении, которые отражены в Приложении А.

На этапе I выполняется проектирование и отбор тестовой коллекции проб для первоначальной оценки применимости методики. Для этого:

- выбирают пласты на месторождении, обеспечивающие наибольший вклад в добычу УВС и участвующие в совместной разработке;
- выбирают участок месторождения с наиболее активной разработкой (большое количество как эталонных, так и смесевых скважин);
- проводят опробование каждой залежи каждого из пластов по скважинам-эталонам в границах выбранного участка;
- дополняют тестовую коллекцию пробами со смесевых скважин в соотношении эталонные/смесевые = 80%/20%;
- если на участке отсутствуют скважины эталоны или их менее 3-х по каждой из рассматриваемых залежей или есть неопределенности в сопоставлении отдельных скважин с разрабатываемыми залежами, то необходимо осуществить отбор глубинных проб из каждой залежи на скважине, добычу которой необходимо разделить, при помощи специальных глубинных пробоотборников (MDT).

При оценке количества проб, достаточного для описания каждой из залежей УВС нужно иметь ввиду, что с точки зрения математического подтверждения делимости УВС посредством теста Хотеллинга или оценки доверительных интервалов достаточно по 3 пробы, при этом степень достоверности и детализации выводов о делимости и типизации будет значительно возрастать при увеличении количества образцов в выборке. Оптимальной можно считать формирование малой независимой выборки по каждой из залежей, включающей до 30 эталонных проб.

Использование вышеописанного подхода при проектировании тестовой коллекции позволяет обосновать статистически достоверные различия между залежами разных пластов и вариацию параметров внутри отдельных залежей.

На этапе II выполняют проектирование и отбор распределенной во времени большой выборки проб УВС на большей части месторождения.

При планировании учитываются следующие условия:

- цели и задачи;
- площадь опробования и количество исследуемых объектов (пластов, залежей, скважин);

- распределение опробования во времени с учетом изменений режимов и спецификации скважин, необходимости проведения периодического технического обслуживания лабораторного комплекса и т.д.;

- необходимость обеспечения достаточного количества проб для уточнения делимости и типизации УВС, отбираемых со скважин-эталонов;

- необходимость обеспечения достаточного количества проб с эталонных и смесевых скважин для решения задачи геохимического разделения добычи;

- технические возможности химико-аналитической лаборатории по проведению лабораторных анализов.

Планирование отбора проб осуществляется представителями геологических служб недропользователя самостоятельно согласно представленным в настоящей методике рекомендациями или совместно со специалистами, имеющими опыт работы по настоящей методике. В результате планирования разрабатывается месячный (при необходимости годовой) график отбора проб.

При планировании руководствуются следующими подходами:

- определяются границы района проведения работ и очерчиваются скважины, добыча которых должна быть разделена по залежам;

- предпочтительным является фрагментация участка на отдельные кластеры разработки и проведения планомерного опробования внутри каждого кластера с поэтапным переходом от одного кластера к другому;

- после выбора эталонных и смесевых скважин формируется график отбора проб, где указываются привязка скважин (номер, куст, ДНС), основные режимные параметры (дебит по жидкости, дебит по нефти, обводненность), а также перфорированные пласты;

- если на участке отсутствуют скважины эталоны или их менее 3-х по каждой из рассматриваемых залежей или есть сомнения в привязке отдельных залежей, то необходимо осуществить отбор глубинных проб из каждой залежи на скважине, добычу которой необходимо разделить, при помощи специальных глубинных пробоотборников (MDT).

На данном этапе в силу небольшого объема накопленной статистики и ограничений по возможностям опробования предлагаются следующие рекомендации при выборе скважин-эталонов:

- увеличивать плотность опробования скважин-эталонов для залежей разных пластов в случае незначительных отличий УВС;

- увеличивать плотность опробования скважин-эталонов для залежей одного пласта при низких значениях проницаемости или значительных неопределенностях в

геологическом строении (в данном случае возникают условия, которые препятствуют свободному перемещению флюидов и выравниваю геохимических характеристик; величина дисперсии состава флюидов одного резервуара существенно возрастает).

На данном этапе опробование эталонных и смесевых скважин проводится в соотношении 50%/50%.

На этапе III процесс планирования отбора в целом соответствует этапу II. Продолжается планомерный отбор большого количества проб с эталонных и смесевых скважин для актуализации делимости УВС залежей различных пластов, типизации внутри отдельных залежей и геохимического разделения добычи.

Объем опробования составляет 100% фонда с совместной эксплуатацией ежегодно. Доля эталонных/смесевых скважин уменьшается до 30%/70% за счет результатов, полученных на предыдущих этапах.

Если на участке отсутствуют скважины-эталонны или их менее 3-х по каждой из рассматриваемых залежей или есть сомнения в привязке отдельных залежей, то необходимо осуществить отбор глубинных проб из каждой залежи на скважине, добычу которой необходимо разделить, при помощи специальных глубинных пробоотборников (MDT).

Сокращение опробования по эталонным скважинам является прямым результатом процесса типизации внутри отдельных залежей, т.е. фрагментации их на участки меньшего размера, внутри которых вариация состава УВС минимальна. По результатам типизации внутри этих участков в качестве скважин-эталонных можно брать скважины, примерно соответствующие центрам статических кластеров, выделенных различными методами, например МГК.

На этапах II и III формируются большие зависимые выборки образцов, т.е. в рассмотрении появляются скважины с неоднократным опробованием, что позволяет дополнительно оценивать степень изменчивости характеристик УВС во времени.

3.2. ПОДГОТОВКА И ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОБ

3.2.1. ПОДГОТОВКА ПРОБ

Подготовка проб для геохимических исследований включает следующие операции:

- отбор проб;
- транспортировка и прием проб;
- пробоподготовка.

Для реализации методики необходимо обеспечить **кондиционность** используемых проб УВС. Для этого необходимо обеспечить сохранность пробы (проба должна быть представительной) и её однозначную привязку к скважине и пласту (соблюдение

требований к условиям отбора, транспортировки, хранения и т.д.), а также верно выбрать момент отбора пробы (скважина работает на стационарном режиме, не подвергалась операциям по химизации перед отбором пробы и др.).

Для обеспечения кондиционности проб также необходимо сохранять единообразие условий пробоподготовки как эталонных проб, так и смесевых проб.

Рекомендуется проводить отбор проб, их транспортировку, приём и пробоподготовку в соответствии с требованиями, приведёнными в Приложении В к настоящей методике для каждого типа УВС. Представленные в Приложении В требования и условия проведения этих процессов обеспечивают сохранение характеристик УВС каждой пробы для обеспечения достоверности получаемых результатов и их анализа.

3.2.2. ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОБ

Комплекс геохимических исследований может включать параметры вещественного, группового, компонентного, молекулярного, биомаркерного, микроэлементного, изотопного состава и др. Спектр проводимых исследований зависит от конкретных задач и технических возможностей лаборатории, выполняющей исследования [2]. Геохимические исследования состава УВС совместно с применением математических методов обработки получаемых данных обеспечивают разделение добычи УВС по залежам в скважинах с совместной выработкой запасов нескольких залежей.

Геохимические исследования УВС согласно настоящей методике включают:

1) для нефти:

- групповой анализ с количественным определением и выделением групп и фракций УВ – насыщенной, ароматической, смол и асфальтенов [3, 4];
- элементный и микроэлементный анализ [5, 6];
- газохроматографический анализ (ГХ), совмещенный с масс-спектрометрическим (ГХ-МС), пламенно-ионизационным детектором (ГХ-ПИД) или пламенно-фотометрическим датчиком (ГХ-ПФД);

2) для газа:

- изотопный анализ;
- газохроматографический анализ.

Проведение геохимических исследований для перехода на следующую стадию может осуществляться двумя путями:

1) анализ проб всеми имеющимися и подходящими методами геохимических исследований с последующим анализом и обработкой результатов в соответствии с рекомендациями, данными для каждого из методов в разделах 3.2.3 и 3.3 настоящей методики;

2) предварительное определение метода геохимических исследований по геологическим характеристикам пластов (Приложение Г), анализ проб УВС этими методами с последующим анализом и обработкой результатов в соответствии с рекомендациями, данными для каждого из методов в разделах 3.2.3 и 3.3 настоящей методики.

Результатом геохимических исследований является получение определенного количества параметров, описывающих состав УВС каждой пробы, которые обрабатываются для использования на следующей стадии.

Каждый метод позволяет определить от единиц до сотен параметров (в частности, ГХ-МС), характеризующих состав УВС. Данные, полученные любым из методов, комплексно используют для определения статистических отличий между эталонными пробами залежей и для количественного определения доли каждой залежи в смеси. В дальнейшем используется тот метод геохимических исследований, который обеспечивает определение статистических отличий между УВС разных залежей.

В случае если несколько методов исследования обеспечивают делимость эталонов (статистические отличия), для выбора метода анализа и соответствующего оборудования могут использоваться критерии:

- достаточность обеспечиваемой точности делимости/наибольшая точность делимости;
- возможность использования того или иного метода исследования в конкретной химико-аналитической лаборатории;
- стоимость лабораторного комплекса и трудоёмкость выполнения анализов.

Метод геохимических исследований для УВС, для которых может быть использовано больше 2 методов, выбирают на этапе I внедрения методики. На этапах II и III внедрения методики используется выбранный на этапе I метод геохимических исследований.

3.2.3. ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

После проведения геохимических исследований проб проводят обработку полученных данных, которые на стадии 3 используются для определения и подтверждения наличия статистических отличий между составами УВС разных залежей. В зависимости от количества определяемых параметров и, соответственно, от сложности дальнейшего анализа полученных данных – используют различные подходы к обработке данных.

Для обработки результатов с менее чем 4 определяемыми параметрами (например, микроэлементный и изотопный анализ) рассчитывают среднеквадратичное отклонение

(СКО) и доверительный интервал значений для каждого полученного параметра. В случае определения более 4 параметров возможно применение методов многомерной статистики – метода главных компонент и теста Хотеллинга.

Для анализа хроматографических данных обработка, которая включает разметку и векторизацию, является важным этапом, влияющим на достоверность интерпретации полученных данных. Это связано с тем, что при наличии большого количества данных – выявление статистических отличий требует большей точности. Для определения наличия статистических отличий между УВС разных залежей и для дальнейшего количественного определения доли УВС каждой залежи в смеси используются все полученные хроматографические данные комплексно, без выделения отдельных маркерных соединений.

Хроматограммы являются результатом регистрации зависимости аналитического сигнала детектора хроматографа от времени. В графическом виде они визуализируют отклик детектора на вещество и представляют собой последовательность пиков различной высоты и площади. Время удерживания для каждого пика, в общем случае, является качественной характеристикой и позволяет идентифицировать некоторые компоненты. Количественный анализ проводят, основываясь на данных о высотах и площадях пиков. Для упрощения обработки хроматограмм с учётом специфики проводимых работ возможно допущение о том, что высота пика также пропорциональна содержанию компонента. Это допущение создаёт некоторую допустимую с учётом стоящих задач погрешность, при этом многократно снижает трудозатраты по определению вклада каждого пласта в добычу УВС отдельной скважины.

Процесс обработки хроматограмм состоит из следующих основных этапов:

- заполнение регистрационно-учётных данных хроматограмм;
- выбор и разметка базовой хроматограммы;
- разметка общего набора хроматограмм по базовой хроматограмме.

В качестве базовой хроматограммы выбирается наиболее представительный образец, который будет содержать максимальное число различных соединений. Предпочтительно использовать реальную или лабораторную смесь, составленную из всего набора пластов, присутствующих в реальных образцах.

В процессе разметки хроматограмм настраиваются и контролируются следующие параметры:

- зашумлённость хроматограммы;
- необходимость применения фильтра и степень аппроксимации;
- сглаживание базовой линии;

- минимально выделяемая высота пика;
- коэлюция;
- границы интервала разметки.

В различном программном обеспечении (ПО), которое используется для отображения, обработки и анализа хроматограмм, представлены разные функции, позволяющие проводить предварительную обработку хроматограмм, в связи с чем рекомендуется применять единый граф обработки для всех хроматограмм, которые используются в рамках применения данной методики, что позволяет повысить точность получаемых данных при интерпретации результатов.

Полученные хроматограммы могут быть зашумлёнными. Зашумлённой называется хроматограмма, на которой присутствуют избыточный шум или нежелательные сигналы на фоне основных пиков (рисунок 1). Для качественной интерпретации данных такого типа необходимо применение дополнительных фильтров.

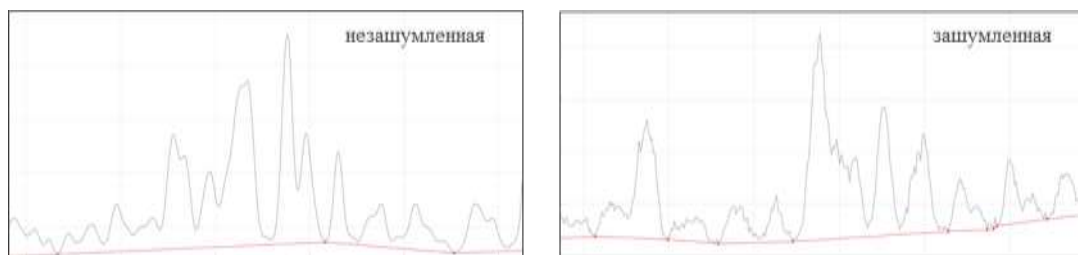


Рисунок 1 - Примеры незашумлённой и зашумлённой хроматограмм.

Применение дополнительных фильтров для зашумлённых хроматограмм позволяет удалить случайные шумы, сохраняя при этом форму исходных пиков на хроматограмме (рисунок 2). Чем больше значение регулирующего параметра степени аппроксимации, тем меньше точек хроматограммы отбрасывается при осуществлении аппроксимации хроматограммы и тем меньше пиков будет детектировано на участке базовой линии.

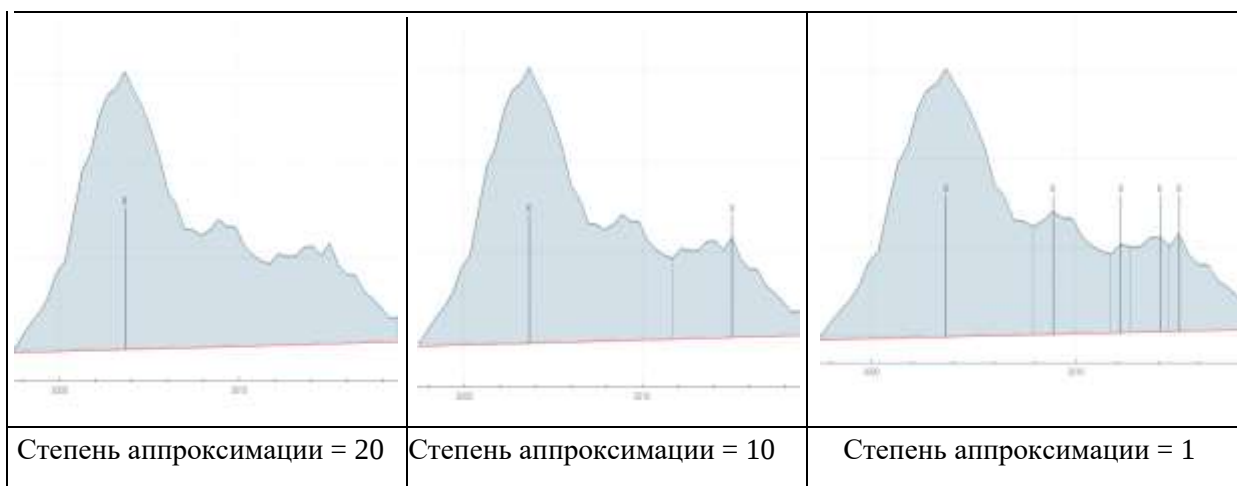


Рисунок 2 - Зависимость числа пиков на участке от степени аппроксимации.

Базовая линия представляет собой функцию, ограничивающую исходную хроматограмму снизу, алгоритм построения которой контролируется уровнем сглаживания базовой линии (рисунок 3). Для разных хроматограмм это значение не является одинаковым.

Минимальная высота пика. Под высотой пика подразумевается максимальное отклонение сигнала детектора в вершине от базовой линии. Высота детектируемых пиков не меньше заданной минимальной высоты пиков (рисунок 4).

Регулировка параметра коэлюции позволяет контролировать количество выделяемых пиков на участке хроматограммы, в котором локальные минимумы хроматограммы находятся выше уровня базовой линии и выделение границ пиков не однозначно (рисунок 5).

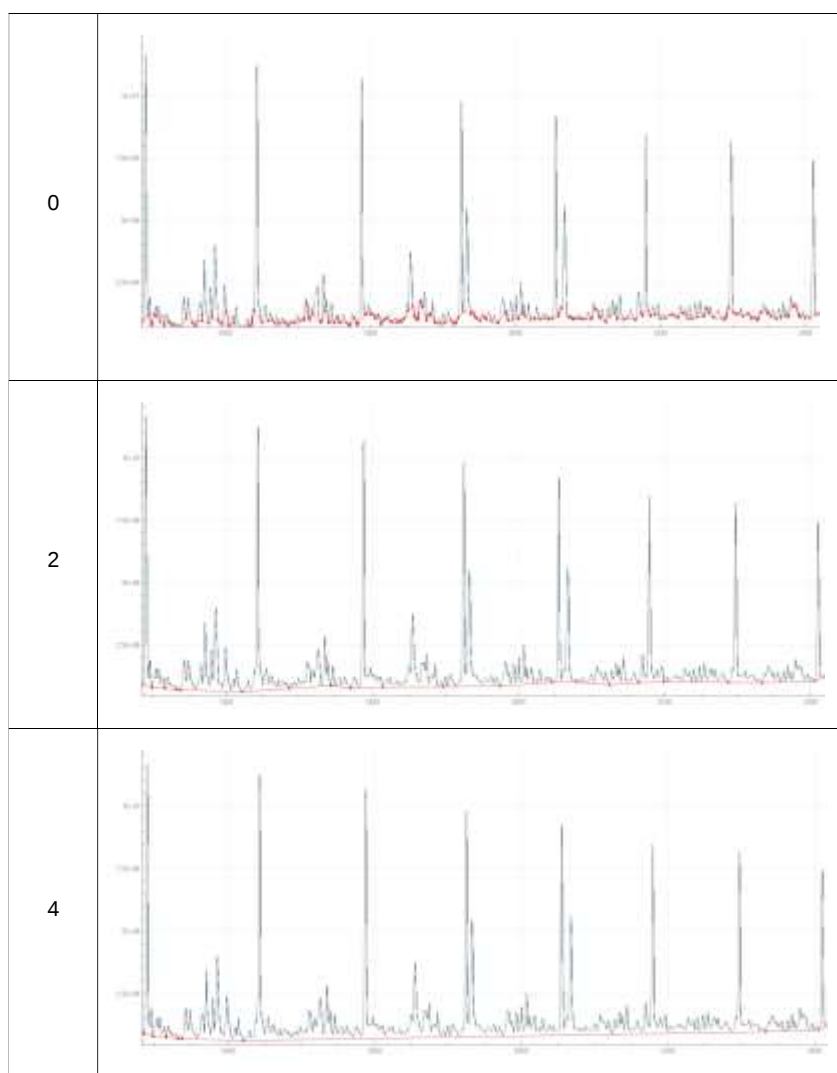


Рисунок 3 - Форма базовой линии в зависимости от уровня сглаживания.

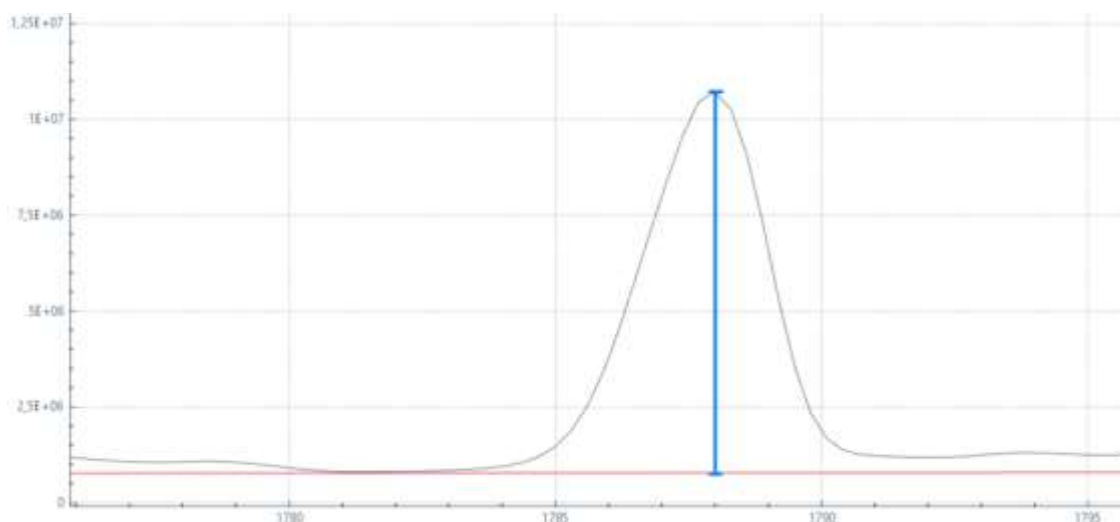


Рисунок 4 - Высота пика.

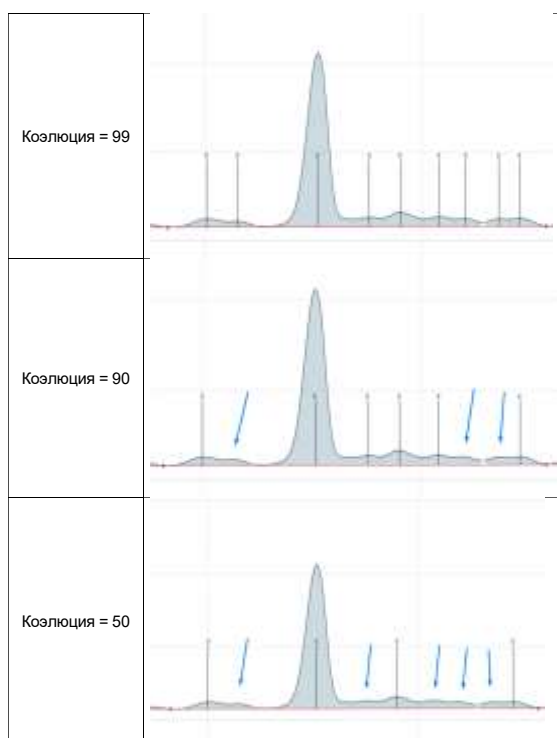


Рисунок 5 - Зависимость числа пиков от величины коэлюции.

После процедур предварительной обработки хроматограмм выполняется процесс разметки отдельных пиков. Количество пиков и их представительность для последующей обработки зависит от метода ГХ анализа, марки и конфигурации прибора, настроек анализа. В общем случае для разметки наиболее предпочтительно использовать простые пики гауссовой или ассиметричной формы с основанием на базовой линии; также могут быть использованы смежные неразделенные пики; пики наездники и зашкаленные пики не используются.

Если сравнивать отдельные хроматограммы друг с другом, то можно увидеть, что все хроматограммы имеют близкий набор пиков (то есть пики выходят примерно в один и

тот же момент времени), что связано с тем, что пробы УВ по своему химическому составу похожи друг на друга. При этом пики разных хроматограмм выходят не идеально в один и тот же момент времени, а с небольшими задержками или опережениями. Одной из задач интерпретации является сопоставление пиков друг другу и присвоение одним и тем же пикам разных хроматограмм одного и того же идентификационного номера. В практике хроматографических исследований этот идентификационный номер получил название индекса Ковача.

Присвоение индекса Ковача осуществляется последовательно для каждого пика слева направо (рисунок 6).

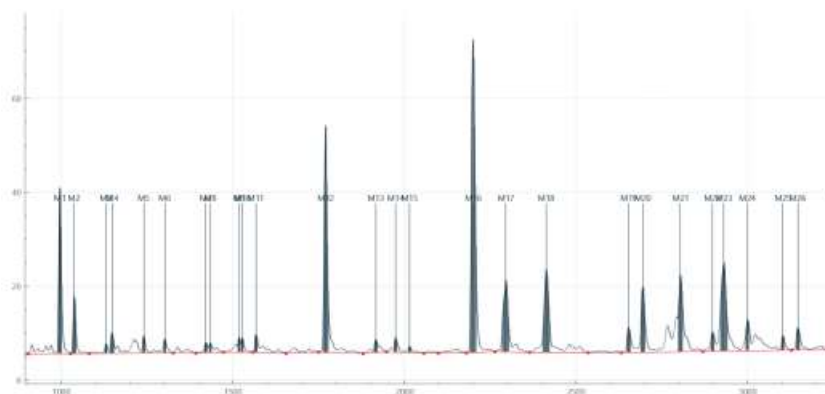


Рисунок 6 - Подходы к разметке хроматограмм.

Итогом процесса разметки хроматограмм является формирование таблиц данных (матриц высот/площадей, матриц соотношений высот).

Пример размеченного участка 2-х разных хроматограмм представлен на рисунке 7.

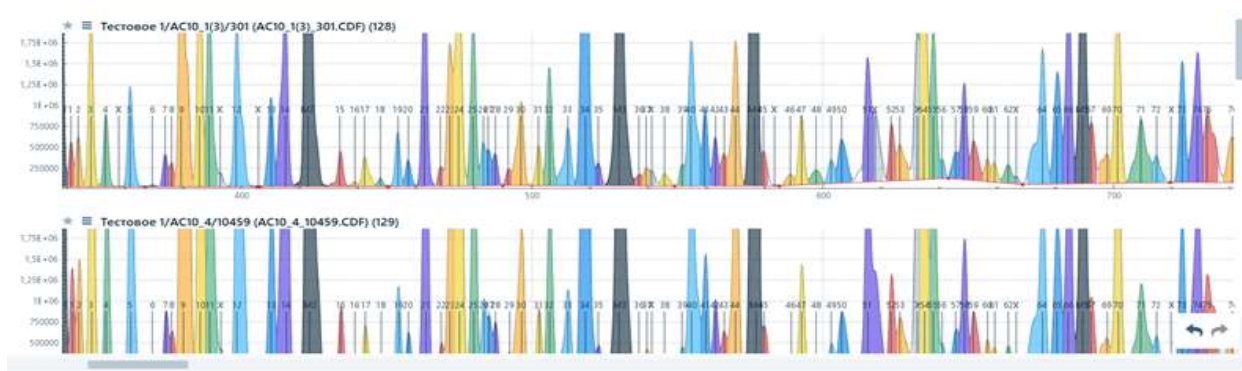


Рисунок 7 - Пример размеченного участка двух разных хроматограмм.

В основу дальнейшего математического анализа хроматографических данных могут быть положены как площади пиков, так и их высоты: оба параметра могут иметь линейную зависимость от концентрации соответствующих компонентов.

Использование площадей пиков позволяет точно определить концентрацию компонента **в случае однозначной идентификации** границ пиков, однако это не всегда достижимо, так как само хроматографическое разделение, количественно описываемое

коэффициентом разделения (R) через времена удерживания компонентов (t) и ширину их пиков (b) связано с физическими характеристиками хроматографической колонки (числом теоретических тарелок и коэффициентами распределения компонентов между неподвижной и подвижной фазой).

$$R = (t_2 - t_1) / (b_2 + b_1)$$

Более простыми критериями разделения по ГОСТ 17567-81 [7] являются степень полноты разделения (Ψ) и наложение (N) по ГОСТ 31371.7-2020 [7]:

$$\Psi = (h_2 - h_{\min}) / h_2$$

$$N = h_{\min} / h_2$$

h_2 – величина меньшего в паре пика, $h_{\min}$ – величина минимума хроматографического сигнала между пиками.

По [7] допустимым является $N=1/3$. Если же рассмотреть межалкановые пики, то для них зачастую наложение пиков превышает критическое значение (рисунок 8).



Рисунок 8 - Наложение межалкановых пиков.

При таком разделении однозначное определение площади каждого пика затруднено и значения высот пиков становятся предпочтительными параметрами количественной идентификации.

Этот вывод был подтвержден сравнительным экспериментом. Хроматограммы градуировочного набора для ПЛС-модели, полученные с применением масс-детектора были размечены двумя методами (рисунки 9-10).

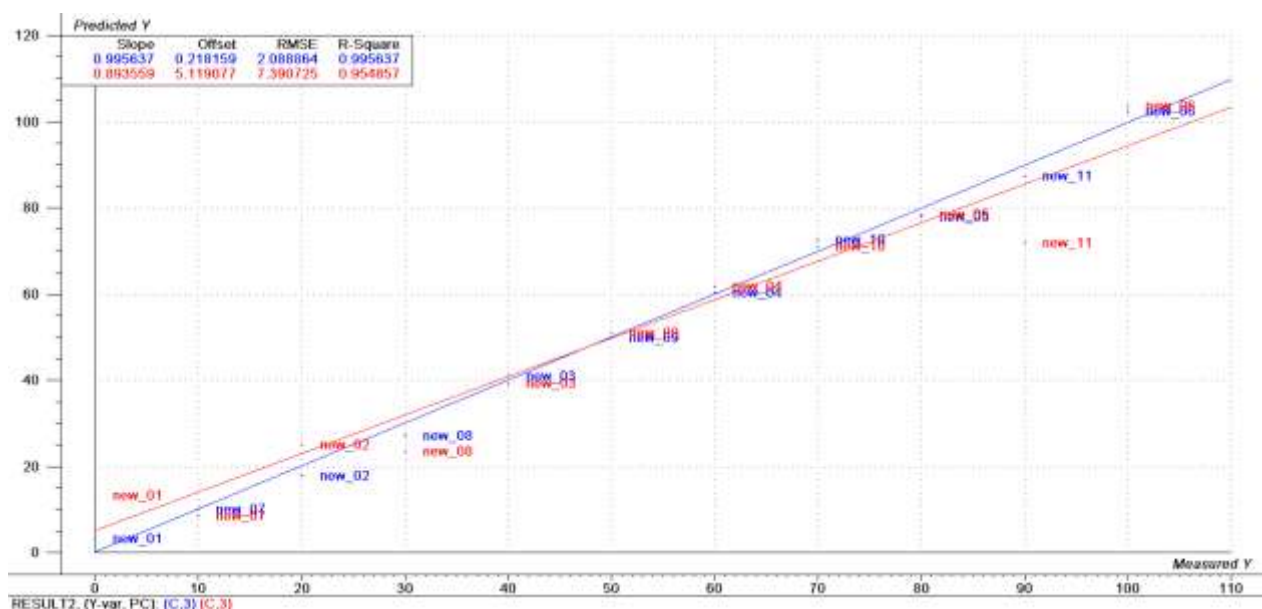


Рисунок 9 - Модель ПЛС построенная на высотах пиков.

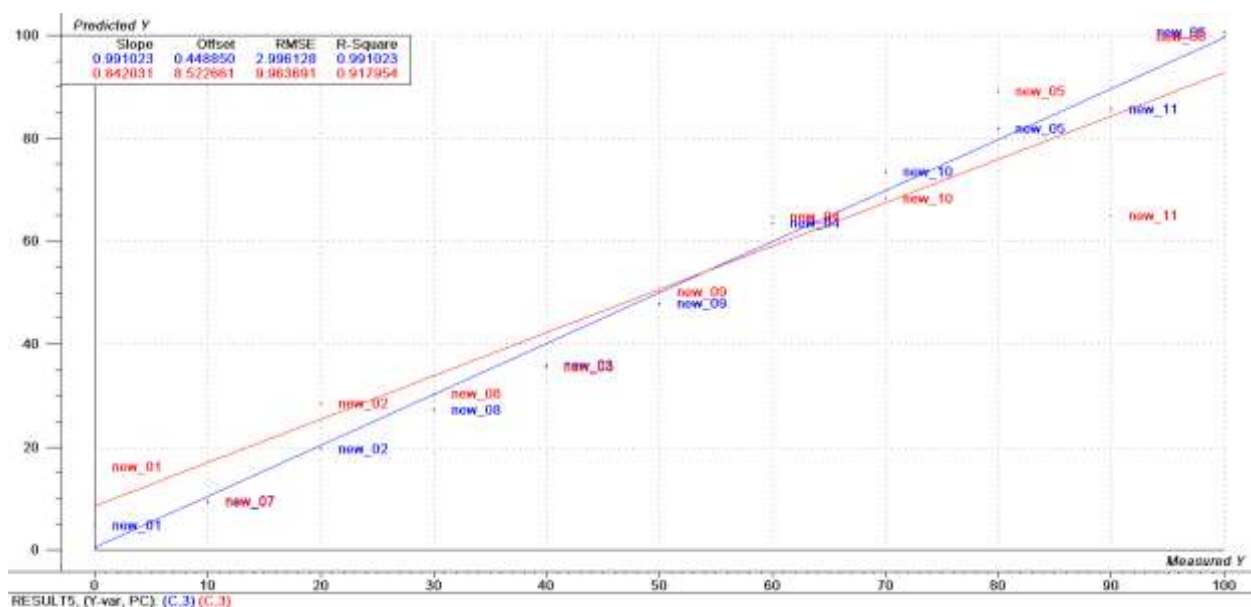


Рисунок 10 - Модель ПЛС построенная на площадях пиков.

В результате модель, построенная на площадях, имела большее СКО и меньшую корреляцию (9.96/7.39 и 0.918/0.954 соответственно), что указывает на больший вклад ошибки разметки при использовании значений площадей пиков по сравнению с использованием значений высот пиков.

Из этого следует, что предпочтительным методом разметки хроматограмм, полученных при помощи ГХ-МС, является определение высот пиков, однако в случае высокого качества хроматографического разделения компонентов не исключается применение в этих целях площадей пиков.

Итогом процесса разметки хроматограмм является формирование таблиц данных, в которых хроматограммы преобразуются в векторную форму (рисунок 11), где каждая

проба УВ представлена вектором – строкой с набором значений, характеризующих высоты всех выделенных пиков хроматограмм.

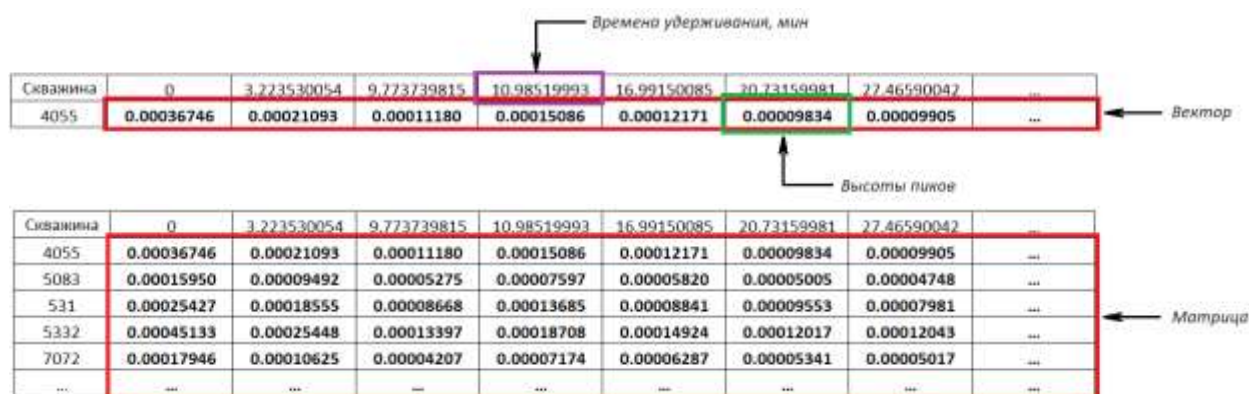


Рисунок 11 - Вектор-хроматограмма и матрица исходных данных.

В результате сведения векторов в общую таблицу формируется матрица, в которой каждая отдельная строка представляет собой хроматограмму отдельной пробы, а каждый отдельный столбец характеризует признак – высоты или площади пиков с определённым временем удерживания на хроматограмме.

Полученный массив данных (матрица X), пример которого представлен на рисунке 12, используется в качестве исходной информации для всех последующих расчётов и разделения добычи УВС по залежам в скважинах с совместной выработкой запасов.

Признаки (высоты пиков на разных временах удерживания)

Скважина	0	3.223530054	9.773739815	10.98519993	16.99150085	20.73159981	27.46590042	...
4055	0.00036746	0.00021093	0.00011180	0.00015086	0.00012171	0.00009834	0.00009905	...
5083	0.00015950	0.00009492	0.00005275	0.00007597	0.00005820	0.00005005	0.00004748	...
531	0.00025427	0.00018555	0.00008668	0.00013685	0.00008841	0.00009553	0.00007981	...
5332	0.00045133	0.00025448	0.00013397	0.00018708	0.00014924	0.00012017	0.00012043	...
7072	0.00017946	0.00010625	0.00004207	0.00007174	0.00006287	0.00005341	0.00005017	...

Образцы нефти

Рисунок 12 - Матрица исходных данных X.

3.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТАТИСТИЧЕСКИХ ОТЛИЧИЙ МЕЖДУ СОСТАВАМИ УВС КАЖДОЙ ИЗ ЗАЛЕЖЕЙ

На данной стадии выполняется оценка степени схожести/различий составов УВС разных залежей и внутри отдельных залежей, на которой основан процесс численного расчета вклада каждой из залежей в добычу УВС при совместной разработке нескольких объектов.

Результатом данной стадии является:

- подтверждение наличия статистических отличий между составами УВС каждой залежи,
- выбор/подтверждение метода исследования проб, который обеспечивает наличие статистических отличий между составами УВС каждой залежи;

- выбор проб-эталонов каждой залежи для количественного определения доли УВС каждой залежи в смеси, получаемой из совместно добывающей скважины (используются в геохимической модели).

Для этого проводят работу с пробами-эталонами залежей (а именно, с результатами геохимических исследований проб-эталонов), которая состоит из двух частей:

- проверка делимости проб-эталонов, отобранных из разных залежей;
- типизация УВС внутри отдельных залежей.

Выбор эталонных проб крайне важен и зачастую требует проведения нескольких итераций. При отсутствии эталонов, обеспечивающих построение устойчивой геохимической модели, необходимо вернуться к предыдущей стадии и осуществить поиск других скважин-эталонов. Если эталонные скважины на участке недр отсутствуют, то необходимо планировать отбор глубинных проб.

3.3.1. ПРОВЕРКА ДЕЛИМОСТИ УВС РАЗНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Проверка наличия статистически достоверных отличий в химическом составе (при использовании методов, позволяющих определить от 4 параметров) УВС эталонных проб, отобранных из различных залежей, выполняется в два шага:

- на первом шаге с помощью МГК проводится визуализация данных матрицы X, содержащей хроматографические данные УВС-эталонов;
- на втором шаге проводится численная статистическая оценка делимости образцов эталонов различных залежей с помощью теста Хотеллинга (для реализации можно использовать известные методы, либо специализированное ПО).

МГК – классический метод анализа многомерных данных. Под многомерностью подразумевается большое количество параметров (высот хроматографических пиков), характеризующих каждую пробу. МГК широко применяется в различных областях науки и техники для визуализации многомерных данных. Метод позволяет представить многомерные данные для каждой пробы в виде точки в двух- или трёхкоординатной системе, заданной новыми переменными – главными компонентами. При этом взаимное расположение точек связано с величинами различных параметров, описывающих эти пробы в исходных хроматографических данных. Точки для проб, имеющих схожий набор параметров (близкий состав) будут располагаться в новых координатах рядом друг с другом. Точки для проб с сильно различающимся составом будут располагаться на удалении друг от друга. Подобные графики с пробами в виде отдельных точек называются графиками счетов МГК. Координатные оси, рассчитанные на основе величин исходных параметров, на этих графиках обозначаются как соответствующие главные компоненты (ГК). Такой подход дает возможность «сжатия» аналитической информации и

представления её в наглядном виде. Подробное описание МГК можно найти в многочисленных литературных источниках, например, в работе [9].

Преимуществом МГК является возможность оценки делимости залежей всего по нескольким пробам (точкам на графике счетов МГК). Как правило, если нефти разных залежей разделимы, это видно по трём точкам – точки, представляющие одну залежь, будут локально сконцентрированы в одном месте графика счетов МГК; точки разных залежей сформируют отдельные облака.

Только визуальной оценки таких различий недостаточно, поэтому численную оценку делимости пластов проводят с помощью статистического теста Хотеллинга. Подробное описание теста Хотеллинга широко представлено в литературе, например, в работе [10].

Тест Хотеллинга является многомерным обобщением критерия Стьюдента и позволяет проверять статистическую гипотезу о равенстве многомерных средних в двух выборках проб. В переложении на задачу анализа УВС тест Хотеллинга позволяет оценить наличие статистически достоверных различий между усреднённым составом УВС из двух и более залежей, оценённым на основе хроматографических данных. Технически тест Хотеллинга работает так же, как и тест Стьюдента для одномерных выборок – сначала рассчитывается тест Хотеллинга (Hot^2), затем он пересчитывается в критерий Фишера (F). Критерий Фишера (F) сравнивается с критическим критерием Фишера ($F_{крит}$), который рассчитывается с учётом параметров выборок и размерности данных.

Если $F \geq F_{крит}$, то имеются статистически достоверные различия в усредненном составе УВС сравниваемых залежей. Если $F < F_{крит}$, то не имеется статистически достоверных различий в усредненном составе УВС сравниваемых залежей.

Если обнаружены статистически достоверные различия в составе УВС, то возможно проведение численной оценки вкладов УВС отдельных залежей в добычу, для образцов УВС из скважин, работающих на две и более залежи. В таком случае выбранный метод исследования обеспечивает наличие статистических отличий между УВС разных залежей и могут быть использованы на стадии определения количественного вклада УВС каждой залежи в смеси УВС всех залежей с использованием выявленных статистических различий (выбранных эталонов).

На рисунке 19 приведен пример использования описанного подхода для оценки делимости УВС двух залежей, приуроченных к разным пластам.

Хроматограммы УВС преобразованы методом главных компонент. В результате преобразования многомерной матрицы X формируется двухмерное графическое представление состава УВС двух пластов в виде графика счетов МГК (рисунок 13).

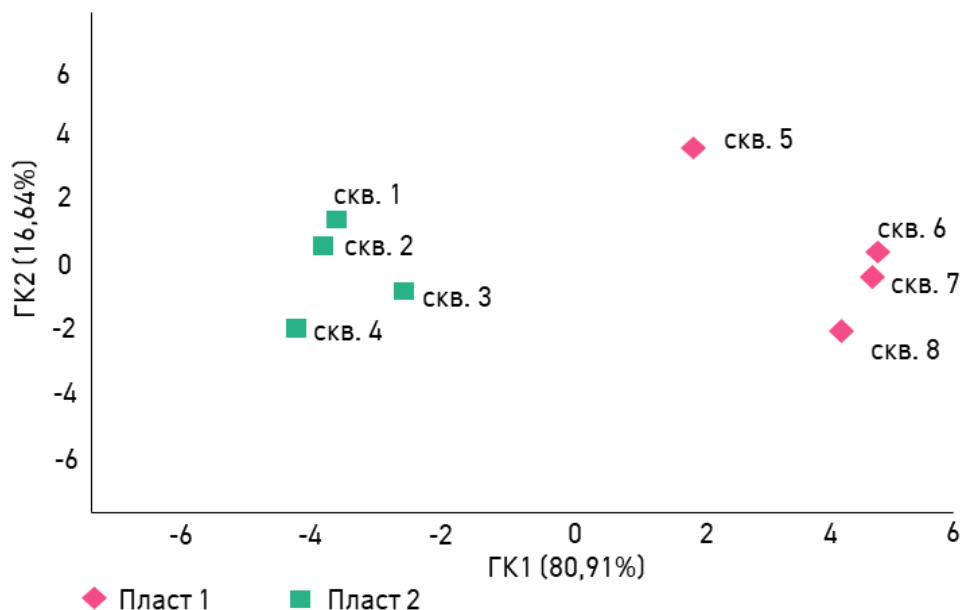


Рисунок 13 - График счетов для случая хорошей делимости УВС залежей разных пластов.

На графике счетов видно две чётко выделяемые группы точек, характеризующих пробы УВС залежей разных пластов, и одна скважина (скважина 5), отстоящая от обеих групп. Это даёт понимание, что УВС разных залежей делимы между собой и вклад УВС отдельных залежей в добычу УВС смешевой скважины может быть вычислен математически. Состав УВС в районе скважины 5 отличается от состава УВС других скважин этого пласта. Таким образом, если смешевая скважина располагается в зоне, близкой к основной группе пласта 1, то в качестве эталона целесообразно выбрать одну из скважин этой группы. Если же смешевая скважина располагается недалеко от скважины 5, то в качестве эталона необходимо выбрать скважину 5.

Рассмотрим другую пару залежей. Хроматограммы УВС также обработаны МГК. На графике счетов для этой пары чётко выделить облака точек не получается. Облака точек, характеризующих пробы УВС разных залежей, перекрывают друг друга (рисунок 14). В такой ситуации можно сделать вывод об отсутствии возможности разделить УВС.

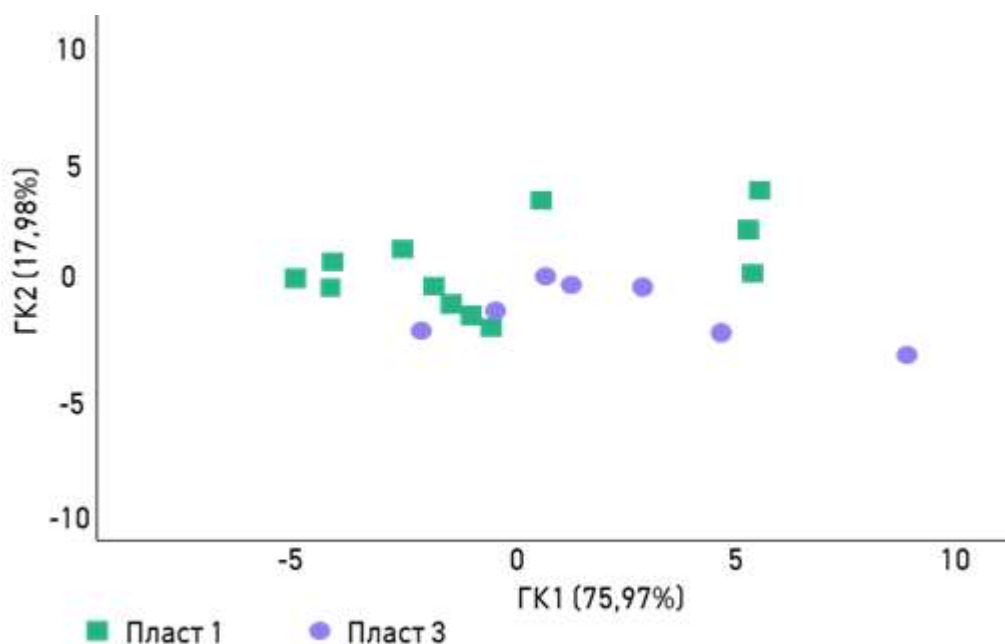


Рисунок 14 - График счетов для случая плохой делимости УВС разных залежей.

Это может быть обосновано широкой дисперсией свойств УВС внутри разных залежей и недостаточной степенью различий свойств УВС между разными залежами. Как правило, такая ситуация возникает в том случае, если залежи очень близки по глубинным отметкам или если пласты обладают сложным геологическим строением, характеризующимся частым переслаиванием литологических разностей, вычленениями продуктивных пропластков, нарушением сплошности и герметичности покрышек и так далее.

В случае отсутствия делимости УВС различных залежей необходимо уменьшить рассматриваемый участок недр. При этом количество эталонов снижается и общая дисперсия состава УВС внутри разных залежей также уменьшается. В большинстве случаев это приводит к разделению УВС разных залежей. На графике счетов МГК при этом формируются непересекающиеся облака точек, а тест Хотеллинга на уменьшенной выборке показывает делимость УВС залежей. Всю дальнейшую работу по геохимической интерпретации ведут на уменьшенной выборке. Уменьшение выборки может осуществляться итерационно с постепенным уменьшением размера рассматриваемого участка недр. Уменьшать выборку можно до 3 эталонов для каждой залежи, соответствующие скважины-эталон которых находятся на наименьшем друг к другу географическом расстоянии в локальной зоне. Принимать решение по 1 эталону не допускается.

На рисунке 15 представлен фрагмент карты расположения скважин-эталон залежей двух пластов (выделен синим) и локализованный участок (выделен зелёным). На

рисунках 16 и 17 представлены соответствующие им модели МГК (МГК модель 1 – для фрагмента, выделенного синим, МГК модель 2 – для фрагмента, выделенного зелёным).

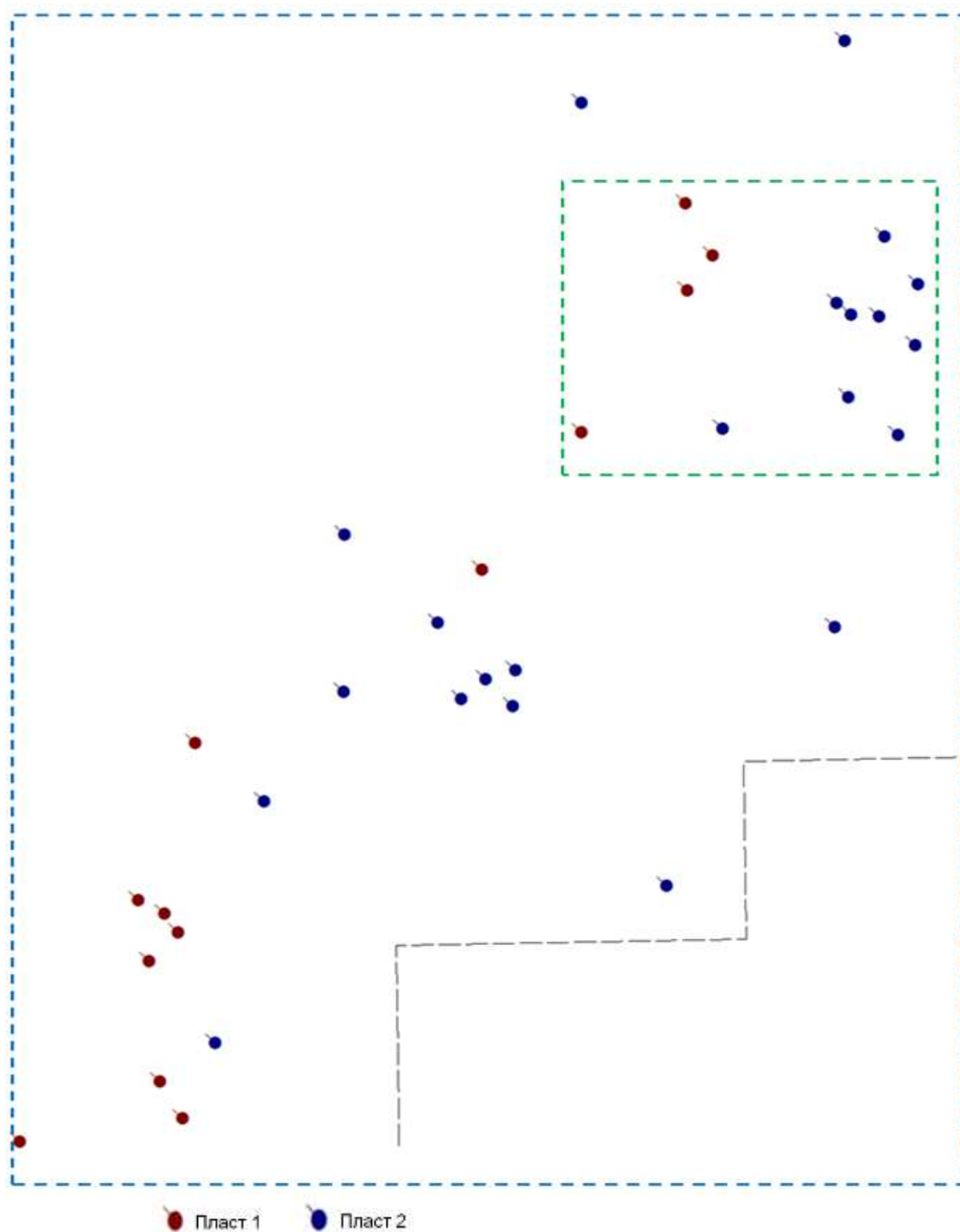


Рисунок 15 - Фрагмент карты расположения скважин эталонов залежей двух пластов.

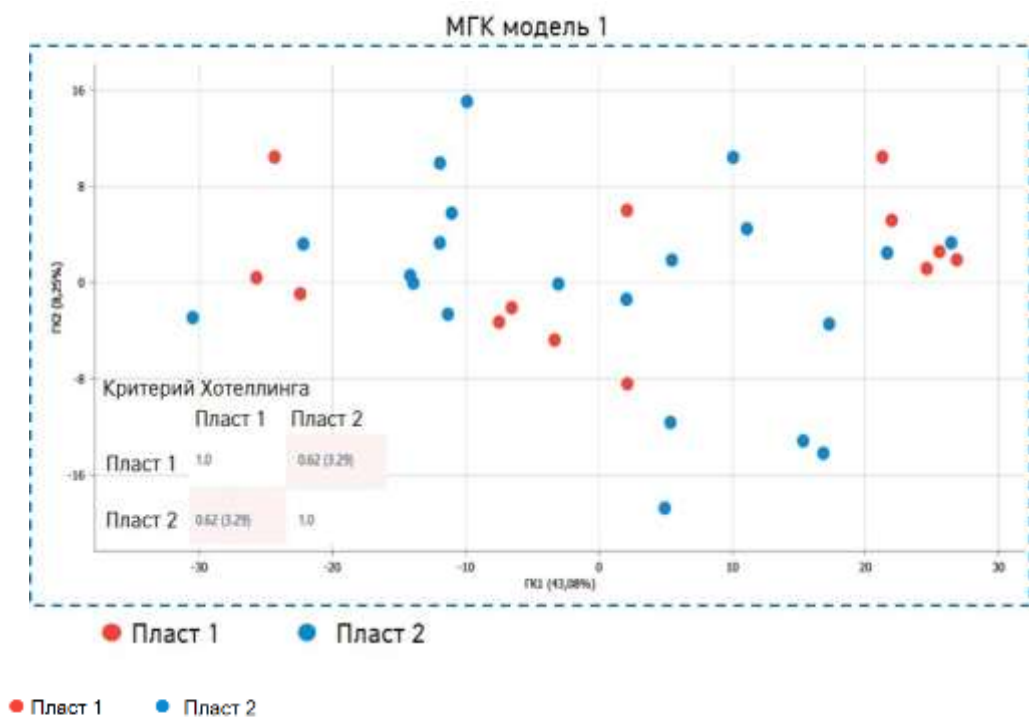


Рисунок 16 - МГК модель 1.

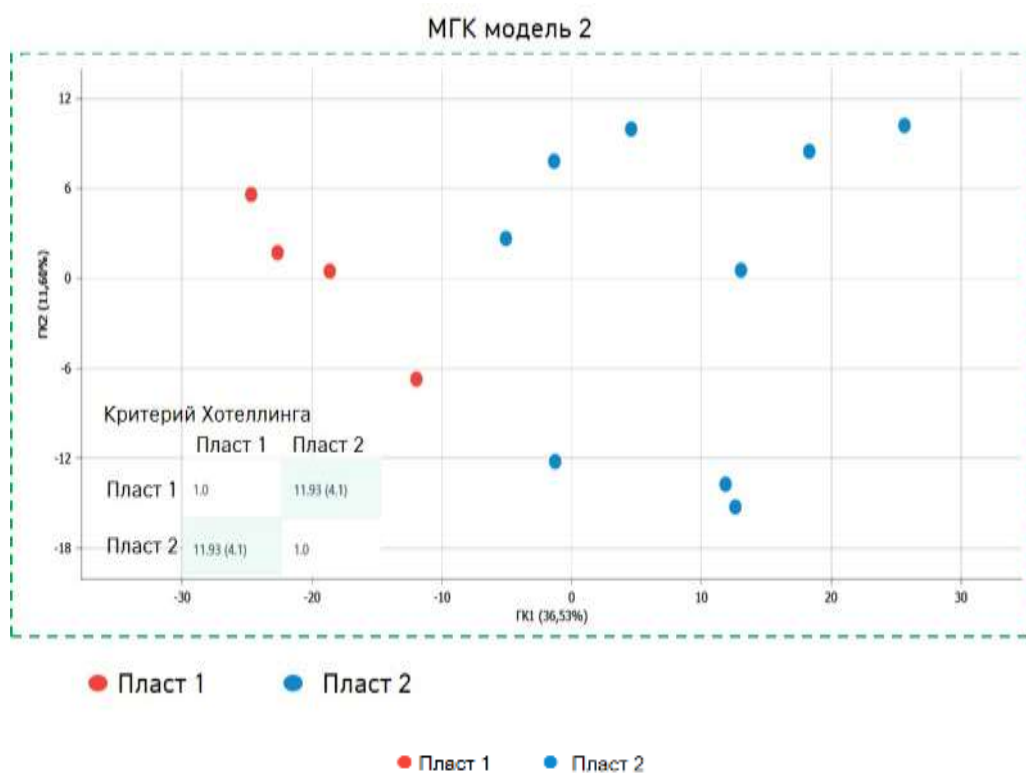


Рисунок 17 - МГК модель 2.

Как видно из представленных рисунков, уменьшение рассматриваемого участка приводит к разделению эталонов УВС разных залежей друг относительно друга. Таким образом, для обеспечения разделения добычи и количественного определения вклада УВС каждой залежи в смесь УВС нескольких залежей необходимо выбирать эталоны залежей,

для которых обеспечивается делимость. В случае если локализация участка недр не приводит к разделению УВС разных залежей, расчёт вклада каждой залежи в общую добычу невозможен с использованием выбранного метода геохимических исследований (или выбранного лабораторного оборудования). Рекомендуется рассмотреть использование другого метода (оборудования).

Дополнительным инструментом оценки и подтверждения возможности количественного расчета доли УВС каждой залежи в смесях является приготовление искусственных смесей различного состава с использованием УВС эталонных проб и построение моделей проекции на латентные структуры (ПЛС) (подробно механика построения моделей ПЛС раскрыта в разделе 3.4.2.2 настоящей методики).

3.3.2. ТИПИЗАЦИЯ УВС

Состав углеводородов внутри одной залежи не являются абсолютно одинаковыми. Как правило, свойства УВС варьируются в зависимости от массы факторов – распределения фильтрационно-емкостных свойств внутри коллектора, распространения зон вычленений коллектора, разделения пласта-коллектора на отдельные залежи с собственными контурами нефтегазоносности, наличия газовой шапки, близости к ВНК, наличие биodeградационных процессов и так далее. Изучение изменчивости (дисперсии) свойств УВС позволяет значительно повысить качество определения вклада отдельных залежей в общую добычу, снизить величину ошибки. Кроме того, изучение дисперсии свойств/состава УВС позволяет уточнить геологическое строение залежей, а комплексирование с другими методами исследований позволяет снять значительные неопределённости при построении геологической модели.

В нормальной ситуации свойства УВС внутри одной залежи близки. Если появляются отдельные локальные участки залежи со значительно отличающимся составом или свойствами УВС, это может указывать на ухудшенную гидродинамическую связь участка с другими областями коллектора и может свидетельствовать, например, о наличии барьеров внутри коллектора или вычленении отдельных пропластков. Чем ниже проницаемость внутри пласта, тем выше дисперсия свойств УВС в этом пласте.

Также нормальной ситуацией является изменение свойств УВС по простиранию пласта между разными залежами. И, таким образом, УВС из разных, географически удалённых зон пласта, будут иметь разные свойства, а УВС близких участков – одинаковые. Изменение свойств/составов УВС на коротком расстоянии может свидетельствовать о переходе одной фациальной зоны в другую, наличии барьеров или вычленении продуктивных толщ. Понять это возможно при комплексировании множества источников геологической информации, и по совокупности факторов делать обобщения о

причинах латеральной изменчивости свойств УВС. Такой анализ в резервуарной геохимии получил название «Типизация УВС», так как преследует целью выделить различия в составе УВС между разными залежами пласта и оценить вариацию состава УВС внутри отдельных залежей для построения качественных геохимических моделей.

Типизация УВС внутри коллектора для деления добычи по залежам выполняется с целью выбора эталонов, максимально полно представляющих соответствующую залежь в смесевой скважине.

Для типизации УВС подготавливается матрица исходных данных X, состоящая из данных исследований (например, вектор-хроматограмм) УВС только одной залежи. Далее выполняется обработка данных МГК и интерпретация по графикам счетов МГК, после чего проводится кластеризация проб-эталонов на основании схожести или различий их составов. Выделенные кластеры переносятся на карту и таким образом локализуются отдельные зоны с близким составом или свойствами УВС (рисунок 18).

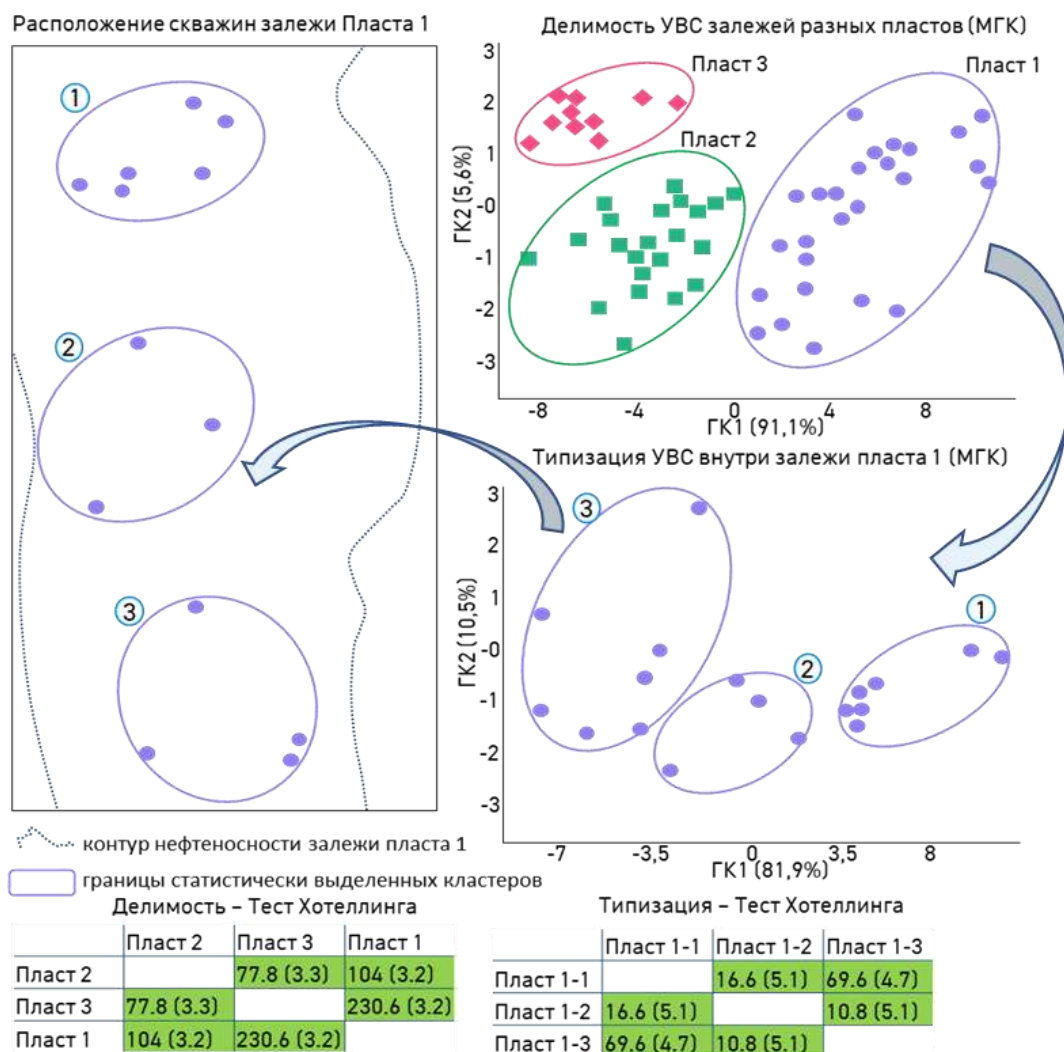


Рисунок 18 - Пример процесса типизации УВС внутри залежи (Пласт 1).

Таким образом, для расчёта долей добычи УВС для разных смесевых скважин выбираются разные эталоны. По каждой залежи выбирается ближайший к рассматриваемой смесевой скважине эталон с учётом результатов типизации и геологической обстановки.

3.3.3. ПОСТРОЕНИЕ ГЕОХИМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ.

Результатом процессов оценки делимости и типизации УВС является построение геохимических моделей для количественного расчета вклада УВС разных залежей при совместной эксплуатации. Основными элементами геохимической модели являются:

- вектор-хроматограммы для проб со смесевых скважин, для которых требуется провести расчет;
- вектор-хроматограммы для проб с эталонных скважин, используемых для расчета.

В процессе эксплуатации геохимические модели могут терять актуальность, что связано с рядом причин:

1. Перевод скважин на новые горизонты (перевод на вышележащий горизонт, перевод на нижележащий горизонт, ремонтно-изоляционные работы (РИР) отдельных пластов), приобщение новых пластов или отдельных пропластков, бурение боковых стволов, что приводит к исключению принятых в модель эталонов или наоборот, к появлению на участке пласта новых скважин-эталонов.
2. Применение методов увеличения нефтеотдачи (МУН), способствующих доотмыву более тяжёлых фракций УВС, что, к примеру, сказывается на химическом составе нефтей.
3. Изменение направлений дренирования УВС при запуске-остановке нагнетательных скважин и, как следствие, изменение химического состава УВС в добывающей скважине, если источником УВС стала зона с другим типом УВС.

Таким образом, при необходимости геохимические модели подлежат актуализации.

В результате проведения данной стадии подтверждают наличие статистических отличий при использовании выбранного метода исследования состава и выбирают эталоны для определения количественного вклада УВС каждой залежи в смеси УВС всех залежей – формируют геохимическую модель.

3.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВЕННОГО ВКЛАДА УВС КАЖДОЙ ЗАЛЕЖИ В СМЕСИ УВС ВСЕХ ЗАЛЕЖЕЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВЫЯВЛЕННЫХ СТАТИСТИЧЕСКИХ РАЗЛИЧИЙ

Для количественного разделения добычи УВС по разным залежам в скважинах с совместной эксплуатацией используют полученные на предыдущей стадии данные (геохимические модели). Инструмент количественного определения доли УВС каждой залежи в смеси УВС нескольких залежей зависит от используемого метода геохимических исследований.

3.4.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДОЛИ УВС С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДАННЫХ О ГРУППОВОМ СОСТАВЕ И РЕЗУЛЬТАТОВ ЭЛЕМЕНТНОГО АНАЛИЗА

В случае исследования группового состава (групповой SARA-анализ с количественным определением и выделением групп и фракций УВ – насыщенной, ароматической, смол и асфальтенов) могут быть использованы два подхода для количественного определения доли УВС разных эталонов в смеси.

В первом подходе может использоваться одномерная линейная регрессия и формирование калибровочных смесей. Например, построение линейной корреляционной зависимости содержания асфальтенов от содержания одного из эталонов в смеси УВС.

Во втором подходе в связи с тем, что количество аналитически определяемых параметров больше 1 также возможно применение алгоритмов множественной линейной регрессии, которые позволяют рассчитывать доли 2 и более эталонов в смесях.

Такие же подходы могут быть использованы для параметров, определяемых с использованием элементного, микроэлементного и изотопного анализов.

3.4.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДОЛИ УВС С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ХРОМАТОГРАФИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Для расчёта вклада УВС каждой залежи в общую добычу смесевой скважины используется набор хроматографических данных для проб из эталонных и смесевых скважин, объединенный в геохимическую модель. Расчёт можно проводить двумя различными известными математическими методами:

- методом многомерного разрешения кривых (МРК) с чередующимися наименьшими квадратами;
- методом ПЛС.

По сравнению с методом МРК подход на основе ПЛС способен давать, как правило, более точные результаты прогноза содержания эталонов, однако для этого требуется проведение анализа большого числа лабораторных смесевых проб для построения калибровочных графиков и создания ПЛС модели.

Из-за высокой трудоёмкости метода ПЛС его использование на практике весьма ограничено и, как правило, сводится к дополнительной проверке погрешности метода МРК, или выполнению исследований на скважинах или участках недр, по которым принимаются инвестиционные решения – проведение ГТМ, забуривание боковых стволов или бурение новых скважин. Для оценки вклада УВС каждой залежи в общую добычу на действующем фонде достаточно проведение МРК-анализа.

3.4.2.1. РАСЧЁТ ВКЛАДА УВС КАЖДОЙ ЗАЛЕЖИ В ДОБЫЧУ МЕТОДОМ МРК

МРК широко используется при решении химических задач и позволяет устанавливать вклад отдельного компонента в смеси. Подробное описание метода и его использование для определения вклада УВС в смеси можно найти, например, в работе [11]. В методе многомерного разрешения кривых проводят итерационное разложение исходных данных на произведение матрицы, содержащей хроматограммы эталонов и матрицы, содержащей вклады каждого из эталонов в конкретную смесь. Так, если в исходную геохимическую модель входили образцы двух эталонов и одной смесевой скважины (для которой необходимо определить вклад каждого из двух эталонов), и для каждого образца была получена оцифрованная хроматограмма с 200 пиками, то размерность матрицы эталонов будет 2×200 параметров (пиков), а размерность матрицы с вкладами – 3 (2 эталона + 1 смесь) строк $\times$ 2 столбца вкладов (вклад пласта А + вклад пласта Б). Для образцов эталонов скважин эти содержания должны быть близки к единице).

Основное уравнение МРК можно представить в виде:

$$X = CS^T + E, \text{ где}$$

X – матрица с исходными хроматографическими данными, то есть исходная геохимическая модель (например, 3 образца $\times$ 200 параметров),

C – матрица концентраций, т.н. концентрационные профили (например, 3 образца $\times$ 2 вклада),

S^T – транспонированная матрица с хроматограммами индивидуальных пластов (например, 2 эталона $\times$ 200 параметров),

E – матрица остатков, все значения которой стремятся к нулю.

Схема, иллюстрирующая реализацию метода МРК, представлена на рисунке 19 (для случая с двумя залежами) и на рисунке 20 (для случая с тремя залежами).



Рисунок 19 - Схема реализации технологии МРК для случая расчёта бинарной смеси.

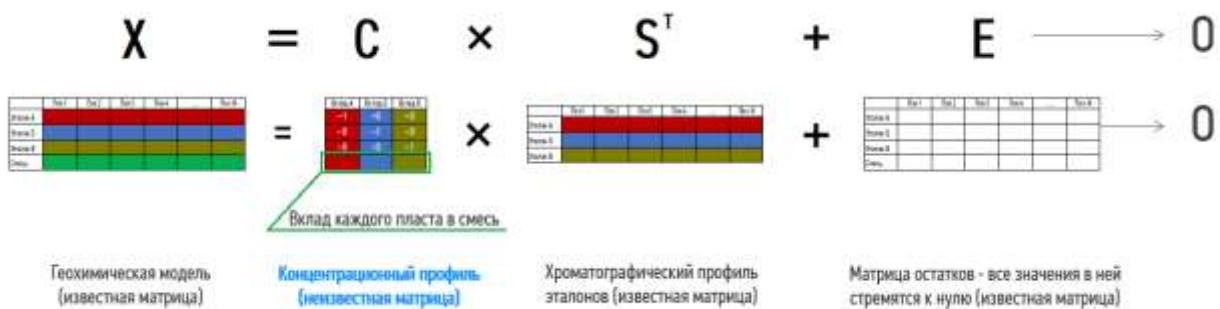


Рисунок 20 - Схема реализации технологии МРК для случая расчёта смеси нефти из трёх залежей.

Во время итерационных приближений в методе МРК к получаемым численным значениям в обеих матрицах C и S могут применяться ограничения, отражающие химические или физические свойства анализируемого объекта. Такими ограничениями могут быть, например, запрет отрицательных вкладов, или запрет отрицательных величин интенсивностей в матрице, содержащей хроматограммы S , наличие только одного максимума в концентрационных (матрица C) или спектральных профилях (унимодалность) и другие подобные условия. Эти ограничения позволяют уменьшить диапазон возможных решений, поскольку для задачи с произведением двух матриц существует целый ряд математически точных решений. Наилучшие решения получаются при наличии априорной информации о количестве нефтей залежей в смеси, наличии информации о содержании отдельных компонентов смеси или о хроматографических профилях. В случае рассматриваемой задачи в качестве априорной информации имеются хроматограммы эталонов залежей (и число эталонов), что существенно сужает круг возможных решений.

Для определения доли эталона в смеси УВС метод МРК может применяться следующим образом:

- хроматографические профили, соответствующие пробам УВС из эталонных скважин рассматриваемых залежей, используют в качестве стандартных (эталонных) образцов и исходной оценки профиля искомого компонента;

– хроматографические профили, соответствующие пробам УВС из скважин с совместной эксплуатацией нескольких залежей с неизвестным соотношением каждой, составляют в этом случае матрицу X;

– так как известно, что моделируемые образцы представляют собой смесь УВС только из определенного числа залежей, то при моделировании накладывается условие закрытости системы (сумма всех компонентов равна единице для каждого из образцов);

— получаемые после процедуры МРК концентрационные профили для каждого из компонентов в матрице С в данном случае можно интерпретировать как относительные процентные содержания УВС из разных залежей в смесях.

Для определения долей добычи нефти из трёх залежей матрица X дополняется хроматографическим профилем третьего эталона (рисунок 21). Размерности матриц С, S^T и E также дополняются информацией по третьему эталону, при этом матрица С покажет вклад каждой из трёх залежей в добычу нефти.

Для необходимости разделения смеси из четырёх залежей матрица X дополняется четвёртым эталоном.



Рисунок 21 - Инструмент внутреннего контроля качества расчёта алгоритма МРК.

В алгоритме МРК есть инструмент внутреннего контроля качества расчёта – в матрице С расчёт должен показать вклад каждой залежи в собственный эталон приблизительно равным единице, вклад других залежей в эталон приблизительно равным нулю, при этом сумма вкладов всех залежей в смесь примерно равна единице. Если рассчитанные вклады отличаются от нормальных значений не более чем на 5%, то созданная геохимическая модель обладает хорошей прогнозной способностью, если отклонения превышают 10%, то модель обладает неудовлетворительной прогнозной способностью и не может использоваться для проведения расчётов. Такая ситуация возникает в том случае, если эталон был выбран неверно, либо в расчёт включены некорректные данные (получение некорректных данных может быть связано с условиями проведения ГХ-анализа, наличием загрязнений или другими лабораторными ошибками),

либо если в добыче присутствует нефть, не описываемая эталонами (например, имеет место заколонный переток УВС из залежи, не участвующей в расчёте).

В источнике [11] подробно раскрыт алгоритм расчёта доли УВС каждой залежи в смеси УВС, полученной из скважины, ведущей совместную добычу из нескольких залежей.

3.4.2.2. РАСЧЁТ ВКЛАДА ДОБЫЧИ УВС МЕТОДОМ ПЛС

ПЛС – метод многомерного регрессионного анализа, который позволяет установить зависимость между изменениями набора параметров хроматограммы пробы (высоты хроматографических пиков) и содержанием эталонов в смеси. Математические детали расчёта ПЛС моделей подробно описаны в литературе [12]. В отличие от МРК, где для проведения оценки нужны только хроматографические данные для эталонных и смесевых скважин, в ПЛС требуется проведение хроматографического анализа ряда дополнительных лабораторных смесевых проб, полученных из эталонных образцов.

Для определения доли эталона в смеси УВС метод ПЛС может применяться следующим образом:

- выполняется хроматографический анализ калибровочного набора смесей с различным соотношением эталонов;
- строится математическая ПЛС модель, позволяющая из параметров хроматограммы спрогнозировать содержание каждого отдельного эталона в смеси;

Формирование лабораторных калибровочных смесей для ПЛС проводят с весовым контролем для жидких УВ и объёмным контролем для газообразных УВ в соответствии со сформированным экспериментальным планом. Для смешения используются пробоподготовленные (в соответствии с требованиями, приведенными в Приложении В) обезвоженные пробы УВС, полученные из скважин-эталонных.

В процессе анализа хроматографических данных калибровочных смесей ПЛС-алгоритм для параметров хроматограммы (в частности, высоты пиков) рассчитывает регрессионные коэффициенты, которые в дальнейшем используются для получения прогнозной величины содержания конкретного эталона в смеси. Регрессионные коэффициенты определяются алгоритмом автоматически и не требуют ручного выбора отдельных маркеров (хроматографических пиков), при этом маркерам, значительно скоррелированным с вкладом соответствующей залежи, присваиваются высокие значения весов (регрессионных коэффициентов), а маркерам, не скоррелированным с вкладом соответствующей залежи в добычу нефти, присваиваются низкие веса. Всё это приводит к тому, что отпадает необходимость в ручном выборе информативных маркеров – в ПЛС модель загружаются полные версии вектор-хроматограммы эталонов, лабораторных

смесей и смесей, добычу которых необходимо разделить. Таким образом достигается универсальность и автоматизация метода с точки зрения проведения расчётов, с другой стороны этот метод предполагает очень большой объём лабораторной работы по хроматографированию большого количества проб нефти (эталонов и их смесей).

В случае если такая ПЛС-модель проходит проверку и показывает удовлетворительную точность прогноза содержания эталона в пробах, которые не использовались при построении модели, её можно применять для расчёта вкладов УВС отдельных залежей в пробах из скважин с совместной разработкой нескольких залежей, состав УВС которых могут быть описаны эталонами в ПЛС модели.

Такой подход может быть успешно применен для случаев двух-, трех- и четырехкомпонентных смесей, однако при этом следует иметь в виду определенное усложнение экспериментального плана. Подходы к формированию экспериментального плана известны, в частности, из источника [13], в котором также подробно раскрыто использование метода ПЛС для определения доли УВС каждой залежи при совместной эксплуатации.

Кроме этого, для расчёта бинарных смесей, калибровочную линию «введено-найденно» строят для УВС одной из залежей, имея в виду, что калибровочная линия по второй залежи представляет собой 1 (100%) минус каждое из значений калибровочной линии по первой залежи (в долях единицы или процентах соответственно). Для расчёта смесей из более чем двух залежей осуществляют построение калибровочных линий для каждой из залежей и далее рассчитывают прогноз вклада по калибровочной линии соответствующей залежи.

3.4.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДОЛИ УВС С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМПОНЕНТНОГО И ИЗОТОПНОГО СОСТАВА ГАЗА

В сравнении с нефтью УВ-газы обладают кратно меньшим количеством параметров, позволяющих охарактеризовать состав и свойства, что может являться проблемой для решения задач делимости газов различных залежей в рамках резервуарной геохимии. Основными инструментами исследования газов являются газохроматографический и изотопный анализ.

В процессе хроматографических исследований изучается компонентный состав газа. Результатом исследований являются хроматограммы, интерпретация которых позволяет получить данные о распределении объемных содержаний (ϕ) в общей сложности около 20 УВ (C_1 - C_7) и неУВ газовых компонент (He , H_2 , N_2 , CO_2).

Кроме того, важным источником информации является изотопный состав углерода и водорода, изучение которого выполняется масс-спектрометрически для газообразных УВ нормального и разветвленного строения ряда C₁-C₅.

При использовании хроматографических данных принимается линейный закон смешения, т.е. в случае бинарной смеси для модели смешения CH₄ из газов Залежь 1 и Залежь 2 имеет место следующее соотношение (которое может быть расширено и для большего количества компонент смеси):

$$\varphi_{\text{CH}_4 (\text{смеси})} = \varphi_{\text{CH}_4 \text{ в Залежь 1}} * \varphi_{\text{Залежь 1 в смеси}} + \varphi_{\text{CH}_4 \text{ в Залежь 2}} * \varphi_{\text{Залежь 2 в смеси}}$$

При использовании данных об изотопном составе нужно иметь в виду нелинейность закона смешения. В этом случае необходимо одновременно учитывать долю газа залежи в смеси, содержания компонента в газах залежи и его изотопный состав. В случае модели смешения метана для бинарной смеси, состоящей из газа Залежь 1 и Залежь 2 может быть использовано следующее соотношения (соотношение также может быть расширено для большего количества компонент смеси):

$$^{13}\delta_{\text{CH}_4 (\text{смеси})} = \frac{\varphi_{\text{Залежь 1 в смеси}} * \varphi_{\text{CH}_4 \text{ в Залежь 1}} * ^{13}\delta_{\text{CH}_4 \text{ в Залежь 1}} + \varphi_{\text{Залежь 2 в смеси}} * \varphi_{\text{CH}_4 \text{ в Залежь 2}} * ^{13}\delta_{\text{CH}_4 \text{ в Залежь 2}}}{\varphi_{\text{Залежь 1 в смеси}} * \varphi_{\text{CH}_4 \text{ в Залежь 1}} + \varphi_{\text{Залежь 2 в смеси}} * \varphi_{\text{CH}_4 \text{ в Залежь 2}}}$$

На рисунке 22 визуализирована математическая модель смешения метана для бинарной смеси, состоящей из газов Залежь 1 ($\varphi_{\text{CH}_4} = 55,2\%$, $^{13}\delta_{\text{CH}_4} = -35,71\text{‰}$) и Залежь 2 ($\varphi_{\text{CH}_4} = 63,5\%$, $^{13}\delta_{\text{CH}_4} = -35,37\text{‰}$), а также измеренный изотопный состав метана для реально смешанных с шагом 20% в лаборатории газовых смесей.

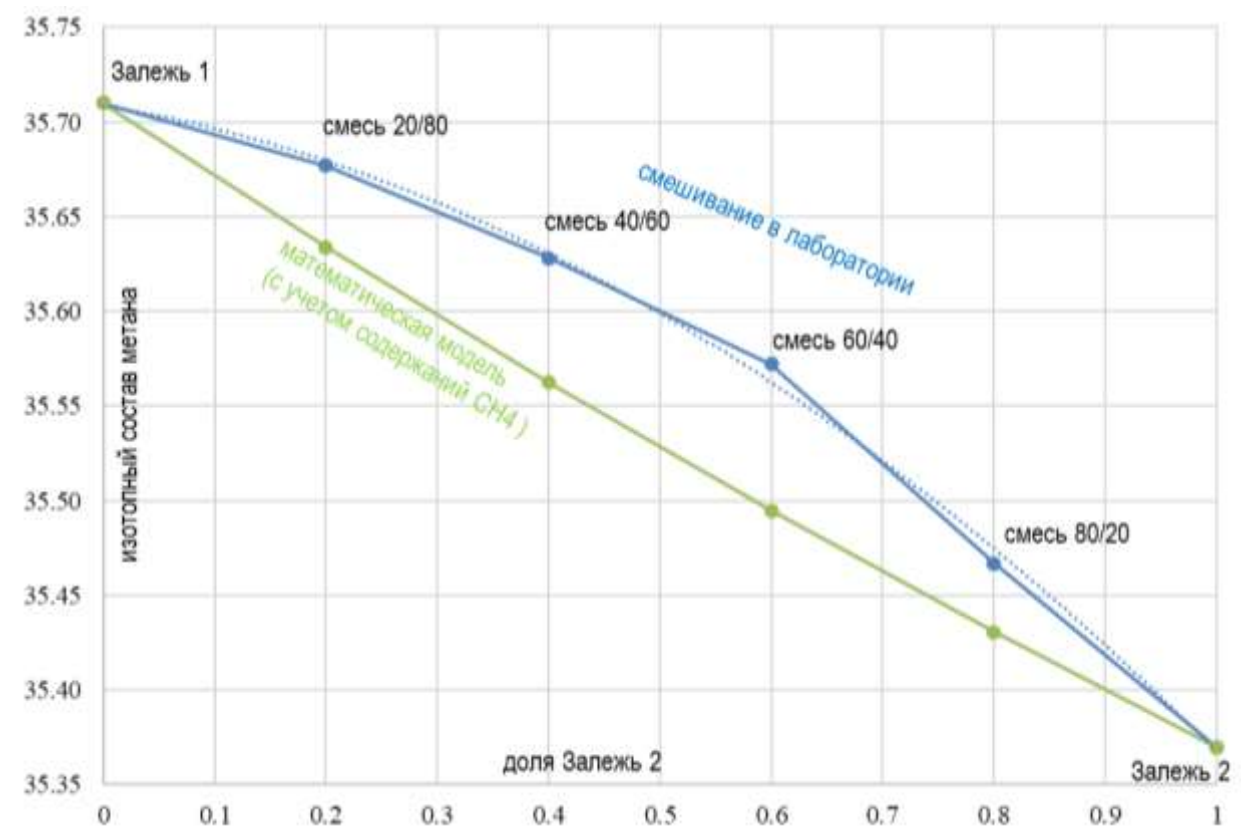


Рисунок 22 - Модель смешения CH_4 из газов Залежь 1 и Залежь 2.

Для численного расчета доли газов разных залежей в случае использования большого количества характеристик можно использовать методы МРК и ПЛС.

В случае небольшого количества данных можно использовать методы одномерной и множественной линейной регрессии, которые работают с исходными данными напрямую без использования пространства скрытых переменных.

Для примера, описанного выше, на рисунках 23-25 приведены результаты одномерной линейной регрессии для изотопного состава углерода ($\text{RMSEC} = 11,8\%$) и водорода метана ($\text{RMSEC} = 8,6\%$), а также множественной линейной регрессии для изотопии углерода и водорода ($\text{RMSEC} = 10,8\%$).

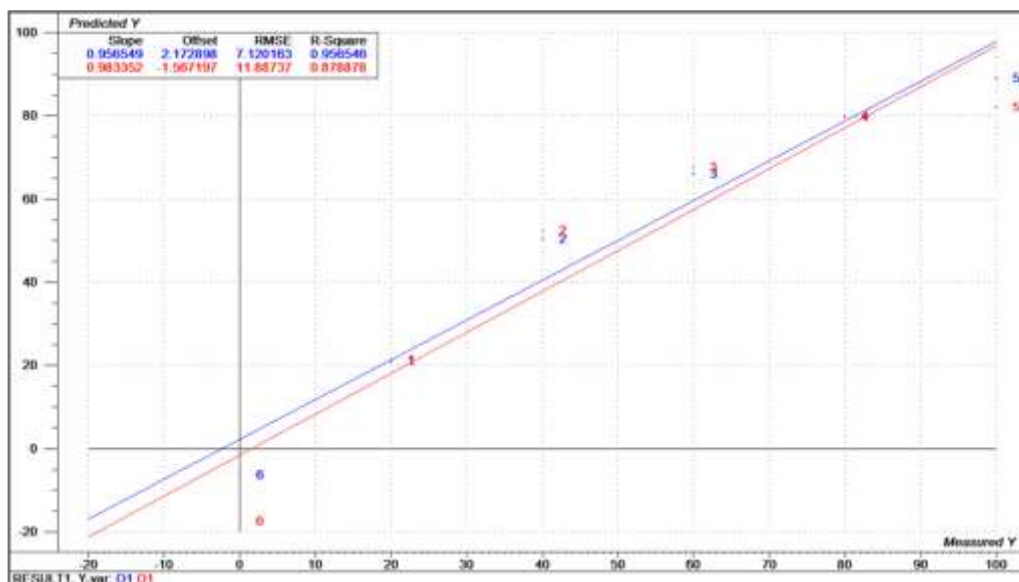


Рисунок 23 - Модель ОЛР для изотопного состава углерода метана.

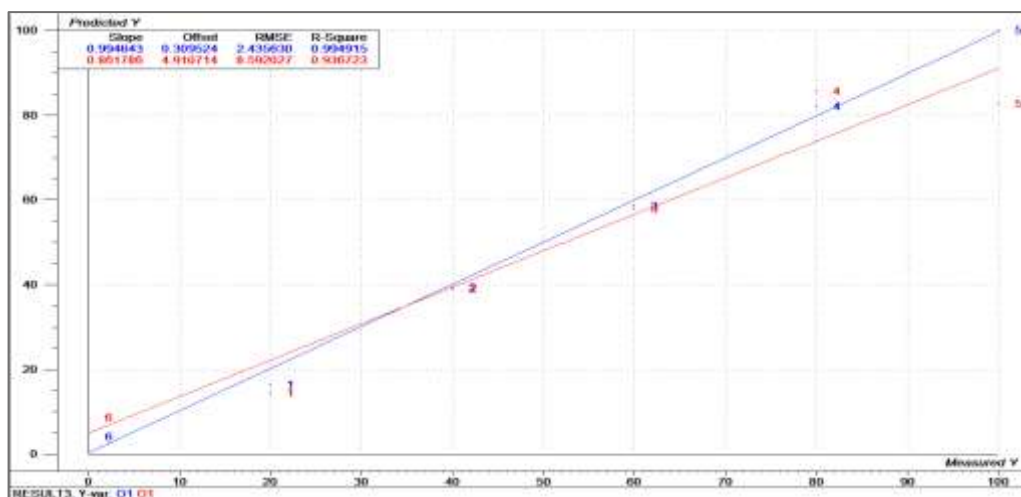


Рисунок 24 - Модель ОЛР для изотопного состава водорода метана

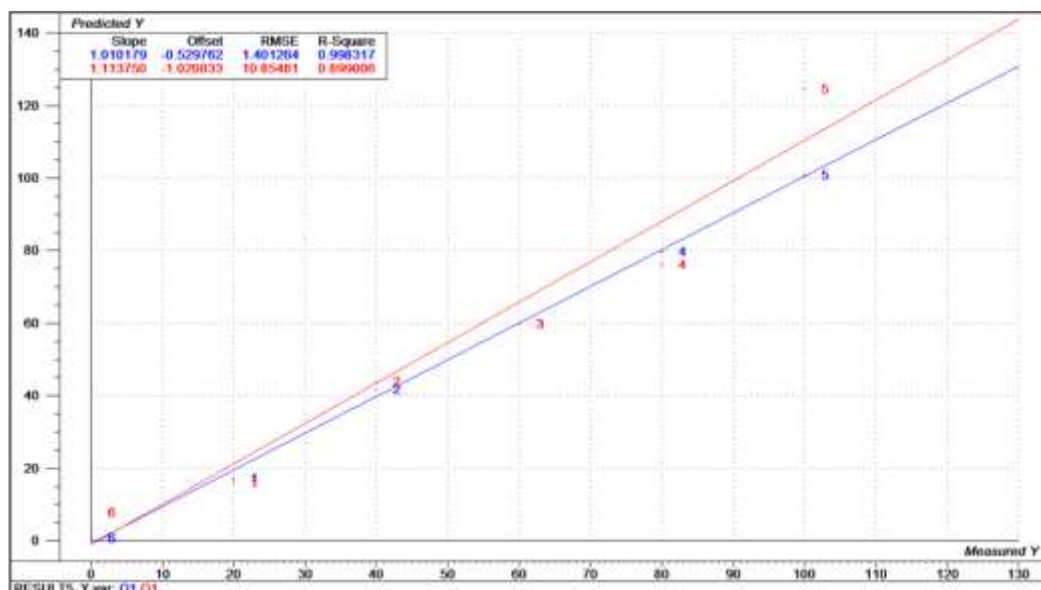


Рисунок 25 - Модель МЛР для изотопного состава углерода и водорода метана

3.4.4. ОЦЕНКА ПОГРЕШНОСТИ

Для оценки погрешности значений отдельных параметров используют СКО и доверительные интервалы.

В случае использования методов, которые позволяют оценивать большое количество параметров (без возможности выделения и анализа отдельных, например, при использовании метода газовой хроматографии) и которые для определения вклада добычи УВС используют математические методы (хеометрические), подходы к оценке погрешности полученных данных не используют статистику значений (не привязано к нормальному распределению).

Наиболее распространенным критерием качества ПЛС-модели является среднеквадратичная погрешность прогнозирования (RMSEP):

$$RMSEP = \sqrt{\sum_{i=1}^n \frac{(y_{\text{real}}^i - y_{\text{pred}}^i)^2}{n}}, \text{ где}$$

y_{real}^i – известное содержание определяемого эталона в проверочном образце i ,

y_{pred}^i – рассчитанное с помощью модели содержание эталона в проверочном образце i ,

n – общее число проверочных образцов.

Величина RMSEP используется как для оптимизации модели, так и для оценки общей погрешности определения содержания эталона в смеси методом полной перекрестной проверки.

Основной трудностью практического применения данного критерия является необходимость использования дополнительных образцов в проверочном наборе, что повышает трудоёмкость анализа и его стоимость. Устранить этот недостаток можно с помощью оптимизации модели методом полной перекрестной проверки. В этом методе из калибровочного набора по одному последовательно исключаются образцы, которые и используются для проверки модели. Определение регрессионных коэффициентов осуществляется по оставшимся образцам, а спрогнозированное значение исключённого образца используется для расчёта среднеквадратичной погрешности. Затем исключённый образец возвращается в калибровочный набор, из которого исключается следующий калибровочный образец. Такая процедура повторяется, пока не будут проверены все образцы калибровочного набора. Рассчитанный по этим образцам критерий качества модели – среднеквадратичная погрешность перекрестной проверки (RMSECV). Для его расчёта не требуется дополнительных стандартных образцов с известным содержанием определяемого параметра. То есть валидацию ПЛС-модели можно проводить с

использованием среднеквадратичной погрешности перекрестной проверки или, например, среднеквадратичной погрешности прогнозирования.

В случае расчёта вклада добычи методом МРК для оценки погрешности полученных данных используется оценка достоверности самой модели. Для этого используют набор независимых образцов известного состава (включая эталоны и смеси известного состава), данные для модели по которым получены в условиях, идентичных тем, в которых были получены данные для исследуемых образцов.

Полученные данные для набора независимых образцов известного состава вводят в модель МРК для исследуемых образцов. Погрешность модели определяют путём сопоставления значений, полученных с использованием модели и изначально известных данных по составу независимых образцов.

Таким образом, оценка погрешности математических моделей, используемых для разделения добычи УВС по пластам (и данных, полученных с её использованием), проводится путём сопоставления с проверочным набором образцов.

3.5. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЕОХИМИЧЕСКОГО РАЗДЕЛЕНИЯ ДОБЫЧИ С ЦЕЛЮ КОРРЕКТНОГО СПИСАНИЯ ЗАПАСОВ УВС

Применение методики обеспечивает определение доли углеводородного флюида каждой залежи (пласта) в смеси углеводородных флюидов нескольких залежей (пластов), данные по которой используются в дальнейшем для раздельного учета добываемого УВС по залежам при совместной разработке.

Правила формирования месячных эксплуатационных рапортов (МЭР) определяются Постановлением Правительства Российской Федерации от 16 мая 2014 г. №451 «Об утверждении Правил учёта нефти». В месячном эксплуатационном рапорте отражаются данные по добыче УВС с разбивкой на нефть, газ и конденсат. По данным МЭР осуществляется списание соответствующего вида УВС с ГБЗ. Настоящая методика предполагает возможность деления различных видов (типов) УВС с соответствующей корректировкой лабораторной части геохимических анализов. В настоящем разделе в качестве примера учёта УВС подробно описан учёт добычи по нефти.

По каждой скважине в соответствии с Руководящим документом «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и физико-химических исследований при разработке нефтяных и газонефтяных месторождений» [2] осуществляется замер дебитов и обводнённостей продукции скважин. Эта информация усредняется по месяцу и актуализируется в технологическом режиме. Эта же промысловая информация с поправкой на фактическую

добычу УВС (по данным оперативных и коммерческих узлов учёта нефти) фиксируется в МЭР. Вся информация в МЭР имеет привязку к конкретным пластам (залежам), с которых осуществляется добыча УВС. При этом распределение добычи УВС между пластами (залежами) осуществляется компаниями в соответствии с имеющимися представлениями о вкладе каждого в добычу, согласно утвержденной внутри компании методике. Имеется целый ряд различных подходов, чтобы разнести добычу по пластам (залежам), например, использование оборудования ОРД, проведение ПГИ на скважине при КРС, проведение ПГИ на скважине с использованием компоновки Y-tool, использованием промыслово-геофизических исследований (ПГИ) на соседних нагнетательных скважинах для определения kh пласта, использование оптоволоконных кабелей. Так или иначе, распределение добычи в МЭР осуществляется в соответствии с этими методами.

Такие методы неплохо работают в случае, если обводнённости пластов известны, но если обводнённости являются неизвестной величиной, то определение притока по различным фазам с помощью только ПГИ может привести к существенным ошибкам. В таком случае комплексирование результатов ПГИ, промысловых данных и геохимических данных позволяет точно определить приток по каждому вскрытому пласту и осуществить корректное разделение добычи по пластам (залежам).

Для уточнения добычи нефти по отдельному пласту необходимо воспользоваться формулой:

$$M_{\text{неф}}^{\text{уточн}} \text{СКВ}_i \text{Пласт}_k = M_{\text{неф}}^{\text{уточн}} \text{СКВ}_i \times \varepsilon_k, \text{ где}$$

$M_{\text{неф}}^{\text{уточн}} \text{СКВ}_i$ – это масса нетто нефти, добытой через i -скважину в отчётный период,

ε_k – это массовая доля добычи нефти k -го пласта, определённая в соответствии с настоящей методикой.

При этом если на момент формирования МЭР по скважине не проведено геохимическое разделение добычи нефти по пластам, то для разделения применяют различные указанные выше подходы, согласно утвержденной в компании методике.

После проведения всех геохимических расчётов и уточнения долей добычи нефти по пластам при формировании очередных МЭР применяют данные резервуарной геохимии, то есть массовую долю добычи k -го пласта ε_k . Такую же стратегию применяют и в случае отсутствия актуальных данных разделения добычи нефти после проведения ГРП.

Настоящая методика регламентирует условия для деления добычи УВС, в то время как ПГИ (без применения дорогостоящих внутрискважинных мультифазных расходомеров) даёт оценку вклада в добычу жидкости, т.е. позволяет определить лишь

общий поток (из каждой залежи), зная процентное отношение добычи нефти по пластам и зная общий поток на устье скважины, можно определить добычу по каждой фазе, привязанную к конкретному пласту. Но, возможные систематические ошибки могут приводить к получению нефизичных значений.

Далее, рассмотрим два варианта разделения добычи воды и нефти по каждому пласту – прямой расчёт (вариант 1) и косвенный расчёт (вариант 2).

Для согласования добычи нефти и жидкости прямым расчётом (вариант 1) берут данные, полученные с использованием данной методики (далее сокр. - геохимия), по разделению добычи УВС и данные ПГИ по разделению добычи жидкости. В результате таких расчётов можно получить обводнённости добываемой продукции по каждому из пластов (залежей). При этом, как уже упомянуто выше, надо иметь в виду, что у каждого из методов (геохимия и ПГИ) есть своя величина погрешности и комплексирование этих данных может приводить к ещё большему росту суммарных погрешностей, что в конечном счёте может приводить к получению нефизичных значений обводнённостей (например, отрицательных величин). В этом случае необходимо пользоваться косвенным расчётом, позволяющим согласовать доли добычи нефти и жидкости между собой с использованием ГДМ (вариант 2).

Вариант 1. Согласование добычи нефти (геохимия) и жидкости (ПГИ) по залежам прямым расчётом.

В качестве исходных данных имеется следующая информация, приведенная в таблице 1.

Наименование	Параметр	Единицы измерения	Источник информации
Дебит жидкости скважины	$Q_{ж}$	м ³ /сут	Автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ), автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУ ТП)
Обводнённость продукции скважины	$n_{в}$	%	ХАЛ
Плотность нефти скважины	$\rho_{н}$	кг/м ³	ХАЛ
Плотность нефти k-го пласта	$\rho_{нк}$	кг/м ³	ХАЛ (по соседней скважине-эталону)
Доля нефти из k-го пласта	$\varepsilon_{нк}$	%	Геохимия нефти
Доля жидкости из k-го пласта	$\varepsilon_{жк}$	%	ОРЭ или ПГИ или геохимия воды

Таблица 1 - Перечень исходных данных для расчёта обводнённостей отдельных пластов.

На основании указанных исходных данных проводятся следующие расчёты:

$$Q_H = Q_{\text{ж}} \times \left(1 - \frac{n_{\text{в}}}{100}\right) \times \frac{\rho_{\text{н}}}{1000} \quad \text{дебит нефти скважины со всех пластов}$$

$$Q_{\text{нк}} = \frac{Q_{\text{н}} \times \varepsilon_{\text{нк}}}{100} \quad \text{дебит нефти к-го пласта}$$

$$Q_{\text{жк}} = \frac{Q_{\text{ж}} \times \varepsilon_{\text{жк}}}{100} \quad \text{дебит жидкости к-го пласта}$$

$$n_{\text{вк}} = \frac{100 - 100 \times Q_{\text{нк}} \times 1000}{\rho_{\text{нк}} \times Q_{\text{жк}}} \quad \text{обводнённость к-го пласта}$$

Пример расчёта.

Параметр	Значение	Единицы измерения	Источник информации
$Q_{\text{ж}}$	30	м ³ /сут	АГЗУ
$n_{\text{в}}$	65	%	ХАЛ
$\rho_{\text{н}}$	873	кг/м ³	ХАЛ
$\rho_{\text{н1}}$	863	кг/м ³	ХАЛ (по соседней скважине-эталону)
$\rho_{\text{н2}}$	879	кг/м ³	ХАЛ (по соседней скважине-эталону)
$\varepsilon_{\text{н1}}$	25	%	Геохимия нефти
$\varepsilon_{\text{н2}}$	75	%	Геохимия нефти
$\varepsilon_{\text{ж1}}$	45	%	ОРЭ или ПГИ или геохимия воды
$\varepsilon_{\text{ж2}}$	55	%	ОРЭ или ПГИ или геохимия воды

Таблица 2 - Пример исходных данных для расчёта обводнённости отдельных пластов.

$$Q_{\text{н}} = 30 \times \left(1 - \frac{65}{100}\right) \times \frac{873}{1000} = 9,2 \text{ т/сут}$$

$$Q_{\text{н1}} = \frac{9,2 \times 25}{100} = 2,3 \text{ т/сут}$$

$$Q_{\text{н2}} = \frac{9,2 \times 75}{100} = 6,9 \text{ т/сут}$$

$$Q_{\text{ж1}} = \frac{30 \times 45}{100} = 13,5 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$Q_{\text{ж2}} = \frac{30 \times 55}{100} = 16,5 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$n_{\text{в1}} = \frac{100 - 100 \times 2,3 \times 1000}{863 \times 13,5} = 80,3\%$$

$$n_{\text{в2}} = \frac{100 - 100 \times 6,9 \times 1000}{879 \times 16,5} = 52,6\%$$

Практический пример применения геохимии для уточнения распределения добычи в МЭР приведён Книге 2.

Принципиальная схема согласования распределения добычи жидкости и нефти по залежам (пластам) приведена на рисунке 26.

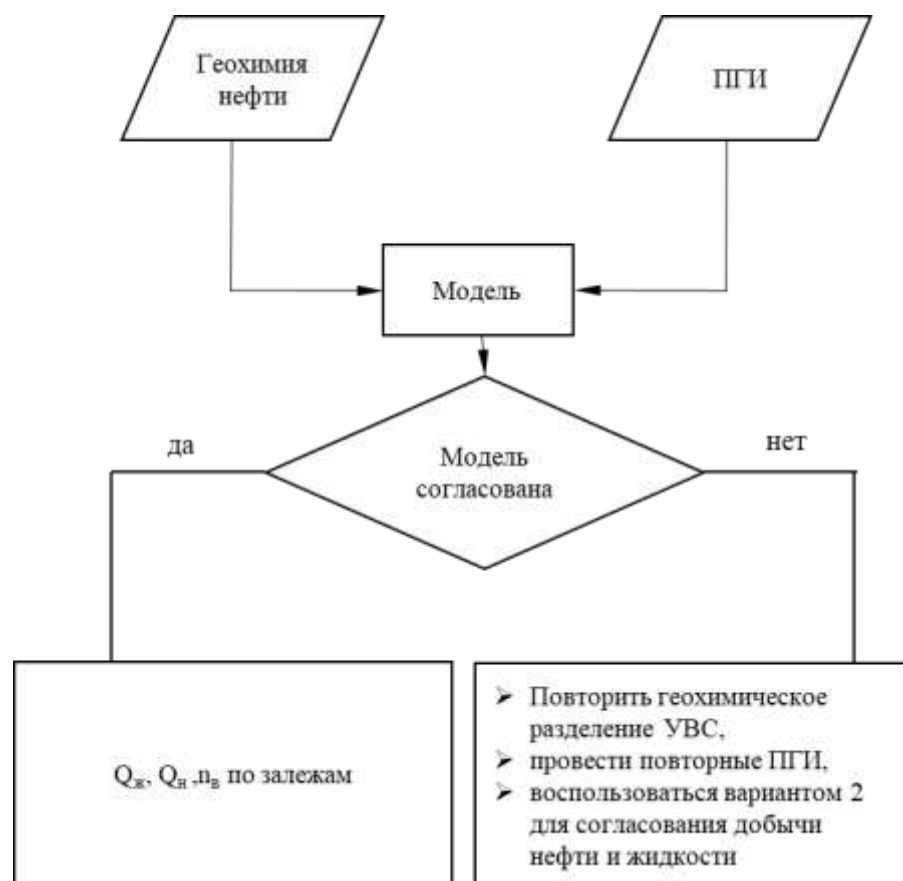


Рисунок 26 - Принципиальная схема согласования распределения добычи жидкости и нефти по залежам (пластам)

Вариант 2. Согласование добычи нефти (геохимия) и жидкости (ПГИ) по залежам с использованием ГДМ.

Косвенный расчёт предполагает использование постоянно действующей ГДМ, адаптированной с использованием одновременно геохимического распределения добычи углеводородов по залежам (пластам) и распределения добычи жидкости по залежам (пластам) с использованием данных ПГИ.

Принципиальная схема согласования распределения добычи жидкости и нефти по залежам (пластам) приведена на рисунке 27.

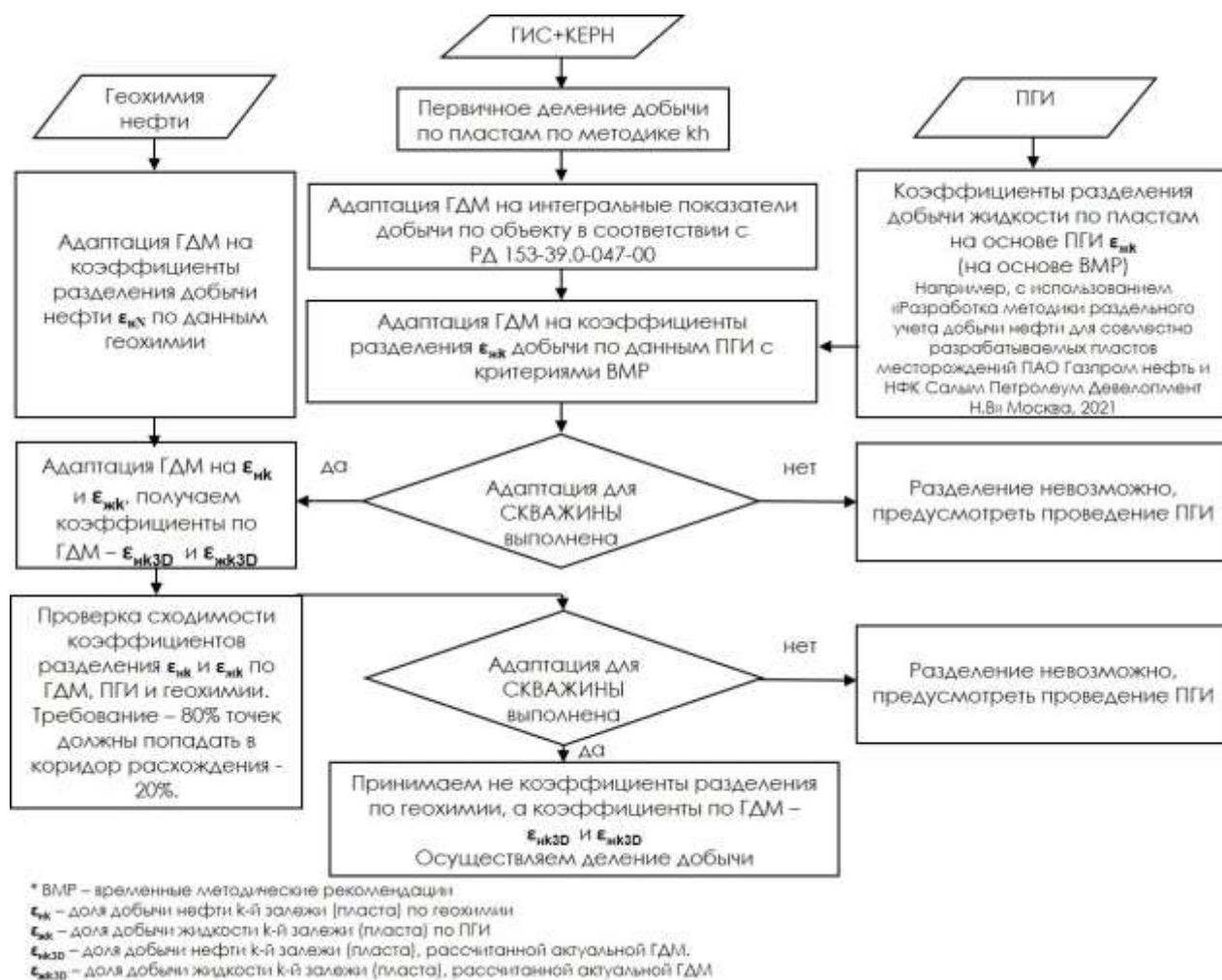


Рисунок 27 - Принципиальная схема согласования распределения добычи жидкости и нефти по залежам с использованием актуальной ГДМ

Стоит отметить, что техника и технологии добычи нефти и газа постоянно совершенствуются (имеются разработки трёхфазных скважинных расходомеров, идёт разработка технологии геохимического разделения пластовых вод по залежам), что позволит повысить рост качества мониторинга добычи нефти (УВС) и жидкости. Это, в свою очередь, позволит актуализировать методы согласования распределения добычи жидкости и нефти для расчёта данных МЭР.

Таким образом, приведены 2 варианта согласования распределения дебитов нефти и жидкости с целью отражения данных в МЭР, которые могут быть использованы в настоящее время. В Приложении Д также дополнительно даны примеры других сценариев применения результатов, получаемых при применении настоящей методики, для решения промысловых задач.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Данная методика раскрывает подходы и описывает стадии количественного геохимического определения доли нефти или газа каждой залежи (за исключением определения доли в смесях газов свободных и растворенных) в формирование общего притока на устье скважины для отдельного учета добычи УВС при совместной эксплуатации нескольких залежей.

В методике приведены стадии/подходы, которые позволяют обеспечить количественное разделение УВС каждой залежи в смеси, с указанием отличий каждой стадии для каждого типа УВС (в частности, условия подготовки проб и используемые методы геохимических исследований).

Методика апробирована на ЮЛТ Приобского месторождения. Проведена проверка работоспособности разработанной методики путём создания лабораторных смесей с заведомо известными долями УВС разных залежей и их последующего разделения предложенными алгоритмами (погрешность метода на уровне 5,7%). Кроме того, проведено сравнение результатов геохимического разделения добычи нефти с результатами, полученными с использованием ПГИ, при этом относительная погрешность составила не более 8%.

Дополнительно представлены рекомендации по внедрению данной методики, а именно необходимые для реализации лабораторной части, даны методические рекомендации по выбору оборудования, планированию отбора проб, по проведению пробоподготовки, анализу проб и дальнейшей хемометрической обработке полученных данных, разметке и векторизации хроматограмм (в случае использования методов газовой хроматографии для разделения добычи) и ряду технологий для численного расчёта вклада УВС отдельных залежей в добычу скважин с совместной эксплуатацией. Также предложены способы определения погрешности проводимых расчётов.

Методика также закладывает основу для решения актуальных промысловых задач, каждая из которых описана в Приложении Д. Важнейшей из задач является локализация запасов углеводородного сырья с целью повышения эффективности управления процессом разработки. Эта задача решается при помощи ГДМ, адаптированной на историю работы скважин с учётом геохимических данных по разделению добычи по залежам разных пластов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ПРИКАЗ от 14 июня 2016 года N356 «Об утверждении Правил разработки месторождений углеводородного сырья».
2. Руководящий документ «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и физико-химических исследований при разработке нефтяных и газонефтяных месторождений». 2023. 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.
3. ГОСТ 11858-66. НЕФТЬ И НЕФТЕПРОДУКТЫ. Метод определения содержания асфальтово-смолистых веществ.
4. ГОСТ 11851-85. НЕФТЬ. Методы определения парафина. ГОСТ 11851-2018. Методы определения парафина.
5. Castillo, Jimmy; Vargas, Vicmary (2016). Metal porphyrin occlusion: Adsorption during asphaltene aggregation. *Petroleum Science and Technology*, 34(10), 873–879.
6. Avin E. Pillay; Ghada Bassioni; Sasi Stephen; Fritz E. Kühn (2011). Depth Profiling (ICP-MS) Study of Trace Metal ‘Grains’ in Solid Asphaltenes. 22(8), 1403–1408.
7. ГОСТ 17567-81. Хроматография газовая.
8. ГОСТ 31371.7-2020. Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности.
9. Rasmus Bro and Age K. Smilde. Principal component analysis. *Anal. Methods*, 2014, 6, 2812-2831.
10. Hotelling, H. (1992). The Generalization of Student’s Ratio. In: Kotz, S., Johnson, N.L. (eds) *Breakthroughs in Statistics*. Springer Series in Statistics. Springer, New York, NY.
11. Морозов Н.В. и др., Патент RU 2792839 «Способ определения состава смеси углеводородных флюидов», опубл.27.03.2023 г.
12. Svante Wolda, Michael Sjöström, Lennart Eriksson. “PLS-regression: a basic tool of chemometrics”, Magazine “Chemometrics and intelligent laboratory systems”, Volume 58, Issue 2, 28 October 2001, pages 109-130.
13. Морозов Н.В. и др., Патент RU 2773670 «Способ (варианты), система и машиночитаемый носитель для определения доли пластового флюида в смеси флюидов», опубл.07.06.2022 г.
14. В.Б. Карпов, А.А. Рязанов, Н.В. Паршин, К.Н. Овчинников, В.А. Лисс, Е.А. Малявко «Маркерный мониторинг профиля и состава притока в

горизонтальных скважинах Средне-Назымского месторождения как эффективный инструмент получения информации в условиях ТРИЗ» Недропользование XXI век, 2019, № 6 (декабрь), с. 54-63.

15. Fei Shen, Linsong Cheng, Qiang Sun and Shijun Huang «Evaluation of the Vertical Producing Degree of Commingled Production via Waterflooding for Multilayer Offshore Heavy Oil Reservoirs» *Energies* 11(9):2428 2018.
16. Kaufman, R.L., A.S. Ahmed, and R.J. Elsinger, 1990, Gas Chromatography as a Development and Production Tool for Fingerprinting Oils from Individual Reservoirs in the Gulf of Mexico: GCSSEP Foundation Ninth Annual Research Conference Proceedings, p. 263-282.
17. Lindberg, F.A., A.S. Ahmed, and D.C.T. Bluhm, 1990, The role of oil-to-oil correlation in the development of the Safah Field (abstract): AAPG Bulletin, v. 74, p. 705.
18. Hwang J., Baskin David K., 1994, Reservoir Connectivity and Oil Homogeneity in a Large-Scale Reservoir: Middle East Petroleum Geoscience, v. 94/2, p. 529-541.
19. Hwang R.J., Ahmed A.S., Moldowan J.M. Oil composition variation and reservoir continuity // Unity Field, Sudan: Org. Geochem. – 1994. – Vol. 21. – P. 171–188.
20. Haack, R.C., Sundararaman, P., and Dahl, J., 1997, Niger Delta petroleum System, in, Extended Abstracts, AAPG/ABGP Hedberg Research Symposium, Petroleum Systems of the South Atlantic Margin, November 16-19, 1997, Rio de Janeiro, Brazil.
21. Edman, J. D., & Burk, M. K. (1999). Geochemistry in an Integrated Study of Reservoir Compartmentalization at Ewing Bank 873, Offshore Gulf of Mexico. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2(06), 520–526.
22. Скачек, К.Г. Геоинформационная технология недропользования – резервуарная геохимия нефти и коннекция продуктивного пласта (на примере Повховского месторождения) / К.Г. Скачек, Н.В. Лопатин и др. // Геоинформатика. – 2007. – № 3. – С. 1 – 27.
23. Абля Э.А. Резервуарная геохимия - биомаркеры в нефтях некоторых залежей северной части Сургутского свода. Нефтегазоносные системы осадочных бассейнов. — ГЕОС (2005) 21–26.
24. Гончаров И.В., Обласов Н.В., Самойленко В.В., и др. «Использование геохимических исследований при подсчете запасов и разработке нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений» Недропользование XXI век, 2012, № 6 (октябрь), с. 50-55.

25. 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.
26. Рыбаков А.А. Диссертация на соискание учёной степени «Исследование влияния гидравлического разрыва пласта на оптические свойства добываемой нефти (на примере девонских отложений Ромашкинского месторождения)». 2019.
27. Девликамов В.В., Мархасин И.Л., Бабалян Г.А. «Оптические методы контроля за разработкой нефтяных месторождений» М.: Недра, 1970. С.160.
28. РД 153-39.0-109-01. Руководящий документ. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. ОКСТУ-02. Дата введения 2002-03-01.
29. Петров А. А. Углеводороды нефти. – М.: Наука. 1984. – 264 с.
30. Дахнова М.В. Применение геохимических методов исследований при поисках, разведке и разработке месторождений углеводородов. Геология нефти и газа. №2. Стр. 81-89. 2007.
31. ГОСТ 31734-2012. Топлива нефтяные. Метод определения воды и осадка методом центрифугирования
32. F.M. Adebisi, V. Thoss. Organic and elemental elucidation of asphaltene fraction of Nigerian crude oils. Fuel 118 (2014) 426–431.
33. Морозов Н.В. и др., Патент RU 2720430 «Способ определения состава и свойств пластового флюида на основе геологических характеристик пласта», опубл. 29.04.2020 г.

ПРИЛОЖЕНИЕ А.

ОСНОВНЫЕ ПОДХОДЫ К УЧЁТУ ДОБЫЧИ УВС ПРИ СОВМЕСТНОЙ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ

В отечественной и зарубежной практике для контроля выработки запасов УВС предлагаются к использованию различные подходы к распределению добычи УВС (нефти) из залежей при эксплуатации их совместными скважинами. Эти подходы можно разделить на три группы:

- с применением оборудования, позволяющего непосредственно производить замер количества добываемого УВС из каждой залежи;
- распределение УВС между совместно разрабатываемыми залежами с использованием различных расчётных методов;
- с использованием характеристик состава или свойств УВС, на основе которых производится разделение продукции между совместно разрабатываемыми залежами.

В настоящее время при совместной эксплуатации двух и более залежей одной скважиной самый качественный замер количества добываемого УВС из каждой залежи можно осуществлять лишь с применением оборудования для одновременно-раздельной добычи (ОРД). Однако использование оборудования ОРД является дорогостоящим и связано со значительными эксплуатационными рисками получения аварий. По этой причине оно не нашло повсеместного использования на большом количестве скважин.

Наиболее часто используются методы косвенного замера притока – ПГИ, решающие задачу оценки распределения притока по стволу скважины в интервале продуктивных пластов. Безусловно, ПГИ является одной из необходимых составляющих системы мониторинга и контроля за разработкой месторождений УВ, но данные замеров профиля притока со временем могут давать некорректные результаты в связи с тем, что в процессе разработки месторождения с течением времени происходит существенное изменение обводнённости продукции скважины. Это обусловлено существенным изменением во времени характера притока в скважину флюида из каждого пласта как вследствие изменений технологического режима работы скважины, так и в результате перераспределения полей давления и насыщенности по пластам в районе скважин.

В числе методов разделения добычи УВС между залежами также следует отметить применение химических маркеров. Суть данного метода заключается в установке в интервалах пластов специальных картриджей с химическими маркерами, растворяющимися в жидкой части УВС. По доле того или иного маркера в общем количестве отбираемой из скважины УВС рассчитывается доля УВС, добываемого из

интервала установки картриджа с маркером. Известны следующие технологии маркирования:

- Флуоресцентная: уранин А, родамин С и другие;
- Ионная: карбамид, калиевая селитра и другие;
- Квантовые маркеры-репортеры (Geosplit);
- ДНК-маркеры.

Данный подход применяется также для идентификации притока по стволу горизонтальной скважины с многостадийным гидравлическим разрывом пласта (МГРП) за счёт использования маркированного проппанта [14].

Недостатком данного метода является процесс растворения маркеров и последующего снижения их концентрации в УВС, что со временем требует их обновления.

Из **расчётных методов** распределения совместно добываемого УВС наиболее часто предлагается подход, основанный на использовании соотношения по пластам параметра kh/μ , где k – проницаемость пласта; h – толщина пласта; μ – вязкость нефти [15]. Данный подход представляется довольно простым, но имеет ряд существенных ограничений, которые не позволяют использовать его для учёта добычи УВС из совместно разрабатываемых пластов без комбинирования его с другими методами. Прежде всего, следует указать, что даже в случае однофазной фильтрации УВС приток в скважину флюида из каждого пласта, а, следовательно, и добыча УВС из него, определяется не только параметром kh/μ , но и распределением давления вокруг скважины. Решением данной проблемы является калибровка индекса продуктивности на пластовое давление, что уже требует использования гидродинамического моделирования. В случае проявления обводнения скважины возникает необходимость учитывать изменение во времени фазовой проницаемости по УВ и воде. Также дополнительным фактором, требующим учёта, является скин-фактор в интервале пласта, который вызван как повреждением пласта в призабойной зоне пласта (ПЗП), так и, напротив, проведением геолого-технических мероприятий (ГТМ), которые улучшают проницаемость пласта в ПЗП. Таким образом, без использования ГДМ решение проблемы учёта добычи УВС с применением этого метода по совместно разрабатываемым пластам не представляется возможным.

Среди наиболее перспективных в исполнении в настоящее время являются методы учёта УВС по залежам при совместной добыче с помощью геохимических методов определения резервуарных отличий залежей по составу или свойствам добываемого УВС.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Использование методов резервуарной геохимии для решения сложной проблемы флюидодинамической связанности в залежах и обоснования барьеров между различными залежами обсуждалось давно, но впервые концептуально и наглядно было сформулировано в публикациях Л. Шленца, Р. Кауфмана и Ф. Линдберга.

Р. Кауфман [16] первый описал геохимические приёмы интерпретации, в которых продемонстрировал возможность применения геохимических параметров состава нефтей (он говорил о «Геохимических отпечатках пальцев» нефти – oil finger printing) для оценок протяженности и связанности резервуара. Ему удалось показать, что внутри одного нефтенасыщенного пласта можно выделить локальные зоны близкие по составу «отпечатков» и таким образом разделить пласт на латерально изолированные участки. Кауфман продемонстрировал это, изучая нефти из пласта Верхняя Вермела на месторождениях Такула и Нумби, расположенных на шельфе в провинции Кабинда в Анголе. Выяснилось также, что подобный подход применим для оценки вертикальной сообщаемости коллекторов, так как «отпечатки» нефтей в верхнем и нижнем пластах могут различаться по составу. К подобному выводу пришел также Ф. Линдберг [17], выполняя геохимические корреляции типа «нефть-нефть» для месторождения Сафах в Омане.

Р. Хванг и Д. Баскин [18], на основании исследования состава нефти внутри крупномасштабной (~30*7 км) залежи на Ближнем Востоке с одним ВНК, показали:

- малые вариации в составе «отпечатков пальцев» нефти внутри залежи, которые указывают на гидродинамическую связанность и при этом не претерпевают значительных изменений на протяжении последних 20 лет разработки;
- значительную разницу «отпечатков пальцев» нефти между основной залежью и нижележащей.

Р. Хванг [19] исследовал состав нефти месторождения Юнити в Судане в продуктивных пластах формации Газал. и показал вертикальную разобщенность залежей разных продуктивных пластов и латеральную сообщаемость внутри отдельных залежей. Отсутствие вертикальной сообщаемости подтверждается в том числе наличием разных водонефтяных контактов.

П. Сундарараман и др. [20] применили технику геохимических корреляций состава УВС для изучения одного из самых крупных пластов в мире (Нигерия). По геолого-геофизическим данным предполагалось наличие блокового строения в пласте за счёт разломов и многочисленных литологических выклиниваний. Только детальные сведения о

составе алканов и биомаркеров, а главное – нескольких сотен неразрешённых межалкановых пиков, воссоздающих детальный геохимический облик УВС, показали, что, несомненно, есть сообщаемость внутри резервуара, и он должен разрабатываться как единый пласт. В скважинах, расположенных по разные стороны пересекающего резервуар разлома, УВС идентичны по составу. Это геохимическое заключение кардинально изменило систему разработки и значительно повысило значение коэффициента извлечения нефти (КИН).

Дж. Эдман и М. Бурк [21] продемонстрировали использование данных о молекулярном составе нефтей для оценки связанности пласта Эвинг Бенк (шельф Мексиканского залива). На основе интерпретации данных газовой хроматографии нефтей выдвинуто утверждение, что пласт имеет изолированное линзовидное строение.

Из отечественного опыта применения геохимических методов исследований можно также отметить большое количество публикаций, касающихся проблематики резервуарного анализа УВС. Так во «ВНИИГеосистем» в 2003-2007 гг. были выполнены исследования [22] нефтей пластов ЮС1 и ЮВ1 на Южно-Ягунском, Грибном, Дружном, Равенском, Кустовом и Повховском месторождениях. В рамках изучения резервуарной геохимии нефтей были выделены, в частности, зоны блокового строения для рассмотренных месторождений. Подобные работы также проводились на Повховском (пласт БВ8-4) [22] и Ромашкинском [23] месторождениях, а также для пластов северной части Сургутского свода Западно-Сибирского НГБ [23].

Отдельного внимания достойны работы лаборатории «Геохимии и пластовой нефти» ТомскНИПИНефть под руководством И.В. Гончарова [24]. Тридцатилетний опыт работы с месторождения нефти и газа на территории Западной Сибири позволяет говорить об уверенной связи НГМП со свойствами и составом аккумулярованных УВ в залежах и их различием между собой, так и внутри одного резервуара. Задачи резервуарной геохимии успешно решены на Крапивинском - пласт Ю1, Северном - пласты группы Б и Ю1, Казанском, Ванкорском – пласты группы Нх и Приобском – пласты группы АС10-12 месторождениях.

Разделение добычи УВС было проведено по результатам пилотного проекта геохимического анализа нефти на Астохском участке Пильтун-Астохского месторождения. На этом месторождении использовались данные газовой хроматографии высокого разрешения для разделения добычи между пластами и решения задач управления текущей разработкой [25]. На рисунке А.1 представлены хроматограммы и «отпечаток» компонентного состава нефтей различных пластов в виде звёздной диаграммы.

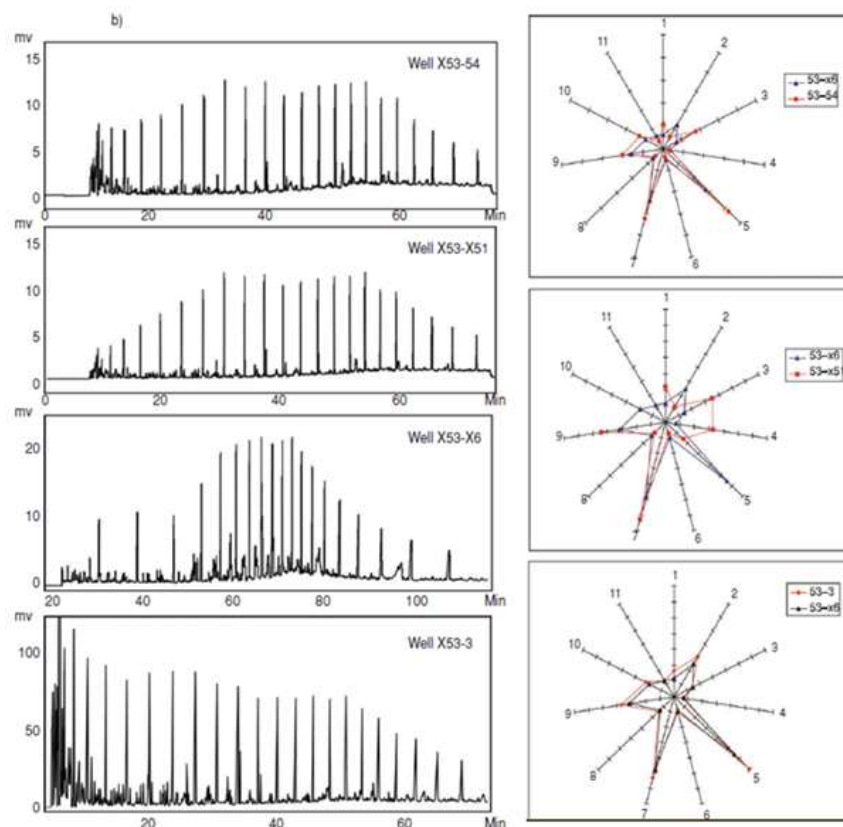


Рисунок А.1 - Хроматограммы и «отпечаток» компонентного состава нефтей различных пластов в виде звездной диаграммы [25].

Помимо традиционных методов геохимического анализа состава и свойств нефти, разделение возможно при помощи фотоколориметрии, основанной на различии коэффициента светопоглощения УВ разных залежей месторождений и представляющей собой одну из разновидностей оптических методов контроля разработки месторождений УВ [26, 27]. Применение данного метода для контроля разработки скважин с совместной эксплуатацией ранее рекомендовалось РД 153-39.0-109-01 (не актуален) [28]. В этом руководящем документе указано: «Если точно установлены закономерности изменения коэффициента светопоглощения по площади залежи и по вертикали от пласта к пласту, то его систематические измерения позволяют судить о направлении перемещения нефти в пластах. При совместной добыче нефти из двух пластов, для которых известны и резко отличаются величины коэффициента светопоглощения, зная общий коэффициент светопоглощения добываемой нефти из этих пластов не трудно рассчитать относительные дебиты каждого пласта. Наиболее эффективно применение метода фотоколориметрии нефти в комплексе с другими методами, характеризующими работу пластов в скважинах».

Существуют методы контроля за разработкой, которые используют отличие добываемого УВС разных залежей по содержанию микрокомпонентов металлов: ванадия, кобальта, никеля. Они применяются для решения различных задач, включая выявление

перетоков УВС за счёт нарушения герметичности заколонного пространства, оценку эффективности ГТМ и др. Также эти методы рекомендовались ранее [28]: «для контроля притоков нефтей из пластов, вскрытых перфорацией и эксплуатируемых единым фильтром, что позволяет разделять продукцию скважин по совместно разрабатываемым пластам».

В части геохимических исследований в действующем РД «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и физико-химических исследований при разработке нефтяных и газонефтяных месторождений» от 2023 г. [2] предусматривается в случае установления отличий в составе и свойствах флюидов в отдельных залежах месторождения решение следующих задач:

- детализации геологического строения пласта (литологический и тектонический факторы) и выявления гидродинамически несвязанных блоков;
- выявления межпластовых перетоков;
- разделения суммарной добычи по пластам.

Для использования получаемых результатов геохимических исследований важным является подход к интерпретации данных. Наибольшее разнообразие подходов к интерпретации данных развито для методов газовой хроматографии. Ряд публикаций по этой тематике был выполнен авторами «ВНИГНИ» (Дахнова и др.), Академии нефти им. Губкина (Гордадзе и др.), а также в работах МГУ им. М.В. Ломоносова. Ниже представлены известные подходы, используемые в области резервуарной геохимии.

После получения хроматограмм УВС проводят выделение площади и/или высот хроматографических пиков. Итоговые данные имеют стандартную форму представления в виде таблиц площадей и/или высот. В результате анализа этих данных возможно получить информацию о распределении индивидуальных УВ, входящих в состав УВС. При идентификации большого числа УВ соединений разных классов можно определить множество геохимических параметров с различной геохимической информацией: генезис УВС (по типам исходного органического вещества нефтегазоматеринских пород и условиям его накопления), катагенез УВС (зрелость органического вещества нефтегазоматеринских пород), физико-химические свойства УВС, в т.ч. идентификация и объяснение процессов окисления, биodeградации и многое другое.

Основой резервуарной геохимии является сравнение состава и свойств УВС различных пластов. Большинство УВС очень близки по валовому составу и/или свойствам УВ. Но различия в условиях формирования, миграции и накопления могут изменять состав.

Классический подход к хроматографическому изучению состава УВС включает идентификацию н- и изо-алканов, которые отражают в большей степени фазовое состояние УВ в залежи. Этот алкановый «каркас» практически не меняется в зависимости от степени изолированности тех или иных зон в пределах пласта (основные или «мажорные» УВ). Это может быть использовано для первичной оценки различий в распределении УВ и интерпретации предпосылок этих различий (рисунок А.2).

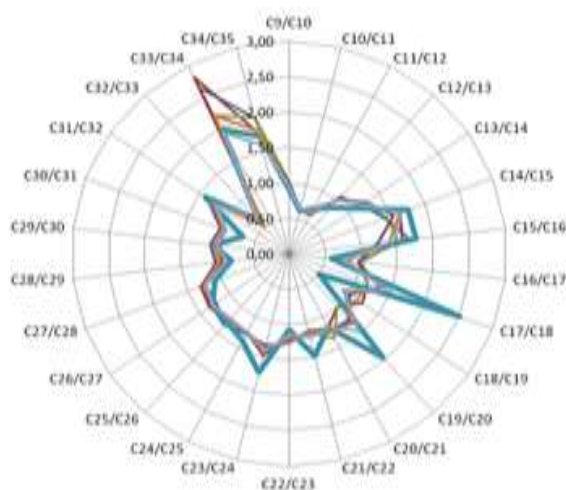


Рисунок А.2 - Диаграмма распределения парных коэффициентов (C9/C10, C10/C11 и др. в нефтях) [29].

Например, рассматриваются нефти разных пластов из одной скважины, при этом одна нефть – биodeградирована, вторая – имеет первичный облик. Биodeградация нефти – процесс изменения состава за счёт жизнедеятельности микроорганизмов. Жизнедеятельность бактерий, в результате которой они деградируют нефть, возможна лишь в присутствии воды, либо на разделе нефть–вода, либо в эмульсии нефти с водой [29]. Прямой связи этих нефтей не наблюдается. Можно констатировать флюидодинамическую разобщённость объектов и возможность их дальнейшего разделения.

При наличии валового сходства в распределении основных УВ (н- и изо-алканов) переходят к исследованию «малых» УВ («минорных»), которые представлены пиками на хроматограммах.

Главная проблема сравнительного анализа по межалкановым пикам – проблема чёткой стандартизации анализа и интерпретации результатов газовой хроматографии.

Есть разные подходы к расчёту величины межалкановых пиков:

1. использование высот и/или соотношений высот (пример: рисунок 4.3 из работы [30]; источник [22]);
2. использование площадей и/или соотношений площадей.

И в первом, и во втором вариантах есть проблемы. В случае использования высот пиков возможны ошибки, связанные с перекосом предполагаемого пикового равнобедренного треугольника в случае с сильно разнящимися по величине одномерными пиками (эта разница величины как раз и является искомым результатом). При таком перекосе за счёт увеличения ширины пика возможно сохранение значения высоты, что не соответствует реальной величине пика.

В случае использования площадей пиков требуется проведение большого объёма работы по разметке пиков. Этого можно избежать при наличии корректно отстроенной базовой линии, замыкающей все пики, и автоматического сплошного пересчёта площадей пиков. Но в этом случае совсем малые пики могут быть не пересчитаны и не учтены в анализе данных.

Так, на рисунке А.3 показаны возможности классической резервуарной геохимии при изучении локальных объектов на примере Уренгойского месторождения. Для выявления различий в составе нефтей разных резервуаров использованы отношения высот хроматографических пиков.

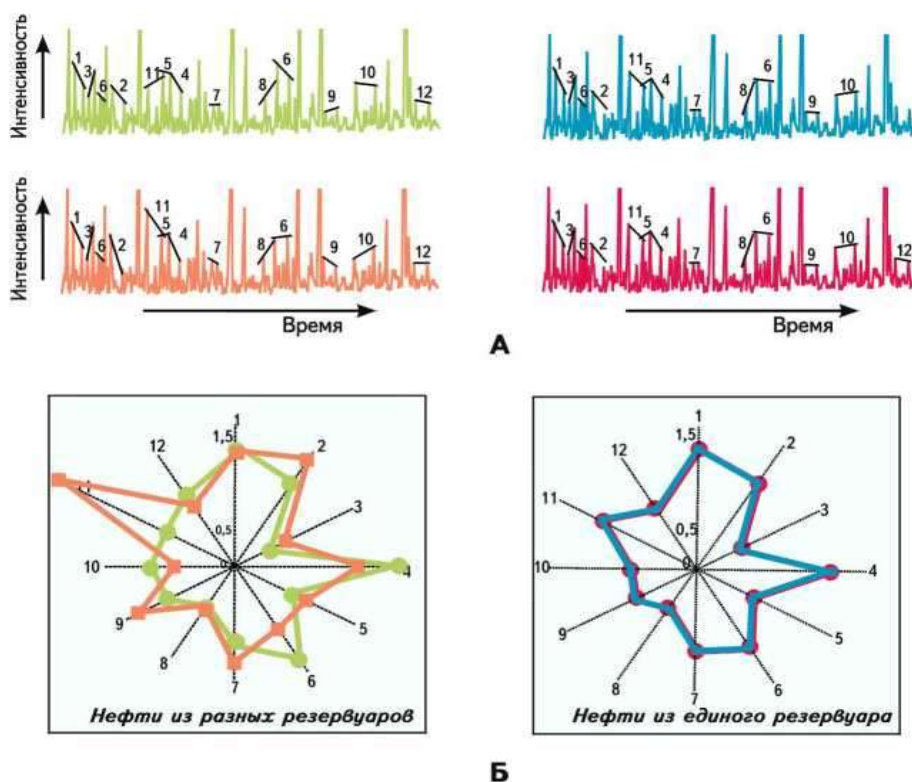


Рисунок А.3 - Пример использования ГХ-анализа нефтей с целью корреляции продуктивных пластов группы БУ Уренгойского месторождения

А – фрагменты хроматограмм с выбранными парами пиков;

Б – звёздные диаграммы изученных нефтей;
на осях – отношение высот хроматографических пиков [30].

Для корректного сравнительного анализа нефтей предпочтительно использовать как можно большее количество соотношений межалкановых пиков. Основой сравнительного анализа будут являться сходства и различия в распределении полученных парных коэффициентов. На рисунках А.4 и А.5 показаны различные примеры использования формы представления данных в виде звёздных диаграмм распределения пар коэффициентов межалкановых пиков различных диапазонов хроматографического исследования. Как видно из этих рисунков, может иметь место как совершенно одинаковое распределение множества пар коэффициентов, так и довольно сильно различающиеся значения. Выполнять сравнение и делать выводы только по одному диапазону УВ (например, C_9 - C_{10}) некорректно. Только анализ наибольшего количества сходств/различий по всем диапазонам УВ может адекватно отразить реальность их сходства-различия.

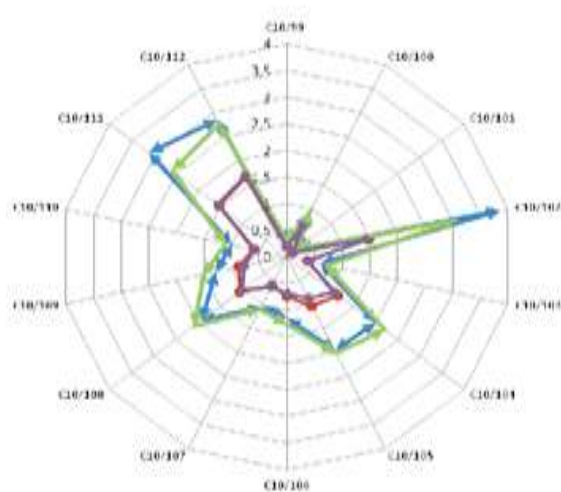


Рисунок А.4 - Диаграммы распределения межалкановых (с C_{10} по C_{11}) УВ в бензиновых фракциях нефтей разных пластов месторождения [29].

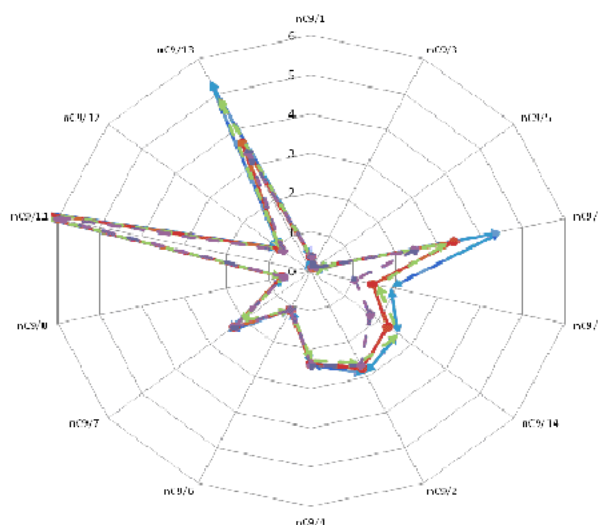


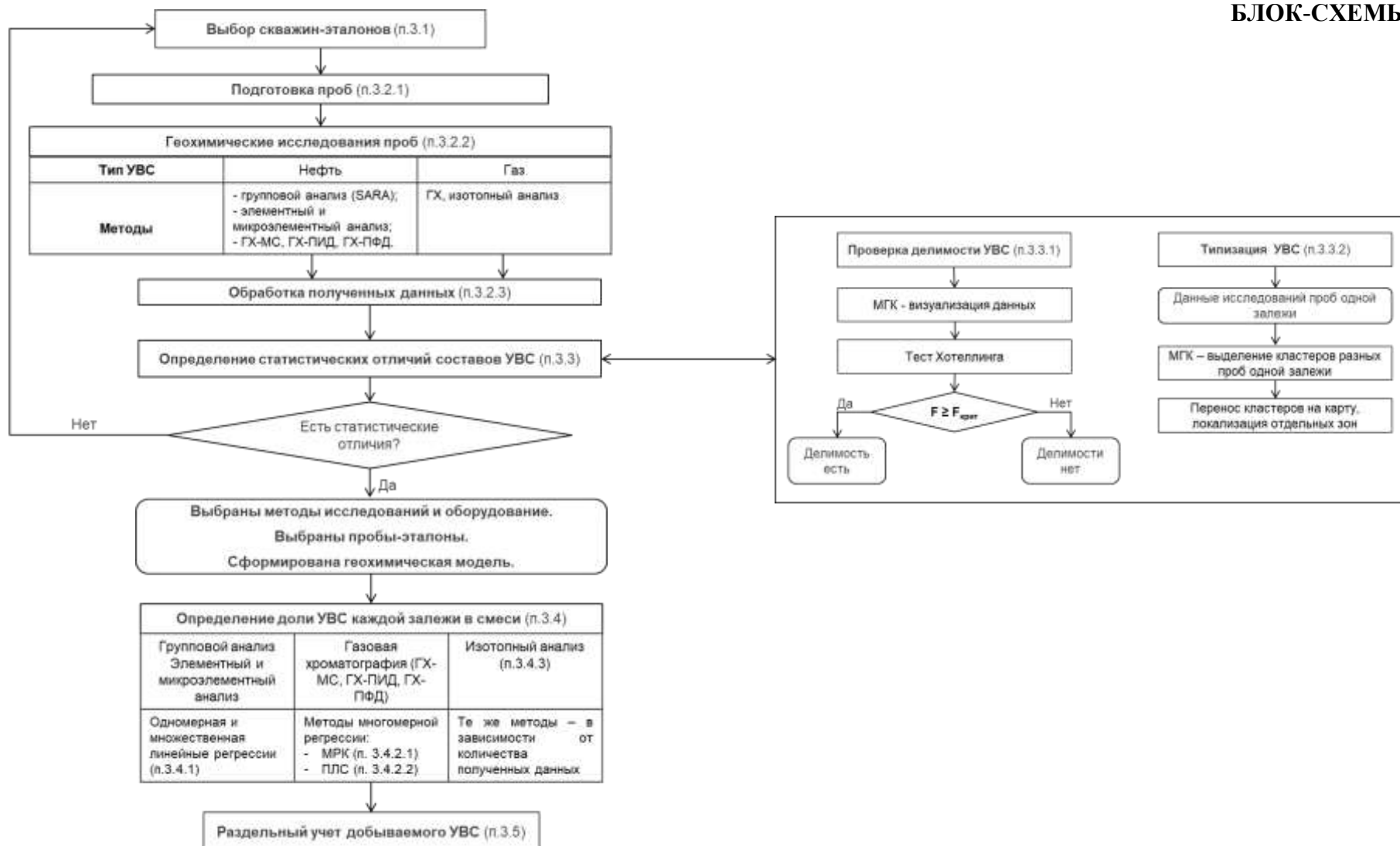
Рисунок А.5 - Диаграммы распределения межалкановых (с C_{10} по C_{11}) УВ в бензиновых фракциях нефтей разных пластов месторождения [29].

На завершающей стадии интерпретации состава УВС можно выполнить корреляционный анализ различными процедурами кластерного или факторного анализа с визуализацией результатов, например, в виде дендрограмм (рисунок А.6).

Рисунок А.6 - Дендрограмма результатов кластерного анализа распределения алкановых УВ в нефтях.

Настоящая методика учла все имеющиеся подходы и предлагает наиболее совершенный статистически обоснованные методы интерпретации геохимических данных для целей резервуарного анализа и расчёта доли УВС из каждой залежи.

**ПРИЛОЖЕНИЕ Б.
БЛОК-СХЕМЫ.**



Блок-схема 1 - Стадии методики



Блок-схема 2 - Этапы внедрения методики.

На этапе I

- стадия планирования отбора проб включает отбор тестовой коллекции;
- стадия подготовка и геохимические исследования проб включает анализ отобранных проб разными методами геохимических исследований;
- стадия определение статистических отличий проб-эталонов позволяет определить какой из методов геохимических исследований обеспечивает статистические отличия между эталонами;
- с использованием метода геохимических исследований, который обеспечивает статистические отличия между эталонами, проводят анализ смесей УВС;
- определяют доли УВС каждого пласта в смеси.

На этапе II

- стадия планирования отбора проб включает проектирование и отбор распределенной во времени большой выборки проб УВС;
- стадия подготовка и геохимические исследования проб включает анализ отобранных проб выбранным методом геохимических исследований;
- на стадии определение статистических отличий проб-эталонов подтверждают наличие статистических отличий между эталонами, актуализируют эталоны для следующей стадии;
- определяют доли УВС каждого пласта в смеси.

На этапе III

- стадия планирования отбора проб включает планомерный отбор проб с эталонных и смесевых скважин;
- стадия подготовка и геохимические исследования проб включает анализ отобранных проб выбранным методом геохимических исследований;
- на стадии определение статистических отличий проб-эталонов актуализируют наличие статистических отличий между эталонами;
- определяют доли УВС каждого пласта в смеси.

На каждом месторождении самостоятельно выстраивается своя стратегия проведения геохимических исследований исходя из понимания полезности, важности и ценности, которую несут в себе проводимые работы и с учётом собственного производственного опыта.

На этапе I «Выбор оборудования» осуществляется первичная оценка степени различия пластов. В данном случае не идет речи об изучении неоднородности изменения состава или свойств УВ внутри одного пласта. Достаточным является опробование эталонными пробами каждого из находящихся в совместной эксплуатации пластов.

На этапе II «Опытно-промышленная эксплуатация» выполняется массивированный отбор проб УВС из разных объектов эксплуатации для выбора эталонов и настройки геохимических моделей. Впоследствии, после настройки моделей (Этап II), для нормальной работы по разделению добычи УВС требуется отбор только тех эталонов, которые вошли в геохимические модели, т.е. отбор проб-эталонов на Этапе III значительно сокращается.

С течением времени происходит эффект старения настроенных геохимических моделей, описанный в п. 3.3.3 настоящей методики, и при необходимости геохимические модели подлежат актуализации.

ПРИЛОЖЕНИЕ В.

ПОДГОТОВКА ПРОБ

1. Отбор проб УВС.

Отбор устьевых проб жидкого УВС производится в специализированные стеклянные ёмкости (бутылки) объёмом не менее 1000 мл с горловиной с винтовой резьбой с вкладышами и пластиковыми крышками, химически инертными к нефти, способными оставаться герметичными при давлении до 0,5 атм. Бутылка, крышка и вкладыш должны выдерживать температуры до 120°С. Емкости для отбора проб необходимо предварительно промыть и просушить.

При отборе должно соблюдаться условие сохранения пробы от потерь целевых компонентов или от загрязнения другими веществами. Объём заполнения жидкости составляет не менее 60% (при отборе пенистого флюида производят отбор пробы до 60% объёма тары после отстаивания пены), но не более 80% объёма ёмкости.

К ёмкости крепится этикетка с указанием месторождения, куста и номера скважины и бирка с номером, также к каждой пробе заполняется акт отбора пробы нефти.

В связи с тем, что большое количество скважин характеризуется высокой обводнённостью продукции, необходимо уделить особое внимание объёму отбираемого флюида с тем, чтобы обеспечить ХАЛ достаточным для анализа количеством углеводородного слоя. В случае хроматографического анализа, если при отборе пробы есть визуальное разделение на фазы, и толщина углеводородного слоя составляет более 3 см, то достаточно отобрать 1 пробу (бутылка объёмом 1 литр); если толщина углеводородного слоя составляет менее 2 см, то необходимо отобрать 2 пробы (2 бутылки по 1 литру); если толщина углеводородного слоя составляет менее 1 см или если проба визуально не разделяется на УВ и водную фазы, то необходимо отобрать 3 пробы (3 бутылки по 1 литру).

В случае если скважина даёт высоко обводнённую продукцию, допускается отбирать пробу в канистру объёмом до 20 л. Требования к канистре (за исключением материала изготовления) соответствуют требованиям к бутылкам.

В отдельных случаях, описанных в настоящей методике, возникает необходимость в отборе глубинных проб нефти.

Отбор проб газа на устье может проводиться в проточные или непроточные баллоны, обеспечивающие герметичную сохранность пробы и исключаяющие возможность контаминации атмосферными или техногенными газами. Пробы газа снабжаются информационными этикетками с указанием давления закрытия и в дальнейшем передаются в ХАЛ.

2. Транспортировка и приём проб

При транспортировке проб в ХАЛ для проведения геохимических исследований необходимо обеспечить сохранность отобранной пробы, её объёма и свойств.

При приёме проб в ХАЛ необходимо подтвердить кондиционность всех отобранных проб и обеспечить их регистрацию для исключения проведения дальнейших исследований по некорректным данным.

Критерии кондиционной пробы:

- Для нефти:
 - проба флюида имеет однозначную привязку к скважине и залежи (залежам);
 - объём УВ слоя в пробе нефти достаточен для проведения геохимических исследований (соответствует требованиям и рекомендациям отбора проб);
 - проба выражает состав и свойства флюида (скважина работает на стационарном режиме, не подвергалась операциям по химизации перед отбором пробы, проба отобрана в соответствии с требованиями отбора настоящей методики).

* При отборе глубинных проб нефти их кондиционность обычно оценивается в лаборатории по давлению внутри баллона и по снижению давления относительно давления отбора пробы в пластовых условиях. Для целей резервуарной геохимии эти требования излишние, так как давление не влияет на качество проб нефти.

- Для газа:
 - проба флюида имеет однозначную привязку к скважине и залежи (залежам);
 - в баллоне давление открытия пробы в лаборатории соответствует давлению закрытия в момент отбора пробы для контроля герметичности;
 - проба выражает состав и свойства флюида (скважина работает на стационарном режиме, не подвергалась операциям по химизации перед отбором пробы, проба отобрана в соответствии с требованиями отбора настоящей методики).

При регистрации необходимо отразить по меньшей мере следующие данные:

- место отбора пробы (куст/скважина),
- дата/время отбора пробы,
- номер пробы,
- объём пробы.

3. Пробоподготовка

Цель пробоподготовки – предотвращение выпадения в самостоятельную фазу смолисто-асфальтеновых веществ и устранение механических примесей и воды.

В процессе пробоподготовки могут быть использованы подходы, основанные на горячем центрифугировании, описанные в [31] с некоторыми доработками.

Основными операциями в процессе пробоподготовки являются: термостатирование пробы, горячее центрифугирование, позволяющее отделить воду и механические примеси без удаления асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) из органического слоя, отделение нефти и опционально осушка при помощи молекулярных сит, что требуется в случае глубокой заэмульгированности проб или наличия химически связанной воды. Ниже приведены предпочтительные подходы к процессу пробоподготовки.

Для пробоподготовки сырой нефти производится следующая последовательность операций (для случая использования стеклянных бутылей):

- выдержка в термостате при 65°C и перевод отделившегося нефтяного слоя в отдельную ёмкость (в случае устойчивой эмульсии допускается использование деэмульгатора);
- выдержка на водяной бане при 65°C нефтяного слоя с добавлением цеолита для удаления остаточной воды;
- центрифугирование при 65°C для отделения механических примесей и подготовка препарата для дальнейшего анализа.

Так, в случае использования методов хроматографического анализа отделившийся нефтяной слой отбирают в хроматографические виалы на 1,5 или 2 мл и сразу же закрывают крышками.

Оставшаяся часть пробы в объёме не менее 40 мл сохраняется в пенициллиновых флаконах в качестве арбитражных проб. Арбитражные флаконы закрываются пластиковой крышкой и дополнительно укупориваются с помощью термоусадочной ленты. Пробы, потерявшие при хранении в течение года более 10% объёма, не пригодны к повторному использованию.

В случае работы с образцами газа в баллонах требуется обеспечить препаративную подготовку для хроматографического и/или изотопного анализа без возможности контаминации атмосферными газами или потерями целевых компонентов.

Вся используемая тара (бутыли, пробирки, виалы, флаконы для арбитражных проб) должна быть промаркирована для обеспечения идентификации каждой пробы.

ПРИЛОЖЕНИЕ Г.

ВЫБОР МЕТОДОВ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Предложенный подход позволяет сократить список потенциальных методов исследования, которые могут быть использованы для анализа состава и свойств УВС. Таким образом, это сокращает объем проводимых лабораторных работ по установлению параметров, обеспечивающих делимость УВС разных залежей.

Спектр методов анализа, которые могут применяться для определения состава и свойств УВС, достаточно широк и может включать как простые методы физико-химического анализа, так и более сложные представленные комплексом хроматографических исследований. Эффективность метода исследований обеспечивается возможностью определения принадлежности УВС к конкретной залежи и количественному определению его содержания в смеси УВС из различных залежей.

Исследование УВС может проводиться посредством определения физико-химических свойств (плотность, вязкость и т.д.), ИК- и УФ-спектроскопии, SARA (группового)-анализа и других известных методов исследования, применимых в этой области, а также методов газовой хроматографии, совмещенной с различными типами детекторов. В связи с тем, что в асфальтенах содержится большое количество различных микроэлементов [32], их анализ может также использоваться для определения сходств/различий между УВС разных залежей.

Факторами, контролирующими различие состава и свойств флюидов, являются геологические особенности строения месторождения, которые могут быть представлены расстоянием между залежами, средним значением коэффициентов проницаемости, разницей плотностей флюидов, содержащихся в залежах (резервуарах). Чем больше разница в геологических характеристиках пластов, тем менее детальные методы требуются для определения параметров состава и свойств флюидов, которые, в свою очередь, необходимы для паспортизации УВС каждой залежи и использования полученных результатов для геохимического контроля выработки запасов.

При низких значениях проницаемости исследуемого резервуара, могут возникнуть условия, которые препятствуют свободному массопереносу УВ и таким образом усреднению состава флюидов и выравниваю профиля концентраций индивидуальных УВ соединений. В этом случае требуется использование большего набора индивидуальных УВ соединений и, соответственно, использование такого метода как хроматомасс-спектрометрия, в некоторых случаях – газовая хроматография с пламенно-ионизационным детектором. Количество идентифицируемых при этом уникальных УВ соединений может

достигать отметки в 500 компонентов и выше при одновременно высокой степени разрешения пиков индивидуальных соединений на хроматограммах.

Особенности геологического строения пластов позволяют определить, какое количество параметров обеспечит различимость УВС залежей этих пластов. Выбор методов исследования и оборудования проводят с использованием способа, известного из [33]. Для выбора методов геохимических исследований фиксируют следующие геологические характеристики пластов, делимость УВС залежей которых необходимо определить: расстояние между пластами (среднее, м), разницу между значениями плотности УВС каждого пласта (г/см^3), проницаемость (мкм^2).

С использованием установленной взаимосвязи (представлена на рисунке Б.1) между геологическими характеристиками пласта (залежи) и степенью отличий состава УВС разных пластов (залежей) определяют метод или группу методов исследования, которая может обеспечить делимость УВС каждой из залежей. В случае необходимости деления УВС залежей более 2 пластов анализ осуществляется для каждой пары пластов. При выявлении нескольких методов исследования для нескольких пар пластов – выбирают метод или группу методов, позволяющие определить наибольшее количество параметров.

Выбор осуществляют по следующим параметрам:

- расстояние между залежами, добычу которых необходимо поделить, м;
- разницу плотностей нефти между залежами, г/см^3 ;
- средняя проницаемость по каждой залежи, мкм^2 ;

После этого проецируют соответствующий параметр на соответствующую линию палетки и на оси ординат получают искомый метод или группу методов.

В случае выбора группы методов выбирают либо всю выбранную группу методов исследования, либо метод, позволяющий определить наибольшее количество параметров.

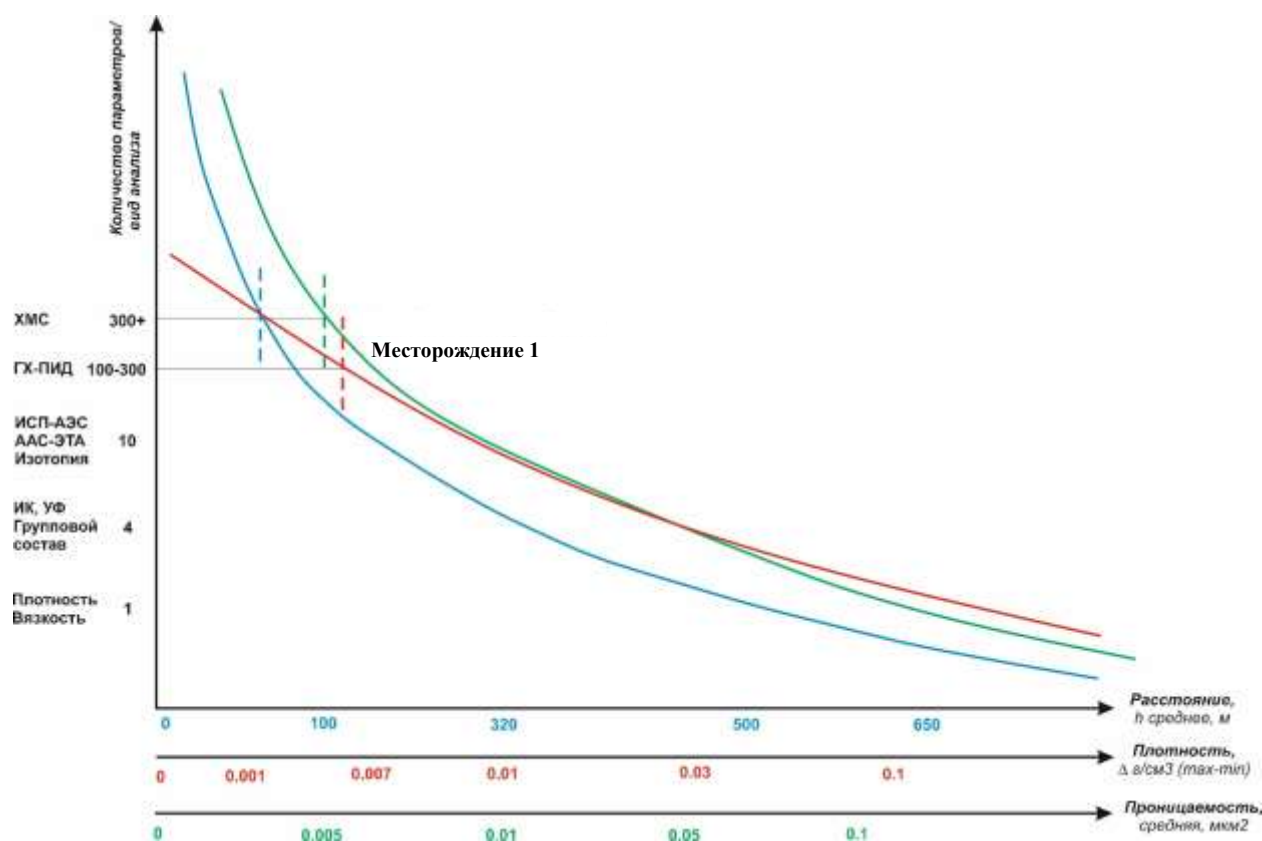


Рисунок Б.1 - Палетка по подбору методов резервуарного геохимического анализа (геохимических исследований скважин), где

ХМС – хроматомасс-спектрометрия;

ГХ-ПИД – газовая хроматография в сочетании с пламенно-ионизационным детектором;

ИСП-АЭС – метод атомно-эмиссионной спектрометрии с индуктивно связанной плазмой;

ААС-ЭТА – метод атомно-абсорбционной спектрометрии с электротермической атомизацией;

ИК – метод инфракрасной спектроскопии;

УФ – метод ультрафиолетовой спектроскопии.

Эта стадия позволяет выделить группу методов анализа для геохимических исследований и исключить перебор всех существующих методов.

После выбора группы методов анализа переходят к оценке применимости выбранных методов.

В случае если несколько методов исследования обеспечивают делимость эталонов, для выбора метода анализа и соответствующего оборудования могут использоваться критерии:

- достаточность обеспечиваемой точности делимости/наибольшая точность делимости;
- возможность использования того или иного метода исследования в конкретной химико-аналитической лаборатории (ХАЛ).

ПЕРИОДИЧНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Периодичность проведения всех видов исследований на месторождении регламентируется Руководящим документом «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и физико-химических исследований при разработке нефтяных и газонефтяных месторождений» [2], в котором поименована возможность геохимического разделения добычи по пластам, при этом в Таблице 4 Требования к минимальному комплексу исследований скважин при контроле разработки нефтяных и газонефтяных месторождений не описана периодичность отбора проб Физико-химическими методами ФХИ для целей разделения добычи по залежам (пластам), так как на момент написания РД методики геохимического разделения добычи УВС по залежам (пластам) не существовало.

В целом, руководствуясь изначальной целью – осуществление корректного списания запасов, повышение качества промысловой информации с целью локализации запасов и снижения геологических рисков при проведении ГТМ, целесообразно установить минимальную и оптимальную периодичность проведения геохимического деления добычи УВС.

Минимальная периодичность предполагает ежегодное проведение геохимических исследований, а также разовые исследования – до и после проведения капитального ремонта скважин (КРС), предполагающих вмешательство в работу пласта.

Минимальная периодичность обеспечит получение большей части информации по фонду для корректного списания запасов, но не позволит оперативно реагировать на изменения в характере работы скважин. Минимальный комплекс предполагает формирование месячных планов отбора проб, увязанных с графиками КРС. Следовательно, управление процессом геохимических исследований осуществляется в ручном режиме.

Оптимальная периодичность предусматривает ежемесячное исследование всего фонда скважин, таким образом обеспечивается постоянный геохимический контроль работы каждого пласта в каждой скважине. При этом отпадает необходимость в отборе проб до и после ГТМ. Такая стратегия проведения геохимических работ предполагает формирование ежегодных графиков проведения исследований, и далее вся работа выстраивается в автоматическом режиме и не требует вмешательства. Такая система легче управляется, обеспечивает максимальную прозрачность и информативность, а значит максимально снижает геологические риски при принятии дорогостоящих решений, но

дороже в реализации, так как требует больших суммарных затрат на выполнение геохимических исследований. То есть такая система даёт большую отдачу при больших затратах.

ПРИЛОЖЕНИЕ Е.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЕОХИМИЧЕСКОГО РАЗДЕЛЕНИЯ ДОБЫЧИ УВС ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ЗАДАЧ

При переходе на этап III «Промышленная эксплуатация» в поточном режиме проводится расчёт долей добычи УВС по разным залежам, что позволяет использовать геохимическое разделение добычи УВС для решения промысловых задач.

Использование резервуарной геохимии (геохимических методов исследования) с целью контроля добычи УВС по залежам – это инструмент, который может применяться при решении различных промысловых задач. В настоящей главе рассмотрены сценарии применения геохимии в зависимости от стоящих перед геологами и разработчиками целей, а также описаны подходы, которых необходимо придерживаться для решения этих задач.

Все сценарии применения сведены в таблицу Д.1.

№ п/п	Сценарий применения	Подход
1	Корректное списание запасов*	Определение долей добычи УВС с целью корректного отражения в месячном эксплуатационном рапорте (МЭР) списываемых запасов
2	Сопровождение ГТМ	Исследование вкладов пластов до и после ГТМ
3	Поиск запасов УВС	- Оценка состояния разработки участка недр многопластового месторождения с учётом геохимического деления добычи по пластам - Локализация остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) с помощью ГДМ
4	Определение перетока между пластами при ГРП на залежах со слабыми перемычками	Исследование вкладов пластов до и после ГРП
5	Поиск скважин для проведения РИР	Выявление скважин с незначительным вкладом в добычу УВС высоко обводнённых объектов
6	Сопровождение МУН	Контроль изменений свойств УВС на микроуровне до и после проведения мероприятий МУН
7	Уточнение геологического строения залежей	Типизация УВС МГК

*приведено в разделе 3.5 методики.

Таблица Д.1 - Примеры использования геохимического разделения добычи нефти по пластам для решения производственных задач.

1. Сопровождение ГТМ

Планирование ГТМ – это сложный и многогранный процесс оценки состояния пластов и скважин и выбора методов воздействия, обеспечивающих максимизацию экономических и технологических показателей эксплуатации залежей УВС.

Для скважин, вскрывающих одну залежь, планирование ГТМ связано со значительно меньшими рисками нежели при эксплуатации нескольких залежей одновременно.

Планирование ГТМ начинается с оценки дебитов жидкости, УВС, обводнённости. Но при одновременном вскрытии нескольких залежей диагностировать проблемы каждого отдельного пласта чрезвычайно сложно, так как на устье с достаточной точностью можно зафиксировать только показатели по всем залежам одновременно.

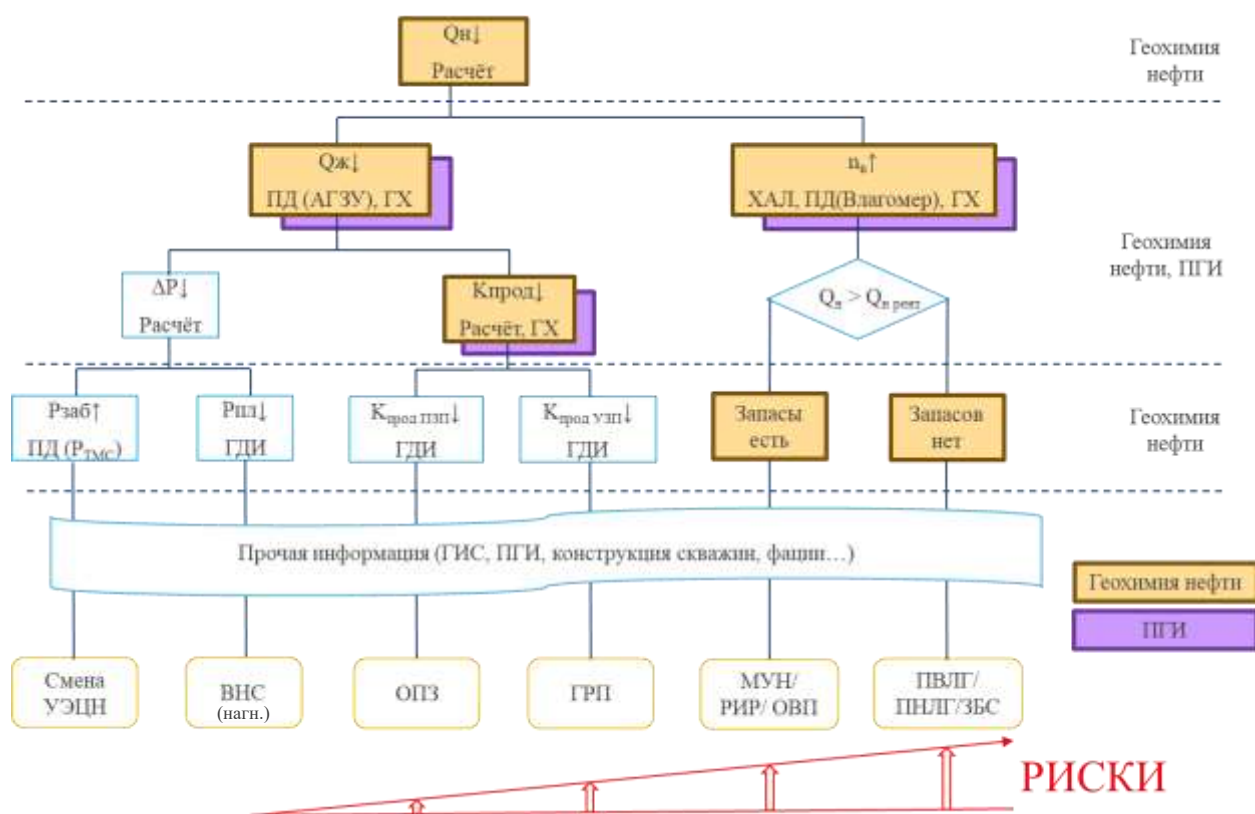


Рисунок Д.1 - Матрица принятия решения о необходимости проведения ГТМ и МУН.

Как видно на рисунке Д.1, информация о разделении добычи УВС и жидкости (ПГИ) используется на трёх самых первых этапах планирования мероприятий. Учёт характера работы каждого пласта позволяет минимизировать геологические риски, повысить успешность проводимых мероприятий и отказаться от потенциально неуспешных мероприятий.

Для целей сопровождения ГТМ принят подход, предполагающий проведение серии геохимических анализов по делению добычи УВС до и после проведения мероприятия. В

ходе выполнения серии экспериментов можно убедиться, что все расчёты сходимы между собой, и залежи работают в стабильном режиме. В случае если вклад разных залежей меняется от эксперимента к эксперименту, необходимо осуществить анализ работы участка залежи и разобраться с причинами такого поведения скважины. Возможно, имеет место нестабильное забойное давление, или запуски или остановки соседних скважин (особенно скважин системы поддержания пластового давления (ППД)), или другие причины. И дальнейшее планирование мероприятий осуществить по результатам проведённого анализа.

В целом подход к сопровождению ГТМ визуализирован на рисунке Д.2.

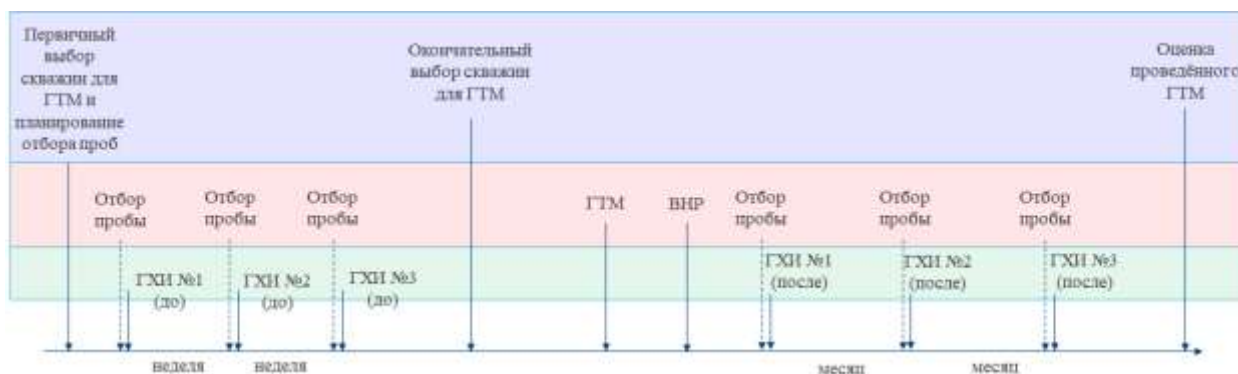


Рисунок Д.2 - Подходы к реализации сопровождения ГТМ геохимическими исследованиями по определению вклада пластов в общую добычу УВС.

2. Локализация остаточно извлекаемых запасов УВС на зрелых месторождениях

На месторождениях с совместной выработкой запасов существуют объективные причины, определяющие сложность контроля за процессом разработки и контроля степени выработки запасов по участкам месторождения и по отдельным залежам. Эта сложность кроется в невозможности оперативного и недорогого контроля за выработкой запасов. Такая ситуация несколько компенсируется в случае бурения горизонтальных скважин, однако не может быть полностью решена при разработке отдельных залежей общей сеткой скважин. Для ухода от неопределённостей компании внедряют всё те же технологии, описанные выше, – системы ОРЭ, ПГИ, ПГИ с использованием комплексов Y-tool, а также ПГИ на фоне окружающих нагнетательных скважин. Меньшее распространение получили технологии оптоволоконного контроля притока жидкости из залежей. Есть определённый потенциал использования технологии гидропрослушивания и трассерных технологий для установления влияния скважин друг на друга с целью оптимизации фонда скважин ППД. Однако из-за дороговизны указанных технологий и их сложности такие исследования выполняются точечно и не носят массового характера.

Геохимические методы ввиду их дешевизны, отсутствия необходимости остановки фонда, простоты и оперативности отбора проб нацелены на установление постоянного контроля выработки запасов УВС на системной основе со 100% охватом фонда действующих добывающих скважин с совместной выработкой запасов.

При этом существуют два основных подхода к поиску запасов УВС на зрелых месторождениях:

1. Оценка состояния разработки участка недр многопластового месторождения с комплексированием доступных источников информации, такой как промысловые исследования, геохимические исследования, ПГИ и других видов исследований (геофизические исследования скважин, ГДИ и т. д.).
2. Построение ГДМ и адаптация модели на промысловые данные с учётом геохимического разделения добычи УВС.

Первый подход прост и эффективен, не требует значительных трудозатрат, но работает локально с отдельными участками недр.

Второй подход комплексный и всеобъемлющий, позволяет оценить всё месторождение целиком, но требует значительных трудозатрат и в значительной степени зависит от качества входной информации. Этот подход может быть реализован как с использованием готовой ГДМ путем её адаптации, так и в процессе создания ГДМ.

Основной задачей адаптации (либо создания) ГДМ с использованием результатов геохимических исследований скважин является определение вклада каждого пласта, вскрытого скважиной в её суммарную добычу/дебит, т.е. разделение добычи по пластам, позволяющее уточнить локализацию ОИЗ УВС на основании геохимического анализа.

Методология с использованием ГДМ и методов геохимических исследований скважин включает следующие шаги:

1. Сбор данных: данные о скважинах, такие как пластовое и забойное давления, температура, дебит и состав газа и нефти для каждой залежи, которые будут добываться отдельно.
2. Геохимические анализы: геохимические анализы проб УВС из каждой залежи с определением вклада каждой залежи в добычу УВС смесевой скважины.
3. Построение геологической модели с учётом собранных исходных геологических данных.
4. Создание ГДМ на основании геологической модели. Параметры модели включают проницаемость, вязкость, границы залежи и другие физические свойства.
5. Калибровка гидродинамической модели на промысловые данные с учётом геохимического разделения добычи нефти по залежам: настройка параметров модели для

каждой залежи (проницаемости, ОФП, параметров трещин ГРП, насыщенности и др.) с целью минимизации погрешности между фактическими и расчётными показателями разработки.

6. Оценка качества построенной модели производится на основе расчёта прогноза по скважинам. Для этого необходимо сопоставить в режиме реального времени текущие и прогнозные показатели разработки. Если ошибка минимальна (не более 10%), то качество построенной модели можно считать удовлетворительным. Альтернативным методом проверки можно считать запуск в модели вновь пробуренной скважины и сопоставление её запускных показателей разработки с фактическими.

7. Локализация запасов: используя калиброванную ГДМ и геохимические данные, производится пересчёт запасов по разным пластам внутри единого объекта разработки с учётом полученных геохимических данных по добыче. Это позволяет локализовать ОИЗ и оценить потенциал уплотняющего бурения в зоне повышенных остаточных запасов нефти для каждого объекта разработки.

8. Мониторинг и анализ работы ГДМ. Верификация фактических и расчётных параметров, таких как давления, дебиты, приёмистости, доли добычи нефти из залежей в разных скважинах для подтверждения эффективности и точности разделения добычи. Проведение актуализации модели с её постоянной донастройкой с целью поддержания модели в состоянии высокой прогнозной способности. Регулярный анализ данных и корректировка стратегии разделения при необходимости.

3. Определение приобщения подстилающих и/или перекрывающих пластов при ГРП

Как показала практика применения геохимических методов разделения добычи УВС на скважинах с выполненными ГРП, в подавляющем большинстве случаев прорыва глинистой перемычки между разными объектами эксплуатации не происходит. Это выражается в том, что свойства УВС различных залежей не претерпевают изменения после проведения гидроразрыва, что хорошо видно на графике счетов МГК. В случае если перемычка слабая, то ГРП может приводить к объединению отдельных залежей в единую гидродинамическую систему путём создания общей трещины на разные залежи. В этом случае целесообразно устанавливать постоянный геохимический контроль за долей добычи, поступающей из каждого пласта с тем, чтобы оперативно реагировать на снижение добычи УВС или прекращение работы какой-либо из залежей.

На скважине 1 при бурении проводился отбор глубинных проб при помощи пластоиспытателя из залежей Ач17-0 и Ач17-1. На графике счетов (рисунок Д.3) видно, что пробы стабильного конденсата залежей Ач17-0 и Ач17-1 отличаются друг от друга.

Также из окрестных скважин 1 и 2 отбирались пробы-эталонные залежи Ач18-1. Пробы этой залежи также хорошо отличаются от проб залежей Ач17-0 и Ач17-1.

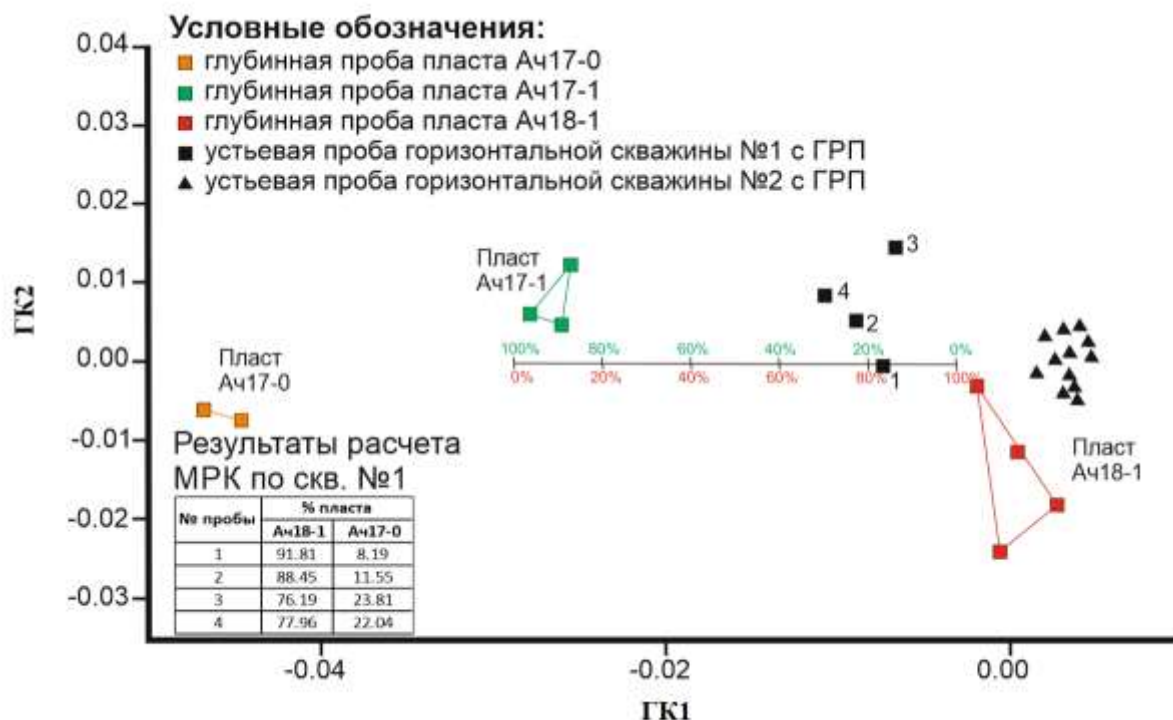


Рисунок Д.3 - График счетов МГК для проб стабильного конденсата.

После бурения горизонтального участка в пласте Ач18-1 на скважинах 1 и 2 проведён многостадийный ГРП. При этом предполагалось проведение ГРП только на залежи Ач18-1.

В ходе опробования скважин после проведения всех запланированных при освоении работ были отобраны устьевые пробы. На графике счетов (рисунок Д.3) видно, что точки, характеризующие нефть, добытую из скважины 1, сдвинулись из облака точек нефтей залежи Ач18-1 в сторону нефтей залежи Ач17-1. Таким образом, на качественном уровне зафиксировано, что в скважине 1 произошло приобщение залежи Ач17-1.

Численный расчёт методом МРК показал, что вклад залежи Ач17-1 в добычу составил в разные моменты времени от 8 до 21 %.

Таким образом, задача контроля приобщения залежей при проведении ГРП может эффективно решаться с учётом геохимической информации.

4. Поиск скважин РИР

Как правило, в первую очередь прорывы воды осуществляются по залежам с высокой проницаемостью и высокой анизотропией фильтрационных свойств коллектора. Такие залежи характеризуются высоким дебитом УВС при запуске скважины, хорошо работающим фондом ППД. В процессе работы они быстро обводняются, их дебит по

жидкости остаётся стабильно высоким, но добыча УВС неуклонно падает, и в определённый момент времени эксплуатация таких объектов становится убыточной.

Для выявления обводнившихся залежей возможно комплексирование данных технологического режима по распределению жидкости (основной источник данных для технологического режима – ПГИ) и геохимии по распределению УВС для того, чтобы точно увидеть основные источники поступления как жидкости, так и нефти в скважину.

Расчёты сводятся к созданию фильтра, в котором выбирают пласты с низкой добычей УВС и высокой добычей жидкости по отдельному пласту. Расчёты осуществляются в три этапа:

1. На первом этапе расчётов осуществляется поиск скважин, где один или несколько залежей дают 10% УВС и меньше.
2. На втором этапе выбирают из этих скважин те, где добыча УВС из отдельно взятой залежи составляет в абсолютных величинах менее 0,5 т/сут.
3. На третьем этапе из оставшихся скважин выбирают те, где по данным технологического режима имеется значительный приток жидкости из залежи (более 100 м³/сут) с низкой добычей УВС.

Такие интервалы принимают в качестве кандидатов на проведение РИР.

В дальнейшем запланировано повторение серии геохимических исследований с тем, чтобы удостовериться, что добыча УВС из целевой залежи под РИР действительно имеет устойчиво низкие значения. Если вклад пласта будет колебаться, то можно отложить проведение РИР и осуществить изоляцию залежи позже, когда добыча УВС из залежи станет устойчиво низкой.

5. Сопровождение МУН

Сначала необходимо произвести отбор добываемой продукции до проведения МУН (3 пробы). Следующим этапом проводят закачку поверхностно-активных веществ (ПАВ) в нагнетательную скважину и производят периодический отбор проб на добывающих скважинах с целью определения момента прекращения эффекта от закачки.

Все хроматограммы обрабатываются МГК и визуализируются на графике счетов (рисунок Д.4).

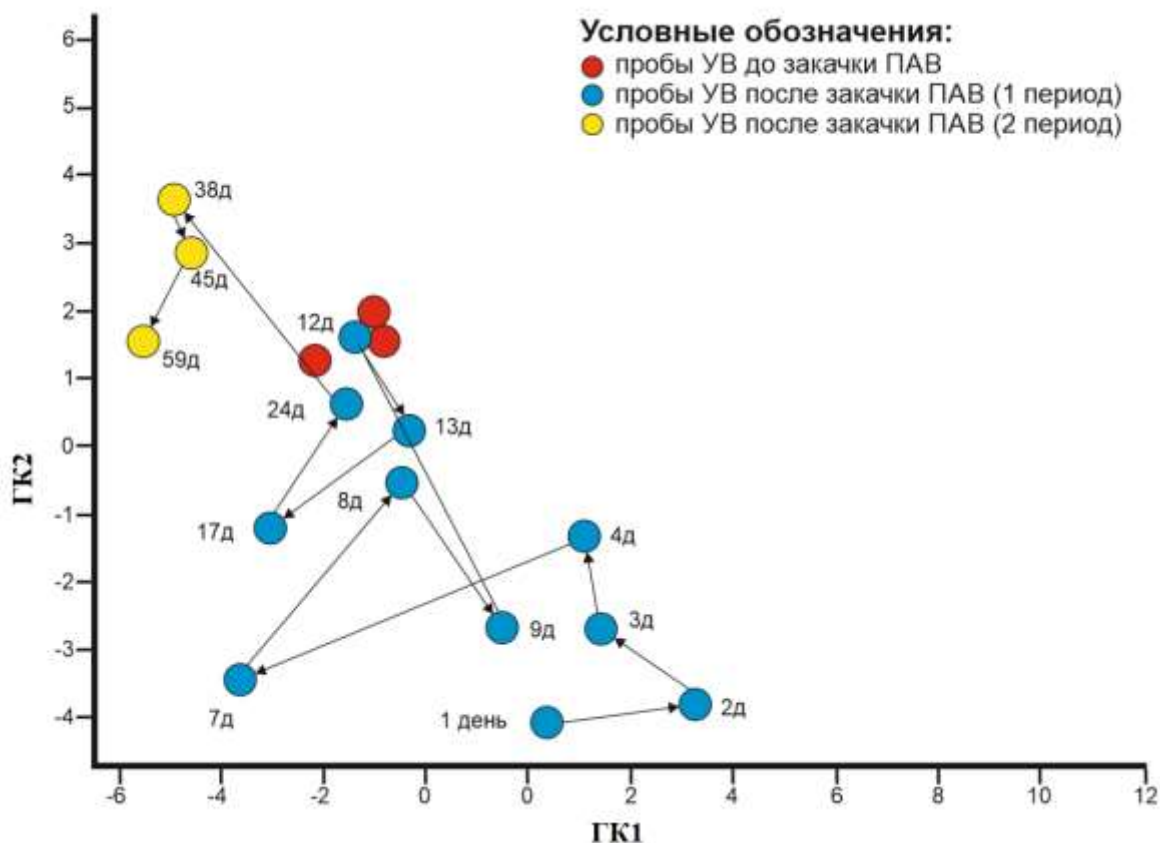


Рисунок Д.4 - Пример графика счетов проб нефти до и после проведения закачки ПАВ.

При необходимости параллельно проводится исследование изменения плотности проб УВС после проведения МУН. Также исследуется хроматограмма до и после проведения МУН, и на качественном уровне делаются заключения об изменениях, если таковые имеются.

Далее проводят математическую интерпретацию численными методами. Сначала выделяют хроматографический профиль «доотмытой» нефти.

После выделения вектор-хроматограммы «доотмытой» нефти рассчитывают долю исходной и дополнительно отмытой нефти в смеси и строят график изменения доли дополнительно отмытой нефти во времени. Как только доля «доотмытой» нефти падает до нуля, технологический эффект от мероприятия полностью завершён.

Такая работа может быть проведена по всем соседним добывающим скважинам. В этом случае видно, что влияние нагнетательной скважины на добывающие разное – какие-то скважины быстро реагируют, другие – дольше. В одних скважинах доля «доотмытой» нефти поднимается сильнее, в других скважинах этот процесс носит менее выраженный характер. Интерпретация таких данных позволяет не только численно оценить технологический эффект от проведённого мероприятия по третичной разработке пласта, но и выйти на оценку влияния нагнетательной скважины на добывающие, то есть на

проведение, по сути, трассерных исследований при проведении МУН, что позволит параллельно основному мероприятию МУН провести исследования фильтрационных потоков нагнетаемого агента.

6. Уточнение геологического строения залежей

Одной из решаемых задач геохимии при создании геохимической модели является анализ связанности резервуаров внутри одного пласта. Данная информация также является ценным источником понимания геологического строения месторождения.

Она выполнялась для пласта НП2-3, имеющего газоконденсатное насыщение. Всего в процессе работ выполнен отбор проб на 11 скважинах. Отбор проб конденсата выполнялся в процессе проведения газоконденсатных исследований (ГКИ) с использованием ПКИОС, пробы при этом отбирались с первой ступени сепарации (ПТС).

Пробы конденсата исследовались методом газовой хроматомасс-спектрометрии (GC-MS) с выборочным использованием режима измерения по полному ионному току (TIC) по сигналу одного иона (SIM).

На основании изучения хроматограмм выделены конденсаты 3 типов (рисунок Д6):

1 тип – конденсаты с признаками нефтяной оторочки, которая могла быть приобщена в процессе ГКИ, на что указывает наличие алканового ряда C_8 - C_{31} , характерного для нефти, и темноватая окраска;

2 тип – конденсаты с нормальным рядом н-алканов;

3 тип – конденсаты с редуцированным рядом н-алканов, в которых распределение минорных соединений изопреноидного ряда отлично от конденсатов типа 2 с нормальным рядом н-алканов (вероятно, биodeградированные).

Кроме того, для пласта НП2-3 удалось проследить латеральную анизотропию свойств по площади месторождения. Происходит закономерная смена типов конденсата при продвижении с юга на север месторождения. При этом близкорасположенные скважины в общем случае локализуются по принципу сходства составов конденсата, что указывает на близость резервуарных характеристик на локальном уровне при широкой вариации свойств по площади.

Для пласта НП2-3 биodeградированный тип конденсата выделен в Блок 4. Дифференциация внутри пласта НП2-3 между Блоками 3 и 4 явно выражена в наличии 2 разных типов конденсата. Блок 1, Блок 2 и Блок 3 разделены зонами тектонических нарушений с явным нарушением горизонтальной сообщаемости, что выражается в разном составе конденсатов и хорошо визуализируется на МГК-модели.

Таким образом, с использованием методов резервуарной геохимии показана принципиальная блоковость строения продуктивной зоны пласта НП2-3, выраженная в изменении составов конденсатов и согласующаяся с геологическими представлениями (рисунок Д.5).

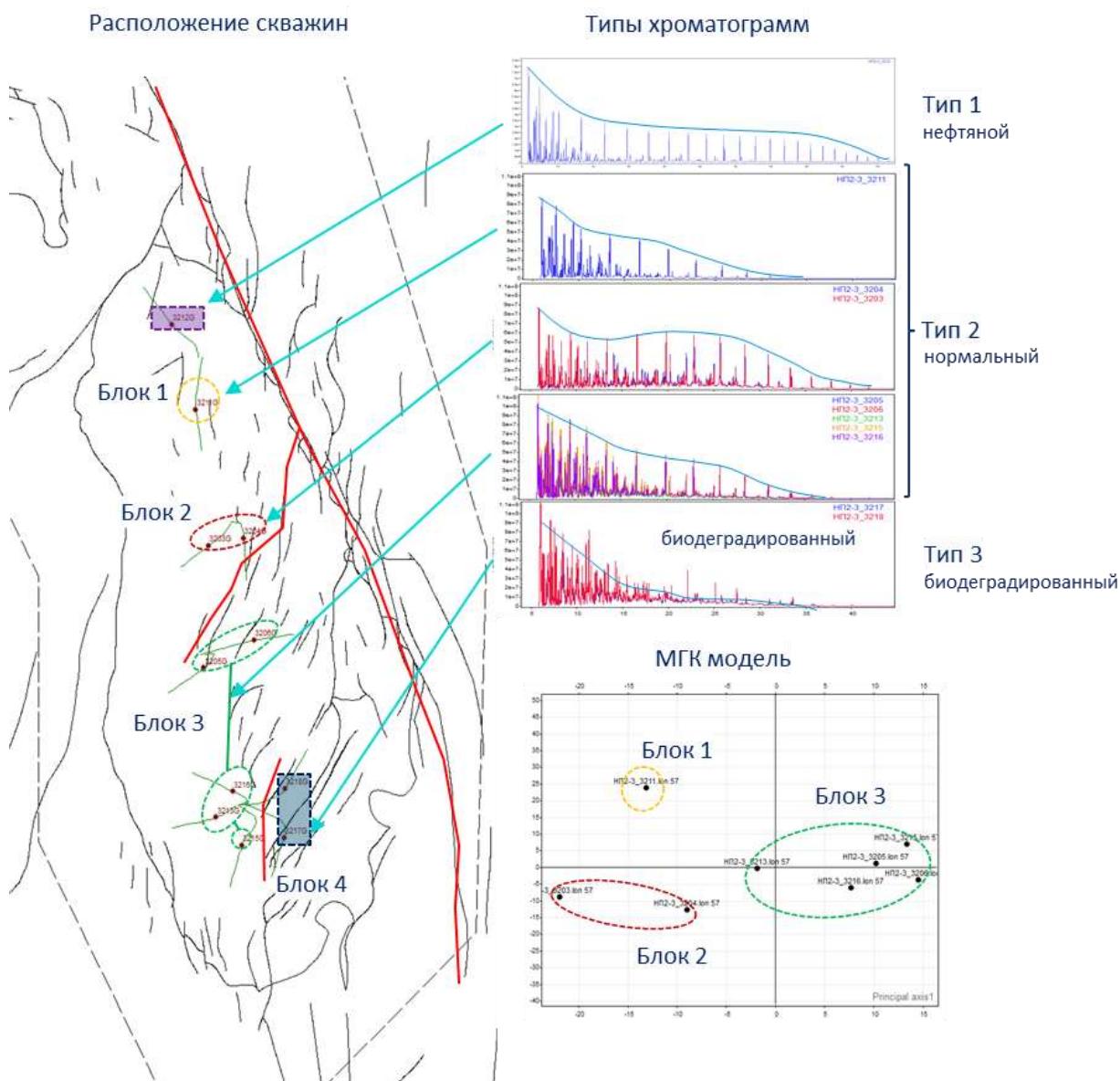


Рисунок Д.5 - Латеральная анизотропия состава конденсатов разных блоков пласта НП2-3.