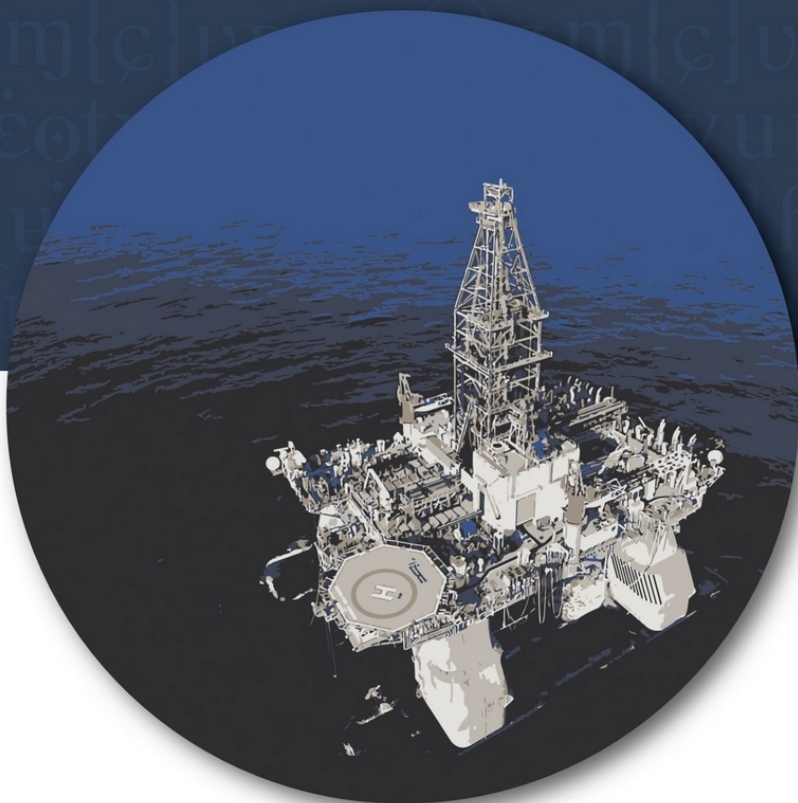




СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
SIBERIAN FEDERAL UNIVERSITY



А. К. Битнер

ГЕОХИМИЯ НЕФТЕЙ И ГАЗОВ
ЦЕНТРАЛЬНОЙ СИБИРИ

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Сибирский федеральный университет

А. К. Битнер

ГЕОХИМИЯ НЕФТЕЙ И ГАЗОВ ЦЕНТРАЛЬНОЙ СИБИРИ

Монография

Красноярск
СФУ
2020

УДК 550.4:553.98(292.512.3)
ББК 26.304(253.7)
Б662

Рецензенты:

В. Е. Тарабанько, доктор химических наук, главный научный сотрудник лаборатории процессов синтеза и превращений углеводородов Института химии и химической технологии Сибирского отделения Российской академии наук (ИХХТ СО РАН);

В. Т. Изаров, кандидат геолого-минералогических наук, академик Российской академии естественных наук, советник генерального директора «Нефтяной компании „Спектрум”»

Битнер, А. К.

Б662 Геохимия нефтей и газов Центральной Сибири : монография / А. К. Битнер. – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2020. – 264 с.

ISBN 978-5-7638-4319-4

Рассмотрены вопросы геохимии нефти и газа углеводородных систем кембрия, венда и рифея в пределах платформенной части Центральной Сибири. Приведены физико-химические параметры нефти, газа и конденсата, углеводородный и фракционный состав флюидов большинства месторождений Центральной Сибири, описаны факторы возможного современного газообразования. Определены степень метаморфизма и зрелости углеводородных систем и их геологический возраст, оценены ресурсы углеводородов сложного состава, являющихся сырьем для развития нефте- и газохимии.

Предназначена для научных работников, геологов, геохимиков, может быть интересна студентам геологических специальностей.

Электронный вариант издания см.:
<http://catalog.sfu-kras.ru>

УДК 550.4:553.98(292.512.3)
ББК 26.304(253.7)

ISBN 978-5-7638-4319-4

© Сибирский федеральный университет, 2020

ОГЛАВЛЕНИЕ

Принятые сокращения	5
Принятые обозначения	10
Введение.....	12
1. Геохимия пластовых флюидов нефтегазовых систем Байкитской антеклизы	17
1.1. Рифейские толщи Юрубчено-Тохомского месторождения	20
1.1.1. Физико-химические параметры и состав газов рифейских и вендских толщ	20
1.1.2. Свойства и фракционный состав нефти	27
1.1.3. Углеводородный состав дистиллятных фракций нефти.....	30
1.1.4. Насыщенные циклические соединения – «биомаркеры» юрубченской нефти.....	40
1.2. Рифейские отложения Куюмбинского месторождения	45
1.2.1. Физико-химические свойства и состав газов	45
1.2.2. Свойства и углеводородный состав конденсатов.....	48
1.2.3. Физико-химические свойства и углеводородный состав нефти.....	51
1.3. Оценка качества нефти залежей Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления. Товарные качества юрубченской нефти.....	57
1.4. Углеводородные флюиды вендских продуктивных толщ	63
1.5. Насыщенные циклические соединения – «биомаркеры» шушукской нефти.....	79
2. Углеводородные системы Катангской седловины.....	86
2.1. Состав и свойства газов единичных скоплений.....	86
2.2. Газовые и газоконденсатные системы терригенного венда	88
2.3. Свойства нефти из единичных проявлений на перспективных площадях.....	107
3. Геохимический облик углеводородных скоплений Бахтинского мегавыступа	110
3.1. Физико-химические свойства, состав газов и конденсатов	111
3.2. Физико-химические свойства и углеводородный состав нефти	124
3.3. Геохимические особенности жидких углеводородных флюидов	136

3.3.1. Особенности индивидуального состава фракции н. к.–125 °С конденсата	138
3.3.2. Особенности индивидуального состава фракции н. к.–125 °С нефти	147
3.3.3. Метановые углеводороды нефти и конденсатов	149
3.4. Сераорганические соединения в нефтях и конденсатах и качество моктаконской нефти	154
3.5. Товарные качества продуктов из моктаконской нефти	159
4. Геохимия углеводородных систем Курейско-Бакланихинского мегавала	164
4.1. Особенности состава и свойств газов	165
4.2. Конденсаты и их геохимический облик	170
4.3. Геохимические особенности нефтей	178
5. Геохимический облик природных газовых систем зоны Ангарских складок	189
5.1. Особенности состава и свойств газовых систем	189
5.2. Состав и свойства конденсатов	198
6. Процессы формирования и разрушения углеводородных систем и ресурсы высокотехнологичного нефтегазового сырья Центральной Сибири	200
6.1. Метильные и метиленовые группы углеводородов	202
6.2. Геологические и геохимические процессы формирования углеводородов сложного состава	206
6.3. Процессы осернения нефтей и конденсатов	214
6.4. Температуры углеводородных систем	218
6.5. Возраст углеводородных систем	220
6.6. Геолого-геохимические процессы современного нефтегазообразования	235
6.7. Высокотехнологичные ресурсы углеводородов и гелия	240
Заключение	251
Использованная литература	254

ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

А	– ароматический
АСК	– активированный силикагель колоночный
Б	– бензол
БЦП	– бутилциклопентан
ВЕСЭ МПГ	– Всероссийский ежегодный семинар по экспериментальной минералогии, петрологии, геохимии
ВНИГНИ	– Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт
ВНИГРИ	– Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт
ВНИИОЭНГ	– Всероссийский научно-исследовательский институт организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности
ВНИИНП	– Всероссийский научно-исследовательский институт по переработке нефти
ВНИИУС	– Волжский научно-исследовательский институт углеводородного сырья
ВНИИЯГТ	– Всесоюзный научно-исследовательский институт ядерной геофизики и геохимии
ВНК	– водонефтяной контакт
ВостСибНИИГГиМС	– Восточно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья
ВР	– растворенный в воде газ
ВСЕГЕИ	– Всероссийский научно-исследовательский геологический институт
ВСТО	– нефтепровод Восточная Сибирь – Тихий океан
ВУ	– вязкость условная
Г	– газовое
ГЕОХИ РАН	– Институт геохимии и аналитической химии имени В. И. Вернадского Российской академии наук
ГЖХ	– газожидкостная хроматография
ГК	– газоконденсатное

ГКМ	– газоконденсатное месторождение
ГМ	– газовое месторождение
ГН	– газонефтяное
ГНМ	– газонефтяное месторождение
Гипровостокнефть	– Институт по проектированию и исследовательским работам в нефтяной промышленности
ГОСТ	– государственный отраслевой стандарт
Гп	– гептан
ГПКК	– государственное предприятие Красноярского края
ГФ	– газовый фактор
ДМБ	– диметилбутан
ДМГ	– диметилгексан
ДМД	– диметилдекан
ДМГп	– диметилгептан
ДМН	– диметилнонан
ДМО	– диметилоктан
ДМП	– диметилпентан
ДМПр	– диметилпропан
ДМС	– демеркаптанализация сероводорода
ДМЦГ	– диметилциклогексан
ДМЦП	– диметилциклопентан
ЗНГН	– зона нефтегазонакопления
ЗСБ	– зондирование становлением поля в ближней зоне
ИВ	– индекс вязкости
ИК	– инфракрасный
ИНГГ СО РАН	– Институт нефтегазовой геологии и геофизики имени А. А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук
ИПТЭР АН РБ	– Институт проблем транспорта энергоресурсов Академии наук Республики Башкортостан
ИСУ	– изотопный состав углерода
ИТК	– истинная температура кипения
ИХХТ СО РАН	– Институт химии и химической технологии Сибирского отделения Российской академии наук
КГФ	– конденсатно-газовый фактор

КИИ	– комплект испытательного инструмента
к. к.	– конец кипения
КМ	– керосино-масляная фракция
КНИИГиМС	– Красноярский научно-исследовательский институт геологии и минерального сырья
Кс	– ксилол
ЛФЗ	– литолого-фациальная зона
М	– метил/метановый
МА	– метано-ароматический
МБ	– метилбензол/метилбутан
МГ	– метилгексан
МГп	– метилгептан
МГУ	– Московский государственный университет
МДк	– метилдекан
МН	– метилнонан / метано-нафтовый
МНТК	– межотраслевой научно-технический комплекс
МО	– метилоктан
МОГТ	– метод общей глубинной точки
МП	– метилпентан
МПрБ	– метилпропилбензол
МПрЦП	– метилпропилциклопентан
МЦГ	– метилциклогексан
МЦП	– метилциклопентан
МУ	– метилундекан
МЭ	– метилэтил
МЭБ	– метилэтилбензол
МЭГ	– метилэтилгексан
МЭГп	– метилэтилгептан
МЭП	– метилэтилпентан
МЭЦГ	– метилэтилциклогексан
МЭЦП	– метилэтилциклопентан
Н	– нефтяное/нафтовый
НГ	– нефтегазовое
НГК	– нефтегазоконденсатное
НГКМ	– нефтегазоконденсатное месторождение
НГМ	– нефтегазовое месторождение
НГО	– нефтегазоносная область

НГП	– нефтегазоносная провинция
Не обн.	– не обнаружены
Не опр.	– не определялись
н. к.	– начало кипения
НМ	– нефтяное месторождение
НО	– нефтяная оторочка
НЦ	– научный центр
НЧ	– нечетный
ОБ	– бисоктан
ОВ	– органическое вещество
ОКБО	– оксибисоктан
ОСР	– общее сейсмическое районирование
ОСТ	– отраслевой стандарт
Отс.	– отсутствуют
П	– попутный газ
ПГО	– производственное геологическое объединение
ПНГ	– попутный нефтяной газ
ПрБ	– пропилбензол
ПрЦГ	– пропициклогексан
ПрЦП	– пропициклопентан
РН	– растворенный в нефти газ
РОВ	– рассеянное органическое вещество
РО РААКИ	– Региональное отделение Российской ассоциации аллергологов и клинических иммунологов
С	– свободный газ
СГР	– самостоятельный газоносный район
СКО	– соляно-кислотная обработка
Сл.	– следы
СНГР	– самостоятельный нефтегазоносный район
СНИИГГиМС	– Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья
СО РАН	– Сибирское отделение Российской академии наук
СП	– спонтанный газ
СЩС	– сернисто-щелочные стоки
Т	– толуол
т-	– транс-

Принятые сокращения

ТБ	– трибензол
ТМБ	– триметилбутан
ТМГ	– триметилгексан
ТМП	– триметилпентан
ТМЦГ	– триметилциклогексан
ТМЦП	– триметилциклопентан
ТрМЦП	– тетраметилциклопентан
УВ	– углеводороды
ХБА	– хлороформенный битумоид А
ц-	– цис-
ЦГ	– циклогексан
ЦП	– циклопентан
Ч	– четный
ШФЛУ	– широкая фракция легких углеводородов
Э	– этил
Эб	– этилбензол
ЭГ	– этилгексан
ЭП	– этилпентан
ЭПР	– электронно-парамагнитный резонанс
ЭРОУ	– эмульсионный буровой раствор на углеводородной основе
ЭЦГ	– этилциклогексан
ЭЦП	– этилциклопентан
ЮТМ	– Юрубчено-Тохомское месторождение
ЯМР	– ядерный магнитный резонанс
MSK	– шкала интенсивности землетрясений Медведева – Шпонхойера – Карник
PDB	– Pee Dee Belemnite (Пи Ди Белемнит)

ПРИНЯТЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

C_3	– пропан
C_4	– бутан
$C_{\text{орг}}$	– органический углерод
CPI	– индекс предпочтений углерода (carbon preference index)
HI	– удельное содержание свободных УВ
$Нн$	– гомогопан
$i-C_4$	– изобутан
$n - \rho - M$	– показатель преломления n , плотности ρ , молекулярной массы M
$n-C_4$	– n -бутан
$n-C_5$	– n -пентан
$n-C_6$	– n -гексан
$n-C_7$	– n -гептан
$n-C_8$	– n -октан
$n-C_9$	– n -нонан
$n-C_{10}$	– n -декан
$n-C_{11}$	– n -ундекан
$n-C_{12}$	– n -додекан
$n-C_{13}$	– n -тридекан
$n-C_{14}$	– n -тетрадекан
Nf	– нефтеновый фон
OPI	– индекс продуктивности
$P_{\text{нас}}$	– давление насыщения
$P_{\text{пл}}$	– давление пластовое
Ph	– фитан
Ppm	– единица измерения концентрации, млн^{-1} (parts per million)
Pr	– пристан
r	– коэффициент корреляции
S_1	– свободные УВ до 300 °С
S_2	– углеводородные продукты пиролиза керогена и смолисто-асфальтовых веществ, 300–650 °С
St	– стераны
St_{27}	– холестеран
St_{28}	– метилхолестан

St_{29}	– этилхолестан
St_{30}	– пропилхолестан
T_{max}	– максимальная температура при пиролизе
$T_{пл}$	– пластовая температура
терр	– терпаны
Z	– полуэмпирический коэффициент
$\alpha\alpha$	– биостераны
$\beta\alpha$	– диастераны
$\beta\beta$	– изостераны
η	– вязкость
ν	– кинематическая вязкость
ρ	– плотность
$K_{ж}$	– коэффициент жирности газов
$K_{зр}$	– коэффициент зрелости газов
$K_{изо}$	– коэффициент изомеризации
$K_{мC_6}$	– коэффициент В. К. Шиманского
$K_{пент}$	– пентановый коэффициент
K_y	– упрощенный коэффициент качества
Π_n	– степень превращенности нефти
T_1, T_2	– коэффициенты К. Томпсона

ВВЕДЕНИЕ

Центральная Сибирь – часть Сибирского региона между 80 и 108° восточной долготы в бассейне р. Енисей, совпадающая с Красноярским краем. Это уникальная территория России, где на западе Сибирской платформы открыт целый ряд месторождений нефти и газа, локализованных в породах-коллекторах кембрия, венда и рифея. К этим месторождениям в первую очередь относятся уникальные по геологическому строению Юрубчено-Тохомское (ЮТМ) и Курумбинское, Собинское месторождения нефти и газа, которые являются объектами начатого промышленного освоения и поставщиками продукции в трансрегиональный нефтепровод Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО).

Месторождения углеводородного сырья рифейских и вендских пород-коллекторов Центральной Сибири содержат легкие беспарафиновые нефти и гелиеносные конденсатные газы.

Залежи сероводородных газов, ароматико-метановой нефти и газового конденсата, выявленные на левобережье р. Нижней Тунгуски в карбонатах кембрия, сдерживают развитие геолого-поисковых работ в этой достаточно высокоперспективной части Центральной Сибири, что требует установления генезиса данного вида сырья и предложений по его переработке.

Наиболее значимыми проблемами при прогнозе нефтегазоносности протерозойских комплексов во всех регионах мира, в том числе и на западе Сибирской платформы, являются: генезис нефти и газа в древних породах, сохранность залежей углеводородов (УВ) в терригенно-карбонатных и карбонатных породах протерозоя.

На Анабарской антеклизе и Турухано-Норильской гряде открыты месторождения битумов, которые также могут стать потенциальными объектами изучения вопросов их происхождения и разработки критериев поисков УВ в погруженных толщах рифея – кембрия на удаленных склонах этой древней структуры Сибирской платформы.

В нефтегеологическом отношении Центрально-Сибирскую охватывает западная часть Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции – НГП (рис. В.1), в составе которой с севера на юг выделяются следующие

нефтегазоносные области (НГО): Анабарская, Северо-Тунгусская и Южно-Тунгусская, Байкитская и Катангская, Присаяно-Енисейская; а также два самостоятельных нефтегазоносных района (СНГР) – Турухано-Норильский и Нижнеангарский.

На данной территории установлено 19 месторождений различной крупности, содержащих промышленные запасы нефти и газа (рис. В.1), и целый ряд площадей, на которых получены притоки углеводородов в единичных скважинах.

Кроме того, на отдельных площадях поискового и параметрического бурения изучены газы, растворенные в пластовых водах.

Анализируя рис. В.1, можно видеть, что подавляющее большинство открытых в древних продуктивных комплексах промышленных месторождений имеют двух- или трехфазное строение. Все это газоконденсатные, нефтегазоконденсатные или газонефтяные залежи, поэтому в дальнейшем проанализируем все эти углеводородные системы с привязкой к элементам структурно-тектонического и нефтегазогеологического районирования, так как приуроченность однофазных нефтяных или газовых залежей к определенным структурно-тектоническим элементам четко не прослеживается.

В породах кембрия – рифея Центральной Сибири к настоящему времени чисто нефтяные месторождения связаны с отложениями оскобинской свиты венда в пластах Б-VIII' и Б-IX.

Это Борщевское и Камовское месторождения (рис. В.1). Представляется, что при более детальном изучении и вскрытии глубоких горизонтов рифея эти месторождения также окажутся многозалежными и многофазными. Остальные месторождения нефтегазоконденсатные, газонефтяные, газоконденсатные, и лишь отдельные месторождения имеют однофазный газовый состав. Они встречены в широком стратиграфическом диапазоне – от кембрия до рифея включительно.

В предлагаемом издании рассматриваются вопросы геохимии нефтей, газов и конденсатов, приводятся их физико-химические свойства, углеводородный и фракционный состав жидких бензино-керосиновых фракций, условия формирования залежей и геолого-геохимические процессы, влияющие на образование нефтей, конденсатов и газов сложного состава. С геохимических позиций обосновываются возраст залежей и условное качество нефтей.

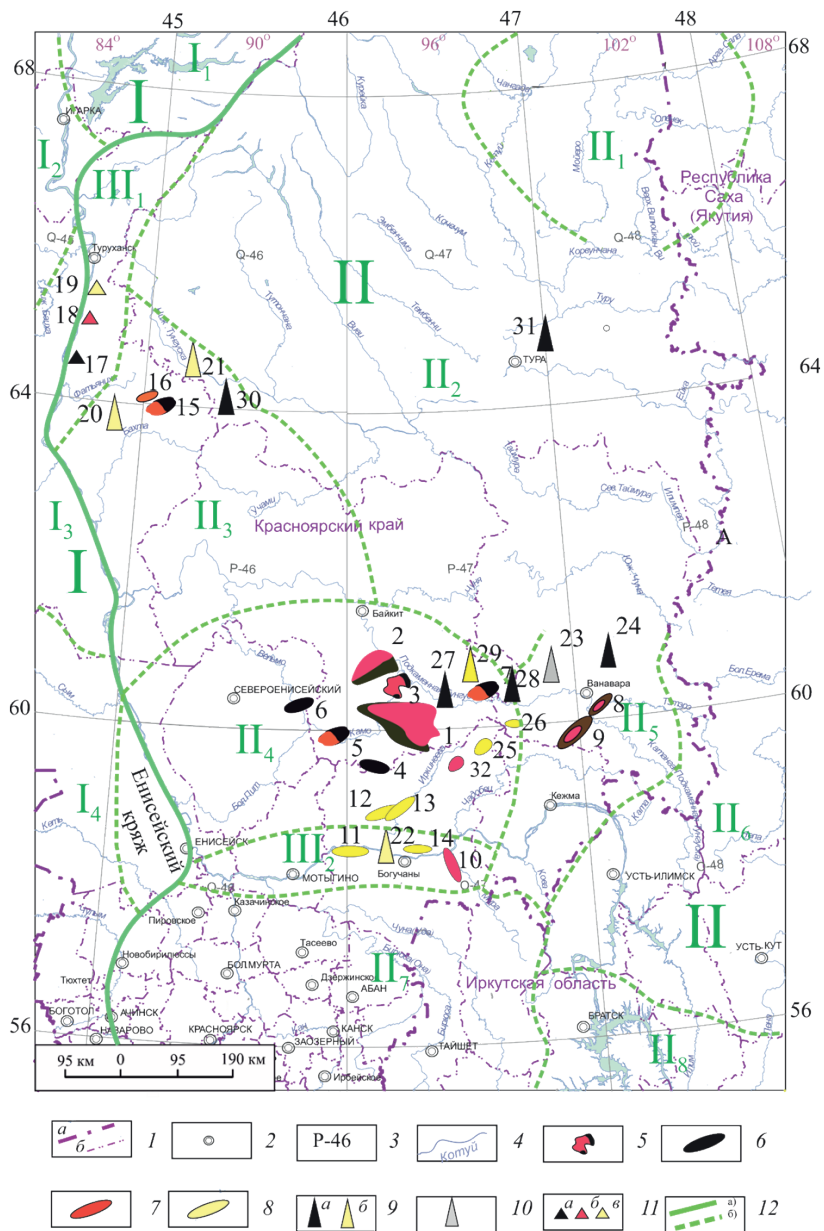


Рис. В.1. Схема изученных нефтяных, газовых месторождений Центральной Сибири: 1 – административные границы: а – субъектов Российской Федерации, б – районов; 2 – административные центры; 3 – номенклатура листов масштаба 1 : 1 000 000; 4 – гидрографическая сеть; 5–8 – месторождения: 5 – нефтегазоконденсатные и газонефтяные; 6 – нефтяные; 7 – газоконденсатные; 8 – газовые; 9 – площади с единичными промышленными притоками: а – нефти, б – газа; 10 – скважины изучения углеводородов «алмазоподобного строения»; 11 – месторождения с неоцененными запасами: а – нефтяные, б – газоконденсатные, в – газовые; 12 – границы: а) – Лено-Тунгусской НГП, б) – нефтегазоносных областей и самостоятельных нефтегазоносных районов;

I – Западно-Сибирская НГП и ее нефтегазоносные области: I₁ – Енисей-Хатангская, I₂ – Пур-Тазовская, I₃ – Елогуй-Туруханская, I₄ – Преденисейская;

II – Лено-Тунгусская НГП и ее нефтегазоносные области: II₁ – Анабарская, II₂ – Северо-Тунгусская, II₃ – Южно-Тунгусская, II₄ – Байкитская, II₅ – Катангская, II₆ – Непско-Ботубобинская, II₇ – Присяяно-Енисейская, II₈ – Ангаро-Ленская;

III – самостоятельные нефтегазоносные районы: III₁ – Турухано-Норильский, III₂ – Нижнеангарский;

1–14, 25, 26, 32 – месторождения: 1 – Юрубчено-Тохомское (нефтегазоконденсатное – НГК); 2 – Куюмбинское (НГК); 3 – Терское (НГК); 4 – Камовское нефтяное (нефтяное – Н); 5 – Оморинское (НГК); 6 – Борщевское (Н); 7 – Шушукское (газонефтяное – ГН); 8 – Пайгинское (нефтегазовое – НГ); 9 – Собинское (газоконденсатное – ГК); 10 – Берябинское (ГК); 11 – Абаканское (газовое – Г); 12 – Имбинское (Г); 13 – Восточно-Имбинское (Г); 14 – Агалеевское (газовое – Г); 25 – Юдуконское (Г); 26 – Ново-Юдуконское (Г); 32 – Исчухское (ГК); 15–16 – неоцененные месторождения: 15 – Моктаконское (НГК); 16 – Таначинское (ГК); 17–19 – неоцененные залежи: 17 – Сухотунгусская; 18 – Володинская; 19 – Нижнелетнинская; 20–24, 27–31 – площади с единичными притоками нефти и газа: 20 – Усть-Дельтулинская (Г); 21 – Нижнетунгусская (Г); 22 – Ильбокичская (Г); 23 – Кулиндинская 1; 24 – Желиндуковская (Н); 27 – Подпорожная 106 (Н); 28 – Сейсморазведочная 1 (Н); 29 – Аргишская 273 (ГК); 30 – Намурская 1 (Н); 31 – Моровская (Н)

Представленный материал является логическим продолжением углубленных исследований углеводородных систем, изложенных в книге автора «Особенности геологии и геохимии триады “нефть – конденсат – газ” залежей Южно-Тунгусской нефтегазоносной области...» (2010).

Необходимо отметить, что для территории домезозойского бассейна Центральной Сибири основное внимание в опубликованной литературе уделяется геохимии органического вещества пород, вопросы геохимии нефти и газа часто остаются в тени, первичный материал в связи с сокращением геологоразведочных работ во многих территориях просто утрачивается. Именно поэтому возникла потребность в обобщении имеющихся первичных данных по геохимии нефти и газа.

Приведенные в исследовании материалы обобщения результатов изучения химического, группового, углеводородного и фракционного составов нефтей и конденсатов, компонентного состава газов с максимально возможным сохранением первичных данных могут служить ос-

новой для дальнейших исследовательских работ и использоваться как учебный материал для творческой работы студентов и молодых инженеров геологических специальностей.

Проанализированный материал имеет очень разное качество, поэтому часть его, особенно результаты по геохимическому возрасту залежей, носит дискуссионный характер и нацеливает читателя на продумывание новых идей по этой проблеме, так как в последние десятилетия она выпала из поля зрения исследователей. Также мало внимания уделяется вопросам комплексного использования нефти и конденсатов отдельных районов как источника для нефтехимии.

Предлагая читателю данное издание, необходимо отметить, что большой вклад в изучение геохимии нефти и газа, геологического строения и нефтегазоносности территории Центральной Сибири внесен специалистами коллективов геологоразведчиков треста «Красноярскнефтегазразведка», ПГО «Енисейнефтегазгеология» и «Енисейгеофизика», ведущих специалистов научно-исследовательских институтов, Академии наук СССР, Российской академии наук. Ведущими исследователями нефтегазоносности рифейского, вендского и нижнекембрийского нефтегазоносных комплексов были руководители подразделений нефтегазоразведочных и геофизических организаций – В. Д. Накаряков, В. Г. Сибгатуллин, И. Г. Левченко, Л. Л. Кузнецов, Б. А. Фукс, В. А. Кринин, Г. Д. Назимков, В. И. Коваленко, А. М. Иванов, А. А. Конторович, В. Г. Худорожков, С. Н. Распутин и др.

Разработка теоретических и практических вопросов геохимии и геологии нефти и газа проводится сотрудниками ИНГТ СО РАН, СНИИГГиМС, ВостСибНИИГГиМС, ВНИГРИ, ВНИГНИ, МГУ. Неоценимый вклад в развитие и сохранение геохимии нефти и газа в Красноярском крае внесли академики А. Э. Конторович, А. А. Трофимук, доктора геолого-минералогических наук Т. К. Баженова, Ю. А. Филиппов, М. В. Дахнова, Н. В. Мельников, В. С. Старосельцев, Д. И. Дробот, В. А. Каширцев, кандидаты геолого-минералогических наук Р. Н. Преснова, А. И. Ларичев, О. В. Шиганова, Л. Н. Болдушевская и др.

Особую благодарность автор выражает кандидату геолого-минералогических наук, директору ГПКК «КНИИГГиМС», А. П. Романову, сохранившему значительную часть архивного материала, использованного в этой работе. Неоценимую помощь в поиске первичных данных оказали сотрудники этого института Т. Н. Матвеева и Ю. В. Шеходанова.

1. ГЕОХИМИЯ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ НЕФТЕГАЗОВЫХ СИСТЕМ БАЙКИТСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

На территории Байкитской антеклизы, которую охватывает одноименная нефтегазоносная область, промышленно нефтегазоносны отложения рифея и венда (табл. 1.1), в отдельных скважинах Аргишской, Подпорожной, Сейсморазведочной площадей бурения обнаружены проявления нефти и газа. Еще в 1976 г. А. Э. Конторович, В. С. Старосельцев, Н. В. Мельников в пределах наиболее высокой части антеклизы (Камовский свод) по несогласному залеганию пород рифея и венда выделили Юрубчено-Тохомскую зону нефтегазонакопления (ЗНГН) [39], в пределах которой и расположены уникальные по геологическому строению и запасам Куюмбинское и Юрубчено-Тохомское месторождения нефти и газа.

Остальные месторождения полукольцом опоясывают крыльевые части антеклизы. На западе и юго-западе расположены Борщевское и Камовское нефтяные месторождения и Оморинское нефтегазоконденсатное. Нефтенасыщение на Оморинском месторождении установлено в 2008 г. (скважина Ом-11) в пласте Б-VIII оскобинской свиты венда. В пределах восточного крыла антеклизы в последние годы открыты Шушукское газонефтяное, Исчухское и Ново-Юдуконское газоконденсатные месторождения.

Уникальность соотношения рифейского и вендского нефтегазоносных комплексов определяет их несогласное залегание и гидродинамическую связь на Куюмбинском и Юрубчено-Тохомском нефтегазоконденсатных месторождениях (НГКМ), пластовые давления в рифейском нефтегазоносном комплексе близки к условным гидростатическим, а в перекрывающих отложениях венда они превышают их.

В пределах Юрубчено-Тохомского месторождения, кроме рифейских карбонатов, промышленно-продуктивны терригенные и карбонатные пласты венда, непосредственно залегающие на отложениях рифея и гидродинамически с ними связанные [63]. Куюмбинское и Юрубчено-Тохомское месторождения, открытые в пределах Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления, многопластовые и имеют сложное фазовое состояние, они преимущественно нефтегазоконденсатные с большими газовыми шапками.

Распределение залежей УВ в рифей-вендских толщах Байкитской НГО

Индекс комплекса	Свита, толща	Надгоризонт	Пласт, горизонт	Месторождение																	
				Куюмбинское	Юрубчено-Тохомское	Оморинское	Борщевское	Камовское	Шушукское	Исчухское	Ново-Юдуконское										
Є ₁	Бельская	–	А-III–А-V	–	–	–	–	–	–	–	–	–									
	Усольская	Осинский	Б-I																		
V–Є ₁	Тэтэрская	Тэтэрский	Б-III–V																		
V	Собинская	Собинский	Б-VI										–	НГК	НГК	Н	ГН	–	–	ГК*	–
	Катангская	Оморинский	Б-VII																		
	Оскобинская	Оскобинский	Б-VIII, Б-IX																		
	Ванаварская	Ванаварский	Вн-I–V																		
R ₃	Ирэмэкенская	PI-0	PI-0										–	–	–	–	–	–	–	–	ГК
	Токурская																				
R ₂	Вингольдинская	PI-1	PI-1аб										Н	–	–	–	–	–	–	–	–
	Рассолкинская		PI-1вг	–																	
	Юктенская		PI-1д	–																	
	Копчерская		PI-1е	–																	
	Куюмбинская	PI-2	PI-2аб	НГК																	
	Долгоктинская		PI-2вг	НГК																	
	Юрубченская		PI-2д	НГК																	
R ₁	Мадринская		PI-2е	ГК	–	–	–	–	–	–	–	–									
			PI-2ж																		

*Н. В. Мельников и другие выделяют пласты Сб-I, Сб-II [22].

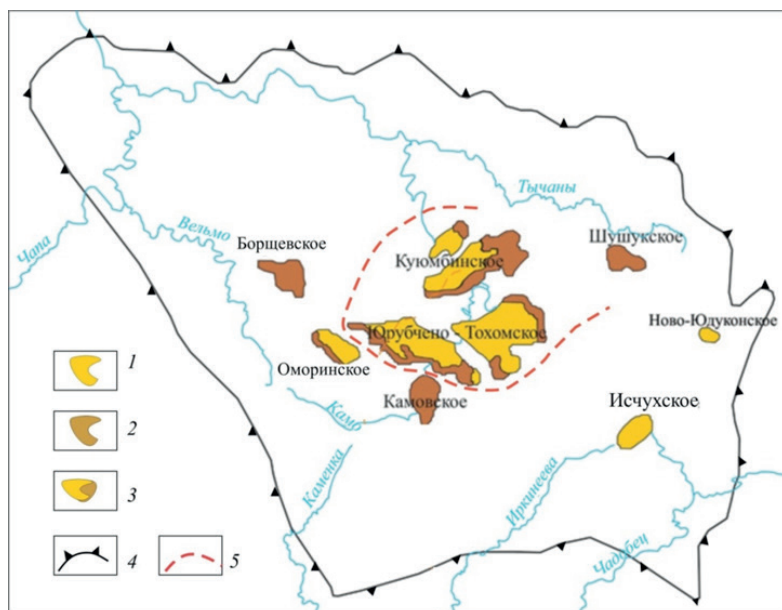


Рис. 1.1. Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления в рифе: 1–3 – месторождения: 1 – газовые; 2 – нефтяные; 3 – нефтегазоконденсатные; 4 – границы Байкитской НГО; 5 – границы Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления

Все месторождения Юрубчено-Тохомской ЗНГН локализованы в трещинных коллекторах с трещинной емкостью и неработающей матрицей.

Углеводородные флюиды – нефти, конденсаты и газы – изучены главным образом на месторождениях, локализованных в отложениях венда и рифея, в основном в пределах Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления (рис. 1.1), а также месторождениях, прилегающих к ней с запада, юга и востока. Это Борщевское и Камовское нефтяные, Оморинское нефтегазоконденсатное, Шушукское газонефтяное и Исчухское, Ново-Юдуконское газовые месторождения. Газы, нефти и конденсаты всех залежей, локализованных в породах-коллекторах рифея Юрубчено-Тохомского и Куюмбинского НГКМ, в целом близки по составу, поэтому основное внимание по этим месторождениям будет уделено залежам в пластах Р1-2а–д, Р1-2д, а также проявлениям

нефти в скважинах Аргишская 1 и Сейсморазведочная 1, Подпорожная 106, находящихся в пределах Ново-Юдуконского газового месторождения.

1.1. Рифейские толщи Юрубчено-Тохомского месторождения

Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение рассматривается многими геологами как эталон поиска аналогов в отложениях протерозоя Сибирской платформы и в других бассейнах, где отложения протерозоя перспективны для поисков месторождений нефти и газа.

На этом месторождении детально изучена геохимия нефтей, конденсатов и газов, которые по многим параметрам уникальны. Месторождение является базой для формирования крупного центра добычи нефти и газа в Центральной Сибири.

1.1.1. Физико-химические параметры и состав газов рифейских и вендских толщ

Важнейшими свойствами нефти, конденсата и газов являются их физико-химические характеристики. Для флюидов рифейских толщ они наиболее полно изучены в основном на Куюмбинском и Юрубчено-Тохомском НГКМ.

Газы Юрубчено-Тохомского месторождения наиболее хорошо изучены в пласте Р1-2д, приуроченном к юрубченской толще среднего рифея ($R_{2\text{ниг}}$), и с ним связаны основные запасы в Юрубченской залежи (табл. 1.2).

Исследованный газ Юрубченской залежи жирный, легкий, с высоким содержанием метана (72,3–78,4 %), плотность газа 0,826–0,830 г/см³; в составе газа присутствуют: азот – от 5,71 до 8,26 %, небольшое количество диоксида углерода – 0,1–0,5 % и значительное количество гелия – до 0,145 %. Содержание этана в газе составляет 62–65 % на сумму УВ или 14,76–16,15 % мас. Молекулярная масса – от 19,79 до 19,94 г/моль.

Количественный анализ на присутствие в газе сернистых соединений показал их наличие (табл. 1.3) в небольших количествах.

Таблица 1.2

Физико-химические параметры и состав газов залежей в пластах оскобинской свиты венда и пласте Р1-2д юрубенской толщи среднего рифея ЮТМ

Параметр	Скважина, интервал опробования, м, пласт и тип газа*				
	Юр-5			Юр-72	
	2 285–2 295			2 362–2 373	
	Р1-2д			Б-VIII	Б-IX
	П	РН	С	П	
<i>Состав, % об.</i>					
Метан CH ₄	72,91	72,26	78,42	63,26	70,67
Этан C ₂ H ₆	15,88	12,57	8,06	18,145	13,02
Пропан C ₃ H ₈	6,42	4,88	2,5	8,96	5,78
Бутен C ₄ H ₈	0,02	0,002	0,002	0	0,01
<i>изо</i> -Бутан <i>i</i> -C ₄ H ₁₀	0,7	0,92	0,639	1,66	0,99
<i>n</i> -Бутан <i>n</i> -C ₄ H ₁₀	1,27	1,82	1,143	3,51	2,12
<i>изо</i> -Пентан <i>i</i> -C ₅ H ₁₂	0,35	0,15	0,251	0,847	0,56
<i>n</i> -Пентан <i>n</i> -C ₅ H ₁₂	0,33	0,14	0,218	0,85	0,58
Гексан + высшие C ₆ H _{14+высш}	0,33	0,16	0,17	0,32	0,26
Азот N ₂	1,64	5,71	8,255	2,1	5,76
Гелий He	0,08	0,11	0,145	0,02	0,126
Углекислый газ CO ₂	0,07	0,5	0,185	0,32	0,13
Водород H ₂	0,0015	0,06	0,004	0,003	0,0015
<i>Расчетные геохимические коэффициенты**</i>					
K _{зр} = CH ₄ /H ₂	48 601	1 204	19 605	21 087	47 113
K _ж = 100(C ₂ -C ₆)/CH ₄	34,7	28,6	16,6	54,2	32,9
A = C ₂ H ₆ /C ₃ H ₈	2,47	2,58	3,22	2,03	2,25
B = (∑C ₁ -C ₄)/(C ₅ + C ₆)	96,24	205,45	142,04	47,36	66,14
Z = (A + B)	98,71	208,02	145,26	49,39	68,39
100C ₂ H ₆	1 588	1 257	806	1 814,5	1 302
100C ₂ H ₆ /(C ₃ H ₈ + C ₄ H ₁₀)	188,82	164,92	188,14	128,41	146,29
100C ₂ H ₆ /CH ₄	21,78	17,40	10,28	28,68	18,42
<i>Содержание этана, пропана, бутанов, % на сумму UB</i>					
Этан	65,38	62,25	65,29	56,22	59,40
Пропан	26,43	24,17	20,25	27,76	26,37
Бутаны	8,19	13,58	14,45	16,02	14,23

*П – попутный газ, С – свободный, РН – растворенный в нефти.

**K_{зр} – коэффициент зрелости, K_ж – коэффициент жирности; Z – полуэмпирический коэффициент.

Таблица 1.3

 Содержание сераорганических соединений в газе пласта PI-2д
 Юрубчено-Тохомского месторождения (по Прончуку, Боброву, 1996)

Меркаптан	Газ скважины Юр-5	
	Мольное содержание, %	Ppm
Метилмеркаптан CH_3SH	0,000 114	2,1
Этилмеркаптан $\text{C}_2\text{H}_5\text{SH}$	0,000 470	11
<i>изо</i> -Пропилмеркаптан $(\text{CH}_3)_2\text{CHSH}$	0,000 401	11
Пропилмеркаптан $\text{C}_3\text{H}_7\text{SH}$	0,000 106	3,1
Бутилмеркаптан $\text{C}_4\text{H}_9\text{SH}$	0,000 019	0,7
Всего	0,001 11	27,9

Выявленные содержания характерны для залежей, локализованных в карбонатных и сульфатно-карбонатных коллекторах, и известны во всем мире. На данном месторождении это может быть связано с образованием в подошвенной части залежи кальцита благодаря окислительно-восстановительным реакциям на контакте нефть – вода, протекающим с участием микроорганизмов. При этом появляется сероводород, который в дальнейшем взаимодействует с углеводородами с образованием меркаптанов, что на практике зафиксировано при разработке Оренбургского ГКМ [46].

В Юрубченской залежи (пласт PI-2д) физико-химические свойства **конденсатов** достоверно изучены в скважинах Юр-12 и Юр-25. Наиболее полная информация по ним получена при исследовании скважины Юр-25, поэтому характеристики приводятся по ней (табл. 1.4).

Исследованный конденсат имеет низкую плотность – 694,9–721,0 кг/м³, кинематическую вязкость 0,80 мм²/с, молекулярную массу 99–101 г/моль, сернистость 0,012 %. Он почти бессмолистый, беспарафинистый, в нем отсутствуют вода и механические примеси. Конденсат полностью выкипает до 300 °С, остаток свыше 266 °С – 7,0 %.

Начальное потенциальное содержание конденсата 159,8 г/см³, конденсатно-газовый фактор (КГФ) – 486,2 см³/м³ (Фукс, 1988). Давление начала конденсации 25,5 МПа при пластовом давлении в залежи 21,1 МПа. Это значит, что пластовая система находится в однофазном состоянии.

Таблица 1.4

Физико-химическая характеристика стабильного конденсата залежи пласта П1-2д, скважина Юр-25, интервал 2 272–2 283 м (по Фукс, 1989)

Параметр	Значение
Плотность ρ_4^{20} , кг/м ³	721,0
Молекулярная масса, г/моль	101,0
Вязкость кинематическая ν_4^{20} , мм ² /с	0,80
Выход, % мас.:	
воды	Отс.*
механических примесей	»
серы	0,012
смола силикагелевых	0,14
асфальтенов	0,005
зола	0,009
парафинов, %	0,08
Температура, °С:	
застывания	Ниже –50
начала кипения	<50
Выход, %, фракций, °С:	
до 100	47
до 150	73
до 200	85
до 250	91
до 266	93

*Отс. – отсутствуют.

В конденсате высокий процент (62,53 %) легкой фракции, выкипающей до 125 °С, и по углеводородному составу фракция существенно метановая (табл. 1.5).

В алканах преобладают углеводороды нормального строения, отношение *n*-алканы/*изо*-алканы равно 1,06. Ароматических УВ в этой части нефти низкий процент (2,11 %), и представлены они в основном бензолом (Б/Т = 1,09). Среди цикланов, составляющих 13,32 % фракции, циклогексаны доминируют над циклопентанами, и значение отношения циклогексанов к циклопентанам достигает 1,32.

Таблица 1.5

Углеводородный состав конденсата фракции н. к.*–125 °С пласта PI-2д,
скважины Юр-25 (по Фукс, 1988)

Параметр	Значение
Выход фракции н. к.–125 °С, % вес.	62,53
Содержание углеводородов, %:	
метановых:	
<i>n</i> -алканов	40,55
<i>изо</i> -алканов	38,13
нафтеновых:	
циклопентанов (ЦП)	5,73
циклогексанов (ЦГ)	7,59
ароматических	2,11
Углеводородные соотношения:	
<i>n</i> -алканы/ <i>изо</i> -алканы	1,06
(<i>n</i> -C ₅ + C ₆)/(<i>n</i> -C ₇ + <i>n</i> -C ₈)	1,29
монозамещенные/дизамещенные	1,75
ЦГ/ЦП	1,32
метилциклопентаны (МЦП)/ЦГ	0,89
бензол (Б) / толуол (Т)	1,09

* Н. к. – начало кипения.

Таблица 1.6

Выход и групповой углеводородный состав фракции конденсата пласта PI-2д,
выкипающей до 200 °С (интервал 2 272–2 283 м)

Фракция, °С	Выход фракции, %	Групповой углеводородный состав УВ, %					
		Метановые		Нафтеновые		Ароматические	
		на фрак- цию	на кон- денсат	на фрак- цию	на кон- денсат	на фрак- цию	на кон- денсат
Н. к.–60	17,62	80,22	14,13	19,78	3,49	–	–
60–95	19,03	86,12	16,39	11,69	2,22	2,19	0,42
95–122	18,29	80,70	14,76	15,94	2,92	3,36	0,61
122–150	15,02	77,86	11,69	17,10	2,57	5,04	0,76
150–200	16,63	71,73	11,93	20,83	3,46	7,44	1,24
200	86,59	–	–	–	–	–	–
Групповой состав конденсата		68,90		–	14,66	–	3,03
Групповой УВ состав конденсата		79,57		–	16,93	–	3,50

Нормальные алканы в этой фракции представлены углеводородами от $n\text{-C}_5$ до $n\text{-C}_8$ с преобладанием более легких C_5 и C_6 и отношением $(n\text{-C}_5 + n\text{-C}_6)/(n\text{-C}_7 + n\text{-C}_8)$ значительно больше единицы (табл. 1.5).

В более широкой фракции, выкипающей до 200°C , продолжают доминировать метановые УВ, и по углеводородному составу фракция существенно метановая. Для фракций этой части нефти характерно снижение выхода фракций и доли в них метановых углеводородов. Происходит увеличение содержания нафтеновых и ароматических УВ по мере повышения температуры кипения фракций (табл. 1.6).

Во фракции, выкипающей свыше 200°C , сосредоточены, кроме УВ, все неуглеводородные компоненты: смолы, асфальтены и асфальтогеновые кислоты, хотя последние составляют низкий процент (1,09 % на фракцию). Большая и основная часть приходится на углеводороды, среди которых 93,47 % нафтино-метановых, в них 65,65 метановых (табл. 1.7) изомерного строения.

Известно два метода интерпретации результатов структурно-группового состава.

Первый состоит в определении числа углеродных атомов, %, в ароматических C_a , нафтеновых C_n и парафиновых C_p структурах, причем все выражают в расчете на 100 углеродных атомов образца. Другой метод интерпретации заключается в установлении числа колец (или цепей) в гипотетической «усредненной» молекуле образца: K_n – циклановых колец, K_a – ареновых колец. В силу известной условности этих методов они не могут дать исчерпывающей информации о химической природе нефти. Вместе с тем они позволяют получить общее представление как о химической структуре нефти, так и о соотношениях групп углеводородов во фракциях.

Наиболее точные сведения о структурно-групповом составе дают методы инфракрасной (ИК) спектроскопии, позволяющие устанавливать корреляции между структурно-групповыми углеводородными составами нефтей и параметрами ароматичности C_a и парафинистости C_p , рассчитанными по спектральным коэффициентам в длинноволновой инфракрасной области ($1\ 850\text{--}650\ \text{cm}^{-1}$), однако такая информация для данного образца нефти отсутствует, и это должно стать предметом исследований нефти рифейских продуктивных толщ на этапе разработки Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения.

Согласно результатам структурно-группового анализа, в исследованной фракции 200 °С рифейской нефти преобладают парафиновые структуры – 79 % (табл. 1.7), нафтеновые содержатся в подчиненном количестве – 21 %.

Нафтеновые структуры представлены в основном моно- и бициклическими углеводородами. Содержание полициклических углеводородов невелико (табл. 1.7).

Четвертую часть углеводородов составляют нормальные алканы, среди которых идентифицированы углеводороды от C_{10} до C_{19} с преобладанием нечетных гомологов и максимумом на C_{12} (25,72 % на *n*-алканы). В изоалканах максимум (54,34 %) изопреноидов приходится на углеводороды C_{14} . Изопреноидов в конденсате незначительное количество (2,63 % на фракцию), и представлены они УВ от C_{14} до C_{16} . В этом их отличие от конденсатов нижнего кембрия в Южно-Тунгусской НГО.

Приведенные в табл. 1.3–1.7 данные характеризуют легкий метановый состав конденсатов пласта Р1-2д Юрубчено-Тохомского НГКМ.

1.1.2. Свойства и фракционный состав нефти

На Юрубчено-Тохомском НГКМ в 1986 г. проектным институтом «Гипровостокнефть» при участии автора и Р. М. Николаева были выполнены детальные определения физико-химических свойств и состава нефти пласта Р1-2д в пластовых (Бобров, Прончук, 1996) и в 1992 г. институтом ВНИИНП в поверхностных (Бежанидзе и др., 1992) условиях, что позволило получить развернутые характеристики нефти (табл. 1.8).

По результатам исследований и расчетов, плотность пластовой нефти 0,7348 г/см³, давление насыщения нефти газом при пластовой температуре 19,04 МПа, газосодержание 166 м³/т, динамическая вязкость пластовой нефти 1,40 мПа·с. Давление насыщения нефти газом значительно ниже пластового, что потребует учета при разработке месторождения.

После дифференциального разгазирования в рабочих условиях плотность нефти 0,813 г/см³, газовый фактор 153,1 м³/т, объемный коэффициент 1,279, динамическая вязкость разгазированной нефти 6,35 мПа·с.

По товарной характеристике нефть сернистая (массовое содержание серы 0,66 %, малосмолистая (3,2 %), малопарафиновая (0,6 %)). Объемный выход светлых фракций при разгонке до 300 °С составляет 48 % (Бобров, Прончук, 1996).

Таблица 1.8

Физико-химические свойства пластовой и разгазированной нефти
Юрубченской залежи (пласт Р1-2д, скважина Юр-5)

Параметры	Средние значения по пласту
Глубина отбора, м	2 250
Пластовая температура, °С	27,0
Давление, МПа: пластовое насыщения при температуре пласта	21,48 19,04
Газовый фактор при стандартной сепарации по ОСТ 39-112-80 (объем газа приведен к давлению 0,1013 МПа и температуре 20 °С): м ³ /м ³ м ³ /т	136,6 166,0
Молекулярная масса, кг/кмоль	210,0-230,0
Усадка нефти, %	27,8
Нефть, сепарированная при пластовых условиях: Плотность при 20 °С (по ГОСТ 3900-47), г/см ³ Вязкость при 20 °С (по ГОСТ 20287-74), мПа·с Температура застывания нефти (по ГОСТ 20287-74), °С	0,822 8,35 -35
Выход, %: серы (по ГОСТ 1437-75) серы меркаптановой во фракциях, °С: н. к.-120 120-270 180-370 фенолов смол силикагелевых (по ГОСТ 11858-66) асфальтенов (по ГОСТ 11858-66) парафинов (по ГОСТ 11851-66)	0,22-0,66 0,008 0,0133 0,0115 0,048 3,2-3,5 0,4 0,6-1,05
Содержание солей (по ГОСТ 21534-76), мг/л	-
Радиоактивность, мкР/ч	10
Содержание металлов, мкг/г: ванадия V никеля Ni	0,1 0,2
Температура плавления парафина, °С	52

Окончание табл. 1.8

Параметры	Средние значения по пласту
Выход нефти, % об. (по ГОСТ 2177–82), по фракциям, °С:	
н. к.	38
100	8
120	12
150	18
160	20
180	24
200	28
220	32
240	36
260	40
280	43
300	47
Общий выход, %	48
Остаток и потери, %	52

Мольное содержание компонентов в смеси газов, выделившихся из нефти при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, %: сероводорода – нет; азота – 2,09; метана – 61,97; этана – 21,41; пропана – 8,78; высших углеводородов $C_3H_{8+высш}$ – 14,54; гелия – 0,047. Относительная плотность газа по воздуху – 0,849 (Бобров, Прончук, 1996).

Количественный анализ на присутствие в разгазированной и пластовой нефти сернистых соединений показал их наличие (табл. 1.9) в небольших количествах, ниже допустимых ГОСТ 17323–71.

Таблица 1.9

Содержание сераорганических соединений в нефти пласта PI-2д Юрубчено-Тохомского НГКМ (по Боброву, Прончку, 1996)

Компонент	Мольное содержание, %, в нефти	
	разгазированной	пластовой
Сероокись углерода COS	Отс.	
Метилмеркаптан CH_3SH	0,000 296	0,000 187
Этилмеркаптан C_2H_5SH	0,001 000	0,000 682

Компонент	Мольное содержание, %, в нефти	
	разгазированной	пластовой
Изопропилмеркаптан (CH ₃) ₂ CHSH	0,001 345	0,000 778
Пропилмеркаптан C ₃ H ₇ SH	0,001 675	0,000 733
Бутилмеркаптан C ₄ H ₉ SH	0,000 520	0,000 219
Всего, %	0,004 836	0,002 590
Меркаптановая сера (по ГОСТ 17323–71), % мас.	0,0769	–

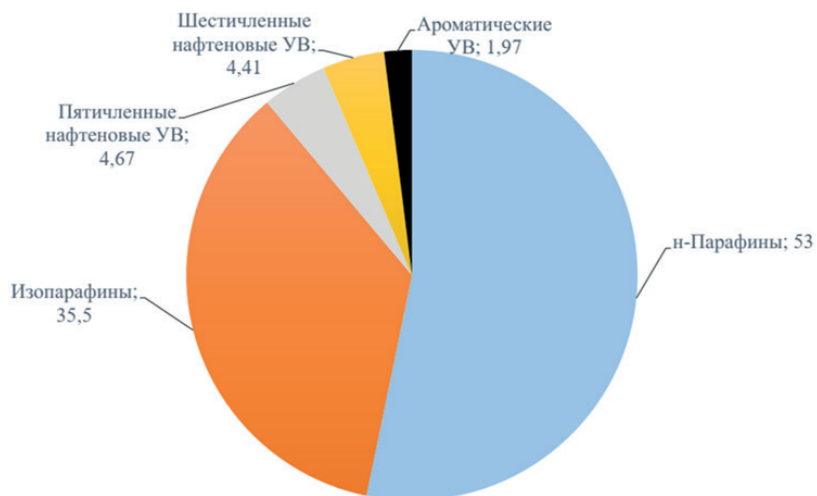
Наличие в нефти сернистых соединений в количестве ниже допустимых свидетельствует о том, что для рифейской нефти Юрубчено-Тохомского месторождения ее демеркаптанализация в промысловых условиях не потребуется. При необходимости достаточной может оказаться обработка стабилизированного сырья кислородом воздуха в водном растворе щелочи в присутствии непрерывно вводимого катализаторного комплекса с последующим отделением сырья от водного раствора щелочи (химическая очистка).

Из данных таблицы следует, что среди меркаптанов преобладают пропилмеркаптан и изопропилмеркаптан. Их параллельное накопление в пластовой и разгазированной нефти высокомолекулярных тиолов может указывать на генетические особенности исходного морского сапропелевого органического вещества.

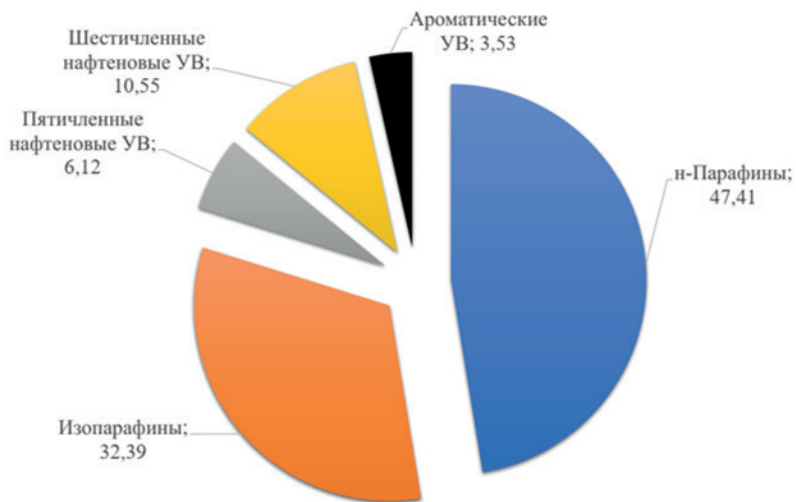
1.1.3. Углеводородный состав дистиллятных фракций нефти

Углеводородный состав дистиллятных фракций нефти пласта PI-2д изучен во ВНИИ НП. Исследование проведено по отраслевой унифицированной программе (1986 г.), поэтому использованы именно материалы данного института, хотя имеются и другие исследования.

Общий углеводородный состав фракций 85 и 120 °С нефти пласта PI-2д приведен на рис. 1.2, из которого следует, что нефть метановая с небольшим содержанием ароматических углеводородов. Эти температурные условия представляют интерес, так как они лежат в диапазоне главной фазы нефтегазообразования (80–150 °С) и адекватны наблюдающимся для континентальных платформ [89].



a



б

Рис. 1.2. Общий углеводородный состав фракций н. к. -85 °С (а) и н. к. -120 °С (б) нефти пласта П1-2д Юрубчено-Тохомского НГКМ, % на фракцию

Индивидуальный углеводородный состав фракций н. к.–85 и н. к.–120 °С определен методом газожидкостной хроматографии – ГЖХ (табл. 1.10 и 1.11), групповой углеводородный состав фракций до 300 °С – методом анилиновых точек (табл. 1.12).

Метод анилиновых точек основан на неравной растворимости углеводородов различных классов в анилине. Температуру, соответствующую полному взаимному растворению анилина и нефти или иного нефтепродукта, называют *анилиновой точкой* или критической температурой растворения данной нефти в анилине. Наиболее низкими анилиновыми точками среди углеводородов характеризуются арены, наиболее высокими – алканы. Циклоалканы занимают промежуточное положение. В рамках гомологического ряда углеводородов анилиновые точки возрастают с увеличением молекулярной массы и температуры кипения УВ.

Фракция н. к.–85 °С (табл. 1.10, рис. 1.2) состоит преимущественно из парафиновых углеводородов (88,95 % мас.), среди которых несколько преобладают углеводороды нормального строения (53 % мас.). Соотношение пяти- и шестичленных нафтеновых углеводородов составляет около 1:1 при общем количестве нафтеновых углеводородов 9,08 % мас. Содержание ароматических углеводородов невелико – 2 % мас.

Во фракции н. к.–120 °С парафиновые углеводороды также преобладают, хотя содержание их ниже, чем во фракции н. к.–85 °С (79,8 % мас.). Количество углеводородов нормального строения составляет 47,41 % мас., а изомерного строения – 32,39 % мас. Среди *n*-парафиновых углеводородов в наибольших количествах содержатся *n*-гексан (14,07 %) и *n*-гептан (15,42 %), а среди изопарафиновых – *изо*-пентан (4,66 %), 2-метилпентан (5,15 %), 3-метилпентан (3,29 %), 2-метилгексан (4,33 %) и 3-метилгексан (4,62 %). Отношение *n*-алканы/*изо*-алканы равно 1,46. Ряд распределения изомеров гексановой фракции имеет вид $n-C_6 > 2-МГ > 3-МГ > 2,3-ДМП > 2,4-ДМП > 2,2-ДМП > 3,3-ДМП$. Дизамещенные углеводороды гексановой фракции н. к.–120 °С сохранились в повышенных количествах, а 2,2-ДМП не обнаружен. В гептановой фракции ряд имеет вид $n-C_7 > 3-МГп > 2-МГп > 4-МГп$. Отношения 2-МГп/3-МГп и 3-МГп/4-МГп составляют, соответственно, 0,79 и 3,06.

Таблица 1.10

Содержание индивидуальных УВ во фракции н. к.–85 °С из пласта Р1-2д
Юрубчено-Тохомского НГКМ (скважина 5, интервал 2 272–2 283 м)

Углеводород	Температура кипения УВ, °С	Содержание, % мас.	
		на фракцию	на нефть
Пропан С ₃	–	0,15	0,008
<i>n</i> -Бутан <i>n</i> -С ₄	0,5	5,81	0,320
<i>n</i> -Пентан <i>n</i> -С ₅	36,1	16,92	0,931
<i>n</i> -Гексан <i>n</i> -С ₆	68,7	23,82	1,310
<i>n</i> -Гептан <i>n</i> -С ₇	98,4	6,23	0,343
<i>n</i> -Октан <i>n</i> -С ₈	125,7	0,07	0,003
<i>Итого парафиновых УВ нормального строения</i>		53,0	2,915
<i>изо</i> -Бутан (метилпропан, 2-метилпропан) <i>i</i> -С ₄	–11,7	0,83	0,046
<i>изо</i> -Пентан (2-метилбутан) <i>i</i> -С ₅	27,9	9,20	0,506
2,2-Диметилбутан (2,2-ДМБ)	49,7	0,53	0,029
2,3-Диметилбутан (2,3-ДМБ)	58,0	1,26	0,069
2,2,3-Триметилбутан (2,2,3-ТМБ)	–	0,11	0,006
2-Метилпентан (2-МП)	60,3	9,52	0,524
3-Метилпентан (3-МП)	63,3	5,93	0,326
2,4-Диметилпентан (2,4-ДМП)	80,5	0,64	0,035
2,3-Диметилпентан (2,3-ДМП)	89,8	0,50	0,028
3,3-Диметилпентан (3,3-ДМП)	86,1	0,13	0,007
3-Этилпентан (3-ЭП)	93,5	0,37	0,020
2-Метилгексан (2-МГ)	90,1	3,51	0,193
3-Метилгексан (3-МГ)	91,9	3,23	0,178
2,5-Диметилгексан (2,5-ДМГ)	109,1	0,02	0,001
2-Метилгептан (2-МГп)	117,7	0,08	0,004
3-Метилгептан (3-МГп)	118,9	0,07	0,004
4-Метилгептан (4-МГп)	117,7	0,02	0,001
<i>Итого парафиновых УВ изомерного строения</i>	–	35,95	1,977
Всего парафиновых УВ	–	88,95	4,892
Циклопентан (ЦП)	49,3	0,67	0,037
Метилциклопентан (МЦП)	71,8	2,84	0,156
1,1-Диметилциклопентан (1,1-ДМЦП)	87,8	0,37	0,020
<i>цис</i> -1,3-Диметилциклопентан (<i>ц</i> -1,3-ДМЦП)	90,8	0,25	0,014
<i>транс</i> -1,3-Диметилциклопентан (<i>т</i> -1,3-ДМЦП)	91,7	0,42	0,023
<i>транс</i> -1,2-Диметилциклопентан (<i>т</i> -1,2-ДМЦП)	91,8	0,03	0,002
<i>цис</i> -1,2-Диметилциклопентан (<i>ц</i> -1,2-ДМЦП)	99,5	0,04	0,002

Окончание табл. 1.10

Углеводород	Температура кипения УВ, °С	Содержание, % мас.	
		на фракцию	на нефть
1,1,3-Триметилциклопентан (1,1,3-ТМЦП)	104,9	0,02	0,001
1,1,2-Триметилциклопентан (1,1,2-ТМЦП)	113,7	0,01	0,001
Этилциклопентан (ЭЦП)	103,5	0,02	0,001
<i>Итого пятичленных нафтеновых УВ</i>	–	4,67	0,257
Циклогексан (ЦГ)	80,7	2,81	0,155
Метилциклогексан (МЦГ)	100,9	1,57	0,086
1,1-Диметилциклогексан (1,1-ДМЦГ)	119,5	0,03	0,002
<i>цис</i> -1,3-Диметилциклогексан (<i>ц</i> -1,3-ДМЦГ)	120,1	0,03	0,002
<i>транс</i> -1,4-Диметилциклогексан (<i>т</i> -1,4-ДМЦГ)	119,4	0,03	0,002
<i>Итого шестичленных нафтеновых УВ</i>	–	4,41	0,243
Всего нафтеновых УВ	–	9,08	0,500
Бензол (Б)	80,1	1,62	0,089
Толуол (Т)	110,6	0,35	0,019
Всего ароматических УВ	–	1,97	0,108

Таблица 1.11

Содержание индивидуальных УВ во фракции н. к.–120 °С из пласта Р1-2д Юрубчено-Тохомского НГКМ (скважина 5, интервал 2 272–2 283 м)

Углеводород	Температура кипения УВ, °С	Содержание, % мас.	
		на фракцию	на нефть
Пропан С ₃	–	0,50	0,530
<i>n</i> -Бутан С ₄	0,5	3,00	0,318
<i>n</i> -Пентан <i>n</i> -С ₅	36,1	8,70	0,922
<i>n</i> -Гексан <i>n</i> -С ₆	68,7	14,07	1,491
<i>n</i> -Гептан <i>n</i> -С ₇	98,4	15,42	1,635
<i>n</i> -Октан <i>n</i> -С ₈	125,7	5,50	0,583
<i>n</i> -Нонан <i>n</i> -С ₉	150,8	0,22	0,023
<i>Итого парафиновых УВ нормального строения</i>	–	47,41	5,025
<i>изо</i> -Бутан (метилпропан, 2-метилпропан) <i>i</i> -С ₄	–11,7	0,44	0,047
2-Метилбутан (изопентан) (2-МБ)	27,9	4,66	0,494
2,2-Диметилбутан (2,2-ДМБ)	49,7	0,27	0,028
2,3-Диметилбутан (2,3-ДМБ)	58,0	0,66	0,069

Продолжение табл. 1.11

Углеводород	Температура кипения УВ, °С	Содержание, % мас.	
		на фракцию	на нефть
2-Метилпентан (2-МП)	60,3	5,15	0,545
3-Метилпентан (3-МП)	63,3	3,29	0,349
2,2,3-Триметилбутан (2,2,3-ТМБ)	79,0	0,09	0,009
2,4-Диметилпентан (2,4-ДМП)	80,5	0,47	0,049
3,3-Диметилпентан (3,3-ДМП)	89,8	0,13	0,014
2,3-Диметилпентан (2,3-ДМП)	86,1	0,60	0,064
2-Метилгексан (2-МГ)	90,1	4,33	0,459
3-Метилгексан (3-МГ)	91,9	4,62	0,489
3-Этилпентан (3-ЭП)	93,5	0,50	0,053
2,5-Диметилгексан (2,5-ДМГ)	109,1	0,38	0,040
2,4-Диметилгексан (2,4-ДМГ)	109,4	0,45	0,048
2,3-Диметилгексан (2,3-ДМГ)	115,6	0,27	0,029
2-Метил-3-этилпентан (2-М-3-ЭП)	115,6	0,03	0,003
3,4-Диметилгексан (3,4-ДМГ)	117,4	0,08	0,008
2-Метилгептан (2-МГп)	117,7	1,99	0,211
4-Метилгептан (4-МГп)	117,7	0,82	0,087
3-Метилгептан (3-МГп)	118,9	2,51	0,266
2,4-Диметилгептан (2,4-МГп)	133,4	0,05	0,005
2,6-Диметилгептан (2,6-ДМГп)	135,2	0,10	0,011
2,5-Диметилгептан (2,5-ДМГп)		0,07	0,007
3,5-Диметилгептан (3,5-ДМГп)	140,0	0,06	0,006
4-Метилоктан (4-МО)	142,5	0,15	0,022
2-Метилоктан (2-МО)	143,3	0,11	0,011
3-Метилоктан (3-МО)	144,2	0,11	0,011
<i>Итого парафиновых УВ изомерного строения</i>	–	32,39	3,434
Всего парафиновых УВ	–	79,80	8,459
Циклопентан (ЦП)	49,3	0,34	0,036
Метилциклопентан (МЦП)	71,8	1,88	0,199
1,1-Диметилциклопентан (1,1-ДМЦП)	87,8	0,50	0,053
<i>цис</i> -1,3-Диметилциклопентан (<i>ц</i> -1,3-ДМЦП)	90,8	0,43	0,046
<i>транс</i> -1,3-Диметилциклопентан (<i>м</i> -1,3-ДМЦП)	91,7	0,67	0,071
<i>транс</i> -1,2-Диметилциклопентан (<i>м</i> -1,2-ДМЦП)	91,8	0,17	0,018
<i>цис</i> -1,2-Диметилциклопентан (<i>ц</i> -1,2-ДМЦП)	99,5	0,26	0,028
Этилциклопентан (ЭЦП)	103,5	0,31	0,033
1,1,3-Триметилциклопентан (1,1,3-ТМЦП)	104,9	0,15	0,016

Углеводород	Температура кипения УВ, °С	Содержание, % мас.	
		на фракцию	на нефть
<i>транс, цис</i> -1,2,4-Триметилциклопентан (<i>т, ц</i> -1,2,4-ТМЦП)	109,3	0,34	0,036
<i>транс, цис</i> -1,2,3-Триметилциклопентан (<i>т, ц</i> -1,2,3-ТМЦП)	110,4	0,32	0,034
<i>цис, цис</i> -1,2,3-Триметилциклопентан (<i>ц, ц</i> -1,2,3-ТМЦП)	113,0	0,02	0,002
1,1,2-Триметилциклопентан (1,1,2-ТМЦП)	113,7	0,38	0,040
<i>транс</i> -1-Метил-3-этилциклопентан (<i>т</i> -1-М-3-ЭЦП)	120,8	0,11	0,011
<i>транс</i> -1-Метил-2-этилциклопентан (<i>т</i> -1-М-2-ЭЦП)	121,2	0,11	0,011
1-Метил-1-этилциклопентан (1-М-3-ЭЦП)		0,01	0,001
<i>цис</i> -1-Метил-3-этилциклопентан (<i>ц</i> -1-М-3-ЭЦП)	139,5	0,23	0,025
Итого пятичленных нафтеновых УВ	–	6,12	0,649
Циклогексан (ЦГ)	80,8	2,43	0,258
Метилциклогексан (МЦГ)	100,9	5,61	0,595
<i>транс</i> -1,4-Диметилциклогексан (<i>т</i> -1,4-ДМЦГ)	119,4	1,63	0,173
1,1-Диметилциклогексан (1,1-ДМЦГ)	119,5	1,63	0,173
<i>цис</i> -1,3-Диметилциклогексан (<i>ц</i> -1,3-ДМЦГ)	120,1	1,63	0,173
<i>транс</i> -1,2-Диметилциклогексан (<i>т</i> -1,2-ДМЦГ)	123,4	0,36	0,038
<i>транс</i> -1,3-Диметилциклогексан (<i>т</i> -1,3-ДМЦГ)	124,5	0,24	0,025
Этилциклогексан (ЭГ)	131,8	0,28	0,029
Итого шестичленных нафтеновых УВ	–	10,55	1,118
Всего нафтеновых УВ	–	16,67	1,767
Бензол (Б)	80,1	1,08	0,114
Толуол (Т)	110,6	1,79	0,190
Этилбензол (Эб)	136,2	0,10	0,011
η-Ксилол (η-Кс)	138,4	0,05	0,005
μ-Ксилол (μ-Кс)	139,1	0,51	0,054
Всего ароматических УВ	–	3,53	0,374

В целом монозамещенные алканы почти в 8 раз превышают ди-замещенные алканы (моно-/ди- = 7,73). Это в совокупности с сохранностью в повышенных количествах диметилпентанов указывает на

отсутствие вторичного воздействия на первичные нефти термokatали-
тических процессов.

Вторая по значимости группа УВ в составе бензиновых фракций
н. к.–120 °С нефти пласта Р1-2д нафтеновые УВ (цикланы).

Так же как и в конденсате, циклогексаны превалируют над ци-
клопентанами, и отношение шестичленных нафтеновых углеводоро-
дов нефти к пятичленным ($\Sigma ЦГ/\Sigma ЦП$) составляет 1,72, общее их ко-
личество ниже, чем во фракции н. к.–85 °С, – 9,48 % мас. У цикланов
формируется ряд $ЦГ > МЦГ > ДМЦГ$. В составе цикланов в небольших
количествах присутствует этилциклогексан (ЭЦГ) – 0,28 % на фракцию
н. к.–120 °С. Такое распределение цикланов гексанового ряда соответ-
ствует преобладающему типу распределения цикланов в древних неф-
тях Сибирской платформы [28].

Ароматических углеводородов содержится мало – 3,53 %, и пред-
ставлены они в основном бензолом (1,08 %), толуолом (1,79 %) и μ -ксилолом (0,51 %). В небольших количествах присутствуют этил-
бензол (0,10 %) и η -ксилол (0,05 %). Отношение бензол/толуол равно
0,60, в то время как во фракции н. к.–85 °С оно составляет 4,63.

Определение группового углеводородного состава дистиллятных
фракций (табл. 1.12) также показало, что в них преобладают парафино-
вые углеводороды (62,8–92,1 % мас.).

Таблица 1.12

Групповой углеводородный состав дистиллятных фракций нефти
пласта Р1-2д по методу анилиновых точек

Фракция, °С	Выход на нефть, % мас.	Макси- мальная анилино- вая точка	Плотность ρ_4^{20} при 20 °С, кг/м ³	Показатель преломле- ния n_D^{20}	Содержание углеводородов, % мас.		
					парафи- новых	нафте- новых	аромати- ческих
Н. к.–62	2,8	–	635,7	1,3669	92,1	6,4	1,5
62–100	4,7	61,2	697	1,3920	76,8	19,7	3,5
100–120	3,1	61,2	718,5	1,4040	73,5	21,9	4,6
120–150	5,8	63,4	737,5	1,4138	76,2	16,7	7,1
150–200	9,1	68,4	762	1,4265	74,6	16,4	9,0
200–250	10,4	73,8	791,6	1,4420	62,8	26,9	10,3
250–300	9,8	83,6	818	1,4558	73,6	15,5	11,3

Ароматических углеводородов содержится мало, хотя их количество растет по мере повышения температуры кипения фракций от 1,5 до 11,3 % мас.

Выход бензиновых фракций нефти хорошо коррелируется с ее плотностью ($r = 0,818$).

В составе *n*-алканов исследованных легких нефтей (802–838 кг/м³) в максимальных концентрациях установлены углеводороды от октана C₈H₁₈ до декана C₁₀H₂₂ (Болдушевская, 2003). Показателем соотношения *n*-алканов для нефти со средней молекулярной массой (210–230 кг/кмоль) и их высокомолекулярных гомологов (C₁₇–C₂₇) является отношение *n*-C₂₇/*n*-C₁₇. В нефтях Юрубчено-Тохомского НГКМ этот коэффициент меняется от 0,06 до 0,09, что указывает на низкую концентрацию в нефти высокомолекулярных *n*-алканов (табл. 1.13).

В составе разветвленных алифатических углеводородов в изученных нефтях Юрубчено-Тохомского месторождения доминируют изопреноидные алканы, 12- и 13-монометилалканы, что характерно для докембрийских нефтей [6].

Таблица 1.13

Соотношение нормальных и изопреноидных алканов в нефтях Юрубчено-Тохомского НГКМ (по Филипову, 2000)

Скважина	Соотношения алканов			
	пристан/фитан (Pr/Ph)	пристан/ <i>n</i> -C ₁₇ (Pr/ <i>n</i> -C ₁₇)	фитан/ <i>n</i> -C ₁₈ (Ph/ <i>n</i> -C ₁₈)	<i>n</i> -C ₂₇ / <i>n</i> -C ₁₇
Юр-30	1,00	0,14	0,20	0,09
Юр-64	1,07	0,12	0,16	0,07
Юр-50	0,98	0,14	0,19	0,08
Юр-108	1,04	0,12	0,17	0,06
Юр-34	0,92	0,14	0,21	0,09
Юр-24	0,87	0,15	0,23	0,08

Соотношение ациклических изопреноидов и *n*-алканов C₁₀H₂₂ и выше меняется от 0,10 до 0,15. Близкие значения характерны также для отношений Pr/*n*-C₁₇ и Ph/*n*-C₁₈. Концентрации изопреноидных УВ в нефтях значительно ниже, чем нормальных (Pr/*n*-C₁₇ = 0,12–0,15 и Ph/*n*-C₁₈ = 0,16–0,23), следовательно, нефть очень зрелая и не подвергалась бактериальной переработке. Среди ациклических изопрено-

идных углеводородов представляет наибольший интерес соотношение пристана и фитана как индикатора генезиса нефти. В нефтях Юрубчено-Тохомского НГКМ в основном фитан преобладает над пристаном или их количества равны, в среднем отношении Pr/Ph составляет 0,95. В целом «значительное преобладание *n*-алканов над остальными алифатическими соединениями, величины коэффициента нечетности, значения Pr/Ph указывают на происхождение нефтей этого месторождения из накопленного в восстановительных фациях морского умеренно зрелого ОВ и хорошую сохранность УВ в залежи от процессов гипергенеза» [83].

Зрелость нефти можно охарактеризовать коэффициентами метаморфизма, предложенными В. К. Шиманским и рассчитанными для углеводородов с шестью и семью атомами углерода в молекуле [91]:

$$K_{mC_6} = n-C_6 / \sum_{изо} C_6 + МЦП + ЦГ, \quad (1.1)$$

$$K_{mC_7} = n-C_7 / \sum_{изо} C_7 + \sum_{цикло} C_7. \quad (1.2)$$

По соотношению некоторых других УВ бензиновой фракции определяется степень зрелости по коэффициентам К. Томпсона:

$$T_1 = 2-МГ + 3-МГ/m-1,2-ДМЦП + m-1,3-ДМЦП, \quad (1.3)$$

$$T_2 = n-C_7 / (ЦГ + m-1,3-ДМЦП + u-1,3-ДМЦП + u-1,2-ДМЦП + 1,1,3-ТМЦП). \quad (1.4)$$

Геологический смысл коэффициентов метаморфизма и коэффициентов К. Томпсона – возрастание доли *n*-алканов с увеличением температуры. Результаты расчетов приведены в табл. 1.14.

Таблица 1.14

Коэффициенты геохимической преобразованности и термической зрелости нефти Юрубчено-Тохомского месторождения (пласт Р1-2д)

Параметры	Значения
Коэффициенты геохимической преобразованности:	
<i>n</i> -Алканы/ <i>изо</i> -алканы	1,46
$\sum ЦГ / \sum ЦП$	1,72
ЦГ/МЦП	0,43
ЦГ/ <i>n</i> -C ₆	0,17

Параметры	Значения
Цикланы/алканы	0,35
Бензол/ <i>n</i> -C ₆	0,10
Толуол/ <i>n</i> -C ₇	0,12
Коэффициенты термической зрелости:	
Бензол/толуол	0,60
Эб/ΣКс	0,19
МЦП/ЦГ	0,77
ΣЦП/ΣЦГ	1,72
К _м С ₆	1,21
К _м С ₇	1,45
T ₁	10,65
T ₂	3,74

Отношение Эб/ΣКс равно 0,19.

В свете полученных значений показателей Эб/Кс и ΣЦГ/ΣЦП – по данным С. Г. Неручева – исследованную нефть можно отнести к генетическому типу первичных неизменных нефтей типа Б, т. е. к нефти гумусово-сапропелевого типа [78].

1.1.4. Насыщенные циклические соединения – «биомаркеры» юрубченской нефти

Из группы полициклических углеводородов с унаследованным от живого вещества углеродным скелетом в нефти рифея Юрубчено-Тохомского месторождения идентифицированы стераны (холестан, метилхолестан, этилхолестан, пропилхолестан) и терпаны (гопаны и моретаны), а также трицикланы со структурой пергидрофенантрена и тетрацикланы со структурой пергидрохризена (рис. 1.3, 1.4) [87].

Исходные биологические стераны – «биостераны» – имеют конфигурацию 5α, 14α, 17α20R. Их называют αα-20R-стеранами или регулярными стеранами – αα. Для нефтяных стеранов, в отличие от биологических форм αα, характерна измененная в результате процессов нефтеобразования пространственная конфигурация. Стераны имеют конфигурацию 5α, 14β, 17β20S и 5α, 14β, 17β20R (изостераны), сокращенно ββ. Кроме них образуются перегруппированные стераны с измененным положением метильных групп. Для перегруппированных

стеранов – «диастеранов», образующихся из биостеранов во время диагенетической переработки, характерны конфигурации 10α , 13β , $17\beta 20R$ и $20S$, а также 10α , 13α , $17\beta 20R$ – сокращенно $\beta\alpha$ [83].

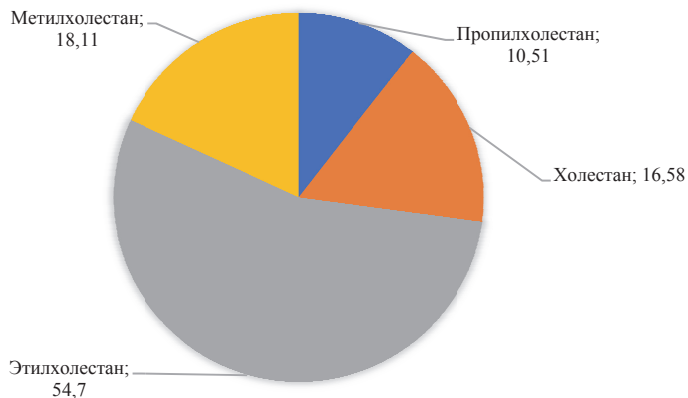


Рис. 1.3. Распределение средних значений групп стеранов в нефтях Юрубчено-Тохомского месторождения, % на сумму стеранов

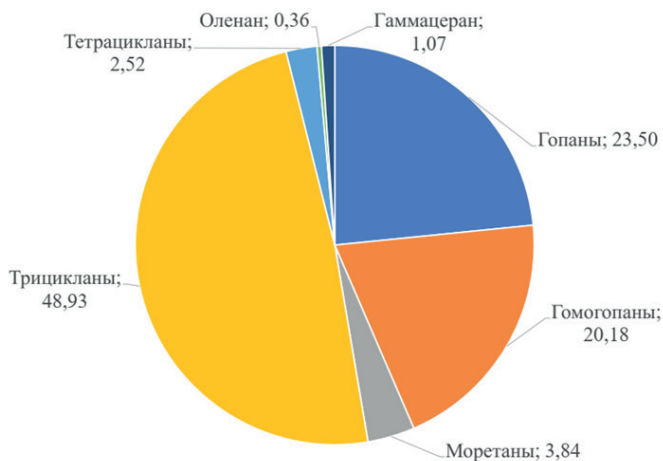


Рис. 1.4. Распределение средних значений групп терпанов в нефтях Юрубчено-Тохомского месторождения, % на сумму терпанов

Таблица 1.15

 Распределение изостеранов в нефтях Юрубчено-Тохомского НГКМ
 (по Филиппову, 2000), % на сумму изомеров

Скважина	C ₂₇				C ₂₈			
	$\beta\alpha$	$\alpha\alpha$	$\beta\beta$	$\alpha\alpha + \beta\beta$	$\beta\alpha$	$\alpha\alpha$	$\beta\beta$	$\alpha\alpha + \beta\beta$
Юр-30	30,18	28,89	40,93	69,82	33,66	16,34	50,00	66,34
Юр-64	28,09	30,61	41,29	71,91	28,05	17,07	54,88	71,95
Юр-50	30,21	28,09	41,69	69,79	35,79	15,79	48,42	64,21
Юр-108	26,17	33,44	40,39	73,83	29,61	20,87	49,51	70,39
Юр-34	24,40	31,98	43,62	75,60	27,27	18,18	54,55	72,73
Юр-24	20,12	37,50	42,38	79,88	24,06	19,55	56,39	75,94
X_{cp}^*	26,53	31,75	41,72	73,47	29,74	17,97	52,29	70,26

Окончание табл. 1.15

Скважина	C ₂₉				C ₃₀			
	$\beta\alpha$	$\alpha\alpha$	$\beta\beta$	$\alpha\alpha + \beta\beta$	$\beta\alpha$	$\alpha\alpha$	$\beta\beta$	$\alpha\alpha + \beta\beta$
Юр-30	14,31	33,14	52,56	85,659	70,33	21,05	8,61	29,67
Юр-64	16,94	30,12	52,94	83,06	68,87	24,53	6,60	31,13
Юр-50	14,36	32,48	53,16	85,64	67,16	25,00	7,84	32,84
Юр-108	14,29	32,76	52,96	85,71	65,35	26,73	7,92	34,65
Юр-34	13,35	31,77	54,88	86,65	69,57	22,83	7,61	30,43
Юр-24	13,62	32,21	54,17	86,38	71,04	22,40	6,56	28,96
X_{cp}	14,48	32,08	53,45	85,52	68,72	23,76	7,52	31,28

* X_{cp} – среднее значение параметра.

Для изученных нефтей юрубченской залежи коэффициент созревания стеранов (по соотношению $\beta\beta$ - и $\alpha\alpha$ -изомеров) более высокий, чем в битумоидах рифея этой зоны, и изменяется от 1,59 до 1,76. Для этилхолестанов C₂₉ отношение $\beta\beta/\alpha\alpha$ в битумоидах рифея находится в пределах 0,72–0,95 [41], что может указывать на разную степень катагенетической преобразованности битумоидов и нефтей, т. е. высокую степень зрелости последних.

Среди стеранов C₂₇–C₃₀ (см. рис. 1.3) в нефтях доминируют этилхолестаны C₂₉, которые в среднем составляют 54,70 % на сумму стеранов.

Этилхолестаны St₂₉ среди стерановых изомеров в нефти ЮТМ (табл. 1.15) имеют наивысшие концентрации, % на сумму гомологов

во всех изомерных группах: в изостеранах ($\beta\beta$) – 53,45; в диастеранах ($\beta\alpha$) – 14,48; в биостеранах ($\alpha\alpha$) – 32,08.

Как следует из табл. 1.15, изостераны образуют ряд $St_{29} \gg St_{27} > St_{28} > St_{30}$.

В стеранах St_{27} и St_{29} преобладают регулярные УВ, особенно изостераны: $\beta\beta \gg \alpha\alpha > \beta\alpha$. В стеранах St_{28} диастераны преобладают над биостеранами: $\beta\beta \gg \beta\alpha > \alpha\alpha$. В пропилхолестанах St_{30} образован ряд $\beta\alpha$ (68,72 %) $> \alpha\alpha$ (23,76 %) $> \beta\beta$ (7,52 %), т. е. преобладают диастераны. Отношение стеранов $St_{29}(\beta\alpha)$ к регулярным $St_{29}(\alpha\alpha + \beta\beta)$ низкое – 0,17 – и показывает, что материнское органическое вещество (ОВ) накапливалось в бассейнах карбонатной седиментации (Петров, 1974). Отношение $St_{28}(\alpha\alpha + \beta\beta)/St_{29}(\alpha\alpha + \beta\beta)$ равно 0,82, т. е. нефти Юрубчено-Тохомского месторождения являются достаточно зрелыми и преобразованность материнских пород в геологической истории велика. При этом количество сохранившихся биостеранов для каждого члена гомологического ряда не превышает 37,5 % (табл. 1.15). Преобладание среди регулярных стеранов ($\alpha\alpha$ и $\beta\beta$) этилхолестана сохраняется для всех стерановых изомеров.

По соотношению эпимеров $\alpha\alpha$ – этилхолестана $C_{29}20S$ и $20R$ – при установленных значениях 0,75–0,81 все нефти месторождения, по мнению Ю. А. Филипцова (2000 г.), являются достаточно зрелыми.

Гомогопаны и трицикланы содержатся в близких количествах, и они в среднем равны 43,68 и 48,93 % на сумму терпанов. Содержания тетрацикланов и моретанов незначительны (рис. 1.4).

Изучение соотношений гомогопанов H_{29}/H_{30} и стеранов St , в частности этилхолестана C_{29} , а также терпанов (триснорнеогопана Ts и трисноргопана Tm) в нефти горизонта PI-2д (скважина Юр-5), битумоидах и керогене показывает их существенные отличия, т. е. органическое вещество в керогене не связано с нефтью (рис. 1.5).

Вероятно, неэкстрагированное органическими растворителями рассеянное ОВ (битумоид) является сингенетичным вмещающим породам, а нефть имеет миграционное (эпигенетическое) или чужеродное вмещающим породам происхождение. Причем не исключено, что в разные отрезки геологической истории нефть мигрировала в ловушки из разных более древних нефтематеринских толщ рифея. На это указывают вариации концентраций стеранов (St_{27} , St_{28} , St_{30}) и разный возраст нефти

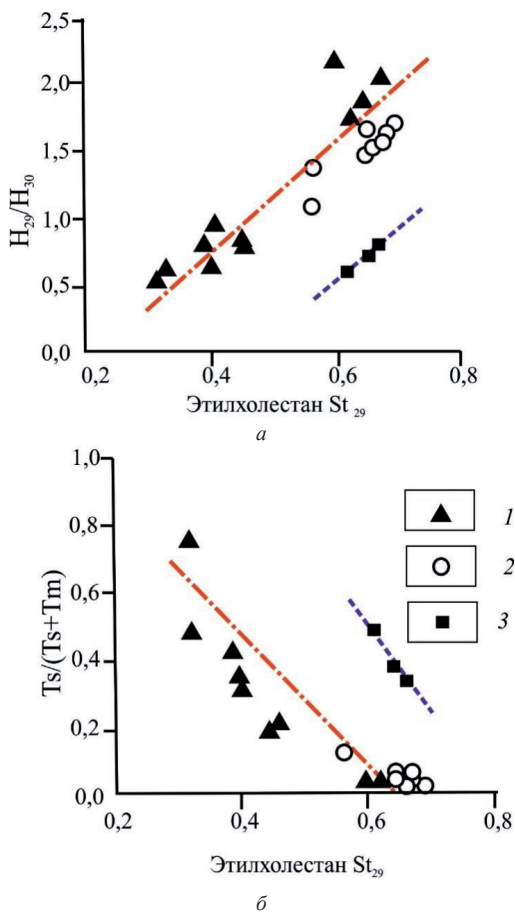


Рис. 1.5. Сравнение соотношений гомологов и этилхлестана (а) и триснорнеогпана/(трисноргопана + триснорнеогпана) с этилхлестаном (б): 1 – нерастворимое органическое вещество пород рифея; 2 – асфальтены (битумоиды) пород; 3 – нефть и асфальтены нефти пласта П1-2д Юрубчено-Тохомского месторождения

в отдельных залежах Куюмбинского месторождения, их блоковое строение. Совершенно очевидно, что процесс формирования всех залежей в Юрубчено-Тохомской зоне нефтегазонакопления и в первую очередь залежей Куюмбинского НГКМ был многоэтапным.

1.2. Рифейские отложения Куюмбинского месторождения

Куюмбинское НГКМ многопластовое и многозалежное. Залежи приурочены к пластам PI-2a–д и PI-2e, ж. Выделяются Куюмбинская, Южно-Куюмбинская и Камовская залежи. В пласте PI-2e, ж выявлена Северо-Куюмбинская газоконденсатная залежь. Вне контуров месторождения залежи приурочены к пласту PI-2a–д и объединены в Терскую группу залежей.

1.2.1. Физико-химические свойства и состав газов

Газы всех залежей имеют метановый состав, азотные (6,72–9,80 % об.), жирные ($K_{ж} = 10,0–16,9$) и высокожирные (Куюмбинская залежь, $K_{ж} = 24,4$); в подавляющем большинстве низкоуглекислые, ге-лиеносные (табл. 1.16).

Таблица 1.16

Физико-химические параметры и состав свободных и растворенных в нефти газов Куюмбинского НГКМ*

Параметр	Залежь и пласт				
	Северо-Куюмбинская	Южно-Куюмбинская	Куюмбинская	Камовская	Терская
	PI-2e, ж	PI-2a–д			
<i>Физические свойства</i>					
Плотность, г/см ³ :					
абсолютная	0,7855	0,8569	0,8637	0,8138	0,7841
относительная	0,6519	0,7111	0,7167	0,667 79	0,6507
<i>Состав, % об.</i>					
Метан CH ₄	81,055	77,152	74,025	80,339	79,8
Этан C ₂ H ₆	7,712	7,861	12,195	4,504	5,8
Пропан C ₃ H ₈	1,796	2,997	4,225	2,457	1,87
Бутан C ₄ H ₁₀	0,325	1,370	1,11	0,901	0,76
Пентан + высшие C ₅ H _{12+высш}	0,048	0,538	0,545	0,206	0,73
Этан + высшие C ₂ H _{6+высш}	9,881	12,766	18,075	8,068	9,16
Водород H ₂	0,058	0,023	0,18	0,012	0,136
Гелий He	He опр.	0,155	0,206	He опр.	
Аргон Ar	He опр.		0,099	»	
Углекислый газ CO ₂	0,046	1,112	1,05	2,22	1,104
Азот N ₂	9,02	9,243	6,715	9,16	9,8

Параметр	Залежь и пласт				
	Северо-Куюмбинская	Южно-Куюмбинская	Куюмбинская	Камовская	Терская
	PI-2е, ж	PI-2а-д			
КГФ, г/см ³	0,138	0,061	0,018	0,118	0,059
<i>Расчетные геохимические коэффициенты</i>					
$K_p = CH_4/H_2$	1 398	6 487	411	6 695	587
$K_k = 100(C_2H_6^{+высш})/CH_4$	12,2	16,9	24,4	10,0	11,5
$A = C_2H_6/C_3H_8$	4,29	2,67	2,89	1,83	3,10
$B = (\sum C_1-C_4)/(C_5 + C_6)$	1 894	356	168	428	121
$Z = (A + B)$	1 898	358	171	430	124
$100C_2H_6$	771,2	786	1 219,5	450,4	580
$100C_2H_6/(C_3H_8 + C_4H_{10})$	364	183	229	134	221
$100C_2H_6/CH_4$	9,51	10,44	16,47	5,61	7,27
Фазовый тип залежи	ГК	НГК			

Примечание. В таблице приведены данные, осредненные для залежи.

По сравнению со свободными газами залежей пласта PI-2д Юрубчено-Тохомского НГКМ, газы пластов PI-2а-д и PI-2е, ж Куюмбинского месторождения более сухие и низкоконденсатные. Коэффициент жирности газов закономерно увеличивается при переходе от газоконденсатных залежей к нефтегазоконденсатным, а отношение C_2/C_3 , наоборот, уменьшается.

Газы залежей, локализованных в отложениях рифея Куюмбинского НГК месторождения, в отличие от газов других месторождений Юрубчено-Тохомской зоны, имеют значимую обратную полиномиальную корреляционную зависимость ($r = -0,962$) между метаном и углекислым газом и объединяют Камовскую, Северо-Куюмбинскую и Терскую группу залежей (рис. 1.6) и, наоборот, прямую значимую полиномиальную зависимость ($r = 0,728$) в блоке 1 Куюмбинской залежи (рис. 1.7).

Из рис. 1.6 видно, что фактически это обратная степенная функциональная зависимость. Она, по мнению В. В. Донцова, А. Е. Лукина, Э. А. Эбля (2009 г.), может быть важна с генетической точки зрения, так как свидетельствует о возможном образовании метана в присутствии водорода из углекислоты:

давлении показали, что при полном удалении кислорода O_2 эта реакция идет с высокой скоростью, разлагая большое количество воды H_2O [10].

Наличие обратной корреляции метана и углекислого газа (см. рис. 1.6) указывает на подток газа из глубинных источников и его смешение с катагенетическим газом, а рис. 1.7 позволяет интерпретировать положительную связь метана и углекислого газа как стандартную ситуацию катагенетического образования газа без дополнительных чужеродных (глубинных) порций.

1.2.2. Свойства и углеводородный состав конденсатов

Физико-химические свойства конденсатов Курумбинского НГКМ приведены в табл. 1.17.

Исследованные конденсаты легкие ($685\text{--}747\text{ кг/м}^3$), бессернистые ($0,015\text{--}0,058\%$), малопарафинистые ($0,01\text{--}1,01\%$). Все конденсаты, за исключением конденсата Терской залежи, выкипают до $300\text{ }^\circ\text{C}$.

Таблица 1.17

Физические свойства и фракционный состав стабильного конденсата пластов П1-2а–д, П1-2е, П1-2ж

Параметр	Пласт, выявленные в нем залежи, скважина и интервал опробования, м				
	П1-2е	П1-2ж	П1-2а–д		
	Северо-Курумбинская		Южно-Курумбинская	Курумбинская	Терская
	К-305		К-206	К-6	К-502
	2 424– 2 436	2 493– 2 503	2 430– 2 445	2 220– 2 260	2 457– 2 467
<i>Физические свойства</i>					
Пластовое давление, МПа	20,99	20,99	20,99	–	–
Пластовая температура, $^\circ\text{C}$	25,3	27,0	–	–	–
Плотность при $20\text{ }^\circ\text{C}$, кг/м^3	703,7	684,9	704	701,1	747,4
Вязкость при $20\text{ }^\circ\text{C}$, $\text{мм}^2/\text{с}$	0,709	0,597	0,707	0,6	1,091
Кислотность, $\text{мг КОН}/100\text{ см}^3$	0,34	0,22	0,6	1,29	1,13
Содержание, % мас.:					
серы	0,029	0,015	0,023	0,058	0,047
парафинов	0,013	0,01	–	Не обн.	1,01

Окончание табл. 1.17

Параметр	Пласт, выявленные в нем залежи, скважина и интервал опробования, м				
	PI-2е	PI-2ж	PI-2а–д		
	Северо-Куюмбинская		Южно-Куюмбинская	Куюмбинская	Терская
	К-305		К-206	К-6	К-502
	2 424 –2 436	2 493– 2 503	2 430 –2 445	2 220 –2 260	2 457– 2 467
Температура застывания, °С	Ниже –60		Ниже –55	–55	Ниже –60
Показатель преломления	1,4001	1,3919	1,3977	1,3992	1,4218
<i>Фракционный состав</i>					
Выход, % об., фракций, °С:					
н. к.	52	42	46	39,5	71
10	72	58	63	64,5	97
20	82	68	74	77,5	112
30	92	77	85	87	125
40	103	88	96	98,5	138
50	115	99	107	114	153
60	129	112	120	130,5	171
70	147	128	137	141	192
80	169	149	165	178	217
90	204	176	208	237	257
97	269	242	295	–	328
к. к.	284	244	298	–	332
Остаток, %	0,5	0,5	1	2,1	1
Потери, %	1,5	1,5	1,5	1,9	0,5
Выход, %	98	98	97,5	96	98,5
Молекулярная масса, г/моль	90	82	90	106,7	111
Выход сырого конденсата, см ³ /м ³	551	438	139	–	–

По углеводородному составу конденсаты всех залежей метановые.

Углеводородный состав конденсата Куюмбинского месторождения по всем параметрам схож с неизменными конденсатами рифея запада Сибирской платформы, поэтому рассмотрим пласт PI-2е, ж, имеющий наибольший выход сырого конденсата (438–551 см³/м³), полученный из скважины К-305 (табл. 1.18).

Таблица 1.18

 Углеводородный состав дистиллятных фракций конденсата
 Северо-Курумбинской залежи (скважина К-305, интервал 2 424–2 436 м)

Фракция, °С	Выход, % мас.	Плотность, кг/м ³	Групповой углеводородный состав, %						
			Ароматические		Нафтеновые		Метановые		
			на фракцию	на конденсат	на фракцию	на конденсат	на фракцию	на конденсат	
Н. к.–60	30,85	636,9							30,85
60–95	20,49	679,6	1,72	0,35	16,89	3,46	81,39	16,68	
95–122	17,45	708,4	2,40	0,42	17,20	3,00	80,40	14,03	
122–150	12,60	732,2	5,04	0,64	12,81	1,61	82,15	10,35	
150–200	11,95	758,6	7,00	0,84	15,55	1,86	77,45	9,26	
200–250	2,64	782,5	8,65	0,23	31,32	0,83	60,03	1,58	
250–300	2,59	803,9	11,28	0,29	36,60	0,95	52,12	1,35	
Выход до 300 °С	98,57								
на конденсат				2,76		11,71		84,10	
на дистиллятную часть				2,80		11,88		85,32	

Исследованный конденсат отличается отсутствием серы в легких фракциях (60–150 °С), что не характерно для конденсатов пласта П1-2д Юрубчено-Тохомского НГКМ. В целом для Северо-Курумбинской залежи (пласт П1-2е, ж) по мере утяжеления фракций содержание ароматических углеводородов возрастает от 1,72 % (фракция 65–95 °С) до 11,28 % (фракция 250–290 °С). Содержание нафтеновых углеводородов изменяется от 16,89 % (фракция 122–150 °С) до 36,71 % (фракция 250–290 °С). Парафиновые углеводороды варьируют в пределах от 52,01 % (фракция 250–290 °С) до 84,27 % (фракция 122–150 °С).

В Южно-Курумбинской залежи (пласт П1-2а–д) по мере утяжеления фракций содержание ароматических углеводородов возрастает от 2,30 % (фракция 65–95 °С) до 11,28 % (фракция 250–300 °С). Содержание нафтеновых углеводородов изменяется от 12,53 % (фракция 122–150 °С) до 36,40 % (фракция 250–300 °С). Парафиновые углеводороды составляют от 52,32 % (фракция 250–300 °С) до 82,91 % (фракция 60–95 °С).

В Терской залежи в пласте П1-2а–д изменение содержания углеводородов в дистиллятных фракциях близко к конденсатам Северо-Курумбинской залежи. В этой залежи по мере утяжеления фракций со-

держание ароматических углеводородов возрастает от 2,30 % (фракция 65–95 °С) до 19,02 % (фракция 250–300 °С). Содержание нафтеновых углеводородов изменяется от 12,38 % (фракция 122–150 °С) до 26,32 % (фракция 250–300 °С). Парафиновые углеводороды варьируют в пределах от 54,66 % (фракция 250–300 °С) до 81,06 % (фракция 60–95 °С).

Для определения доли атомов С, %, содержащихся в ароматических C_a , нафтеновых C_n и в парафиновых цепях C_p , в геохимии наибольшее распространение получил метод $n - \rho - M$, основанный на установлении показателя преломления n , плотности ρ и молекулярной массы M . Метод позволяет получить представление о структурно-групповом составе фракций, кипящих выше 150 °С.

По данным структурно-группового состава фракций 200–350 °С, на долю углерода нафтеновых структур, приходится от 23,4 до 26,8 %. Более половины углеводородов образуют парафиновые структуры ($C_p = 58,7\text{--}69,4\%$), табл. 1.19.

Таблица 1.19

Структурно-групповой состав фракций конденсата Южно-Куюмбинской залежи (скважина К-206, интервал 2 430–2 445 м), определенный методом $n - \rho - M$

Фракция, °С	Содержание углерода, %				Среднее число колец на молекулу в структурах		Общее количество колец K_0
	в структурах			в парафиновых цепях C_p	ароматических K_a	нафтеновых K_n	
	ароматических C_a	нафтеновых C_n	циклических C_k				
200–250	7,2	23,4	30,6	69,4	0,1	0,5	0,6
250–300	8,2	27,7	35,9	64,1	0,2	0,6	0,8
300–350	14,5	26,8	41,3	58,7	0,4	0,7	1,1

Общее число колец в усредненной молекуле K_0 возрастает от 0,6 до 1,1, из них число ароматических колец K_a составляет от 0,1 до 0,4.

1.2.3. Физико-химические свойства и углеводородный состав нефти

Физико-химические свойства нефти определены почти во всех выявленных на Куюмбинском месторождении рифейских залежах, и по физико-химическим свойствам они близки (табл. 1.20).

Осредненные физико-химические характеристики рифейской нефти залежей Куюмбинского НГКМ по поверхностным пробам

Залежь или группа залежей	Плотность нефти в стандартных условиях, г/см ³	Кинематическая вязкость при 20 °С, ×10 ⁻⁶ , м ² /с	Температура, °С		Выход, %, фракций, °С					Содержание, % мас.			
			застывания	плавления парафина	до 150	150–200	200–250	250–300	более 300	асфальтенов	смола кагелевых, %	парафинов	серы
Юрубченская залежь ЮТМ	0,816	7,541	–34	52	15	26	35,5	47	52	0,15	4,58	0,540	0,250
Куюмбинская залежь	0,813	6,420	–40	51	21	36	44	78	36	0,143	2,943	0,913	0,129
Южно-Куюмбинская группа залежей	0,824	10,313	–31	51	15	27	38	54	52	0,155	4,200	1,523	0,121
Камовская залежь	0,829	10,500	–39	54	12	23	36	49	50	0,100	5,900	1,700	0,100
Терско-Камовская группа залежей	0,818	8,249	–41	52	17	29	41	53	58	0,084	4,810	1,634	0,188

Сопоставимые значения имеет плотность нефти, разница между нефтью Юрубченской и Куюмбинских залежей составляет 0,013–0,016 г/см³, что практически лежит в диапазоне измерения ошибки плотности. Температуры застывания и плавления парафинов колеблются в диапазоне –7,0 и 2,0 °С соответственно.

До 150 °С выкипает 12–21 % углеводородов, свыше 300 °С – от 50 до 58 %.

Во всех залежах содержание серы варьирует от 0,100 до 0,250 %, т. е. нефть практически бессернистая.

По глубинным пробам, кроме основных физико-химических параметров, изучены также пластовые давления и давления насыщения, что принципиально важно для реконструкции процессов, протекающих в залежах (табл. 1.21). По полученным данным во всех залежах $P_{\text{нас}}$ значительно ниже $P_{\text{пл}}$.

Таблица 1.21

Осредненные физико-химические характеристики рифейской нефти Куюмбинской и Южно-Куюмбинской залежей по глубинным пробам

Параметр	Значение
Температура, °С:	
пластовая $T_{\text{пл}}$	28,19
застывания	–25
Давление, МПа:	
пластовое $P_{\text{пл}}$	21,33
насыщения $P_{\text{нас}}$	18,72
Газосодержание, м ³ /т	171
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³	0,822
Кинематическая вязкость, мм ² /с	8,275
Содержание, % мас.:	
асфальтенов	0,06
смола силикагелевых	6,25
парафина	1,29
серы	0,15

Нефть метанового состава легкая (813–829 кг/м³), малопарафиновая – 0,913 % мас. (Куюмбинская залежь) и парафиновая с содержанием парафина от 1,523 (Южно-Куюмбинская группа залежей)

до 1,700 % мас. (Камовская залежь), малосмолистая (2,98–6,25 % мас.). Нефти практически не содержат асфальтенов (0,060–0,155 % мас.).

По всем залежам наблюдается высокое содержание солей в нефти. В Куюмбинской залежи солей в нефти содержится от 26,5 до 5 650,7 мг/л при среднем значении 2 838,6 мг/л. Очень неравномерное распределение солей в нефти Южно-Куюмбинской группы залежей – от 6,12 до 19 008,00 мг/л при среднем значении показателя 1 885,9 мг/л. Наименьшее содержание солей – в среднем от 186,5 до 723,0 мг/л – наблюдается в нефти Камовской залежи и Терско-Камовской группе залежей.

По остальным показателям нефти очень схожи между собой (рис. 1.8).

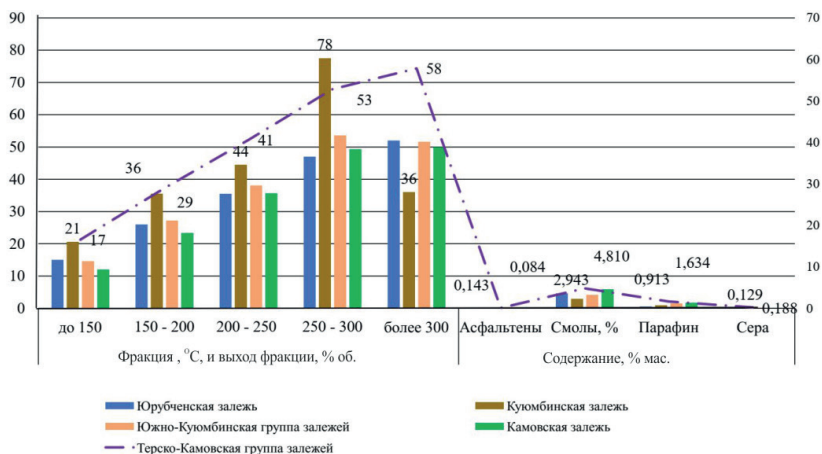


Рис. 1.8. Сравнение физико-химических параметров нефти пластов PI-2а–д из залежей рифея Куюмбинского НГКМ и Юрубченской залежи (пласт PI-2д) Юрубчено-Тохомского НГКМ

В исследованных нефтях наблюдается практически полная идентичность физико-химических параметров нефти пласта PI-2д Юрубчено-Тохомского НГКМ и пластов PI-2а–д Южно-Куюмбинской и Терско-Камовской группы залежей и Камовской залежи. Отличия наблюдаются лишь в температуре пласта, выходе фракций до 150 и 250–300 °С и смолистости. Последнее очень важно, так как реликтовые УВ и высшие алканы концентрируются именно в смолистой части нефти.

По данным В. В. Донцова (2009 г.), целому ряду показателей состава реликтовых УВ и высших алканов, концентрациям стеранов и гопанов, метилфенантреновому индексу – отношению фенантрена и его различных изомеров, отношениям эпимеров, в частности трисноргопана состава C_{27} -18 α (H) и 17 α (H), содержаниям вновь образованных изостеранов 5 α 14 β (20S + 20R) и «биологических» стеранов 5 α 14 α (20S + 20R), присутствию ароматических стероидов нефти рифея Куюмбинского НГКМ отличаются от таковых в залежах рифея Юрубчено-Тохомского НГКМ. Видимо, залежи Куюмбинского НГКМ – это неоднократно переформированные легкие части нефти, а реликтовые УВ остались в разрушенной палеозалежи либо они сорбированы битумоидами материнской породы. Последнее подтверждается данными Ю. А. Филиппова (2000 г.), который показал, что отношение C_{27} -18 α (H) или Ts к 17 α (H) или Tm в битумоидах рифея Юрубчено-Тохомского НГКМ меняется от 0,64 до 1,15, и, наоборот, для зрелых битумоидов рифея Куюмбинского месторождения значения отношения Ts/Tm самые низкие – 0,64 и 0,65. Здесь необходимо отметить, что на Куюмбинском месторождении кинетика превращений углеводородов различна даже для отдельных залежей.

По *углеводородному составу бензиновые фракции нефти* пласта PI-2a–д во многом сходны с нефтями пласта PI-2д Юрубчено-Тохомского НГКМ. Они на 80–87 % состоят из метановых УВ с преобладанием *n*-алканов над *изо*-алканами, отношения *n*-алканы/*изо*-алканы варьируют от 1,12 в Южно-Куюмбинской залежи до 1,27 в Терско-Камовской (табл. 1.22). Содержание *изо*-алканов в нефтях составляет 35,3–38,8 %.

Вторая по значимости группа УВ – нафтеновые. Их концентрации в нефти варьируют от 11,1 до 16,7 %.

Отношение *n*-алканы/нафтеновые УВ – 4,87–7,90 при среднем значении 5,03.

Концентрации ароматических УВ минимальны – 1,39–3,14 %. В составе ароматических УВ присутствуют бензол, толуол, ксилолы.

Зрелость нефти, определенная по коэффициентам В. К. Шиманского K_mC_6 и K_mC_7 [91], высокая – $K_mC_6 = 1,15$ и $K_mC_7 = 0,99$.

По соотношениям моно- и диметилалканов (T_1 и T_2) повышенными значениями отличаются нефти Северо-Куюмбинской залежи: $T_1 = 10,98$ и $T_2 = 4,66$. Геохимически коэффициенты Томпсона T_1 и T_2

свидетельствуют о возрастании роли алканов с увеличением температуры.

Соотношения ароматических УВ и алканов с одинаковым числом атомов углерода бензол/ n - C_6 и толуол/ n - C_7 характеризуются нарастанием концентраций легких аренов. По этим коэффициентам нефти существенно не отличаются.

В геохимии нефтей принято также соотношения ароматических УВ характеризовать коэффициентом этилбензол (Эб)/ Σ ксилолов (Кс) [78]. Пониженным значением коэффициента относительно других нефтей отличается Северо-Курумбинская – Эб/ Σ Кс равно 0,11 на фоне 0,13–0,14 для остальных залежей Курумбинского месторождения.

Таблица 1.22

Сравнение геохимических коэффициентов степени зрелости и метаморфизма нефти залежей пласта P1-2а–д Курумбинского месторождения и пласта P1-2д Юрубчено-Тохомского НГКМ

Параметр	Залежь					Юруб- чено- Тохом- ское НГКМ
	Северо- Курум- бинская	Курум- бинская	Южно- Курум- бинская	Камов- ская	Терско- Камов- ская	
Σn -алканов/ Σ изо-алканов	1,26	1,18	1,12	1,24	1,27	1,46
Σ алканов/ Σ нафтенов	7,90	6,26	5,15	5,26	4,87	7,57
Σ ароматических/ Σ алканов	0,02	0,03	0,03	0,02	0,04	0,04
n - C_7/n - C_6	0,80	0,89	0,96	0,96	1,15	1,10
$K_n C_6 = n-C_6/(\Sigma i-C_6 + ЦГ + МЦП)$	1,15	1,06	0,97	1,01	1,09	1,21
$K_n C_7 = n-C_7/(\Sigma i-C_7 + МЦГ)$	0,99	0,92	0,86	0,93	0,93	1,45
T_1	10,98	9,05	7,98	8,57	8,55	10,65
T_2	4,66	3,91	3,35	3,69	3,93	3,74
Бензол/ n - C_6	0,02	0,04	0,05	0,03	0,05	0,10
Толуол/ n - C_7	0,05	0,07	0,08	0,05	0,10	0,12
Эб/ Σ Кс	0,11	0,13	0,13	0,14	0,13	0,19
Бензол/МЦГ	0,12	0,13	0,15	0,09	0,13	0,19
ЦГ/МЦП	1,22	1,16	1,18	1,32	1,29	0,43
МЦГ/ n - C_7	0,27	0,34	0,38	0,35	0,35	0,36

Установленные сходства или незначительные отклонения по приведенным в табл. 1.22 параметрам обусловлены различиями флюидной связи отдельных залежей в результате проявления блоковой тектоники

Куюмбинского НГКМ. Наибольшее сходство параметров наблюдается для Юрубчено-Тохомской и Северо-Куюмбинской залежей. Можно предположить, что формирование залежей осуществлялось из единого первичного источника.

Полученные данные по физико-химическим свойствам нефти и ее углеводородному составу позволили оценить условное качество нефти для всех залежей Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции.

1.3. Оценка качества нефти залежей Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции. Товарные качества юрубченской нефти

Качество нефти оценивается разными способами, для чего определяются [84]: плотность, содержание воды, хлористых солей, серы, механических примесей и др. В связи с тем что для дальнейшей работы не стояла задача оценки нефти как товара, а преследовались научные цели, то интерес в первую очередь представляли перечисленные параметры, позволившие применить методику, оценивающую *условное качество*.

Поскольку нет комплексного критерия для определения качества нефтей в залежах разных месторождений, автором использован *показатель К*, предложенный Ю. М. Полищук и И. Г. Яценко [67]. Рассматриваемая в работе [33] методика определения комплексного показателя качества нефти *К* предполагает расчет по формуле

$$K = 0,04S + 0,000\ 54C + 1,74\rho - 0,008\ 7\Phi_{200} - 0,005\ 6\Phi_{300} - 0,004\ 9\Phi_{350}, \quad (1.6)$$

где *S* – содержание общей серы в нефти, %; *C* – концентрация хлористых солей, мг/л; ρ – плотность нефти, г/см³; Φ_{200} , Φ_{300} , Φ_{350} – содержание фракций, % об., при температуре до 200, 300 и 350 °С соответственно.

Поскольку в имеющихся анализах содержание фракции Φ_{350} часто отсутствует, применен упрощенный аналог формулы (1.6) [1]:

$$K = 0,002\ 9S + 0,000\ 39C + 2,696\rho - 1,003. \quad (1.7)$$

Отклонение комплексного показателя качества, полученного по уравнению (1.7), от единицы в сторону увеличения означает ухудшение

качества нефти, в сторону уменьшения – улучшение качества нефти. То есть критерий классификации нефти по комплексному показателю качества заключается в следующем:

- при $K < 1$ нефть высокого качества;
- при $K \geq 1$ нефть низкого качества.

Результаты расчета показателя качества нефти по упрощенной формуле приведены в табл. 1.23.

Как следует из табл. 1.23, упрощенный показатель для нефти всех залежей больше единицы, т. е. нефть низкого качества и должна иметь разный набор получаемых нефтепродуктов при переработке. Из сравнения упрощенного коэффициента качества нефти Куюмбинского и Юрубчено-Тохомского НГКМ видно, что нефть в залежи из юрубченской толщи более качественная ($K_y = 1,28$). Ю. М. Полищук, И. Г. Яценко рассчитали K_y для Лено-Тунгусской НГП в целом, по их данным, интервал изменения K_y равен 0,02–1,42 [67].

Таблица 1.23

Упрощенный показатель качества нефти залежей Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции и сопредельных месторождений

Залежь, группа залежей или пласт	Среднее значение параметра по залежи или группе залежей			Упрощенный коэффициент качества нефти K_y
	Содержание общей серы S, %	Концентрация хлористых солей С, мг/л	Плотность нефти, г/см ³	
<i>Куюмбинское НГКМ</i>				
Куюмбинская	0,129	2 839	0,813	2,30
Южно-Куюмбинская	0,121	18 85,9	0,824	1,95
Камовская	0,100	186,5	0,829	1,31
Терско-Камовская	0,188	723	0,818	1,48
<i>Юрубчено-Тохомское НГКМ</i>				
Юрубченская:				
пласт Р1-2д	0,660	158,9	0,822	1,28
пласт Б-IX	0,180	6 732*	0,828	3,86
Нижнетохомская, пласт Р1-2аг	0,210	113,7	0,832	1,29
Усть-Чавичинская, пласт Р1-2аг	0,180	495,6	0,815	1,39
<i>Шуцукское ГНМ**</i>				
Пласт Б-IX	0,41	407	0,854	1,46

Залежь, группа залежей или пласт	Среднее значение параметра по залежи или группе залежей			Упрощенный коэффициент качества нефти K_y
	Содержание общей серы S, %	Концентрация хлористых солей С, мг/л	Плотность нефти, г/см ³	
<i>Камовское НМ***</i>				
Пласт Б-VIII	0,120	144,5	0,820	1,26
<i>Борцевское НМ</i>				
Пласт Б-VI	0,140	946,1	0,819	1,51
Пласт Б-VIII	0,250	144,5	0,822	1,27

*По данным А. А. Конторовича, 2003.

**ГНМ – газонефтяное месторождение.

***НМ – нефтяное месторождение.

Основной вклад в значение K_y для залежей Курумбинского НГКМ и пласта Б-IX Юрубчено-Тохомского НГКМ вносит концентрация хлористых солей, что технологически достаточно легко устранимо и придется учесть при разработке месторождения, например при использовании ультразвуковой технологии [92].

По упрощенному коэффициенту качества юрубченская нефть обладает наилучшими товарными свойствами, и после обессоливания ее можно принять за эталон для всех нефтей Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления.

Товарные качества нефти Юрубчено-Тохомского месторождения изучались во ВНИИ НП Л. М. Пырсовой, К. А. Демиденко, А. М. Бежанидзе (1992 г.) и в ПГО «Енисейнефтегазгеология» Л. М. Соломиной, Г. З. Чеба (1987 г.). В основу изучения положены выход фракций, плотность и вязкость, температура застывания, содержание серы и углеводородный состав отдельных фракций.

Бензиновые фракции изучены от н. к. до 180 °С (табл. 1.24).

Все фракции характеризуются низкими плотностями, незначительным содержанием серы. Во фракции н. к. 120 °С присутствует меркаптановая сера – 0,008 % мас. Октановые числа достаточно низкие – 42–54 пункта, что соответствует только низкооктановым бензинам. Выход фракций составляет 5,5–21,8 % мас.

Таблица 1.24

Физико-химические характеристики бензиновых фракций

Параметр	Температура отбора, °С			
	н. к. 85	н. к. 120	н. к. 140	н. к. 180
Выход, %	5,5	10,6	14,0	21,8
Плотность ρ_4^{20} , кг/м ³	659,8	686,9	687,9	717,7
Содержание серы, %:				
общей	0,01	0,011	0,012	0,014
меркаптановой	–	0,008	–	–
Октановое число	54	49	46	42
Кислотность, мг КОН/100 мл	1/09	1,11	1,14	1,23

Керосиновые дистилляты представлены в табл. 1.25. Все свойства, кроме высоты некопящего пламени, определены экспериментально.

Таблица 1.25

Физико-химические характеристики керосиновых дистиллятов

Параметр	Температура отбора, °С			ГОСТ 10227–86 на ТС-1
	120–270	150–280	140–250	
Выход, %	29,4	25,2	21,9	–
Плотность ρ_4^{20} , кг/м ³	773,1	784,0	773,3	≥775
Кинематическая вязкость ν_{20} , мм ² /с	1,56	2,03	1,53	≥1,25
Температура начала кристаллизации, °С	–46	–	–50	≤–60
Высота некопящего пламени, мм	29	26	29	≥25
Содержание, %:				
серы общей	0,026	0,032	0,022	≤0,25
серы меркаптановой	0,0133	–	>0,005	≤0,005
ароматических углеводородов	11	–	–	≤22
Кислотность, мг КОН/100 мл	1,05	1,88	1,3	≤0,7

Широкая базовая фракция реактивного топлива 120–270 °С с выходом 29,4 % имеет большое значение высоты некопящего пламени, но низкую плотность (менее 775 кг/м³). Фракция характеризуется очень

большим содержанием меркаптановой серы – 0,0133, что в 2,66 раза превышает максимально допустимое 0,005 %. Фракция не удовлетворяет требованиям на топливо марки ТС-1 также по температуре кристаллизации ($-46\text{ }^{\circ}\text{C}$), кислотности (1,05 вместо 0,7 мг КОН/100 мл). Фракция 140–250 $^{\circ}\text{C}$ имеет температуру начала кристаллизации $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$, т. е. удовлетворяет требованиям ТС-1 и в то же время характеризуется пониженной плотностью и высоким содержанием меркаптановой серы – более 0,005 %.

Фракции 120–270 и 140–250 $^{\circ}\text{C}$ могут быть рекомендованы в качестве компонентов реактивного топлива после очистки от меркаптановой серы.

Фракции 150–280 и 140–250 $^{\circ}\text{C}$ удовлетворяют требованиям для производства керосина осветительного КО-20 по всем показателям, только у фракции 150–280 $^{\circ}\text{C}$ кислотность превышает норму – 1,88 вместо 1,3 мг КОН/100 мл. Выход фракций – 25,2 и 21,9 % мас. соответственно.

Дизельные дистилляты представлены в табл. 1.26. Все свойства фракции установлены экспериментально за исключением цетановых чисел, которые определены расчетным путем. Дизельные дистилляты характеризуются низкими плотностями, хорошими низкотемпературными свойствами, высокими цетановыми числами и температурами вспышек.

Обращает на себя внимание содержание меркаптановой серы, превышающее нормы на дизельное топливо ($\leq 0,01\text{ } \%$ мас.).

Фракция 120–300 $^{\circ}\text{C}$ по основным показателям, кроме содержания меркаптановой серы, отвечает требованиям на топливо дизельное марки З-0,2 минус 45 для холодной зоны (с температурой окружающей среды $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ и выше). Фракции 130–300, 140–300, 130–320 и 140–320 $^{\circ}\text{C}$ по всем свойствам, кроме меркаптановой серы, удовлетворяют требованиям на топливо дизельное марки З-0,2 минус 35 для умеренной зоны (с температурой окружающего воздуха $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ и выше). Максимальный выход дизельного топлива от 140 $^{\circ}\text{C}$ – 35,6 % мас., от 130 $^{\circ}\text{C}$ – 37,2 % мас.

Фракции 130–380 и 140–380 $^{\circ}\text{C}$ по основным характеристикам, кроме содержания меркаптановой серы, отвечают требованиям для дизельного топлива летнего марки Л-0,2-40. Выход их составляет 46,7 и 45,1 % мас. соответственно.

Физико-химические характеристики дизельных дистиллятов (по Пырсовой, 1992)

Параметр	Дизельные дистилляты зимние					Дизельные дистилляты летние			
	Температура отбора, °С								
	120–300	130–300	140–300	130–320	140–320	130–380	140–380	180–370	180–380
Выход, % мас.	35,1	33,3	31,7	37,2	35,6	46,7	45,1	35,7	37,3
Плотность ρ_4^{20} , кг/м ³	782,5	784,2	786,6	789,8	792,5	800,1		811,8	814,1
Вязкость ν_{20} , мм ² /с	1,94	2,10	2,19	2,38	2,56	3,16	3,18	4,34	4,98
Температура, °С: застывания вспышки	–45 Более 35	–42 46	–39 53	–37 Более 40	–35	–27 52	–24 58	–20 80	–17
Содержание серы, %: общей меркаптановой	0,031	0,032	0,033	0,037	0,038	0,051	0,057	0,059 0,0115	0,067 Более 0,01
	Более 0,01								
Цетановое число, пункт	51	53	54		56	60	61	62	63
Кислотность, мг КОН/100 мл	Менее 5							2,4	Менее 5
Йодное число, г йода/100 г	Менее 6	1,66	Менее 6			1,72	Менее 6		

Фракции 180–370 и 180–380 °С по показателям, кроме меркаптановой серы, удовлетворяют требованиям, предъявляемым к топливу летнему дизельному марки Л-0,2-61. Максимальный выход – 37,3 % мас.

Получать дизельное топливо арктическое из юрубченской нефти из прямогонной фракции невозможно.

Даже такая легкая фракция, как 100–270 °С, имеет температуру застывания –52 °С, причем температура вспышки ее ниже 30 °С. Температуру застывания ниже –55 °С имеет фракция 100–250 °С. Максимальный выход – 28,4 % мас. Ее температура застывания равна –56 °С, при этом вспышка, естественно, менее 30 °С, необходимых по ГОСТ 305–82. К тому же она имеет низкие значения вязкости – 1,2 мм²/с вместо 1,5 мм²/с и цетанового числа – 39 вместо 45 по ГОСТ 305–82.

Мазуты по физико-химическим характеристикам из остатка выше 350 °С отвечают требованиям для малосернистого мазута топочного марки 100 в количестве 39,8 % мас., их плотность – 905,0 кг/м³, коксуемость – 2,62 % мас., содержание серы – 0,33 % мас., температура вспышки – 247 °С, застывания – 15 °С. Остаток выше 380 °С также отвечает требованиям на малосернистый мазут топочный 100, и его выход остается прежним.

Битумы, рассчитанные по соотношению содержания в нефти асфальтенов, смол и парафина, полученные из юрубченской нефти, непригодны для дорожного строительства.

Базовые масла с индексом вязкости 90 (ИВ-90) определены расчетным путем и составляют 75,5 % на остаток выше 350 °С или 33,9 % на нефть.

1.4. Углеводородные флюиды вендских продуктивных толщ

В вендских продуктивных толщах залежи газа и конденсата изучены на Оморинском месторождении в пластах Б-VII, Б-VIII, на Исчухской продуктивной площади в пласте Б-VI и в коллекторах верхнего рифея – венда ($R_{з\text{жкт}}-V_{\text{vn}}$), вскрытых Аргишской параметрической скважиной № 273. Залежи нефти установлены в пласте Б-VIII' на Оморинском НГКМ и Камовском нефтяном месторождении, в пластах Б-VI и Б-IX на Борщевском нефтяном месторождении.

Газы Оморинского месторождения (табл. 1.27) метановые, легкие, полужирные ($100(C_2-C_6)/CH_4 = 12-16 \%$), гелиеносные (0,206–0,330 %), азотные (6,61–8,42 %). Углекислый газ и сероводород не обнаружены.

Таблица 1.27

Физико-химические параметры и состав газов рифей-вендских продуктивных пластов месторождений и проявлений за пределами Юрубчено-Тохомской ЗНГ

Параметр	Скважина, интервал опробования, м, и пласт						
	Ом-2		Ом-8	Ом-1	Исч-1		Арг-273
	2 427– 2 435	2 462– 2 466	2 499– 2 552	2 438– 2 466	1 826– 1 853	1 908– 1 915	3 708– 3 745
	Б-VII	Б-VIII	Б-VIII ^а	Б-VIII	Б-VI		R _{3жкт} -V _{вп}
<i>Физические свойства</i>							
Пластовое давление, МПа	23,93	23,94	19,95	23,94	–	–	–
Пластовая температура, °С	35	35	27	35	–	–	–
Тип газа	С	С	РН	С	С	С	С
Плотность, г/см ³ :							
абсолютная	0,791	0,828	–	–	–	0,8711	0,7402
относительная	0,6872	–	–	–	–	0,7229	0,6143
<i>Состав, % об.</i>							
CH ₄	82,93	78,96	48,97	78,32	60,314	59,106	89,935
C ₂ H ₆	7,84	9,15	19,12	7,33	6,701	2,374	2,618
C ₃ H ₈	1,71	2,49	15,89	2,9	2,477	0,842	1,289
<i>i</i> -C ₄ H ₁₀	0,16	0,31	3,77	0,67	0,378	0,149	0,184
<i>n</i> -C ₄ H ₁₀	0,29	0,71	7,59	1,23	0,849	0,273	0,268
<i>i</i> -C ₅ H ₁₂	0,07	0,35	4,87	0,275	0,248	0,046	0,087
<i>n</i> -C ₅ H ₁₂	0,07	0,32	4,87	0,352	0,354	0,041	0,086
2,2-Диметилбутан	–	–	–	–	0,0023	0,006	–
2,3-Диметилбутан	–	–	–	–	0,007	0,001	–
2-Метилпентан					0,06	0,01	
3-Метилпентан					0,029	0,005	
C ₆ H _{14+высш}	0	0	0	0,128	1,203	0,018	0,049
Азот N ₂	6,61	7,34	0,68	8,42	9,400	35,51	5,45
Углекислый газ CO ₂	0	0	0,05	0	17,695	0	0
Водород H ₂	–	–	0,074	0,18	0,051	–	0
Гелий He	0,29	0,28	0,206	–	0,330	1,634	0,029
Сумма аргона, криптона и ксенона Ar + Kr + Xe	–	–	0,105	–	0	0	0
Сероводород H ₂ S	–	–	0	–	0	0	0

Параметр	Скважина, интервал опробования, м, и пласт						
	Ом-2		Ом-8	Ом-1	Исч-1		Арг-273
	2 427– 2 435	2 462– 2 466	2 499– 2 552	2 438– 2 466	1 826– 1 853	1 908– 1 915	3 708– 3 745
	Б-VII	Б-VIII	Б-VIII'	Б-VIII	Б-VI		R _{3жк} -V _{вп}
<i>Расчетные геохимические коэффициенты</i>							
$K_{\text{ж}} = \text{CH}_4/\text{H}_2$	–	–	662	435	1 189	–	–
$K_{\text{ж}} = 100(\text{C}_2\text{H}_6 - \text{C}_6\text{H}_{14})/\text{CH}_4$	12	17	105	16	20	6	5
$A = \text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_3\text{H}_8$	4,58	3,67	1,20	2,53	2,70	2,82	2,03
$B = (\sum \text{C}_1 - \text{C}_4)/(\text{C}_5 + \text{C}_6)$	202	137	39	120	39	136	65
$Z = (A + B)$	207	140	40	122	42	139	67
$100\text{C}_2\text{H}_6$	784	915	1 912	733	670	237	262
$100\text{C}_2\text{H}_6/(\text{C}_3\text{H}_8 + \text{C}_4\text{H}_{10})$	363	261	70	153	181	188	150
$100\text{C}_2\text{H}_6/\text{CH}_4$	9	12	39	9	11	4	3
<i>Углеводородный состав, % (по Шеходановой, 2011)</i>							
Метан	72,73	77,43	75,52				
Этан	7,44	6,96	5,18				
Пропан	2,87	2,72	2,68				
Фазовый тип залежи	ГК		Н	ГК	ГК с НО*		
Возраст газа, млн лет	–	–	151,1	–	–	–	–

*Газоконденсатная залежь с нефтяной оторочкой.

Содержание жидкой фазы по коэффициенту жирности, рассчитанное по графику экспрессного определения содержания жидкой фазы в газах газоконденсатных систем [16], лежит в диапазоне менее 50 г/м³, т. е. газы низкоконденсатные, низкобензиновые.

Бутановый (*изо*-C₄H₁₀/*н*-C₄H₁₀) и пентановый (*изо*-C₅H₁₂/*н*-C₅H₁₂) коэффициенты варьируют в пределах 0,44–0,55 и 0,78–1,00 соответственно, что отвечает газоконденсатным залежам.

Инструментальные определения аргона и гелия проведены в попутном газе нефтяной залежи пласта Б-VIII', что позволило оценить возраст растворенных в нефти газов (табл. 1.27), который составил 151 млн лет (J₃₀). Это может свидетельствовать, что в поздней юре закончился процесс формирования нефтяной залежи и началось активное

переформирование ее с выделением растворенного газа и образованием газоконденсатной системы в пласте Б-VIII. При этом давление насыщения газом падает и соблюдается условие $P_{пл} \leq P_{нас}$, которое не меняется и характеризует газонефтяную систему пласта Б-VIII' до настоящего времени.

Свободные газы единичных скоплений в вендских пластах-коллекторах обнаружены на Исчухской и Аргишской площадях (табл. 1.27). Исследованный на Исчухской площади газ пласта Б-VI метановый (60 %), азотный (9,4 %), высокоуглекислый (17,7 %), гелиеносный (0,330 %), полужирный (20 %), содержит значительное количество метиленовых углеводородов (0,098 %).

Присутствие больших количеств диметилбутанов и метилпентанов, видимо, является следствием применения при бурении эмульсионных растворов на углеводородной основе (ЭРОУ), которую обычно составляют дизельные дистилляты или нефть.

Аномальное содержание углекислого газа закономерно при использовании соляно-кислотных обработок (СКО):



По полученным расчетным геохимическим коэффициентам на обеих площадях можно прогнозировать наличие небольших нефтяных оторочек (табл. 1.27), что существенно увеличивает их перспективы.

Конденсаты в поверхностных пробах по нестандартным методикам изучены на **Исчухской** (Б-VI, интервал 1 826–1 853 м) и **Аргишской** (интервал 3 712–3 806 м, $R_{3\text{жкт}}$) **площадях**. Конденсат пласта Б-VI желтый, легкий (0,707 г/см³), с низкой кинематической вязкостью (0,660 мм²/с), температурой застывания ниже –30 °С, молекулярной массой 114; мало-сернистый (0,14 % мас.); н. к. равно 33 °С, к. к. – 219 °С с выходом фракции 92 %; при 211 °С выход составляет 90 %. Углеводородный состав узких фракций, к сожалению, не определен.

Конденсат, полученный на скважине Арг-273 из отложений юктинской свиты, относящейся к позднему рифею, представляет собой жидкость коричневого цвета с зеленоватым оттенком и мелкодисперсным осадком черного цвета, легкую (0,795 г/см³), маловязкую (2,25 мм²/с при 20 °С); содержание воды около 0,03 %, присутствуют механические примеси (0,02 %). Выход фракции до 200 °С лишь 32,48 %, свыше

200 °С – 67,52 %. Данная жидкость имеет следующий групповой углеводородный состав, %: метаново-нафтеновые УВ – 88,55; нафтеново-ароматические – 10,44. Содержание парафинов – 0,53 %, смол – 1,01 %.

По полученным характеристикам эта жидкость ближе к нефтям рифея, чем к конденсатам.

Физико-химические свойства *конденсатов Оморинского НГКМ* определены в пластах Б-VII и Б-VIII (табл. 1.28).

Таблица 1.28

Физико-химические свойства конденсатов Оморинского НГКМ

Параметр	Скважина, интервал опробования, м, и пласт			
	Ом-1	Ом-2		Ом-10
	2 438–2 571	2 427–2 465	2 462–2 466	2 494–2 504
	Б-VIII	Б-VII	Б-VIII	
Начало кипения, °С	99	34	32	62
<i>Фракционный состав, %</i>				
Выход фракций, °С:				
до 50	–	6	10	–
100	0,5	41,5	51,5	–
150	51,5	66,5	78	–
200	81,5	81	89	–
250	93	89	–	–
300	98	–	–	–
Остаток	1,5	3	4	–
Потери	0,5	–	–	–
<i>Физические свойства</i>				
Плотность при 20 °С, г/см ³	0,742	0,628	0,617	0,726
Вязкость при 20 °С, мм ² /с	1,07	0,642	0,59	0,892
Содержание, % мас.:				
серы	–	0,056	0,044	0,07
смол бензольных	0,04	–	–	1 350,5*
смол спиртобензольных	0,13	–	–	1 350,5
асфальтенов	0,04	–	–	
парафинов	–	–	–	Отс.
Температура, °С:				
застывания				Ниже –30
начала кристаллизации				Ниже –30
Показатель преломления	–	1,398	1,3911	1,4138

Параметр	Скважина, интервал опробования, м, и пласт			
	Ом-1	Ом-2		Ом-10
	2 438–2 571	2 427–2 465	2 462–2 466	2 494–2 504
	Б-VIII	Б-VII	Б-VIII	
Содержание воды, %	Сл.	Не обн.		–
Кислотность, мг КОН/100 мл	0,0	0,0	0,0	1,23
Молекулярная масса	–	117	108	119
Механические примеси, %		Не обн.		–
Цвет	–	–	–	Коричневый, полупрозрачный

*Содержание смол фактических, мг/100 мл.

Кроме того, для пласта Б-VII Оморинского НГКМ установлены следующие параметры (Скрылев, 2005):

Пластовое давление $P_{пл}$	23,99 МПа
Конденратно-газовый фактор:	
– по сырому конденсату	452,6 см ³ /м ³
– по стабильному конденсату	144,1 см ³ /м ³
Пластовая температура	35 °С
Начальное потенциальное содержание $C_{5+высш}$	167,09 г/м ³
Давление начала конденсации	22,9 МПа
Давление максимальной конденсации	4,8 МПа
Молекулярный вес конденсата	102
Плотность конденсата	0,6977 г/см ³
Псевдокритическая температура	199,65 К

Давление начала конденсации на 1,09 МПа ниже пластового давления. При давлении максимальной конденсации (4,8 МПа) в пласте выпадает 82,0 г/см³ конденсата (Скрылев, 2005). Так как давление начала конденсации меньше пластового, в пластовых условиях залежь находится в однофазном состоянии.

В конденсате вендского пласта Б-VII Оморинского НГКМ изучен индивидуальный состав бензиновой фракции (табл. 1.29). По групповому углеводородному составу оморинский конденсат метано-нафтеновый. Метановых УВ содержится 66,53; нафтеновых – 7,91; ароматических – 1,53 % на конденсат.

Таблица 1.29

Индивидуальный состав бензиновой фракции конденсата н. к. 125 °С и ароматических УВ фракции н. к. 125–150 °С
(скважина Ом-2, интервал 2 427–2 435 м)

Углеводород	% на кон-денсат	Углеводород	% на кон-денсат
<i>n</i> -Пропан <i>n</i> -C ₃ H ₈	–	3-Метилгексан (3-МГ)	3,708
<i>n</i> -Бутан <i>n</i> -C ₄ H ₁₀	–	3-Этилпентан (3-ЭП)	0,009
<i>n</i> -Пентан <i>n</i> -C ₅ H ₁₂	1,429	2,2,4-Триметилпентан (2,2,4-ТМП)	–
<i>n</i> -Гексан <i>n</i> -C ₆ H ₁₄	6,054	2,2-Диметилгексан (2,2-ДМГ)	Не обн.
<i>n</i> -Гептан <i>n</i> -C ₇ H ₁₆	10,076	2,5-Диметилгексан (2,5-ДМГ)	0,294
<i>n</i> -Октан <i>n</i> -C ₈ H ₁₈	25,876	2,4-Диметилгексан (2,4-ДМГ)	0,139
<i>Итого парафинов нормального строения</i>	25,876	2,2,3-Триметилпентан (2,2,3-ТМП)	0,010
<i>изо</i> -Бутан <i>i</i> -C ₄ H ₁₀	–	3,3-Диметилгексан (3,3-ДМГ)	0,156
2,2-Диметилпропан (2,2-ДМПр)	–	2,3,4-Триметилпентан (2,3,4-ТМП)	Не обн.
<i>изо</i> -Пентан <i>i</i> -C ₅ H ₁₄	0,371	2,3-Диметилгексан (2,3-ДМГ)	0,361
2,2-Диметилбутан (2,2-ДМБ)	0,042	2,3-Метилэтилпентан (2,3-МЭП)	0,361
2,3-Диметилбутан (2,3-ДМБ)	0,148	2,3,3-Триметилпентан (2,3,3-ТМП)	0,029
2-Метилпентан (2МП)	1,737	2-Метилгептан (2-МГп)	3,879
3-Метилпентан (3-МП)	1,038	4-Метилгептан (4-МГп)	1,359
2,2-Диметилпентан (2,2-ДМП)	Не обн.	3,4-Диметилгексан (3,4-ДМГ)	0,153
2,4-Диметилпентан (2,4-ДМП)	0,144	3-Метилгептан (3-МГп)	3,113
2,2,3-Триметилбутан (2,2,3-ТМБ)	0,031	3-Этилгексан (3-ЭГ)	3,113
3,3-Диметилпентан (3,3-ДМП)	0,047	<i>Итого парафинов изомерного строения</i>	20,247
2-Метилгексан (2-МГ)	2,954	Всего парафиновых УВ	46,123
2,3-Диметилпентан (2,3-ДМП)	0,525	Циклопентан (ЦП)	0,030

Углеводород	% на кон- денсат	Углеводород	% на кон- денсат
Метилциклопентан (МЦП)	0,439	<i>цис</i> -1,3-Диметилциклогексан (<i>ц</i> -1,3-ДМЦГ)	1,409
1,1-Диметилциклопентан (1,1-ДМЦП)	0,018	<i>транс</i> -1,4-Диметилциклогексан (<i>м</i> -1,4-ДМЦГ)	1,409
<i>цис</i> -1,3-Диметилциклопентан (<i>ц</i> -1,3-ДМЦП)	0,192	1,1-Диметилциклогексан (1,1-ДМЦГ)	0,346
<i>транс</i> -1,3-Диметилциклопентан (<i>м</i> -1,3-ДМЦП)	0,147	<i>транс</i> -1,2-Диметилциклогексан (<i>м</i> -1,2-ДМЦГ)	0,292
<i>транс</i> -1,2-Диметилциклопентан (<i>м</i> -1,2-ДМЦП)	0,315	<i>транс</i> -1,3-Диметилциклогексан (<i>м</i> -1,3-ДМЦГ)	0,433
<i>цис</i> -1,2-Диметилциклопентан (<i>ц</i> -1,2-ДМЦП)	0,070	<i>цис</i> -1,4-Диметилциклогексан (<i>ц</i> -1,4-ДМЦГ)	0,433
1,1,3-Триметилциклопентан (1,1,3-ТМЦП)	0,078	<i>Итого шестичленных нафтеновых</i>	6,594
Этилциклопентан (ЭЦП)	0,414	Всего нафтеновых УВ	8,890
<i>транс</i> -1,2,4-Этилциклопентан (<i>м</i> -1,2,4 ЭЦП)	0,092	Бензол (Б)	0,216
1,2,3-Триметилциклопентан (1,2,3-ТМЦП)	0,085	Толуол (Т)	0,558
<i>транс</i> -, <i>транс</i> -1,2,3-Триметилциклопентан (<i>м</i> -, <i>м</i> -1,2,3-ТМЦП)	0,085	Этилбензол (Эб)	0,090
<i>транс</i> -, <i>цис</i> -1,2,3-Триметилциклопентан (<i>м</i> -, <i>ц</i> -1,2,3-ТМЦП)	0,067	η -Ксилол (η -Кс)	0,110
<i>цис</i> -1,3-Метилэтилциклопентан (<i>ц</i> -1,3-МЭЦП)	0,058	μ -Ксилол (μ -Кс)	0,355
<i>транс</i> -1,3-Метилэтилциклопентан (<i>м</i> -1,3-МЭЦП)	0,118	<i>о</i> -Ксилол (<i>о</i> -Кс)	0,186
<i>транс</i> -1,2-Метилэтилциклопентан (<i>м</i> -1,2-МЭЦП)	0,118	Всего ароматических УВ фракции н. к. 125 °С	1,299
1-Метил-1-этилциклопентан (1-М-1-ЭЦП)	0,030	Всего УВ по фракции н. к. 125 °С	56,312
1,2,3,4-Тетраметилциклопентан (1,2,3,4-ТрМЦП)	0,033		
<i>Итого пятичленных нафтеновых</i>	2,296		
Циклогексан (ЦГ)	0,686		
Метилциклогексан (МЦГ)	3,442		

Наблюдается низкое соотношение *изо*-преноиды/*n*-алканы, которое равно 0,78. В составе легких углеводородов циклогексановые значительно преобладают над циклопентановыми углеводородами, отношение $\sum \text{ЦГ} / \sum \text{ЦП}$ равно 2,87.

Среди циклогексановых доминирует метилциклогексан – 3,442 % на конденсат. Коэффициент «метаморфизма» $K_{\text{мС}_6} = n\text{-C}_6 / \sum \text{изо-C}_6 + \text{МЦП} + \text{ЦГ}$, предложенный В. К. Шиманским, равен 2,12, т. е. суммарное содержание изомерных форм гексана почти в 2 раза меньше содержания *n*-гексана. Наблюдается сравнительно высокое значение отношения $\text{Эб/Кс} = 0,4$ оморинского конденсата по сравнению с собинским ($\text{Эб/Кс} = 0,23$).

Ароматических углеводородов во фракции н. к. 125 °С содержится 0,774 % и представлены они в основном толуолом (0,558 %) и бензолом (0,216 % на конденсат). Отношение бензол/толуол равно 0,61 и сравнимо с нефтью рифейского пласта Р1-2д Юрубчено-Тохомского НГКМ.

Во фракции н. к. 125–150 °С содержится этилбензол и вся гамма ксилолов – 0,651 % на конденсат, причем превалирует μ -ксилол.

Установленное в шушукской нефти присутствие всей гаммы ксилолов является прямым признаком наличия миграционных углеводородов в подпочвенных отложениях, что было использовано для обоснования перспектив нефтегазоносности Чулаканской площади в Катангской седловине и показало работоспособность данного показателя при прогнозе перспектив нефтегазоносности.

Пониженные значения по отношению к конденсатам Собинского месторождения имеют коэффициенты: ЦГ/МЦП , $\text{ЦГ}/n\text{-C}_6$, бензол/*n*-C₆, толуол/*n*-C₇ (рис. 1.9).

Наглядное представление разницы в оморинском и собинском конденсатах демонстрирует каскадная диаграмма (рис. 1.10). На каскадной диаграмме отображается накопительный эффект логарифмического ряда положительных и отрицательных значений геохимических коэффициентов. Она использована для отображения накопительного эффекта последовательных значений.

Показательно уменьшение значений геохимических коэффициентов ЦГ/МЦП , $\text{ЦГ}/n\text{-C}_6$, бензол/*n*-C₆, толуол/*n*-C₇ и увеличение отношений $\sum \text{ЦГ} / \sum \text{ЦП}$, *n*-алканы/*изо*-алканы и коэффициентов зрелости Томпсона – T₁ и T₂. Их геохимический смысл – возрастание доли *n*-алканов

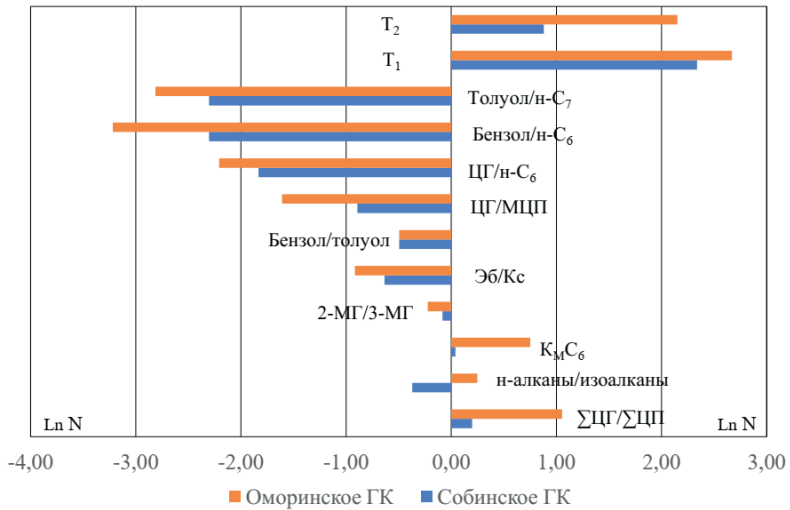


Рис. 1.9. Сравнение некоторых геохимических параметров вендских конденсатных пластов Оморинского и Собинского месторождений

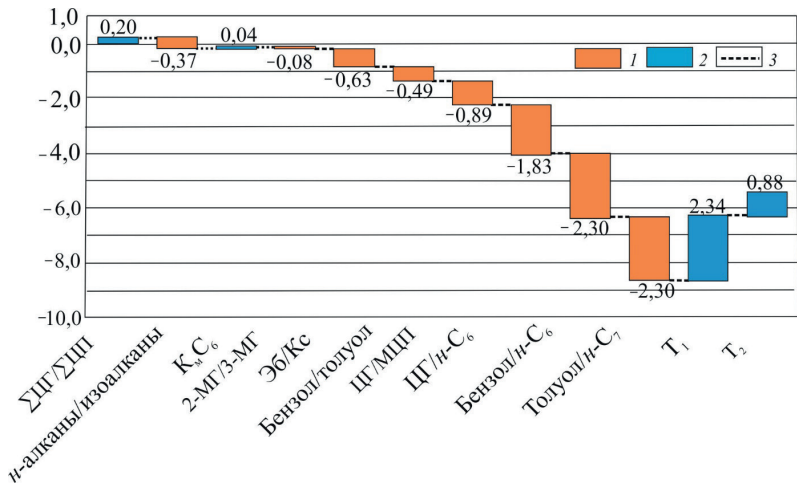


Рис. 1.10. Каскадная диаграмма накопительного эффекта положительных и отрицательных значений логарифмов геохимических показателей в паре значений одноименных геохимических коэффициентов Оморинского и Собинского месторождений: 1 – уменьшение; 2 – увеличение; 3 – итог

с увеличением температуры. То есть оморинский конденсат более зрелый, чем собинский, хотя локализованы они практически в разновозрастных отложениях.

Нефти вендских пластов-коллекторов изучены на Камовском (пласт Б-VIII') и Борщевском (пласты Б-VI и Б-IX) нефтяных месторождениях, Оморинском нефтегазоконденсатном месторождении, Шушукском газонефтяном месторождении и единичных проявлениях нефти на Сейсморазведочной, Намурской и Подпорожной площадях.

Нефти Борщевского и Камовского месторождений изучены только в поверхностных условиях (табл. 1.30).

Нефть пласта Б-VI легкая – 819 кг/м³, малосернистая – 0,14 % мас., малосмолистая – 2,94 % мас., малопарафинистая – 5,60 % мас., практически не содержит асфальтенов. Содержание светлых фракций до 200 °С – 24,5 %, до 300 °С – 56 %. Температура начала кипения нефти высокая – 126 °С, т. е. отсутствует петролейная фракция, что нехарактерно для нефти других пластов венда. В нефти высокое содержание солей – 946 мг/л.

Нефть пласта Б-VIII' легкая – 820 кг/м³, малосернистая – 0,12 % мас., малопарафинистая – 1,59 % мас., практически не содержит асфальтенов – 0,11 %. При температуре 300 °С выкипает лишь 40 %.

Таблица 1.30

Физико-химические свойства нефти вендских пластов Борщевского месторождения

Параметр	Скважина*, пласт и интервал опробования, м		
	Вд-1		Км-1
	Б-VI	Б-IX	Б-VIII'
	2 428–2 451	2 570–2 582	2 325–2 333
<i>Физические свойства</i>			
Плотность нефти в стандартных условиях, г/см ³	0,819	0,822**	0,8198
Давление, МПа:			
насыщения	–	–	14,76
пластовое	–	–	21,4
Температура пластовая, °С			31,98
Вязкость кинематическая, мм ² /с	6,623	6,526	9,90

Параметр	Скважина*, пласт и интервал опробования, м		
	Ввд-1		Км-1
	Б-VI	Б-IX	Б-VIII'
	2 428–2 451	2 570–2 582	2 325–2 333
Температура, °С:			
застывания	–	–36	–
плавления парафина	–	–	–
начала кипения	126	67	–
Содержание, % мас.:			
асфальтенов	0,10	0,36	0,11
смола силикагелевых	2,94	4,275	2,20
парафинов	5,60	4,05	1,59
серы	0,14	0,25	0,12
Концентрация солей, мг/л	946,1	144,5	–
Содержание воды, %	0,30	5,48	–
Механические примеси, %	0,411	0,44	–
<i>Фракционный состав, % об.</i>			
Выход фракций, °С:			
100	–	3	–
200	24,5	26,25	–
300	56	52	40
более 300	–	64	–

*Ввд – Вайвидинская, Км – Камовская.

**Для пласта Б-IX приведены средние значения.

Газ, растворенный в нефти пласта Б-VIII', составляет (газовый фактор) 133,4 м³/т, давление насыщения ($P_{\text{нас}} = 14,76$ МПа) значительно меньше пластового ($P_{\text{пл}} = 21,4$ МПа) при пластовой температуре $T_{\text{пл}}$, равной 32 °С. Растворенный газ метановый – 62,74 %; с высоким содержанием этана – 16,88 %; пропана – 9,35 %; бутанов – 5,79 %; пентанов и гексанов ($C_{5+\text{высш}}$ составляет 3,33 %). Газ низкогелиеносный (He – 0,01 %), низкоазотный ($N_2 = 1,79$ %), низкоуглекислый (0,12 %). Сероводород отсутствует. Газ очень жирный ($K_{\text{ж}} = 100 (C_2-C_6)/CH_4$ составляет 56,3 %), $изо-C_4H_{10}/н-C_4H_{10} = 0,40$. Геохимические коэффициенты A , B и Z характеризуют нефтяную залежь и равны, соответственно, 1,8; 28,5 и 30,3.

Нефть пласта Б-IX легкая – 821–822 кг/м³, малосернистая – 0,25 % мас., малосмолистая – 4,28 % мас., малопарафинистая – 4,1–4,7 % мас., практически не содержит асфальтенов. Выход петролейной фракции (до 100 °С) – 3,0 %. При 300 °С выкипает 52 % светлых фракций, свыше 300 °С – 64 %. Содержание хлористых солей невысокое, менее 1,0 г/л, и варьирует по двум пробам – от 144,5 до 227,1 мг/л.

Физико-химические характеристики нефти пласта Б-IX наиболее полно изучены на Шушукском газонефтяном месторождении, поэтому рассмотрим их более подробно.

Нефть из скважины ШШ-1 Шушукского газонефтяного месторождения имеет среднюю плотность (854 кг/м³), невысокую кинематическую вязкость при 20 °С, равную 20,53 мм²/с (табл. 1.31), что ниже диапазона среднестатистической нефти (40–60 мм²/с).

Таблица 1.31

Физико-химические свойства нефти скважины ШШ-1 и нефтепроявлений в скважинах соседних площадей

Параметр	Скважина*				
	ШШ-1	Пдп-106	Срз-1	Срз-1	Нм-1
Пласт и его стратиграфическая приуроченность	Б-IX, V _{оск}	V _{оск} -R	V _{vn}	R	Є _{1кв}
Интервал опробования, м	2 771– 2 780	2 438– 2 502	3 222– 2 325	3 284– 3 295	3 424– 3 456
<i>Фракционный состав, % об.</i>					
Температура н. к., °С	90	88	77	115	75
Выход фракций, °С:					
до 150	3,5	13,5	6,5	3	5
до 200	12,31	22,5	21	18,5	18
до 250	22,5	33	41	33,5	31
до 300	37,5	44,5	60	52,5	46
Остаток, %	62,5	54,5	40,0	47,5	53,5
<i>Физические свойства</i>					
Пластовое давление, МПа	25,35	–	–	–	–
Пластовая температура, °С	37,4	–	–	–	–
Газовый фактор, м ³ /т	175	–	–	–	–

Параметр	Скважина*				
	Шш-1	Пдп-106	Срз-1	Срз-1	Нм-1
Плотность при 20 °С, кг/м ³	854	830	825,3	822,1	847
Вязкость кинематическая, мм ² /с:					
при 20 °С	20,53	13,75	6,6	7,52	11,77
при 50 °С	7,63	5,95	3,39	3,61	4,71
Содержание, % мас.:					
серы	0,41	0,08	0,08	0,05	1,42
парафинов	1,63	3,09	0,67	0,17	3,36
смола силикагелевых асфальтенов	6,01	4,1	2,98	2,95	3,95
асфальтенов	0,3	0,2	0,07	0,04	0,14
Температура, °С:					
плавления парафинов	62,2	50	59	65,2	50
вспышки в закрытом тигле	4	11	10	29	Не опр.
застывания	-32	-24	-29	-30	-35
Коксусемость, % мас.	1,14	1,41	0,67	0,53	2,03
Кислотность, мг КОН/1 г	0,09	0,07	0	0	
Молекулярный вес, кг/кмоль	221	255	208	215	221
Коэффициент светопоглощения	42	156,73	14	16	49,99
Содержание хлористых солей, мг/л	407	Не опр.	79	110	Не опр.
Содержание воды, % об.	Сл.**	0,48	Отс.	Сл.	»
Механические примеси, % мас.	0,02	0,08	0,02	0,03	»

*Площади поискового бурения: Шш – Шушукская, Пдп – Подпорожная, Срз – Сейсморазведочная, Нм – Намурская.

**Сл. – следы.

По сравнению с проявлениями нефти из одиночных скважин наблюдается самый высокий остаток фракции выше 300 °С – 62,5 % об. Кинематическая вязкость также повышенная – 20,53 мм²/с, в то время как в соседних скважинах диапазон вязкости составляет 6,60–13,75 мм²/с. Повышено по отношению к другим приведенным нефтям и содержание асфальтенов – 0,3 % мас., но оно не превышает их в метановых нефтях. Петролейная фракция отсутствует.

Нефть малосернистая (0,41 %), парафинистая (1,63 %), смолистая (6,01 %), утяжеленная (854 кг/м³), обогащена насыщенными УВ по сравнению с ароматическими с отношением насыщенных УВ к ароматическим, равным 2,93. С аналогичной плотностью (858 кг/м³)

в вендских толщах установлена нефть только в скважине Вн-5 Собинского ГКМ (интервал 2 679–2 686 м).

По заключению И. Д. Тимошиной и академика СО РАН А. Э. Конторовича, в отбензиленной нефти (фракция >200 °С) преобладают нормальные алканы, в которых максимум приходится на $n\text{-C}_{15}$, и характерно низкое содержание высокомолекулярных УВ ($n\text{-C}_{27}/n\text{-C}_{17} = 0,15$), а коэффициент нечетности CPI составляет 0,92. Анализируя данные таблицы 1 (с. 94) из работы А. Э. Конторовича, И. Д. Тимошиной [40], видим, что в нефтях венда CPI изменяется в диапазоне 1,0–1,2, т. е. по этому показателю налицо отличие от вендских нефтей. В этой связи методом пиролиза было изучено органическое вещество пород. Выполненные исследования позволили Ю. А. Жуковину по значениям T_{\max} установить верхнюю границу рифея в интервале 2 771,7–2 776,2 м вместо официальной версии контакта рифей – венд на глубине 2 792 м. То есть нефтяная залежь находится в отложениях вэдрэшевской свиты нижнего рифея $R_{1\text{vdr}}$. На принадлежность залежи к рифейским отложениям на основе анализа геологических данных и стратиграфических корреляций разреза ранее указывали Ю. А. Филипцов и М. А. Масленников [47; 87]. В случае подтверждения данной модели границы ЮТЗ расширяются на северо-восток, и перспективы Шушукского месторождения могут существенно вырасти.

Увеличение перспектив нефтегазоности косвенно подтверждают интенсивные аномалии рассеянных волн, которые приурочены к градиентам гипсометрии структурной поверхности R_0 . На востоке Шушукской площади аномалия субмеридиональной ориентировки расположена непосредственно западнее пробуренной поисковой скважины, а на крайнем западе площади цепочка аномалий рассеянных волн того же простирания тяготеет к своду и присводовым частям линейной узкой положительной структуры по горизонту R_0 . Учитывая важную роль тектонической трещиноватости в образовании карбонатного коллектора рифейской эрозионной поверхности в дополнение к результатам резервуарной геохимии и сейсморазведки 3D, Ю. А. Жуковин (2011 г.) привлек материалы газогеохимической съемки по снежному покрову. Интенсивные газовые аномалии имеют преимущественно пентангексановый состав, что свидетельствует о их связи с нефтяными залежами на глубине.

Наряду с нормальными алканами идентифицированы разветвленные, в том числе 12- и 13-, монометилалканы, содержание которых составляет 10,82 % на сумму ациклических УВ. Высокие содержания 12- и 13-монометилалканов были обнаружены ранее в докембрийских нефтях Восточной Сибири (Петров, 1984; Конторович и др., 1999) [83 и др.]. Содержание 12-, 13-монометилалканов, по данным работы [40], в вендских нефтях варьирует в диапазоне 7,6–16,3 % при среднем значении 11,7 %. Максимальные концентрации в ряду ациклических изопреноидов имеют пристан и фитан, концентрация последнего чуть выше ($Pr/Ph = 0,93$). Низкие значения отношения пристана к фитану (0,4–1,7) соответствуют восстановительным и субокислительным условиям формирования исходного ОВ [95], из которого образовалась нефть.

Содержание нормальных алканов значительно выше содержания ациклических изопреноидов ($Pr/n-C_{17} = 0,60$, $Ph/n-C_{18} = 0,15$, $\sum n-C_i / \sum iso-C_i = 2,64$), что указывает на очень зрелую нефть, близкую к нефти Юрубченской залежи. Более точно фациальный тип РОВ проявляется в координатах $Pr/n-C_{17}$, $Ph/n-C_{18}$ на диаграмме Кеннона – Кессоу, нефть сформировалась из смешанного гумусо-сапропелевого ОВ в окислительной обстановке.

Для выявления степени сходства углеводородного состава нефти Шушукского месторождения и битумоидов рифея было выполнено их сопоставление по ряду геохимических показателей (рис. 1.11). С целью исключения влияния больших чисел исходные данные сопоставлены в логарифмических значениях показателей.

Из рис. 1.11 следует, что между нефтью и битумоидами наблюдается четкое отличие в значениях коэффициентов $iso-C_{19}/iso-C_{20}$, $iso-C_{19}/iso-C_{17}$, $iso-C_{20}/iso-C_{18}$, $(n-C_{15}-n-C_{17})/(n-C_{25}-n-C_{27})$, и, наоборот, нефть и битумоиды очень схожи по коэффициентам $2n-C_{29}/(n-C_{28} + n-C_{30})$, $n-C_{31}/n-C_{19}$, CPI , $(n-C_{17} + n-C_{18})/Nf$.

CPI (carbon preference index) – индекс предпочтений углерода, рассчитанный как (Peters, Moldovan, 1973): $CPI = [(C_{25} + C_{27} + C_{29} + C_{31} + C_{33}) / (C_{26} + C_{28} + C_{30} + C_{32} + C_{34}) + (C_{25} + C_{27} + C_{29} + C_{31}) / (C_{24} + C_{26} + C_{28} + C_{30} + C_{32})] / 2$; Nf – нафтеновые углеводороды (нафтенный фон).

Полученное сочетание логарифмов значений этих коэффициентов может указывать, во-первых, на высокую степень зрелости нефти, т. е. более высокие значения коэффициентов 1–4 (рис. 1.11); во-вторых,

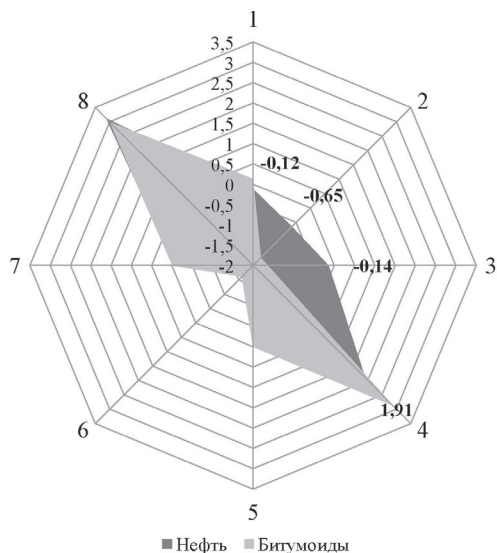


Рис. 1.11. Сравнение геохимических коэффициентов нефти ($V_{оск}$) и битумоидов рифея Шушукской площади, $\ln N$ (интервал 2 814,2–2 863,0 м, R_{1vd7}): 1 – $изо-C_{19}/изо-C_{20}$; 2 – $изо-C_{19}/изо-C_{17}$; 3 – $изо-C_{20}/изо-C_{18}$; 4 – $(n-C_{15}+n-C_{17})/(n-C_{25}+n-C_{27})$; 5 – $2n-C_{29}/(n-C_{28} + n-C_{30})$; 6 – $n-C_{31}/n-C_{19}$; 7 – CPI ; 8 – $(n-C_{17} + n-C_{18})/Nf$. Жирным выделены и подписаны логарифмы значений коэффициентов для нефти

на сходство нефти и битумоидов в углеводородном ряду тяжелее C_{27} ($C_{28}-C_{34}$), по CPI и отношению $(n-C_{17} + n-C_{18})/Nf$.

Проявление первого фактора – это результат созревания нефти и ее вторичной миграции в пласты-коллекторы.

1.5. Насыщенные циклические соединения – «биомаркеры» шушукской нефти

Во фракции >200 °С, кроме алифатических углеводородов, в Институте нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН Е. А. Костыревой, Е. Н. Ивановой, Е. А. Зубовой и другими (2009 г.) были исследованы насыщенные циклические соединения – «биомаркеры» шушукской нефти (стераны и терпаны), табл. 1.32.

Таблица 1.32

Распределение стерановых УВ фракций (>200 °С) нефти из скважины Шушукская-1, глубина 2 771–2 780 м (по Тимошиной, Конторовичу, 2009)

Параметр	Значение	Параметр	Значение
<i>Содержание индивидуальных стеранов, % на сумму стеранов</i>			
St ₂₇	10,39	St ₂₉	74,21
St ₂₈	12,23	St ₃₀	3,17
<i>Стерановые коэффициенты</i>			
St ₂₉ /St ₂₇	7,14	St ₂₉ ββ(20S + 20R)/St ₂₉ αα20R	3,92
St ₂₉ /St ₂₈	6,07	St ₂₈ (αα + ββ)/St ₂₉ (αα + ββ)	0,15
St ₂₉ βα/St ₂₉ (αα + ββ)	0,12	St ₂₇₋₃₀ /terp	0,29
St ₂₉ 20S/St ₂₉ 20(S + R)	0,44		
<i>Содержание стерановых изомеров, % на суммы изомеров</i>			
St ₂₇ :		St ₂₉ :	
βα	16,54	βα	11,07
αα	27,60	αα	29,13
ββ	55,87	ββ	59,80
αα + ββ	83,46	αα + ββ	88,93
St ₂₈ :		St ₃₀ :	
βα	16,45	βα	42,75
αα	22,93	αα	48,25
ββ	60,61	ββ	9,00
αα + ββ	83,55	αα + ββ	57,25
<i>Содержание стеранов, % на сумму гомологов</i>			
αα:		αα + ββ:	
St ₂₇	9,95	St ₂₇	10,01
St ₂₈	9,73	St ₂₈	11,78
St ₂₉	75,00	St ₂₉	76,12
St ₃₀	5,32	St ₃₀	2,10
ββ:		βα:	
St ₂₇	10,03	St ₂₇	12,92
St ₂₈	12,80	St ₂₈	15,12
St ₂₉	76,67	St ₂₉	61,76
St ₃₀	0,49	St ₃₀	10,20

Терпаны по содержанию значительно превышают стераны: отношение St₂₇₋₃₀/terp равно 0,29.

Стераны образуют ряд St₂₉ >> St₂₈ > St₂₇ > St₃₀ и концентрационно распределены следующим образом: St₂₉ – 74,21 % на сумму стеранов,

$St_{28} - 12,23$; $St_{27} - 10,39$; $St_{30} - 3,17$. В отличие от рифейских нефтей Юрубчено-Тохомского и Куюмбинского НГК месторождений, в *шушукской нефти пласта Б-IX* наблюдается аномально высокое отношение концентраций этилхолестанов и холестанов. Отношение St_{29}/St_{27} равно 7,14 по сравнению с юрубченской нефтью, где St_{29}/St_{27} соответствует величине 4,68.

Этилхолестаны St_{29} имеют наивысшие концентрации, % на сумму гомологов, во всех изомерных группах: в изостеранах ($\beta\beta$) – 76,67; в диастеранах ($\beta\alpha$) – 61,67; в биостеранах ($\alpha\alpha$) – 75,0.

В стеранах St_{27-29} преобладают регулярные УВ, особенно изостераны ($\beta\beta > \alpha\alpha > \beta\alpha$). В пропилхолестанах St_{30} при общем преобладании регулярных УВ образуют ряд $\alpha\alpha$ (48,25 %) > $\beta\alpha$ (42,75 %) > $\beta\beta$ (9,00 %). Низкое отношение диастеранов $St_{29}\beta\alpha$ к регулярным St_{29} ($\alpha\alpha + \beta\beta$), равное 0,12, по сравнению с нефтью пласта Р1-2а–д Южно-Куюмбинской залежи в скважине К-229 Куюмбинского НГКМ, где оно достигает 0,40 [41], показывает, что материнское ОВ накапливалось в бассейнах карбонатной седиментации (Петров, 1974). Отношение $St_{28} (\alpha\alpha + \beta\beta) / St_{29}(\alpha\alpha + \beta\beta)$ также низкое – 0,15, что, согласно графику [90], указывает на докембрийский источник материнского ОВ (Тимошина, 2009).

Коэффициент зрелости $St_{29}\beta\beta(20S + 20R)/St_{29}\alpha\alpha 20R$ (Петров, 1994) равен 3,92 (табл. 1.32), что соответствует зрелым нефтям (Тимошина, 2009).

По данным В. А. Чахмачева (1993) и И. Д. Тимошиной [83], параметром St_{28}/St_{29} четко отделяются нефти докембрия и палеозоя (0,2–0,6) от мезозойско-кайнозойских (0,6–1,2). В исследованной нефти отношение St_{28}/St_{29} равно 0,2.

На докембрийский источник материнского ОВ указывают также пиролитические данные венд-кембрийских отложений, вскрытых скважиной Шушукская-1 в интервале от 1 558,8 (C_{1bul}) до 2 771,1 м (V_{osk}).

Для этих отложений характерны очень низкие содержания органического углерода ($C_{org} = 0,02-0,15$ %), отсутствие углеводородных газов в породе ($S_0 = 0$).

В этих же отложениях выявлены предельно низкие величины присутствия нефти ($S_1 = 0,01-0,03$ мг/г породы) и практическое отсутствие нефтематеринского потенциала ($S_2 = 0,01-0,20$ мг УВ/г породы) (Жуковин, 2009). В то время как компонентный состав нефти из скважины

Шушукская-1 и аргиллит-мергель-доломитовая нижележащая потенциально нефтематеринская толща рифея (интервал 2 779,89–2 873,70 м, R_{1vdr}) родственны между собой (рис. 1.12).

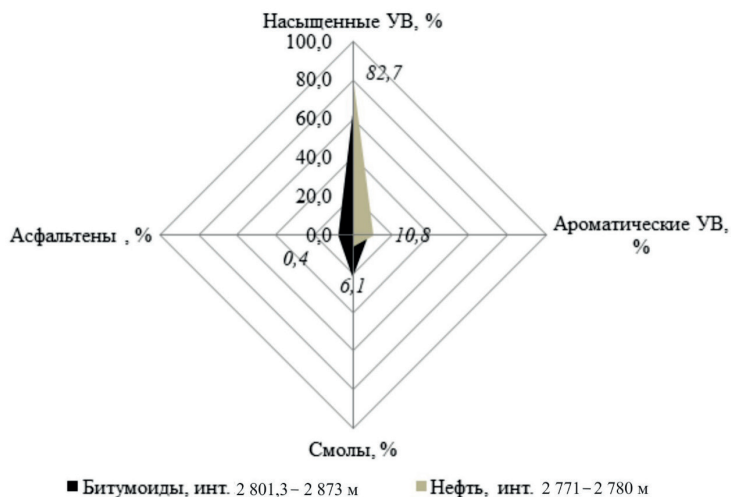


Рис. 1.12. Сравнение компонентного состава нефти из скважины ШШ-1 и битумоидов потенциально нефтематеринских пород рифея. Курсивом подписаны значения показателей для нефти

В свете полученных данных по «биомаркерам» очевидно, что необходимо дополнительно изучить шушукскую нефть по углеводородному составу узких фракций для установления неопределенности черт сходства или различия с рифейскими нефтями Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления.

Различия в содержаниях смол и асфальтенов связаны с растворимостью их метановой нефти, с одной стороны, и их фильными и фобными свойствами по отношению к вмещающим породам, удерживающим их в процессе вторичной миграции.

Терпаны, по данным И. Д. Тимошиной, А. Э. Конторовича (2009 г.), обогащены трицикланами (60,0 %), гопаны и гомгопаны в сумме составляют 36,0 %, наименьшие концентрации имеют моретаны (2,27 %) и тетрацикланы (1,73 %). Обращает на себя внимание отношение го-

могопана Hh_{35} к Hh_{34} , так как оно меньше единицы, в то время как, по данным тех же авторов, для нефтей венда Собинского, Пайгинского и Желиндуонского месторождений Катангской НГО оно больше единицы [40]. Это значит, что по данному параметру нефть Шушукского месторождения отличается от нефтей венда.

Все процессы нефтегазообразования, кроме микробиологических, независимо от типа рассеянного органического вещества, глубинного метана, диоксида углерода и водорода, происходят на основе природного органического синтеза, для которого необходимо наличие минимум четырех составляющих: давления, температуры, природного катализатора и воды. Присутствие природных металлических катализаторов значительно ускоряет все процессы органического природного синтеза и ведет к снижению температуры реакции и давления. К природным катализаторам, присутствующим в подземных рассолах Центральной Сибири, можно отнести Fe, Co, Cr, Ni, Hg и др. В водах соленосной формации концентрации отдельных из них часто выше, чем в морской воде (рис. 1.13).

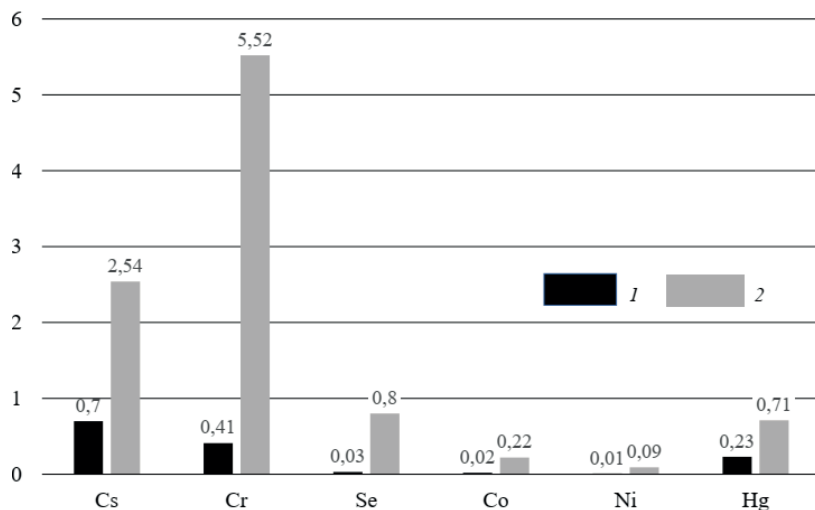


Рис. 1.13. Концентрации природных металлических катализаторов в подземных рассолах Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции по данным нейтронно-активационного анализа, мг/л: 1 – средняя, 2 – максимальная

Следовательно, наличие металлических природных катализаторов в рассолах ниже уровней нефтенакопления уже на этапе формирования первичной микронефти могло ускорять процессы нефтегазообразования и менять первичный облик и микронефти, и перемещающегося ее потока на этапе вторичной миграции и в процессе накопления в ловушках.

Видимо, это один из факторов того, что попытки детального изучения органического вещества рифейских пород и юрубченских нефтей, выполненные Ю. А. Филипцовым ранее (2000 г.) и другими исследователями, не позволили пока доказать их безусловную генетическую связь. Хотя по многим параметрам, используя методы формальной логики для аргументированного прогнозирования, такую связь можно усмотреть.

Таким образом, можно констатировать, что нефти Шушукского месторождения и битумоиды подстилающей рифейской толщи имеют некоторые черты сходства. Они характеризуются ярко выраженным низкомолекулярным максимумом в распределении нормальных алканов, доминированием низкомолекулярных над высокомолекулярными алканами – $(n-C_{15}-n-C_{17})/(n-C_{25}-n-C_{27})$, преобладанием четных алканов над нечетными в высокомолекулярной области – $2n-C_{29}/(n-C_{28} + n-C_{30})$. Источником нефти могло быть нефтематеринское органическое вещество рифейских толщ, в которых максимальное количество жидких углеводородов (пиролитический параметр S_1) достигает величины 7,7 кг/т породы при средних значениях 3,8 кг. Удельное содержание свободных УВ HI составляет 250–350 г УВ/кг $S_{орг}$, достигая экстремального значения – 1 006 (Жуковин, 2009). В целом для горизонта (интервал 2 771–2 776 м) характерно явное преобладание свободной нефти ($HI_{ср}$ равно 358) над латентной – рассеянной нефтью ($HI_{ср}$ равно 160). При этом индекс нефтепродуктивности OPI доходит до величины 0,79 ($OPI_{ср} = 0,57$), что превышает критическое значение 0,5, поэтому пласт относится к категории продуктивных. Нефть зрелая, достаточно подвижная. Содержание нормальных алканов значительно выше содержания ациклических изопреноидов ($Pg/n-C_{17} = 0,60$; $Ph/n-C_{18} = 0,15$), что указывает на хорошую сохранность нефти в залежи (Тимошина, 2009) и диагенез нефтематеринского ОВ в восстановительных обстановках без сероводородного заражения (Чусов, 2009).

Во всех исследованных на Байkitской антеклизе залежах нефти пластовое давление существенно превышает давление насыщения при сопоставимом газовом факторе ($ГФ = 148-185 \text{ м}^3/\text{т}$).

Качество нефти всех пластов рифея и венда, оцененное на основе упрощенного коэффициента K_y , невысокое ($K_y = 1,26-2,30$), за исключением нефти пласта Б-IX Юрубчено-Тохомского НГКМ, в котором значение данного коэффициента составляет 3,86, т. е. качество этой нефти очень низкое, что обусловлено аномальным содержанием хлористых солей (6 732 мг/л).

Углеводородные системы Байkitской антеклизы обладают целым рядом геохимических особенностей. Сераорганические соединения обычны для залежей карбонатных и сульфатно-карбонатных коллекторов. Почти восьмикратное превышение в юрубченской нефти пласта Р1-2д дизамещенных алканов над монозамещенными указывает на отсутствие вторичного прогрева после формирования залежи.

Нефти современной залежи пласта Р1-2д не несут следов бактериального окисления, что подтверждается превышением *n*-алканов над изоалканами, фитан часто преобладает над пристаном. Это может свидетельствовать об отсутствии в геологической истории воздействий на залежь процессов гипергенеза.

По качественному и количественному составу в юрубченской нефти реликтовых соединений ее можно отнести к фациально-генетическому типу Б (по Ал. А. Петрову).

На Куомбинском месторождении кинетика превращений углеводородов различна даже для отдельных залежей. Куомбинские нефти по содержанию солей, максимальная концентрация которых равна 19,0 г/л, резко отличаются от юрубченской нефти.

2. УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СИСТЕМЫ КАТАНГСКОЙ СЕДЛОВИНЫ

В терригенных отложениях ванаварской свиты венда в пластах Вн-I–Вн-V открыты промышленные залежи нефти и газа Собинского газоконденсатного с нефтяной оторочкой и Пайгинского газонефтяного месторождений. Непромышленные залежи нефти и газа выявлены на Джелиндуконской, Вехнеджелиндуконской, Хребтовой и Оронской площадях поискового бурения (табл. 2.1).

Таблица 2.1

Распределение залежей нефти и газа по пластам ванаварской свиты на промышленных месторождениях нефти и газа и перспективным площадям

Система	Свита, отдел	Пласт	Месторождения		Перспективные площади поискового бурения			
			Собинское	Пайгинское	Джелиндуконская	Верхнеджелиндуконская	Хребтовая	Оронская
Вендская V	Ванаварская V _{vn}	Вн-I	ГК		–		Г	Г
		Вн-II	ГК		–			–
		Вн-III	ГКН	ГН	–	Н	–	
		Вн-IV			Н			
		Вн-V			–			
Рифейская R	R ₃	–		Н	–			

Пласты-коллекторы Вн-III–Вн-V в основании ванаварской свиты на Собинском и Пайгинском месторождениях образуют единый резервуар. В пластах-коллекторах Вн-I и Вн-II выделены самостоятельные залежи. На Хребтовой и Оронской площадях они газовые.

2.1. Состав и свойства газов единичных скоплений

По составу и физико-химическим свойствам углеводородных флюидов перспективных площадей сведения очень ограничены (табл. 2.2), так как большая часть архивных материалов в связи с ликвидацией предприятий просто утеряна.

Таблица 2.2

Состав и свойства газов перспективных площадей поискового бурения

Параметр	Одиночные продуктивные скважины*				
	ВДж-125	Дж-103	Хр-124	Ор-129	Ог-132
Интервал испытания, м	2 561– 2 567	2 620– 2 624	2 709– 2 770	2 722– 2 746	2 450 –2 511
Пласт	Вн-III, IV	V _{вн}	Вн-I, II	Вн-I	V _{вн} + V _{оск}
Тип газа**	РН	ВР	С		ВР
Плотность, кг/м ³	0,811	–	0,857	0,871	0,868
<i>Состав, % об.</i>					
Метан CH ₄	81,86	80,68	77,49	62,76	62,55
Этан C ₂ H ₆	9,23	2,44	8,16	1,88	2,36
Пропан C ₃ H ₈	1,83	0,67	2,80	0,94	0,56
Бутан C ₄ H ₁₀	0,81	0,40	2,34	0,74	0,22
Пентан + высшие C ₅ H _{12+высш}	0,33	0,19	0,88	0,17	0,07
Гелий He	0,12	1,30	0,26	0,710	0,744
Углекислый газ CO ₂	0,9	0	0,19	0,26	1,55
Азот N ₂	4,89	14,11	7,88	32,47	31,95
<i>Расчетные коэффициенты</i>					
K _{изо} *** = $i \cdot C_4H_{10} / n \cdot C_4H_{10}$	0,45	0,38	0,34	0,52	0,58
K _ж = $100C_2H_6 + \text{высш} / CH_4$	14,90	4,59	18,30	5,94	5,13
A = C ₂ H ₆ /C ₃ H ₈	5,04	3,64	2,91	2,00	4,21
Z = $C_2H_6 / C_3H_8 + (CH_4 + \sum C_2H_6 - C_4H_{10}) / (C_5H_{12} + C_6H_{14})$	299	462	106	402	999

*ВДж – Верхнеджелиндуковская, Дж – Джелиндуковская, Хр – Хребтовая, Ор – Оронская, Ог – Огневская.

**РН – растворенный в нефти, ВР – растворенный в воде, С – свободный.

***K_{изо} – коэффициент изомеризации.

Газы, полученные из Огневской и Оронской скважин, метановые (CH₄ = 63,0 %), аномально азотные (32,0–32,5 %), гелиеносные (0,71–0,74 %), низкоуглекислые (0,26–1,55 %), полужирные (менее 8,0 %). Полуэмпирические коэффициенты A = 2,0 и Z < 450 Оронской и Хребтовой площадей могут указывать на контакт с газоконденсатной залежью.

Растворенные в нефти пластов Вн-III, IV газы характерны для растворенных газов залежей рифея и венда Байкитской и Катангской НГО. Они жирные, с незначительными концентрациями азота (менее 5,0 %), метановые, гелиеносные, полуэмпирический коэффициент Z равен 299, что характеризует нефтегазовую залежь.

Газы, растворенные в воде отложений ванаварской свиты венда, азотные, аномально гелиеносные, сухие ($K_{ж} < 8$).

2.2. Газовые и газоконденсатные системы терригенного венда

Газовые и газоконденсатные системы в пластах-коллекторах Вн-I–Вн-III, IV хорошо изучены на Собинском газоконденсатном с малой нефтяной оторочкой и Пайгинском газоконденсатно-нефтяном месторождениях (табл. 2.3, 2.4).

Большой вклад в изучение газовых и газоконденсатных систем внесли С. Л. Ким, Б. А. Фукс, А. Б. Фукс, Л. М. Соломина, Г. З. Чеба, С. А. Скрылев, В. В. Павленко, В. А. Бронников и другие, результаты исследований которых актуальны до сих пор.

Как свободные, так и растворенные в нефти *газы* метановые ($CH_4 - 60,60-69,32$ % об.), высокоазотные ($N_2 - 25,3-28,4$ % об.) и азотные ($N_2 - 7,5-15,0$ % об.), низкоуглекислые ($CO_2 - 0,18-0,57$ % об.), гелиеносные ($He - 0,154-0,585$ % об.). Газы варьируют от полужирных (коэффициент жирности $K_{ж} = 11,7-13,6$) до жирных и высокожирных ($K_{ж} = 28,0-48,6$). В составе бутанов обычно преобладает *n*-бутан, коэффициент изомеризации менее 1,0 и изменяется от 0,30 до 0,98, и только в пласте Вн-I Пайгинского ГКН месторождения изобутан преобладает над *n*-бутаном ($K_{изо} = 2,04$).

В отличие от других месторождений, в свободных газах пластов-коллекторов Собинского ГКМ наблюдается устойчивая корреляция между концентрациями гелия и азота [25; 28]. Было показано, что гелий появляется в результате радиоактивных процессов, происходящих в аргиллитах и кристаллических образованиях фундамента в области его неглубокого залегания, которое фиксируется положительной аномалией гравитационной кривой Δg (Битнер, 1987). Согласно Г. П. Пономаревой, 1 кг вендских аргиллитов при кларковой радиоактивности за 550 млн лет мог произвести $5,75 \cdot 10^{-7}$ мл гелия. Это соответствует максимальным значениям концентраций гелия 0,65–1,00 мл/кг и объясняется «подтоком гелия с глубины» [75]. Различия в составе свободных газов и газов, растворенных в нефти, для пластов, имеющих нефтяные оторочки, фиксируются снижением полуэмпирических коэффициентов A и Z (табл. 2.3).

Таблица 2.3

Состав и свойства газов Собинского и Пайгинского месторождений

Параметр	Месторождение и пласты						
	Собинское ГКМ				Пайгинское ГКМ		
	Вн-I		Вн-II	Вн-IV	Вн-I	Вн-II	Вн-III, IV
Тип газа	С	РН	С	РН	С	РН	РН
Плотность, кг/м ³	0,824	0,909	0,88	0,837	0,852	0,887	0,98
<i>Состав, % об.</i>							
Метан CH ₄	62,79	66,02	65,84	60,57	65,29	69,32	64,47
Этан C ₂ H ₆	4,96	10,28	4,56	16,71	5,238	14,01	16,25
Пропан C ₃ H ₈	1,88	5,47	1,68	9,586	2,058	4,36	7,7
Бутан C ₄ H ₁₀	0,74	2,114	0,61	2,401	1,205	1,64	2,48
Пентан + высшие C ₅ H _{12+высш}	0,54	0,621	0,83	0,717	0,377	0,38	1,04
Гелий Ne	0,56	0,186	0,58	0,154	0,585	–	–
Диоксид углерода CO ₂	0,18	0,177	0,23	0,568	–	–	0,35
Азот N ₂	28,35	15,019	25,69	9,136	25,247	10,06	7,5
Водород H ₂	–	0,045	–	0,05	–	0,23	0,07
Аргон Ar	–	0,068	–	–	–	–	–
<i>Расчетные коэффициенты</i>							
He/Ar	–	2,74	–	–	–	–	–
K _{сп} = CH ₄ /H ₂	–	971	–	452	–	–	537
K _ж = 100C ₂ H _{6+высш} /CH ₄	12,9	28,0	11,7	48,6	13,6	29,4	42,6
A = C ₂ H ₆ /C ₃ H ₈	2,6	1,9	2,7	1,7	2,5	3,2	2,1
Z = C ₂ H ₆ /C ₃ H ₈ + (CH ₄ + ∑C ₂ H ₆ -C ₄ H ₁₀)/(C ₅ H ₁₂ + C ₆ H ₁₄)	133,0	137,0	90,3	126,2	198,3	238,3	89,5
K _{изо} = i-C ₄ H ₁₀ /n-C ₄ H ₁₀	0,45	0,55	0,30	0,47	2,04	0,53	0,98

Коэффициент зрелости газов $K_{зр}$ изменяется в диапазоне 452–971 и соответствует концентрированным зрелым газам.

Конденсаты всех пластов легкие (0,687–0,723 г/см³), конденсатно-газовый фактор высокий (132,0–276,9 см³/м), табл. 2.4.

Таблица 2.4

Характеристика стабильного конденсата Собинского ГКМ

Параметр	Скважина, пласт и интервал опробования, м					
	С6-9	С6-12	С6-5	С6-7	С6-4	С6-7
	Вн-I		Вн-II		Вн-IV	Вн-V
	2 621– 2 634	2 540– 2 547	2 643– 2 650	2 546– 2 556	2 592– 2 609	2 596– 2 602
<i>Физические свойства</i>						
Давление, МПа:						
пластовое	30,27	29,75	29,53	30,26	31,1	–
начала конденсации в пласте	30	22,8	25,5	26,8	29	–
максимальной конденсации	10,5	8	5,75	8,6	6	–
Пластовая температура, °С	31	32	27	32	31	–
Содержание конденсата:						
стабильного, г/см ³	119,9	45,28	69,9	118	75,71	143,6
сырого, см ³ /м	204,6	132,0	161,8	232,3	199,8	276,9
Плотность ρ_4^{20} , г/см ³	0,704	0,697	0,687	0,699	0,716	0,723
Вязкость кинематическая при 20 °С, мм ² /с	0,79	0,67		0,7	0,82	0,92
<i>Фракционный состав, % об.</i>						
Фракции, °С:						
н. к.	45	<60	35	30	<75	58
до 100	35	33	43	26	16	26
до 200	80	71	85	74	72	72
до 250	90	0	91	88	86	88
свыше 250	10	29	9	12	14	12
<i>Содержание, %</i>						
Парафины	Сл.	0,02	0,01	Не обн.	0,01	0,17
Серы	0,02	0,027	0,02		0,061	0,05
Смолы	0,13	0,98	0,07	0,13	0,26	0,75
Асфальтены	Сл.			0,01		0,07
<i>Углеводородный состав фракций до 200 °С, % мас.</i>						
Метановые	95,36	90,22	92,21	91,61	87,55	83,5
Нафтеновые	2,15	8,2	6,37	5,12	9,59	13,15
Ароматические	2,49	1,58	1,42	2,27	2,86	3,35

Конденсат по своему фракционному составу очень легкий, содержит до 91 % бензиновых УВ и практически нацело выкипает при температуре 280 °С: остаток более 270 °С менее 0,7 % мас. (Камьянов, 1985).

Все конденсаты по углеводородному составу бензиновых фракций (фракция н. к.–200 °С) малосмолистые, малосернистые и практически не содержат парафинов. В пласте залежи однофазовые ($P_{пл} \geq P_{нас}$).

Конденсаты вендских пластов Собинского месторождения очень легкие, почти бесцветные, представляют слабо преломляющую, очень подвижную жидкость, что отличает их от других изученных конденсатов.

Нефть в пластах Вн-I–Вн-V локализована в оторочках. По обобщенным характеристикам нефть относится к легкой, малосернистой, малосмолистой и от конденсатов отличается главным образом лишь по содержанию смол, парафинов и кинематической вязкости (табл. 2.5).

Таблица 2.5

Сравнение обобщенных физико-химических характеристик нефти и конденсата пласта Вн-I Собинского ГКМ

Параметр	Нефть	Конденсат
Номер скважины	С6-11	С6-9
Интервал опробования, м	2 703–2 707	2 621–2 636
Плотность ρ_4^{20} , г/см ³	0,8213	0,7195
Показатель преломления n_D^{20}	1,4410	1,4090
Кинематическая вязкость ν_{20} , мм ² /с	2,96	0,79
Содержание, % мас.:		
серы	0,20	0,13
азота	0	0
смола силикагелевых	2,65	0,56
асфальтенов	Сл.	0
парафина	5,62	0,12

Нефть насыщена растворенным газом не полностью, поэтому рассмотрим по осредненным данным физико-химические характеристики нефти более подробно (табл. 2.6). Коэффициент растворимости попутных нефтяных газов на месторождении изменяется в широких пределах и составляет 3,53–4,47 м³/(м³·МПа), что соответствует минимальному пределу среднестатистических данных изменения его в попутных газах других месторождений 4–5 м³/(м³·МПа).

Физико-химические свойства нефти основных пластов ванаварской свиты венда Собинского месторождения по глубинным пробам (по материалам Фукс, 1987, с изменениями)

Скважина	Пласт	Пластовая температура, °С	Давление, МПа		Газосодержание, м ³ /т	Плотность, г/см ³		Вязкость		Коэффициент растворимости в нефти, м ³ /(м ³ ·МПа)
			пластовое	насыщения		в пласте	в стандартных условиях	динамическая, МПа·с	кинематическая, мм ² /с	
Сб-11	Вн-I	36,5	30	27,62	129,35	0,738	0,820	2,185	2,96	3,96
Сб-32	Вн-I	29,64	29,64	22,33	104,10	0,759	0,829	2,71	3,53	3,94
Сб-15	Вн-II	37	30,40	–	–	0,792	0,834	4,04	5,02	4,47
Сб-23	Вн-IV	38	30,71	23,25	126,83	0,790	0,859	3,110	3,91	3,53

Нефть соседнего Пайгинского месторождения по большинству физико-химических характеристик схожа с нефтью оторочек Собинского ГКМ (табл. 2.7).

Таблица 2.7

Физико-химические свойства нефти вендских пластов
Пайгинского ГКН месторождения

Параметр	Скважины		
	Пг-8	Пг-4	Пг-10
Пласт	Вн-I	Вн-II	Вн-III-V
Интервал опробования, м	2 634–2 644	2 639–2 650	2 652–2 711
Давление, МПа: пластовое насыщения	31,26 26,56	31,26 26,02	30,60 29,1
Газосодержание, м ³ /т (м ³ /м ³)	190,6 (161,7)	187,4 (161,1)	219,0 (181,8)
Плотность, г/см ³ : при 20 °С в условиях пласта	0,843 0,717	0,834 0,710	0,839 0,710
Вязкость кинематическая, мм ² /с	1,15	1,50	1,50
Температура, °С: пласта застывания плавления парафинов начала кипения	34,0 –53 50 72,5	33,5 –58,2 50 62,6	34,0 –51 50 68,5
Выход, % мас., фракций, °С: до 100 150 200 250 300	– 10,8 19,5 29,5 41,0	– 12,2 20,6 30,5 42,3	– 11,8 20,8 29,3 41,3
Остаток, % мас.	59,0	57,7	58,7
Содержание, % мас.: асфальтенов смола силикагелевых парафинов серы воды механических примесей	0,12 7,02 2,34 0,35 Сл. 0,031	0,12 6,42 2,70 0,35 0,12 0,06	0,17 6,75 2,71 0,37 0,60 0,130
Концентрация хлористых солей, мг/л	38,0	50,4	25,1

Нефть всех пластов Пайгинского ГКН месторождения, как и соседнего Собинского газоконденсатного месторождения с нефтяными оторочками, недонасыщена газом.

Групповой состав фракций, выкипающих до 350 °С, был определен методом анилиновых точек (табл. 2.8). Анализ результатов показал преобладание во всех фракциях парафиновых углеводородов (79–90 %), что свидетельствует о метановом типе конденсата.

Таблица 2.8

Групповой углеводородный состав фракций конденсата из залежей венда Собинского ГКМ (скважина Сб-12, интервал 2 540–2 547 м)

Фракция, °С	Выход фракции, %	Плотность ρ_4^{20} , кг/м ³	Содержание серы, %	Групповой углеводородный состав, % на фракцию		
				Ароматические	Нафтеновые	Метановые
Н. к.–62	2,00	633,6	0,00	0	10	90
62–100	2,68	686,6	0,00	3	12	85
100–120	1,17	712,0	0,00	4	11	85
120–150	3,32	728,8	0,01	4	10	86
150–200	8,01	755,3	0,022	6	9	85
200–250	8,37	785,1	0,04	8	13	79
250–300	11,81	805,2	0,06	10	8	82
300–350	12,08	824,1	0,14	13	1	86

Содержание ароматических фракций растет от 0 до 13 % по мере утяжеления плотности конденсата, содержание нафтеновых углеводородов варьирует от 1,00 до 13,00 % на фракцию. Во всех фракциях конденсат практически не содержит серу (0,00–0,14 %), т. е. относится к малосернистому типу. Петролейная фракция конденсатов до 100 °С и бензиновая до 120 °С совсем не содержат серу.

Структурно-групповой состав фракций нефти, выкипающих выше 200 °С, был определен по методу $n - \rho - M$ (табл. 2.9).

На парафиновые углеводороды и цепи в нефти приходится наибольшая доля углерода ($C_n = 74\text{--}75\%$). Количество углерода, приходящегося на ароматические структуры C_a , составляет 4–7 %, на нафтеновые $C_n - 17\text{--}19\%$. Причем во фракциях 250–300 и 300–350 °С на углерод

приходится равное количество – 19 %. Общее число колец в усредненной молекуле по мере утяжеления фракций возрастает от 0,48 до 0,84, из них количество ароматических колец K_a составляет 0,09–0,22.

Таблица 2.9

Структурно-групповой состав нефти
(скважина Сб-32, интервал 2 648–2 651 м)

Фракция, °С	Коэффициент преломления n_D^{20}	Плотность ρ_4^{20} , г/см ³	Молекулярный вес	Содержание углерода С, %				Количество колец на молекулу		
				в структурах			в парафиновых цепях C_p	среднее в структурах		общее K_o
				ароматических C_a	нафтеновых C_n	циклических C_k		ароматических K_a	нафтеновых K_n	
200–250	1,4390	0,7851	181	4	17	21	79	0,09	0,39	0,48
250–300	1,4498	0,8052	211	6	19	25	75	0,15	0,50	0,65
300–350	1,4601	0,8241	261	7	19	26	74	0,22	0,62	0,84

В этой связи есть смысл сопоставить имеющиеся данные индивидуального углеводородного состава бензиновых фракций нефти и конденсата, полученные с помощью газовой хроматографии (табл. 2.10) Томским филиалом Института нефти и газа СО РАН, с расчетными данными группового состава этих фракций (табл. 2.11, 2.12).

Во фракции н. к.–200 °С и в нефти, и в конденсате преобладают парафиновые углеводороды (19,4–72,8 % мас.). Характерно, что среди парафиновых УВ нефти *n*-алканы доминируют над изоалканами, соотношение которых равно 1,22. В конденсатах это отношение иное и равно 0,85, т. е. превалируют изоалканы. Судя по этим коэффициентам, конденсат более преобразован, чем нефть.

Нафтеновые углеводороды составляют 3,82 и 13,32 % мас. соответственно. Ароматические УВ присутствуют в нефти в количестве 0,67 % мас., в конденсате – 1,98 % мас. (табл. 2.10).

Ароматические углеводороды в нефти образуют ряд $K_c > T > B > Эб$, в конденсатах этот ряд сохраняется.

Таблица 2.10

 Индивидуальный углеводородный состав нефти и конденсата фракции н. к.–200 °С
 Собинского ГКМ (скважина 32, интервал 2 648–2 651 м, $V_{\text{н}}$)

Углеводород	Содержание, % мас.	
	в нефти	в конденсате
Пропан C_3	–	0,947
<i>изо</i> -Бутан <i>i</i> - C_4	–	2,017
<i>n</i> -Бутан <i>n</i> - C_4	–	3,361
2,2-Диметилпропан (2,2-ДМПр)	–	0,374
2-Метилбутан (2-МБ)	–	3,278
<i>n</i> -Пентан <i>n</i> - C_5	0,009	4,748
2,2-Диметилбутан (2,2-ДМБ)	0,004	0,532
2,3-Диметилбутан (2,3-ДМБ)	0,011	0,951
2-Метилпентан (2-МП)	0,092	3,390
3-Метилпентан (3-МП)	0,088	3,272
<i>n</i> -Гексан <i>n</i> - C_6	0,408	6,272
2,2,3-Триметилбутан (2,2,3-ТМБ)	0,018	0,155
2,2-Диметилпентан (2,2-ДМП)	0,012	0,163
2,3-Диметилпентан (2,3-ДМП)	0,120	1,129
2,4-Диметилпентан (2,4-ДМП)	0,056	0,533
3,3-Диметилпентан (3,3-ДМП)	0,011	0,120
3-Этилпентан (3-ЭП)	0,024	0,120
2-Метилгексан (2-МГ)	0,372	3,161
3-Метилгексан (3-МГ)	0,440	3,450
<i>n</i> -Гептан <i>n</i> - C_7	0,902	4,770
2,2,3-Триметилпентан (2,2,3-ТМП)	0,012	0,116
2,3,3-Триметилпентан (2,3,3-ТМП)	0,003	–
2,3,4-Триметилпентан (2,3,4-ТМП)	0,020	–
2,3-Метилэтилпентан (2,3-МЭП)	0,013	0,077
2,2-Диметилгексан (2,2-ДМГ)	0,011	–
2,3-Диметилгексан (2,3-ДМГ)	0,104	0,383
2,4-Диметилгексан (2,4-ДМГ)	0,110	0,361
2,5-Диметилгексан (2,5-ДМГ)	0,117	0,418
3,3-Диметилгексан (3,3-ДМГ)	0,006	–
3,4-Диметилгексан (3,4-ДМГ)	0,021	0,159
3-Этилгексан (3-ЭГ)	0,014	0,048
2-Метилгептан (2-МГп)	0,564	1,784
3-Метилгептан (3-МГп)	0,542	1,604
4-Метилгептан (4-МГп)	0,136	0,620
<i>n</i> -Октан <i>n</i> - C_8	1,411	4,137
2,3,5-Триметилгексан (2,3,5-ТМГ)	0,023	–
2,4-Метилэтилгексан (2,4-МЭГ)	–	0,035

Продолжение табл. 2.10

Углеводород	Содержание, % мас.	
	в нефти	в конденсате
2,2-Диметилгептан (2,2-ДМГп)	–	0,035
2,3-Диметилгептан (2,3-ДМГп)	0,150	–
2,4-Диметилгептан (2,4-ДМГп)	0,191	0,281
2,5-Диметилгептан (2,5-ДМГп)	0,199	1,215
2,6-Диметилгептан (2,6-ДМГп)	0,420	0,533
3,3-Диметилгептан (3,3-ДМГп)	0,004	–
3,5-Диметилгептан (3,5-ДМГп)	0,061	0,108
2-Метилоктан (2-МО)	0,446	1,016
3-Метилоктан (3-МО)	0,386	0,836
4-Метилоктан (4-МО)	0,186	0,335
<i>n</i> -Нонан <i>n</i> -C ₉	1,514	3,145
2,3-Метилэтилгептан (2,3-МЭГп)	0,172	0,153
2,3-Диметилоктан (2,3-ДМО)	0,157	0,197
2,4-Диметилоктан (2,4-ДМО)	0,071	0,096
2,5-Диметилоктан (2,5-ДМО)	0,139	0,172
2,6-Диметилоктан (2,6-ДМО)	0,405	0,689
2,7-Диметилоктан (2,7-ДМО)	0,046	0,057
2-Метилнонан (2-МН)	0,259	0,459
3-Метилнонан (3-МН)	0,337	0,555
4-Метилнонан (4-МН)	0,259	0,459
5-Метилнонан (5-МН)	0,149	0,249
<i>n</i> -Декал <i>n</i> -C ₁₀	2,505	2,390
2,6-Диметилнонан (2,6-ДМН)	0,209	0,325
2-Метилдекан (2-МДк)	0,253	0,421
3-Метилдекан (3-МДк)	0,220	0,367
4-Метилдекан (4-МДк)	0,166	0,320
5-Метилдекан (5-МДк)	0,120	0,235
<i>n</i> -Ундекан <i>n</i> -C ₁₁	1,218	1,616
2-Метилундекан (2-МУ)	0,241	0,606
3-Метилундекан (3-МУ)	0,179	0,564
4-Метилундекан (4-МУ)	0,146	0,410
5-Метилундекан (5-МУ)	0,136	0,291
6-Метилундекан (6-МУ)	0,103	0,231
Додекан <i>n</i> -C ₁₂	1,196	1,123
<i>n</i> -Тридекан <i>n</i> -C ₁₃	0,876	0,860
<i>n</i> -Тетрадекан <i>n</i> -C ₁₄	0,609	–
<i>Итого парафиновых УВ (алканов)</i>	19,402	72,834

Продолжение табл. 2.10

Углеводород	Содержание, % мас.	
	в нефти	в конденсате
Циклопентан (ЦП)	0,019	1,168
Метилциклопентан (МЦП)	0,138	1,480
Циклогексан (ЦГ)	0,096	0,606
<i>цис</i> -1,2-Диметилциклопентан (<i>ц</i> -1,2-ДМЦП)	0,031	0,095
<i>транс</i> -1,2-Диметилциклопентан (<i>т</i> -1,2-ДМЦП)	0,219	0,369
<i>цис</i> -1,3-Диметилциклопентан (<i>ц</i> -1,3-ДМЦП)	0,149	0,331
<i>транс</i> -1,3-Диметилциклопентан (<i>т</i> -1,3-ДМЦП)	0,131	0,270
Этилциклопентан (ЭЦП)	0,110	0,504
Метилциклогексан (МЦГ)	0,310	2,657
1,1,2-Триметилциклопентан (1,1,2-ТМЦП)	0,020	0,121
1,1,3-Триметилциклопентан (1,1,3-ТМЦП)	0,111	0,326
<i>цис, транс</i> -1,2,3-Триметилциклопентан (<i>ц, т</i> -1,2,3-ТМЦП)	0,014	0,047
<i>транс</i> -1,2,3-Триметилциклопентан (<i>т</i> -1,2,3-ТМЦП)	0,069	0,141
<i>цис, цис</i> -1,2,4-Триметилциклопентан (<i>ц, ц</i> -1,2,4-ТМЦП)	0,028	0,078
<i>цис, транс</i> -1,2,4-Триметилциклопентан (<i>ц, т</i> -1,2,4-ТМЦП)	0,021	0,084
<i>транс, цис</i> -1,2,4-Триметилциклопентан (<i>т, ц</i> -1,2,4-ТМЦП)	0,085	0,429
<i>транс</i> -1,2-Метилэтилциклопентан (<i>т</i> -1,2-МЭЦП)	0,043	0,065
<i>цис</i> -1,3-Метилэтилциклопентан (<i>ц</i> -1,3-МЭЦП)	0,036	0,064
<i>транс</i> -1,3-Метилэтилциклопентан (<i>т</i> -1,3-МЭЦП)	0,029	0,048
1,1-Диметилциклогексан (1,1-ДМЦГ)	0,014	–
<i>цис</i> -1,2-Диметилциклогексан (<i>ц</i> -1,2-ДМЦГ)	0,015	0,017
<i>транс</i> -1,2-Диметилциклогексан (<i>т</i> -1,2-ДМЦГ)	0,095	0,166
<i>цис</i> -1,3-Диметилциклогексан (<i>ц</i> -1,3-ДМЦГ)	0,097	0,290
<i>транс</i> -1,3-Диметилциклогексан (<i>т</i> -1,3-ДМЦГ)	0,088	0,076
<i>цис</i> -1,4-Диметилциклогексан (<i>ц</i> -1,4-ДМЦГ)	0,037	0,061
<i>транс</i> -1,4-Диметилциклогексан (<i>т</i> -1,4-ДМЦГ)	0,043	0,097
<i>н</i> -Пропилциклопентан (<i>н</i> -ПрЦП)	0,022	0,245
Этилциклогексан (ЭЦГ)	0,197	0,856
<i>транс, транс, транс</i> -1,2,3,4-Триметилциклопентан (<i>т, т, т</i> -1,2,3,4-ТМЦП)	0,015	–
1,1-Диметилциклопентан-3-этилциклопентан (1,1-ДМЦП-3-ЭЦП)	0,015	–
<i>транс, цис</i> -1,2-Диметилциклопентан-3-этилциклопентан (<i>т, ц</i> -1,2-ДМЦП-3-ЭЦП)	0,043	–
<i>транс</i> -1,2-Метилпропилциклопентан (<i>т</i> -1,2-МПрЦП)	0,036	–

Углеводород	Содержание, % мас.	
	в нефти	в конденсате
<i>цис</i> -1,3-Метилпропилциклопентан (<i>ц</i> -1,3-МПрЦП)	0,042	–
<i>транс</i> -1,3-Метилпропилциклопентан (<i>т</i> -1,3-МПрЦП)	0,035	–
Бутилциклопентан (БЦП)	0,029	0,037
1,1,3-Триметилциклогексан (1,1,3-ТМЦГ)	0,116	0,423
1,1,4-Триметилциклогексан (1,1,4-ТМЦГ)	0,051	0,212
<i>транс, транс</i> -1,2,3-Триметилциклогексан (<i>т, т</i> -1,2,3-ТМЦГ)	0,057	–
<i>транс, цис</i> -1,2,4-Триметилциклогексан (<i>т, ц</i> -1,2,4-ТМЦГ)	0,086	0,399
<i>транс, транс</i> -1,2,4-Триметилциклогексан (<i>т, т</i> -1,2,4-ТМЦГ)	–	0,128
<i>цис, цис</i> -1,3,5-Триметилциклогексан (<i>ц, ц</i> -1,3,5-ТМЦГ)	0,037	0,390
<i>цис, транс</i> -1,3,5-Триметилциклогексан (<i>ц, т</i> -1,3,5-ТМЦГ)	–	0,109
<i>транс</i> -1,2-Метилэтилциклогексан (<i>т</i> -1,2-МЭЦГ)	0,70	0,72
<i>цис</i> -1,3-Метилэтилциклогексан (<i>ц</i> -1,3-МЭЦГ)	0,078	0,092
<i>транс</i> -1,4-Метилэтилциклогексан (<i>т</i> -1,4-МЭЦГ)	0,031	0,055
<i>изо</i> -Пропилциклогексан (<i>и</i> -ПрЦГ)	0,015	0,019
<i>н</i> -Пропилциклогексан (<i>н</i> -ПрЦГ)	0,123	0,203
1,1-Диметил-3-этилциклогексан (1,1-ДМ-3-ЭЦГ)	0,044	0,037
Итого нефтяных УВ	3,820	13,515
Бензол (Б)	0,047	0,301
Толуол (Т)	0,090	0,497
<i>о</i> -Ксилол (1,2-диметилбензол)	0,062	0,212
<i>μ</i> -Ксилол (1,3-диметилбензол)	0,105	0,451
<i>η</i> -Ксилол (1,4-диметилбензол)	0,035	0,156
Этилбензол (Эб)	0,042	0,186
<i>н</i> -Пропилбензол (<i>н</i> -ПрБ)	0,056	0,054
<i>изо</i> -Пропилбензол (<i>и</i> -ПрБ)	0,014	0,018
<i>о</i> -Метилэтилбензол (<i>о</i> -МЭБ)	0,067	–
<i>μ</i> -Метилэтилбензол (<i>μ</i> -МЭБ)	0,098	0,071
<i>η</i> -Метилэтилбензол (<i>η</i> -МЭБ)	0,056	0,036
Итого ароматических УВ	0,672	1,982
Всего выход УВ на фракцию до 200 °С, % мас.	23,894	88,330

Количество углеводородов нормального строения в нефти составляет 32,03 % мас. (табл. 2.11), изомерного строения – 38,84 % мас. Отношение *н*-алканы/*изо*-алканы равно 0,83.

Групповой углеводородный состав фракций н.к.–200 °С нефти ванаварской свиты венда Собинского ГКМ (по Камьянову, 1985)

Компонент	Содержание, % мас. на нефть							
	Арены	<i>n</i> -Алканы	<i>изо</i> -Алканы	Сумма алканов	Циклопентаны	Циклогексаны	Сумма нафтенов	Всего углеводородов
C ₅	–	0,09	–	0,09	0,019	–	0,019	0,028
C ₆	0,47	0,408	0,196	0,604	0,138	0,096	0,234	0,885
C ₇	0,090	0,902	1,053	1,955	0,640	0,310	0,950	2,995
C ₈	0,244	1,411	1,671	3,082	0,476	0,586	1,062	4,388
C ₉	0,473	1,514	1,066	3,580	0,293	0,767	1,060	5,113
C ₁₀	0,542	1,505	2,150	3,655	–	–	0,791	4,988
C ₁₁	0,486	1,218	1,490	2,708	–	–	0,705	3,899
C ₁₂	0,373	1,196	1,273	2,469	–	–	0,347	3,189
Итого:								
% мас.	2,555	8,163	9,899	18,062	–	–	5,168	25,485
% на фракцию	8,85	32,03	38,84	70,87	–	–	20,28	100,00

Таблица 2.12

Групповой углеводородный состав фракций н. к.–200 °С конденсата ванаварской свиты венда Собинского ГКМ (по Камьянову, 1985)

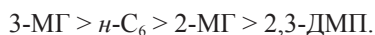
Компонент	Содержание, % мас. на нефть							
	Арены	<i>n</i> -Алканы	<i>изо</i> -Алканы	Сумма алканов	Циклопентаны	Циклогексаны	Сумма нафтенов	Всего углеводородов
C ₃	–	0,947	–	0,947	–	–	–	0,947
C ₄	–	3,361	2,017	5,378	–	–	–	5,278
C ₅	–	4,748	3,652	8,400	1,168	–	1,168	9,568
C ₆	0,301	6,372	8,146	14,418	1,480	0,606	2,086	16,805
C ₇	0,497	4,770	8,831	13,601	1,569	2,657	4,226	18,324
C ₈	1,005	4,137	5,569	9,706	1,649	1,563	3,212	13,923
C ₉	9,943	3,145	3,636	6,781	–	–	2,114	9,838
C ₁₀	0,890	2,390	3,169	5,559	–	–	1,017	7,466
C ₁₁	0,548	1,616	2,680	4,296	–	–	0,645	5,349
C ₁₂	0,288	1,123	1,854	2,977	–	–	0,397	3,662
Итого:								
% мас.	4,472	32,51	39,55	72,06	–	–	14,866	91,410
% на фракцию	4,89	35,57	43,27	78,84	–	–	16,27	100,00

Коэффициент метаморфизма [91]

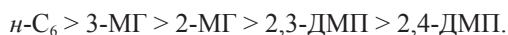
$$K_{M,C_6} = \frac{n-C_6}{\text{изо-}C_6 + \text{Цикланы } C_6} = 0,95,$$

т. е. нефть высокометаморфизованная. В конденсате значение коэффициента K_{M,C_6} составляет 1,04, т. е. метаморфизм конденсата ниже, чем у нефти.

Ряд распределения изопреноидов в гексановой фракции нефти имеет вид

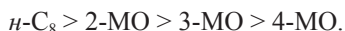


В повышенных количествах присутствуют и другие дизамещенные углеводороды гексановой фракции, в которой 2,4-ДМП > 3-ЭП. Отношение 2-МГ/3-МГ в нефти равно 0,85. В конденсате фракции н. к.–200 °С распределение изомеров гексана имеет вид



Отношение 2-МГ/3-МГ в конденсате составляет 0,92. По приведенным параметрам гексановая фракция нефти и конденсата вендских пластов ванаварской свиты Собинского ГКМ отличается от нефти и конденсата рифейского пласта РІ-2д Юрубчено-Тохомского НГКМ в сторону большего метаморфизма первых.

В октановой фракции нефти ряд имеет вид



Вторая по значимости группа углеводородов в составе низкокипящих бензиновых фракций н. к.–200 °С в нефтях и конденсатах пластов Вн-I–Вн-IV – это нафтеновые УВ (цикланы). Отношение шестичленных нафтеновых УВ к пятичленным ($\Sigma ЦГ / \Sigma ЦП$) в нефти составляет 1,12 и связано с гумусово-сапропелевым ОВ умеренно-восстановительных условий, что укладывается в диапазон от 1 до 2 [78], и это характерно для нефтей типа Б. В конденсатах $\Sigma ЦГ / \Sigma ЦП$ равно 1,22, т. е. конденсаты наследуют соотношение циклогексановых компонентов к циклопентановым, и они генетически связаны с нефтью.

У цикланов в нефти формируется следующий ряд:



Цикланы конденсата образуют ряд

$$\text{МЦГ} > \text{МЦП} > \text{ЭЦГ} > \text{ЦГ} > \text{ЭЦП},$$

т. е. несколько отличный от нефти. Видимо, конденсаты формировались в более жестких термодинамических условиях, чем нефти.

Ароматические углеводороды нефти представлены в основном ксилолами. Отношение Б/Т равно 0,52, в то время как в конденсате оно составляет 0,61. Отношение $\text{Эб}/\sum\text{Кс}$ в нефти равно 0,21, что позволяет и по этому параметру отнести нефть к типу Б.

Бензиновая часть нефти содержит 8,85 % ароматических и 20,3 % нафтеновых углеводородов при явном преобладании парафинов C_5 – C_{12} – 70,9 % (см. табл. 2.11). Бензиновая часть конденсатов с ароматическими углеводородами беднее нефти (см. табл. 2.12). В ней содержится 4,9 % ароматических, 16,3 % нафтеновых углеводородов, и, соответственно, она богаче парафиновыми (алкановыми) углеводородами, составляющими 78,84 %.

Степень преобразованности конденсата может быть охарактеризована рядом геохимических коэффициентов, рассчитываемых по индивидуальному составу бензинов, предложенных В. А. Чахмачевым, Т. Л. Виноградской, К. Томпсоном, В. К. Шиманским и др. (табл. 2.13) [86].

Таблица 2.13

Сравнение бензиновых фракций для конденсатов и нефти Собинского месторождения с Юрубчено-Тохомским по коэффициентам термической зрелости

Коэффициент	Собинское ГКМ		Юрубчено-Тохомское НГКМ
	Конденсат	Нефть	Нефть
<i>Коэффициенты геохимической преобразованности флюида</i>			
<i>n</i> -Алканы/ <i>изо</i> -алканы	0,69	1,22	1,46
$\sum\text{ЦГ}/\sum\text{ЦП}$	0,77	1,58	1,72
ЦГ/МЦП	0,41	0,70	0,43
ЦГ/ <i>n</i> - C_6	0,16	0,24	0,17
Цикланы/алканы	0,19	0,20	0,35
Бензол/ <i>n</i> - C_6	0,10	0,12	0,10
Толуол/ <i>n</i> - C_7	0,11	0,10	0,12

Коэффициент	Собинское ГКМ		Юрубчено-Тохомское НГКМ
	Конденсат	Нефть	Нефть
<i>Коэффициенты термической зрелости флюидов</i>			
Бензол/толуол	0,61	0,52	0,60
Эб/ΣКс	0,23	0,21	0,19
МЦП/ЦГ	2,44	1,44	0,77
ΣЦП/ΣЦГ	1,13	1,58	1,72
$K_n C_6^*$	1,15	0,20	0,91
T_1^{**}	10,35	2,32	10,65
T_2^{***}	2,41	1,22	3,74

- * $K_n C_6 = n-C_6 / (\Sigma_{\text{изо-}C_6} + \text{МЦП} + \text{ЦГ})$.
 ** $T_1 = (2\text{-МГ} + 3\text{-МГ}) / (n\text{-}1,2\text{-ДМЦП} + m\text{-}1,3\text{-ДМЦП})$.
 *** $T_2 = n\text{-}C_7 / (\text{ЦГ} + m\text{-}1,3\text{-ДМЦП} + n\text{-}1,3\text{-ДМЦП} + n\text{-}1,2\text{-ДМЦП} + 1,1,3\text{-ТМЦП})$.

По коэффициенту В. К. Шиманского нефти венда и рифея различаются. Чтобы подчеркнуть различия, ниже приводится сравнение нефтей обоих месторождений, коэффициенты нефтей при этом для наглядности переведены в логарифмы $\ln N$ значений параметра (рис. 2.1).

В связи с наметившимися различиями в составе нефтей обратимся к отношению пристана (изоалкан $C_{19}H_{40}$) и фитана (изоалкан $C_{20}H_{42}$) в нефти и конденсате. В нефти Собинского ГКМ отношение Pг/Pн равно 0,58, в конденсате – 0,50, т. е. в обоих случаях оно меньше единицы.

Для нефтей рифея Юрубчено-Тохомского НГКМ это отношение (Болдушевская, 2003) составляет 0,92–1,07. По этому критерию и отношению циклопентанов к циклогексанам ($\Sigma\text{ЦП}/\Sigma\text{ЦГ}$), которое указывает на явное преобладание циклопентановых УВ над циклогексановыми, можно отнести данную нефть к генетическому типу нефтей А. Тип А объединяет нефти, источником которых послужило морское ОВ (сапропелевое ОВ и сильно восстановительные условия) [78].

В изученных автором нефтях значения коэффициента Pг/Pн низкие и меняются в диапазоне 0,54–1,00, что, по мнению А. Р. Ахмедовой, О. В. Серебренниковой, О. В. Шигановой, соответствует «восстановительным и субокислительным условиям формирования исходного ОВ» [6].

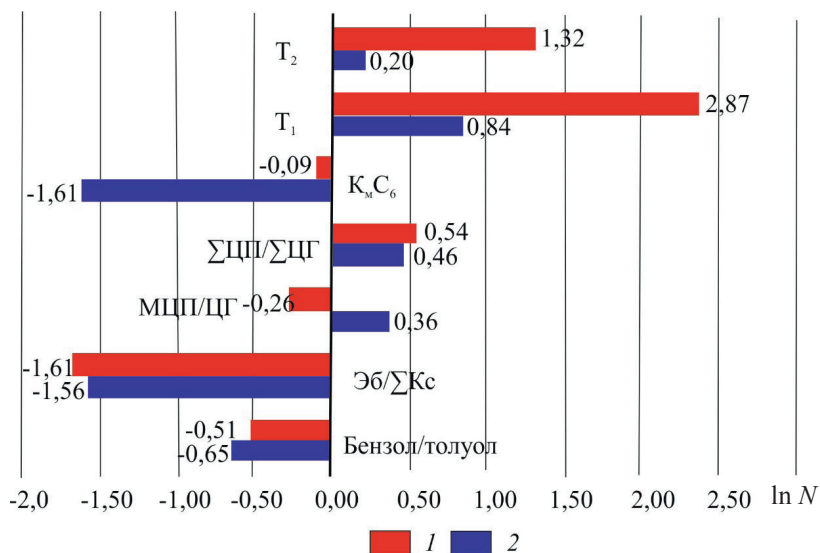


Рис. 2.1. Сравнение коэффициентов термической зрелости пласта Вн-1 венда Собинского ГКМ (2) и пласта Р1-2д рифея Юрубчено-Тохомского НГКМ (1)

По соотношению изопреноидных и нормальных алканов ($Pr/n-C_{17}$ и $Ph/n-C_{18}$) нефти венда Собинского и нижнего кембрия Моктаконского месторождений менее зрелые, чем нефти рифея Юрубчено-Тохомского и Курумбинского месторождений (рис. 2.2).

Судя по диаграмме Кеннона – Кессоу, все нефти образовались из рассеянного ОВ лагунных и мелководно-морских отложений. Исключение составляет образец нефти из пласта А-VI Моктаконского НГКМ, который относится к переходной зоне от мелководно-морских к глубоководно-морским отложениям.

Согласно данным Томского филиала Института химии нефти СО РАН (Камьянов, 1985), выявлено отсутствие концентрационного максимума распределения алкановых углеводородов тяжелее C_{12} , что указывает на немаловажную роль процессов катагенеза в истории формирования Собинского месторождения. По изученным УВ критериям (см. табл. 2.11, 2.13, рис. 2.1, 2.2) нефть Собинского ГКМ эпигенетична вмещающим ее песчаникам венда ванаварской свиты и является скорее

всего продуктом миграции из подстилающих рифейских карбонатных и глинисто-карбонатных толщ (аявинской, аянской и др.).

Установленные различия в углеводородном составе низкокипящих фракций нефти и конденсате согласуются с известными закономерностями фазовых переходов углеводородов различных классов в пластовых нефтегазоконденсатных системах, находящихся в ретроградных (надкритических) условиях (Камьянов, 1985; Высоцкий, 1986; Корсунь, 1986) [43 и др.]. В. В. Кушниров, Т. И. Убайходжаев, В. И. Соколов, изучив подгазовые нефтяные залежи Бухаро-Хивинского региона Амударьинской впадины, показали, что в начальной стадии

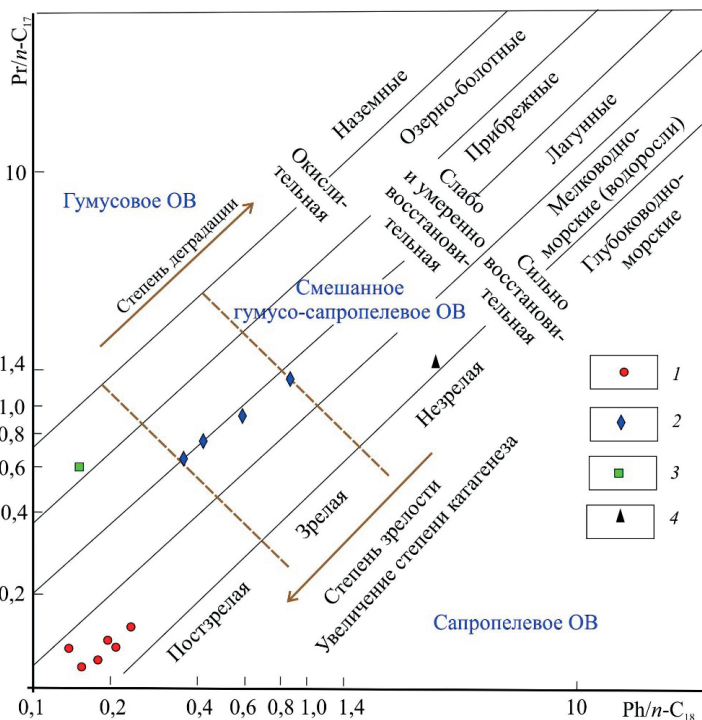


Рис. 2.2. Зрелость нефтей по соотношению изопреноидных и нормальных алканов: 1 – нефть рифейских пластов P1-2д и P1-2а-д Юрубчено-Тохомского и Куномбинского месторождений; 2 – нефть венда Собинского месторождения; 3 – нефть пласта Б-IX Шушукского ГНМ; 4 – нефть пласта А-VI Моктаконского НГКМ

происходит заполнение ловушек преимущественно нефтяными углеводородами, «которые после внедрения в эти ловушки газообразных углеводородов растворяются в них в условиях автономного (в каждой залежи) термодинамического режима, что сопровождается отеснением нерастворившейся в газе нефти и последующим ее вытеснением» [43].

В этой связи сравним некоторые параметры залежей нефти в подгазовой зоне Собинского газоконденсатного месторождения с нефтяной оторочкой и отдельных месторождений Амударьинской впадины (табл. 2.14).

Таблица 2.14

Параметры углеводородных газожидкостных систем подгазовой зоны
(по материалам Фукс, 1987; Кушнирова [44])

Месторождение	Давление, МПа		Газовый фактор, м ³ /м ³	Плотность пластовой нефти, г/см ³	Молекулярная масса	Содержание ароматических УВ во фракции н. к.–200 °С, %
	пластовое	насыщения				
Крук	24,8	8,0	106	0,770	230	22
Западный Крук	25,6	22,5	89	0,797	207	17
Шакарбулак	40,0	24,7	275	0,624	201	21
Собинское*	30,19	24,4	120	0,770	216	8

*Приведены средние значения по пластам Вн-I, II, IV.

Из материалов табл. 2.14 можно заключить, что в контексте этих данных формирование газоконденсатной системы Собинского НГКМ произошло в результате адаптации свободных газообразных и жидких углеводородов, заполняющих природные коллекторы в уже сложившихся термобарических условиях.

2.3. Свойства нефти из единичных проявлений на перспективных площадях

Физико-химические свойства нефти единичных скоплений изучены по поверхностным пробам на Желиндуконской и Верхнеджелиндуконской площадях (табл. 2.15).

Таблица 2.15

 Физико-химические свойства нефти единичных скоплений
 по поверхностным пробам

Параметр	Возраст, скважина и интервал опробования, м				
	R	V _{vn}			
	ВДж-3	ВДж-125	Дж-103		
	2 526	2 561–2 567	2 587–2 638	2 628–2 631	2 629–2 633
<i>Физические свойства</i>					
Плотность, г/см ³	0,860	0,790	0,800	0,860	0,800
Вязкость кинематическая, мм ² /с	49,38	4,28	3,71	38,71	4,48
Температура, °С:					
застывания	–17	–42	–21	Ниже –21	–22
плавления парафина	50	43	53	47	51
начала кипения	144	43	52	84	48
Содержание, % мас.:					
асфальтенов	0,17	0,17	0,27	0,54	0,29
смола силикагелевых парафина	5,03	3,58	5,90	11,19	7,86
парафина	3,05	2,30	1,09	2,62	1,40
серы	0,18	0,04	0,31	0,50	0,39
воды	Не опр.		0	2,80	0,70
механических примесей	Не опр.	0,027	0,05	2,08	0,180
Концентрация солей, мг/л	»	4,25	386	8 845,0	1 400,9
<i>Фракционный состав</i>					
Выход, % мас., фракций, °С:					
до 150	–	23,5	29,0	6,0	33,5
200	2,5	35,0	44,0	15,5	44,5
250	17,5	44,5	55,5	24,0	52,5
300	34,5	54,0	65,5	52,5	61,0
Остаток выше 300 °С	65,5	46,0	34,5	47,5	39,0

В исследованных пробах из единичных скоплений по повышенной плотности (0,860 г/см³), кинематической вязкости (38,7–49,4 мм²/с), низкой температуре застывания (от –17 до –21 °С), повышенному остатку фракций >300 °С (47,5–65,5 % мас.), повышенному относительно

других проб содержанию парафинов (2,62–3,05 % мас.) и высокому содержанию солей (до 8,8 г/л), воды (2,80 % мас.), механических примесей (2,08 % мас.) подтверждается отбор проб в переходной зоне вода – нефть, подсекших в интервале 2 628–2 631 м древний водонефтяной контакт (ВНК) внутри нефтенасыщенного интервала (2 587–2 633 м). Такие ВНК, по Р. С. Сахибгарееву, относятся к «прогрессивному типу» [55]. Аналогичный древний ВНК, судя по полученным характеристикам нефти, вскрыт и в рифейских отложениях скважиной 3 Верхнеджелиндуконской площади. Древние ВНК в разрезах венда и рифея обнаружены Р. С. Сахибгареевым на Братском и Тэтэринском валах. По его мнению, древние ВНК здесь свидетельствуют о первоначальном нефтяном насыщении коллекторов Братского и Собинского газоконденсатных месторождений [74].

По полученным данным можно сформулировать следующие основные выводы.

Газы Хребтовой и Оронской площадей бурения носят следы контакта с газоконденсатной залежью, т. е. на этих площадях целесообразно возобновить геологоразведочные работы с применением современных систем сейсморазведки методом общей глубинной точки (МОГТ) и электроразведки, например зондирования становлением поля в ближней зоне (ЗСБ) в комплексе с поверхностной геохимией по приповерхностным отложениям.

Зрелость газов $K_{зр}$ в Катангской седловине может быть использована для выявления нефтяных оторочек на этапе поискового бурения.

Нефти Собинского и Пайгинского месторождений недонасыщены газом, что указывает на разрушение залежей. Коэффициент В. К. Шиманского $K_{мС_6}$ подтверждает высокую степень метаморфизма нефти ванаварских залежей. По этому коэффициенту нефти венда и рифея отличаются существенно. Нефть венда относится к типу А, источником для которой было морское ОВ, сформировавшееся в мелководно-морских отложениях.

Образование газоконденсатной системы произошло в результате скопления углеводородов в коллекторах с уже сложившимися термобарическими условиями.

На Джелиндуконской площади, вероятнее всего, вскрыты остатки не разрушенной окончательно древней рифейской залежи.

3. ГЕОХИМИЧЕСКИЙ ОБЛИК УГЛЕВОДОРОДНЫХ СКОПЛЕНИЙ БАХТИНСКОГО МЕГАВЫСТУПА

На территории Бахтинского мегавыступа расположена Южно-Тунгусская НГО [24]. Мегавыступ находится в западной части Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции и является северо-западным продолжением Байкитской антеклизы.

Осадочный чехол сложен терригенными, карбонатными и соленосными породами рифея, венда, нижнего и среднего палеозоя, терригенными и вулканогенными породами верхнего палеозоя и триаса.

В разрезе, вскрытом на глубину до 3 000 м, насыщенность траппами достигает 800–1 200 м [16].

В течение геологической истории кембрия произошли существенные литолого-фациальные и тектонические изменения, поэтому для Бахтинской фациальной области характерна смена фаций галогенно-карбонатного типа кембрийского разреза на сульфатно-галогенно-карбонатный [81]. Это позволило Н. В. Мельникову провести литолого-фациальное районирование и выделить пять литолого-фациальных зон (ЛФЗ): Бахтинскую, Тынепскую, Сурингдаконскую, Туруханскую и Лебяжинскую [48]. Промышленная нефтегазоносность установлена в пределах Тынепской и Сурингдаконской ЛФЗ. Н. В. Мельников прогнозирует развитие в пределах этих зон органогенных, возможно, рифовых образований на уровнях ангарской, усольской свит нижнего кембрия [49].

Все зоны, как и вся западная часть Сибирской платформы, претерпели два длительных, не считая кратковременных, периода подъема: предвендский и верхнепалеозойский [24; 50]. И если первый способствовал формированию новых и переформированию уже сложившихся залежей нефти и газа в рифее, то второй оказал существенное воздействие на формирование и перераспределение залежей в нижне-среднекембрийском глинисто-сульфатно-галогенно-карбонатном комплексе.

Нефтегазопроявления различных масштабов на территории Южно-Тунгусской НГО установлены на четырех площадях (табл. 3.1). Все эти проявления отнесены к категории месторождений, но запасы их пока не оценены.

Таблица 3.1

Размещение залежей углеводородов в Южно-Тунгусской НГО

Нефтегазоносный комплекс	Свита	Продуктивный горизонт	Индекс горизонта	Месторождение и его тип			
				Усть-Дельтулинское	Моктаконское	Таначинское	Нижнетунгусское
Кембрийский	Таначинская	Таначинский	А-I		НГК	ГК	
	Дельтулинская	Бильчирский	А-II			-	
	Булайская	Биркинский	А-III	-			
	Сурингдаконская						
	Буруская	Атовский	А-IV		-		
	Абакунская	Абакунский	А-V	Г	ГК		
	Марская	Балыхтинский		-	-		
	Моктаконская	Моктаконский	А-VI	Г	Н		
Ясенгская	Осинский	Б-I	-	-			

В связи с ограниченностью фактического материала представления о моделях залежей различными исследователями трактуются по-разному и большей частью отражают взгляды самих авторов [15; 35; 49; 54; 63].

Поскольку с этими залежами связывается промышленная нефтегазоносность, рассмотрим геохимические особенности углеводородных флюидов более детально.

3.1. Физико-химические свойства, состав газов и конденсатов

Углеводородные флюиды (нефти, конденсаты и газы) продуктивных отложений кембрия на Моктаконской, Нижнетунгусской, Таначинской, Усть-Дельтулинской площадях по целому ряду параметров уникальны, поэтому изучение физико-химических свойств УВ этих залежей необходимо с точки зрения как выявления закономерностей их формирования, так и дальнейшего их промышленного использования [82].

Природные газы Таначинского ГКМ, Моктаконского НГКМ, Нижнетунгусской, Усть-Дельтулинской площадей по химическому со-

ставу резко отличаются от газов всех месторождений, открытых в западной части Сибирской платформы. Они характеризуются повышенным содержанием кислых компонентов.

Свободные газы горизонтов А-1, А-V *Моктаконского НГКМ* изучены только в скважине 1 (табл. 3.2). В свободных газах горизонта А-V доминируют метан и его высшие гомологи до гексана включительно, азот и углекислый газ имеют подчиненное значение. Из табл. 3.2 видно, что на долю метана приходится 73,70–75,24 %, содержание более высокомолекулярных УВ (C_2-C_6) – 13,08–13,68 %, из них УВ C_5 и выше – до 0,86 %. Коэффициент сухости $C_1/(C_2-C_6)$ газов 5,41–5,63. Содержание диоксида углерода незначительное – 0,52–0,72 %, азота – 9,48–12,07 %. Газы горизонта А-V гелиеносные (0,094–0,255 % об.). Рекомендуются Министерством природных ресурсов Российской Федерации минимальные промышленные концентрации гелия в свободных газах и газах газовых шапок составляют 0,005, в растворенном газе – 0,035 %, т. е. гелий может рассматриваться и как попутный полезный компонент. В целом в природном газе месторождений РФ, по данным Г. Р. Пятницкой, Ю. Б. Силантьева [68], концентрации гелия изменяются от 0,02 до 0,67 %. В Центральной Сибири содержание гелия на Собинском НГКМ в среднем составляет 0,58 % об.

Абсолютная плотность газов 0,8525–1,0217 кг/м³ [15].

По содержанию наиболее важных компонентов, определяющих тип газа (для принятых градаций коэффициента жирности $100(C_2-C_6)/C_1$: сухой газ – 0,3–8,0; полужирный – 8–20; жирный – 20–30; высокожирный – более 30), газ горизонта А-V полужирный, конденсатный, низкосернистый – сернистый низкоуглекислый.

Содержание жидкой фазы по коэффициенту жирности экспрессно рассчитано по формуле, приведенной в работе [16]:

$$y = 13,332e^{0,1067x}, \quad (3.1)$$

где y – содержание жидкой фазы в газах ГК системы, г/м³; x – коэффициент жирности газа ($100C_{2+}/C_1$).

Уравнение применено при расчете содержания жидкой фазы в горизонте А-V (см. табл. 3.1). Газ горизонта А-V конденсатный с содержанием жидкой фазы в системе 87,0–122,7 г/м³.

Таблица 3.2

Состав и геохимические параметры природных газов Моктаконского НГКМ (скважина 1)

Параметр	Глубина отбора образца*					
	1	2	3	4	5	6
<i>Состав, % об.</i>						
CH ₄	74,01	73,70	52,89	66,73	75,24	74,21
C ₂ H ₆	9,28	9,58	19,59	3,80	9,68	8,62
C ₃ H ₈	1,80	1,93	10,01	1,18	3,21	3,47
<i>i</i> -C ₄ H ₁₀	0,48	0,32	2,71	0,22	0,36	0,50
<i>n</i> -C ₄ H ₁₀	1,26	0,87	4,83	0,30	0,99	1,87
<i>i</i> -C ₅ H ₁₂	0,23	0,13	1,97	0,11	0,11	0,28
<i>n</i> -C ₅ H ₁₂	0,44	0,18	1,73	0,06	0,18	0,64
C ₆ H ₁₄	0,19	0,07	0,80	0,06	0,03	0,20
H ₂	0,170	–	0,054	0,070	–	0,203
CO ₂	0,62	0,52	1,84	24,50	0,72	0,81
H ₂ S	0,155	0,60	1,02	–	0,004	–
He	–	–	–	–	0,255	0,094
N ₂	11,32	12,07	2,55	2,94	9,48	9,20
∑C ₂ –C ₆	13,68	13,08	41,64	5,73	13,57	15,58
C ₅ +вышш	0,86	0,38	4,50	0,23	0,32	1,12
<i>Расчетные геохимические коэффициенты</i>						
100C ₂ /C ₁	18,48	17,75	78,73	8,59	18,04	21,00
K _{пр} = CH ₄ /H ₂	435	–	979	953	–	366
A = C ₂ /C ₃	5,16	4,96	3,22	3,02	2,48	
Z = A + B	106	232	22	317	283	82
Тип залежи	ГК		ГКН	ГК		
<i>Геохимические параметры по методике В. И. Старосельского [4; 80]</i>						
100C ₂ /C ₁	12,5	13,0	37,0	5,7	12,9	11,6
100C ₂ /(C ₃ + C ₄)	262	307	112	224	212	148
Тип залежи	ГК		НГК		ГК	
Расчетное содержание жидкой фазы в ГК системе, г/м ³	94	87	–	33	89	122,7
Тип газа	С		П		С	
δ ¹³ C, ‰	–	–	–	–31,2	–	–

*Глубина отбора образца и горизонт: 1 – 3 222 м, А-V; 2 – 3 230 м, А-V; 3 – 3 303–3 325 м, А-VI; 4 – 1 953–2 015 м, А-I; 5 – 3 207–3 257 м, А-V; 6 – 3 220–3 230 м, А-V.

Количество сероводорода, определенное хроматографически, составляет 0,004–0,600 %. Специальные пробы на сероводород не отбились.

Свободные газы горизонта А-I Моктаконского НГКМ отличаются от газов горизонта А-V пониженной азотностью и повышенным содержанием диоксида углерода. Содержание метана в газе снижается до 66,73 %, доля тяжелых гомологов метана также уменьшается (5,73 %), особенно резко – $C_{5+высш}$ (0,23 %). Газ сухой, коэффициент сухости $C_1/(C_2-C_6) = 5,73$. Содержание диоксида углерода высокое – 24,5 % (его можно рассматривать как попутное полезное ископаемое), азота – менее 3,0 %. Снижается доля водорода: если в газах горизонта А-V его содержание составляет 0,17 %, то в горизонте А-I лишь 0,07 %. В целом для горизонта газ характеризуется как сухой аномально углекислый низкоазотный, низкоконденсатный (33 г/м³), его плотность высокая (1,0217 кг/м³). Раздельного определения сероводорода не производилось.

Попутные газы горизонта А-VI также изучены только в скважине 1 Моктаконского НГКМ (см. табл. 3.2). Содержание метана не превышает 53 %, концентрация C_2H_6 и высших УВ – 41,64 %, фракция C_3H_{12} и выше – 4,5 %, коэффициент жирности – 78,7, что соответствует содержанию газового бензина в попутном нефтяном газе (ПНГ) более 1 000 г/м³ и свидетельствует об отсутствии газовой шапки в залежи горизонта А-VI. В целом газ высокожирный, низкоазотный, сернистый, низкоуглекислый.

Свободный газ горизонта А-I *Таначинского ГКМ* изучен в скважинах 2, 3, 5. Он характеризуется неоднородностью состава (табл. 3.3).

По содержанию диоксида углерода газ меняется от низко- (скважина 5) до высокоуглекислого (скважина 3) и резко аномально углекислого (скважина 2). Противоположно диоксиду углерода изменяется содержание метана (от 43,27 до 90,75 %); доля УВ C_2-C_6 – 3,77–9,63 %, $C_{5+высш}$ – 0,12–0,68 %. Коэффициент жирности газов 4,2–23,2. В целом газ меняется от жирного до сухого, в большинстве проб он низкоконденсатный, высокосернистый, низкоазотный – азотный, от низко- до аномально углекислого, низкогелиеносный.

Между содержанием гелия и азота в составе газов сохраняется прямая зависимость, на что указывает малый размах вариации отношения гелий/азот (0,006–0,019).

Таблица 3.3

Состав и геохимические параметры природных газов Таначинского ГКМ

Параметр	Скважина и глубина отбора образца*				
	1	2	3	4	5
<i>Состав, % об.</i>					
CH ₄	43,27	46,85	76,05	90,75	67,33
C ₂ H ₆	6,55	2,94	1,52	2,48	6,32
C ₃ H ₈	1,40	0,97	0,87	0,83	1,92
<i>i</i> -C ₄ H ₁₀	0,31	0,14	0,48	0,13	1,45
<i>n</i> -C ₄ H ₁₀	0,69	0,17	0,88	0,21	1,67
<i>i</i> -C ₅ H ₁₂	0,29	0,07	0,28	0,07	1,76
<i>n</i> -C ₅ H ₁₂	0,23	0,04	0,10	0,05	1,79
C ₆ H ₁₄	0,16	0,01	–	0,00	0,96
H ₂	–	0,020	0,064	0,331	–
CO ₂	47,07	32,55	13,31	1,35	6,0
H ₂ S	–	11,60	0,092	0	–
He	–	0,030	0,064	0,072	0,115
N ₂	2,29	4,90	6,01	3,80	10,68
∑C ₂ –C ₆	9,63	4,34	4,13	3,77	15,87
C ₅ +вышш	0,68	0,12	0,38	0,12	4,51
<i>Расчетные геохимические коэффициенты</i>					
C ₁ /(C ₂ –C ₆)	4,49	10,79	18,41	24,07	4,24
100C ₂ /C ₁	22,3	9,3	5,4	4,2	23,6
K _{sp} = CH ₄ /H ₂	–	2343	1188	247	–
A = C ₂ /C ₃	4,68	3,03	1,75	2,99	3,29
Z = A + B	81	429	212	790	21
Тип залежи	ГК			Г	ГК с НО
<i>Геохимические параметры по методике В. И. Старосельского [4; 80]</i>					
C ₂ + C ₃ , % об.	7,95	3,91	2,39	3,31	8,24
C ₃ + C ₄ , % об.	2,4	1,28	2,23	1,17	5,04
100C ₂ /C ₁	15	6	2	3	9
100C ₂ /(C ₃ + C ₄)	273	230	68	212	125
Тип залежи	ГК				НГК
Расчетное содержание жидкой фазы в ГК системе, г/м ³	140,8	35,6	23,6	20,8	160,5
Тип газа	С				ВР
δ ¹³ C, ‰	–35,3	–36,8	–30,8	–	–

*1 – скважина 2, 1 778–1 889 м, А-I; 2 – скважина 3, 1 833–1 841 м, А-I; 3 – скважина 3, 1 842–1 844 м, А-I; 4 – скважина 5, 1 922–2 000 м, А-I; 5 – скважина 7, 3 339–3 361 м, А-VI.

Газы нижележащих горизонтов Таначинского ГКМ, как и Моктаконского НКМ, сохраняют тенденцию к утяжелению. Так, в скважине 7 (интервал 3 339–3 361 м) получены тяжелые ($1,0273 \text{ кг/м}^3$) водорастворенные газы углекисло-азотно-углеводородного состава. Содержание метана – 67,3 %, тяжелых УВ (C_2-C_8) – 15,9 %, C_5 и выше – 4,5 %. Газ гелиеносный. Жирность газа и полуэмпирические коэффициенты C_2/C_3 и $(C_1-C_4)/C_5$ в растворенном газе скважины 7 (78,7 и 22,2 соответственно) указывают на связь газов с нефтяным скоплением, что подтверждается и результатами испытания, в процессе которого получена пластовая вода с пленками нефти.

Общая особенность газов – увеличение жирности и уменьшение доли кислых компонентов в их составе сверху вниз по разрезу. На Таначинском месторождении серосодержащие соединения обнаруживаются не только в составе свободного газа, но и в газах, растворенных в пластовых водах [15]. Из данных таблицы следует, что по критериям В. И. Старосельского и Ю. П. Коротаяева залежи в горизонте А-VI классифицируются неодинаково, однако в обоих случаях они указывают на наличие нефтяной составляющей в пласте.

Свободные газы *Нижнетунгусской*, *Усть-Дельтулинской* и *Анакитской площадей* (скважина 3, А-I; скважина 214, А-V, скважина 1, А-IV) аномально отличаются от газов залежей Таначинско-Моктаконской зоны (табл. 3.4). Газ горизонта А-I Нижнетунгусской площади имеет углекисло-углеводородный состав. Азот и тяжелые УВ занимают подчиненное значение, содержание последних невелико, причем количество УВ тяжелее бутана отсутствует. Газы обеих площадей очень сухие, коэффициент жирности $100(C_2-C_6)/C_1$ составляет 0,11–5,00. Содержание гелия в растворенном и свободном газе высокое (0,229–0,848 %).

Экспериментально сероводород определен только в одной пробе (табл. 3.4), газ – высокосернистый.

Геохимический возраст газов в пластах-коллекторах нижнего кембрия колеблется от 32,5 млн лет (Анакитская 1, ϵ_{1mc}) до 63,9 млн лет (Нижнетунгусская 2, ϵ_{1kc}). Геологический возраст пород-коллекторов таначинской свиты, по Н. В. Мельникову [49], составляет 505 млн лет, отложений кочумдекской свиты – 525 млн лет, т. е. геохимический возраст газа значительно моложе вмещающих его пород.

Таким образом, утяжеление углеводородного состава газов в нижних горизонтах и резкое снижение доли кислых компонентов свиде-

тельствуют о том, что газы нижних горизонтов наиболее технологичны и промышленно ценны. Это необходимо учитывать при планировании поисково-разведочных работ [16].

Таблица 3.4

Состав и геохимические параметры газов Нижнетунгусской и Усть-Дельтулинской перспективных площадей

Параметр	Скважина и глубина отбора образца*				
	1	2	3	4	5
<i>Состав, %-об.</i>					
CH ₄	41,77	45,30	64,716	87,571	61,416
C ₂ H ₆	0,64	0,029	1,477	0,948	1,978
C ₃ H ₈	0,04	0,02	0,034	0,067	0,573
<i>i</i> -C ₄ H ₁₀	0,0008	–	0,002	0,018	0,135
<i>n</i> -C ₄ H ₁₀	0,0033	–	0,009	0,016	0,187
<i>i</i> -C ₅ H ₁₂	0,0003	–	0,001	0,005	0,094
<i>n</i> -C ₅ H ₁₂	0,0005	–	0,001	0,003	0,062
C ₆ H ₁₄	–	–	–	–	0,042
H ₂	–	0,066	–	0,013	–
CO ₂	46,48	32,30	8,275	2,300	28,106
H ₂ S	–	32,30	–	4,400	–
He	0,087	0,848	0,229	0,084	0,074
Ar	–	0,331	–	–	0,057
N ₂	10,50	21,7	25,385	4,575	7,28
∑C ₂ –C ₆	0,69	0,049	1,524	1,057	3,071
C ₅ ⁺ высш	0,001	0	0,002	0,008	0,198
<i>Расчетные геохимические коэффициенты</i>					
C ₁ /(C ₂ –C ₆)	60,99	924,49	42,46	82,85	20,00
100C ₂ /C ₁	1,7	0,11	2,35	1,21	5,00
K _{сп} = CH ₄ /H ₂	–	686	–	6 736	–
A = C ₂ /C ₃	16	–	43	14	3
Z = A + B	42 470	–	33 162	11 092	329
Тип залежи по Ю. П. Коротяеву	Г				ГК
Тип газа	С	СП**	ВР	–	С
δ ¹³ C, ‰	–33,0	–	–	–	–34,2

*1 – Нижнетунгусская 3, 2 140 м, А-I; 2 – Нижнетунгусская 2, глубина 3 326 м; 3 – Усть-Дельтулинская 214, 3 253–3 213 м, А-V; 4 – Усть-Дельтулинская 214, 3 057–3 116 м, А-IV; 5 – Анакитская 1, 1 590–2 072 м, А-I.

**СП – спонтанный, C_{1кв}.

Кроме того, газы из аномальных скважин должны быть объектом мониторинга и изучения изотопного состава диоксида углерода, это позволит выявить его связь с вмещающими карбонатами или другими возможными источниками – глубинными.

Конденсаты горизонтов А-I и А-V кембрия рассмотренных месторождений изучены еще недостаточно. Отбор глубинных проб конденсатов и газоконденсатные исследования залежей не проводились.

Общие физико-химические свойства конденсатов горизонта А-I Таначинского, горизонтов А-I, А-V Моктаконского месторождений представлены в табл. 3.5. Их плотность 797,1–834,0 кг/м³. В горизонте А-I Таначинского месторождения молекулярная масса меняется соразмерно плотности, в конденсате горизонта А-V Моктаконского месторождения данная закономерность нарушена (при плотности 833,6 кг/м³ молекулярная масса лишь 116 г/моль).

Вязкость конденсата с изменением температуры от 0 до 50 °С монотонно уменьшается. Во всех зафиксированных точках температур максимальную вязкость имеет проба из горизонта А-I (скважина 2) Таначинской залежи, отобранная из пласта А-I-2 на глубине 1 843 м (см. табл. 3.5).

Температуры застывания и вспышки, определенные только для конденсата из горизонта А-V, составляют –36 и +20 °С соответственно. Для конденсата горизонта А-V установлен такой важный технологический параметр, как температура кристаллизации (–34 °С). Конденсаты всех горизонтов данных месторождений высокосернистые, причем в конденсате горизонта А-V Таначинской залежи содержание серы выше (4,34–6,48 %), чем в таковом горизонта А-V Моктаконской (2,0 %), что объясняет несоответствие молекулярной массы и плотности в отдельных пробах (скважина 2, глубина 1 843 м; скважина 1, интервал 3 207–3 257 м). По большинству проб определена высокая кислотность конденсата (до 38,0 мг КОН на 100 мл), что свидетельствует о значительном количестве нефтяных или карбоновых кислот, а вероятнее всего, тех и других, что подтверждено исследованиями В. И. Вожова (2006 г.) при изучении пластовых вод на данной территории.

Так, содержание в рассолах нефтяных кислот 6,8–10,8 мг/л, карбоновых (масляная, пропионовая, уксусная, муравьиная) на Таначинском месторождении в горизонте А-I, по данным В. И. Вожова, 19,62 мг/л (скважина 1, интервал 1 926–1 951 м), табл. 3.6.

Таблица 3.5

Физико-химические характеристики конденсатов [17]

Параметр	Моктаконское НГКМ			Таначинское ГКМ				
	Скважина и глубина отбора образца, м							
	Скважина 1			Скважина 3		Скважина 2		
	на устье	3 207–3 257	2 144	1 833–1 842		1 778–1 889	1 843	1 880
Плотность, кг/м ³	797,1	833,6	802,0	819,1	812,3	807,5	833,6	834,0
Молекулярная масса, г/моль	118	116	–	132	127	125	156	–
Вязкость кинематическая, мм ² /с, при температуре, °С:								
50	0,812	–	–	1,004	0,866	0,678	1,419	–
20	1,071	1,111	–	1,451	1,209	0,920	2,254	–
10	1,202	1,261	–	1,688	1,377	1,051	2,746	–
0	1,378	1,468	–	2,008	1,620	1,211	3,462	–
Кислотность, мг КОН/100 мл	4,97	5,13	–	6,00	3,33	38,0	7,04	–
Концентрация смол фактических, мг/100 мл	1263	190,5	–	509,5	–	–	–	–
Содержание серы, %	5,63	2,0	–	5,63	6,48	4,34	4,49	–
Температура, °С:								
застывания	–	Ниже 36	–	–	–	–	–	–
помутнения	–	–17	–	–	–	–	–	–
кристаллизации	–	–34	–	–	–	–	–	–
плавления парафина	–	50	–	–	–	–	–	–
Содержание парафина, %	–	0,98	–	–	–	–	–	–
δ ¹³ C, CH ₄ , ‰	–34,0	–	–	–30,8	–	–	–	–

Таблица 3.6

Содержание карбоновых кислот в водах Таначинского ГКМ, мг/л

Скважина	Интервал опробова- ния, м	Кислота			
		Масляная $\text{CH}_3(\text{CH}_2)_2\text{COOH}$	Пропионовая $\text{CH}_3\text{CH}_2\text{COOH}$	Уксусная CH_3COOH	Муравьиная HCCOOH
Тнч-1	3 424–3 502	0,94	0,52	7,86	2,71
	2 807–2 742	–	–	15,86	2,17
	1 926–1 951	–	–	18,97	0,65
Тнч-2	2 497–2 592	0,62	–	17,28	0,43

По единичным пробам определены и некоторые другие физико-химические параметры: содержание смол – от 190,5 до 1 263,0 мг/100 мл, показатель преломления – от 1,4457 до 1,4708. Парафины обнаружены только в одной пробе, и их содержание низкое (0,98 %). Цветность конденсата постоянная – желтый, светло-желтый.

Исследования *фракционного состава конденсатов* показали, что начало кипения изменяется в очень широких пределах – от 47 до 78 °С (табл. 3.7). Такой широкий диапазон изменения температуры начала кипения, видимо, связан с условиями отбора и хранения проб, поскольку из табл. 3.7 видно, что у устьевого пробы конденсата температура кипения минимальна (54 °С).

Половина объемной доли конденсата выкипает при температуре до 200 °С (145–171 °С), 85 % – до 300 °С. В конденсате содержится небольшое количество остатка (2,0–3,0 %), выкипающего при температуре 320–356 °С. Потери не превышают 1,0 %.

Групповой углеводородный состав узких бензиновых фракций конденсата горизонта А-I Таначинского ГКМ приведен в табл. 3.8, горизонта А-V Моктаконского НГКМ – в табл. 3.9. Содержание бензиновых фракций в этих горизонтах практически одинаково и изменяется для фракций 62–100 °С от 11,11 до 11,14 % об.

Во всех фракциях, кроме н. к. 62 °С горизонта А-V, преобладают ароматические углеводороды (54,38–86,00 % для горизонта А-V и 61,56–62,96 % для горизонта А-I). Выход бензиновой фракции (н. к. 200 °С) колеблется в расчете на конденсат в объемных долях от 60,08 (А-I) до 69,99 % (А-V).

Таблица 3.7

Разгонка конденсатов по истинным температурам кипения (ИТК)

Параметр	Моктаконское НГКМ		Таначинское ГКМ	
	1	2	3	4
Температура, °С:				
н. к.	54	47	78	62
кипения узкой фракции при разгонке по Энглеру, %:				
10	85	109	108	95
20	100	119	122	110
30	114	127	136	123
40	129	137	152	139
50	145	148	171	160
60	164	165	198	184
70	189	197	228	216
80	279	245	267	315
90	225	297	319	258
к. к.	320	356	352	338
Выход, %	96	97	96,5	96
Остаток, %	3,0	2,0	2,5	3,0
Потери, %	1,0	1,0	1,0	1,0

*1 – скважина 1 на устье, А-I; 2 – скважина 1, 3 207–3 257 м, А-V; 3 – скважина 3, 1 833,0–1 841,7 м, А-I; 4 – скважина 3, 1 833,0–1 841,7 м, А-I.

Таблица 3.8

Групповой углеводородный состав конденсата горизонта А-I скважины 3 Таначинского ГКМ, % об.

Параметр	Углеводороды			Выход фракции
	Ароматические	Нафтеновые	Метановые	
Фракция, °С:				
н. к. 62	–	–	–	–
62–95	62,96	7,04	30,0	11,14
95–122	61,99	6,65	31,36	12,20
122–150	61,56	7,30	31,14	16,86
150–200	62,75	7,45	29,80	19,88
200–250	55,47	11,80	32,73	14,52
250–300	49,76	8,04	42,20	11,30
н. к. 200*	62,28	7,18	30,54	60,08
н. к. 200**	51,09	6,93	27,88	60,08
Остаток и потери	–	–	–	14,10

*На дистиллятную часть.

**На конденсат.

Из табл. 3.8, 3.9 следует, что конденсаты перечисленных горизонтов целесообразно использовать как сырье для получения ароматических углеводородов (аренов) класса УВ с общей формулой C_nH_{2n-p} ($p = 6, 12, 14, 18, 20, 24, 28, 30, 36$).

Таблица 3.9

Групповой углеводородный состав конденсата горизонта А-V скважины 1 Моктаконского НГКМ, % об.

Параметр	Углеводороды			Выход фракции
	Ароматические	Нафтеновые	Метановые	
Фракция, °С:				
н. к. 62	–	54,70	45,30	0,29
62–95	54,38	19,57	26,05	11,11
95–122	86,00	5,91	8,07	10,02
122–150	35,04	5,36	9,96	30,87
150–200	73,20	5,36	21,44	17,57
200–250	44,77	14,38	40,92	9,83
250–300	42,22	12,71	45,07	8,52
н. к. 200*	77,01	7,73	15,26	69,99
н. к. 200**	61,90	7,90	18,54	69,99
Остаток и потери	–	–	–	11,66

*На дистиллятную часть.

**На конденсат.

Детальные исследования углеводородных соединений фракций (н. к. 150 и 200 °С) конденсата горизонта А-I обоих месторождений выполнены в лабораториях МНТК «ГЕОС» (табл. 3.10).

Согласно данным этой таблицы, конденсат горизонта А-I Танагинского ГКМ почти наполовину состоит из ароматических УВ. Общим для конденсатов горизонтов А-I этих месторождений остается то, что в классе алканов УВ с общей формулой C_nH_{2n+2} соединения с изо-строением преобладают над углеводородами с нормальным строением, в классе нафтенов – насыщенные моно- и полициклические УВ с общими формулами C_nH_{2n} и C_nH_{2n-p} ($p = 2, 4, 6, 8, 10$) или цикланы (синонимы: цикланы, циклопарафины, нафтены, полиметиленовые УВ), циклогексаны C_6H_{12} преобладают над циклопентанами C_5H_{10} .

Таблица 3.10

Групповой углеводородный состав бензиновых фракций конденсата (н. к. –150 °С) горизонта А-I Таначинского ГКМ и Моктаконского НГКМ

Характеристика	Скважина	
	Таначинская 2	Моктаконская 1
Глубина отбора, м	1 880	2 144
Выход фракций до 200 °С, % об.	88,0	83,0
Углеводородный состав, % мас.:		
арены	49,3	30,0
<i>изо</i> -алканы	18,2	33,4
<i>н</i> -алканы	18,6	22,6
циклопентаны	5,2	6,7
циклогексаны	8,7	7,5

Класс алканов с нормальным строением в конденсате скважины 2 Таначинского ГКМ представлен рядом соединений от C_6 до C_{20} , причем низкокипящие (C_5 – C_8) составляют 26,5 %.

Максимальными концентрациями в ряду *н*-алканов обладают соединения C_6 – C_{12} . В ряду соединений C_6 – C_{21} пик (18,47 % на сумму *н*-алканов) приходится на C_9 . На хроматограмме идентифицированы промежуточные пики, соответствующие метилциклогексану, толуолу, ксилолам [16]. Если метилциклогексан присутствует в ограниченном количестве, то концентрации толуола и особенно ксилолов высоки. В общем балансе ароматических УВ на долю ксилолов приходится 28,8 % (преобладает метаксилол), толуола – 11,9 %, этилбензола – 5 %. Особенность такого распределения ароматических УВ заключается в большем содержании ксилолов в конденсате, чем толуола ($K_c > T$). Это указывает на то, что фракция 120–150 °С конденсатов Таначинского ГКМ может служить химическим сырьем для производства ксилолов [16].

Высокая ароматичность конденсата горизонта А-I Таначинского ГКМ в сочетании с высокой сернистостью может быть следствием вторичных процессов, которые на Моктаконском НГКМ в этом же горизонте протекали менее интенсивно. Это проявилось в том, что содержание ароматических УВ в конденсате горизонта А-I Моктаконского НГКМ много меньше – лишь 30 % (см. табл. 3.10), соединений C_5 – C_8 уже 58,8 %, в то время как доля этих же соединений в конденсате Таначин-

ского ГКМ только 24,6 %. Соотношение толуола и ксилолов становится обычным: толуола больше, чем ксилолов ($T > Kc$). В составе ароматических УВ присутствует бензол.

3.2. Физико-химические свойства и углеводородный состав нефти

Нефть горизонта А-VI изучена на Моктаконском НГКМ только в одной скважине. Лабораторные исследования выполнены Р. Н. Пресновой под руководством Д. И. Дробота в лаборатории геохимии углеводородов ВостСибНИИГиМС. В нефти определены физико-химические характеристики, компонентный, углеводородный, индивидуальный состав бензиновых фракций (н. к. 125 °С) и товарные свойства нефти.

Охарактеризуем общие *физико-химические свойства нефти*. Нефть легкая, малопарафинистая, высокосернистая, малосмолистая. Температуры застывания и вспышки –47 и +18 °С соответственно. Кроме показателей, приведенных в табл. 3.11, изучены и другие. Температура плавления парафинов 50 °С, коксумость изменяется (по разным пробам) от 0,65 до 0,76, коэффициент светопоглощения – 6,61–9,28, содержание солей не превышает 24 мг/л, механические примеси не обнаружены, присутствуют следы воды. Физико-химические свойства нефти горизонта А-VI Моктаконского НГКМ (скважина 1, интервал 3 303–3 325,5 м):

Плотность, кг/м ³	830,2
Молекулярная масса, кг/кмоль	170
Вязкость кинематическая, мм ² /с	1,84
Температура, °С:	
застывания	–47
вспышки в закрытом тигле	18
Парафины:	
содержание, %	0,93
температура плавления, °С	50
Содержание, %:	
смола силикагелевых	0,96
серы	2,03
асфальтенов	0,02

Коэффициент светопоглощения зависит от содержания в нефти асфальтенов и смолистых веществ, а плотность и вязкость нефти, в свою очередь, – от концентрации асфальто-смолистых соединений. Следовательно, по изменчивости указанного коэффициента можно судить о степени неоднородности нефти в залежи. Зафиксированный значительный разброс коэффициента светопоглощения в нефти Моктаконской залежи может свидетельствовать о ее неоднородности.

С ростом температуры от 0 до 50 °С кинематическая вязкость уменьшается от 6,15 до 1,84 мм²/с, а плотность – от 844,7 до 808,5 кг/м³ (табл. 3.11).

Таблица 3.11

Изменение вязкости и плотности нефти Моктаконского НГКМ
в зависимости от температуры

Параметр	Температура, °С					
	0	10	20	30	40	50
Вязкость кинематическая, мм ² /с	6,15	4,24	3,09	2,62	2,20	1,84
Плотность, кг/м ³	844,7	837,5	830,2	822,9	815,7	808,5

Эти данные могут служить основой для оценки работы насосного оборудования в осенне-летний период.

Рассмотрим **фракционный состав нефти**. Для детального исследования нефть была разогнана на стандартные узкие фракции от н. к. 62 до к. к. 350 °С (табл. 3.12).

Определялись выход каждой фракции на нефть и ее характеристики: плотность, показатель преломления, молекулярная масса, кинематическая вязкость, температура застывания, содержание общей серы. Выход фракций до 200 и до 350 °С составляет 41,73 и 76,35 % мас. соответственно.

Плотность узких фракций изменяется от 806,3 (фракция н. к. 200 °С) до 918,4 кг/м³ (остаток свыше 350 °С); молекулярная масса – от 155 до 279 кг/кмоль соответственно (фракция к. к. 350 °С). Представленные в табл. 3.12 данные могут служить для расчета работы ректификационного оборудования.

Разгонка нефти Моктаконского НГКМ по истинным температурам кипения в аппарате АРН-2
и характеристика фракций по ГОСТ 11011–85

Параметр	Выход на нефть, % мас.		Плотность, кг/м ³	Показатель преломления	Молекулярная масса, кг/кмоль	Вязкость, мм ² /с, при температуре, °С			Температура застывания, °С	Содержание общей серы, %
	отдельных фракций	суммарный				20	50	100		
Фракция, °С:										
Н. к. 62	0,08	0,08	–	–	–	–	–	–	–	–
62–80	0,83	0,91	700,1	1,3925	90	–	–	–	–	2,72
80–90	0,97	1,88	712,1	1,3992	96	–	–	–	–	2,54
90–100	1,76	3,64	722,8	1,4046	100	–	–	–	–	2,06
100–110	2,54	6,18	734,3	1,4105	106	–	–	–	–	1,83
110–120	2,53	8,71	742,4	1,4160	112	–	–	–	–	1,63
120–130	3,41	12,12	753,4	1,4205	117	–	–	–	–	1,53
130–140	4,01	16,13	763,2	1,4281	120	0,78	–	–	–	1,50
140–150	3,96	20,09	778,6	1,4341	123	0,90	–	–	–	1,69
150–160	4,21	24,30	781,5	1,4381	130	0,96	–	–	–	1,83
160–170	6,48	30,78	795,6	1,4435	136	1,10	–	–	–62	2,16
170–180	4,87	35,65	797,6	1,4457	141	1,29	0,92	–	–59	2,51
180–190	2,47	38,12	803,6	1,4480	149	1,51	1,00	–	–54	2,05
190–200	3,61	41,73	806,3	1,4501	155	1,72	1,14	–	–49,5	1,72
200–210	0,25	41,98	810,8	1,4584	161	1,89	1,26	–	–48	1,59
210–220	1,25	43,23	815,1	1,4580	170	2,02	1,30	–	–47,5	1,55
220–230	2,37	45,60	819,6	1,4573	178	2,25	1,39	–	–45	1,49

Окончание табл. 3.12

Параметр	Выход на нефть, % мас.		Плотность, кг/м ³	Показатель преломления	Молекулярная масса, кг/кмоль	Вязкость, мм ² /с, при температуре, °С			Температура застывания, °С	Содержание общей серы, %
	отдельных фракций	суммарный				20	50	100		
230–240	3,25	48,85	621,5	1,4595	187	2,57	1,54	0,91	–42	1,44
240–250	2,25	51,10	828,7	1,4624	191	2,98	1,79	1,01	–37	1,46
250–260	3,63	54,73	831,2	1,4639	200	3,64	2,10	1,10	–31,5	1,53
260–270	1,85	56,58	836,7	1,4663	208	4,20	2,31	1,21	–24,5	1,56
270–280	2,92	59,50	838,4	1,4681	218	4,92	2,55	1,27	–20,5	1,64
280–290	2,19	61,69	844,1	1,4699	226	5,61	2,79	1,36	–16,0	1,66
290–300	1,93	63,62	844,3	1,4716	232	6,50	3,09	1,51	–12	1,68
300–310	2,98	66,60	855,9	1,4755	240	7,86	3,58	1,62	–9,5	1,82
310–320	1,75	68,35	860,3	1,4812	250	9,04	3,95	1,73	–8	1,93
320–330	2,89	71,24	872,9	1,4877	256	10,66	4,43	1,90	–4,5	2,11
330–340	2,19	73,43	882,3	1,4933	268	13,34	5,27	2,07	–2,5	2,22
340–350	2,92	76,35	885,8	1,4952	279	17,47	6,39	2,39	2	2,36
Остаток более 350 °С, %	21,88	98,23	918,4	–	–	–	–	–	21	2,69
Потери, %	1,77	100	–	–	–	–	–	–	–	–

Таблица 3.13

 Групповой углеводородный состав фракций нефти горизонта А-VI
 (интервал 3 303–3 326 м) Моктаконского месторождения, выкипающих до 200 °С

Параметр	Выход фракций, %	Содержание углеводородов, %					
		метановых		нафтеновых		ароматических	
		на фракцию	на нефть	на фракцию	на нефть	на фракцию	на нефть
Фракция, °С:							
н. к. 60	0,20	100	0,20	–	–	–	–
60–95	3,68	72,67	2,67	20,03	0,74	7,30	0,27
95–122	4,67	63,91	2,98	22,53	1,06	13,56	0,63
122–150	8,20	49,56	4,06	25,49	2,09	24,95	2,05
150–200	18,94	36,17	6,85	26,20	4,96	37,63	7,13
н. к. 200	35,69	–	–	–	–	–	–
Групповой УВ состав фракции на нефть	–	–	16,76	–	8,85	–	10,8
Состав УВ на дистиллятную часть	–	–	46,96	–	24,80	–	28,24

Широкая бензиновая фракция (н. к. 200 °С) также была разогнана на узкие стандартные для изучения их состава и выхода (табл. 3.13).

Групповому углеводородному составу бензиновой фракции до 200 °С свойственно высокое содержание ароматических УВ. По мере утяжеления фракций содержание метановых УВ резко снижается, а нафтеновых и особенно ароматических резко возрастает. Так, в легкой фракции (60–95 °С) содержится 7,3 % ароматических УВ, увеличивающихся в тяжелых фракциях до 24,95 (фракция 122–150 °С) и до 37,63 % (фракция 150–200 °С) [16]. Следовательно, последние могут служить сырьем для получения ароматических УВ.

В состав ароматических УВ бензиновой части нефти (н. к.–125 °С) входят бензол (1,69 %) и толуол (7,90 %), ксилолы отсутствуют. По этим параметрам нефть горизонта А-VI отличается от конденсата горизонта А-V, в котором зафиксирован ряд ксилол > толуол > бензол (Кс > Т > Б). Кроме бензола и толуола, в состав бензиновой фракции нефти входят сераорганические соединения, представленные меркаптанами и сульфидами. Выход легкой бензиновой фракции (н. к.–125 °С)

8,55 %, определяющими являются метановые УВ (56,95 %), в их числе алканы нормального строения (36,01 %) преобладают над алканами изомерного строения (30,94 %), табл. 3.14.

Таблица 3.14

Углеводородный состав фракции н. к.–125 °С и соотношения между углеводородами Моктаконской нефти горизонта А-VI (скважина 1, интервал 3 303–3 325,5 м)

Параметр	Значение
Выход фракции н. к.–125 °С, % вес.	8,55
Содержание углеводородов, %:	
метановых:	
Алканы	56,95
<i>n</i> -Алканы	36,01
<i>изо</i> -Алканы	30,94
нафтеновых:	
Цикланы	23,46
Циклопентаны	12,78
Циклогексаны	10,68
ароматических	9,59
Соотношения углеводородов:	
<i>n</i> -Алканы/ <i>изо</i> -алканы	1,16
$(n-C_5 + n-C_6)/(n-C_7 + n-C_8)$	0,22
М/Д*	3,45
ЦГ/ЦП	0,84
МЦП/ЦГ	1,07
Толуол/бензол	4,67

*Отношение монозамещенных УВ к дизамещенным.

В составе изоалканов монозамещенные УВ доминируют над дизамещенными (М/Д – 3,45). Среди легких алканов с нормальным строением преобладают более высококипящие C_7 и C_8 . Содержание нафтеновых УВ повышено (23,46 %) с преобладанием циклопентанов (12,78 %), отношение циклогексана к циклопентану (ЦГ/ЦП) 0,84.

Наличие в бензиновых фракциях нефти циклопентана и циклогексана и их производных особенно ценно.

Изучение группового углеводородного состава бензиновой фракции (до 200 °С) показывает, что фракция 120–150 °С может служить сы-

рьем для получения ароматических УВ (толуол, бензол) и меркаптанов. Рафинат после выделения последних может быть сырьем для пиролиза. Легкие фракции 60–95 и 95–122 °С с пониженным содержанием аренов можно направлять на каталитический риформинг.

Химический и структурно-групповой состав нефтяных углеводородов определен во фракциях до 350 и более 200 °С методом анилиновых точек. Использование анилиновых точек при установлении содержания УВ во фракциях основано на значительном различии растворимости в анилине ароматических, нафтеновых и парафиновых УВ, выкипающих при одних и тех же температурах. Суть метода заключается в изучении минимальной температуры, при которой равные объемы анилина и испытуемого продукта полностью смешиваются при нормальных условиях. Метод дает наименьшие погрешности при определении группового состава прямогонных бензинов с содержанием ароматических УВ от 1 до 5 %, его точность уменьшается при переходе от бензиновых фракций к керосиновым и масляным дистиллятам.

Деароматизация всех фракций выполнена методом адсорбционного разделения на активированном колоночном силикагеле (АСК) с зернением 0,2–0,5 мм.

В результате исследований установлено (табл. 3.15), что по мере утяжеления фракций доля ароматических УВ возрастает от 0 до 38 % (за исключением фракции 150–200 °С – 38 %); нафтеновых – уменьшается от 42 до 11 %; содержание парафиновых УВ изменяется от 47 до 63 %.

Структурно-групповой состав фракций, выкипающих при температуре выше 200 °С, рассчитывался по методу, основанному на определении показателя преломления, плотности и молекулярной массы, поскольку во фракциях с температурой кипения 150 °С циклические УВ уже нельзя отнести к какой-либо одной группе вследствие того, что большая часть нафтеновых и ароматических УВ обладает гибридным строением. Разнообразие гибридных структур обуславливается числом, характером и положением алкильных заместителей, формой отдельных колец и их соотношением и др. [77]. Результаты изучения структурно-группового состава нефти горизонта А-VI Моктаконского НКМ приведены в табл. 3.16. Во всех фракциях преобладают парафиновые структуры ($C_n = 54\text{--}58\%$).

Таблица 3.15

Групповой углеводородный состав нефти Моктаконского НГКМ по методу анилиновых точек

Фракция, °С	Выход фракции, %	Плотность, кг/м ³	Содержание серы, %	Содержание УВ, % на фракцию		
				ароматических	нафтеновых	парафиновых
Н. к.–62	0,08	685,3	2,72	0	42	58
62–100	3,56	715,0	2,43	17	20	63
100–120	5,07	737,5	1,73	21	19	60
120–150	11,38	763,5	1,50	28	12	57
150–200	21,64	795,0	2,37	38	15	50
200–250	9,37	819,6	1,45	31	21	48
250–300	12,52	839,0	1,60	34	19	47
300–350	12,73	873,0	2,09	38	11	51

Таблица 3.16

Структурно-групповой состав фракций нефти Моктаконского НГКМ, выкипающих выше 200 °С

Фракция, °С	Показатель преломления n_D^{20}	Плотность ρ_4^{20} , кг/м ³	Молекулярная масса, кг/кмоль	Содержание углерода*, %				Среднее число колец в молекуле**		
				С _а	С _н	С _к	С _п	К _а	К _н	К _о
200–250	1,4577	819,6	178	12	30	42	58	0,27	0,67	0,94
250–300	1,4679	839,0	216	13	30	43	57	0,34	0,83	1,17
300–350	1,4868	873,0	258	18	28	46	54	0,56	1,12	1,68

*С_а, С_п, С_н – доля углерода, приходящегося на ароматические, парафиновые и нафтеновые структуры соответственно; С_к – общее количество углерода в циклических структурах.

**К_а, К_н, К_о – среднее число колец на молекулу в ароматических, нафтеновых структурах, соответственно, и общее число колец.

С утяжелением фракций число ароматических УВ возрастает от 12 до 18 %, нафтеновых – остается примерно одинаковым (30–28 %). Общее количество колец в усредненной молекуле по мере утяжеления фракций увеличивается от 0,94 до 1,68, из них ароматических – от 0,27 до 0,56.

Был исследован *химический и структурно-групповой состав отбензиненной нефти*. Нефти Моктаконского НГКМ высокосернистые и высокоароматические. Известно, что если в нефтяной фракции содержится большое количество ароматических УВ, то метод «показатель преломления – плотность – молекулярная масса ($n - \rho - M$)» дает большую погрешность [77]. Поэтому структурно-групповой состав узких фракций отбензиненной нефти изучался по методу $n - M$.

Состав отбензиненной нефти определялся в двух отдельных фракциях: 200–300 и более 300 °С (табл. 3.17, 3.18). Групповой углеводородный состав обеих фракций ароматическо-нафтенометановый. По данным структурно-группового анализа, в этой фракции на долю углерода, составляющего нафтеновые структуры, приходится от 30 (см. табл. 3.17) до 32 % (см. табл. 3.18), которые в основном представлены моно- и бициклическими УВ. Значительную роль в гибридной молекуле нафтенометановых УВ играют длинные алифатические цепи. Среди аренов данных фракций преобладают моноциклические УВ, большинство из которых приходится на алкилбензолы с длинными метиленовыми цепями.

Таблица 3.17

Характеристика компонентов нефти скважины 1 Моктаконского НГКМ, выделенных из фракций 200–300 °С

Компоненты	Выход, %		Показатель преломления	Плотность, кг/м ³	Молекулярная масса, кг/кмоль
	на фракцию	на нефть			
Нафтенометановые УВ	63,87	18,62	1,4372	801,1	175
В том числе:					
образующие комплекс с мочевиной	11,77	3,43	–	–	–
не образующие комплекса с мочевиной	52,10	19,19	1,4415	795,2	180
Нафтено-ароматические УВ	36,13	10,54	1,5170	932,3	182

Окончание табл. 3.17

Компоненты	Структурно-групповой состав по методу $n - M$									
	K_{II}	% K_{II}	C_{II}	% C_{II}	K_a	% K_a	C_a	% C_a	C_{II}	% C_{II}
Нафтенометановые УВ	0,6	30	4	30	–	–	–	–	9	70
В том числе:										
образующие комплекс с мочевиной	–	–	–	–	–	–	–	–	100	–
не образующие комплекса с мочевиной	30	4	30	–	–	–	–	9	43	70
Нафтено-ароматические УВ	–	–	–	1,3	55	8	57	3–7	43	–

Таблица 3.18

Характеристика компонентов нефти скважины 1 Моктаконского НГКМ, выделенных из фракций 200–300 °С

Компоненты	Выход, %		Показатель преломления	Плотность, кг/м ³	Молекулярная масса, кг/кмоль
	на фракцию	на нефть			
Нафтенометановые УВ комплексы	52,67	18,52	1,4658	848,7	317
В том числе:					
образующие комплекс с мочевиной	11,12	3,911	–	–	–
не образующие комплекса с мочевиной	41,55	14,61	1,4645	857,9	324
Нафтено-ароматические УВ:					
легкие	8,16	2,87	1,5008	900,6	368
средние I	3,74	1,32	1,5389	–	404
средние II	22,66	7,94	1,5685	986,8	481
тяжелые	2,76	0,97	1,6074	–	516
Бензольные смолы	3,37	1,18	–	–	–
Спиртобензольные смолы	6,45	2,27	–	–	–
Асфальтены	0,11	0,04	–	–	–
Асфальтеновые кислоты	0,13	0,05	–	–	–

Компоненты	Структурно-групповой состав по методу $n - M$									
	K_n	% K_n	C_n	% C_n	K_a	% K_a	C_a	% C_a	C_n	% C_n
Нафтенометановые УВ комплексы	1,2	31	7,5	32	–	–	–	–	13–18	68
В том числе:										
образующие комплекс с мочевиной	–	–	–	–	–	–	–	–	–	100
не образующие комплекса с мочевиной	1,2	31	7,5	32	–	–	–	–	13–18	68
Нафтено-ароматические УВ:										
легкие	–	–	–	–	1,5	28	8,5	30	18–21	70
средние I	–	–	–	–	2,4	40	13	42	16–19	58
средние II	–	–	–	–	3,3	45	17	48	19–21	52
тяжелые	–	–	–	–	4	57	20	58	20	42
Бензольные смолы	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Спиртобензольные смолы	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Асфальтены	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Асфальтеновые кислоты	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–

Содержание полициклических аренов в нафтено-ароматической фракции невелико. Присутствуют фенантрены – трициклические ароматические УВ (4–68 %), антрацен – линейный изомер фенантрена (1,61 %), пирен – ароматический углеводород с четырьмя бензольными кольцами, используемый как сырье для получения полициклических красителей (0,91 %), хризен – углеводород, который обладает свойствами ароматических соединений, применяемый в качестве промежуточного продукта в производстве красителей (4,17 %). В этом контексте важно заметить, что преобладают нафталиновые УВ (8,42 %). Необходимо подчеркнуть, что «тяжелые фракции крекинга (керосин, газойль), содержащие нафталиновые углеводороды, стали использовать в процессах dealкилирования для производства нафталина» [20].

На основе представленных данных о физико-химических свойствах и углеводородном составе можно констатировать, что нефть имеет характерные особенности. В первую очередь это высокое содержание циклических УВ, прежде всего аренов, при низкой плотности, смолистости

и большом выходе дистиллята, высокой сернистости, сложном строении высокомолекулярных аренов. Доказано [16; 31], что на данной территории это является результатом воздействия высоких температур и взаимодействия сульфатно-карбонатных пород и углеводородов [31], при миграции через которые и образовались соединения, содержащие серу.

Групповой состав сераорганических соединений изучен в нефти пласта А-VI Моктаконского НГКМ (табл. 3.19).

Таблица 3.19

Групповой состав сераорганических соединений нефти горизонта А-VI Моктаконского месторождения (скважина 1, интервал 3 303–3 325 м)

Фракция, °С	Выход фракций, %	Содержание серы на фракцию, % мас.				Содержание серы, % отн.		
		общей S _{общ}	меркаптановой RSH	сульфидной RSR	остаточной S _{ост}	меркаптановой RSH	сульфидной RSR	остаточной S _{ост}
Н. к.–125	–	1,789	0,940	0,859	Отс.	52,3	47,7	0,0
125–150	8,55	1,573	0,761	0,812	»	48,1	51,8	0,0
150–200	8,20	1,991	0,847	1,146	»	42,4	57,6	0,0
200–250	18,94	1,758	0,774	0,985	»	44,0	56,0	0,0
250–300	14,22	1,573	0,696	0,877	»	44,3	55,7	0,0
Свыше 300	14,94	2,532	0,538	0,782	1,212	21,2	30,9	47,9
Сырая нефть	35,15	–	–	–	–	34,7	44,4	20,9

В нефти моктаконского горизонта, или А-VI, концентрационные максимумы общей серы приходятся на температурные интервалы 150–200 и свыше 300 °С (табл. 3.19). Зафиксированные различия в концентрационном распределении общей серы своеобразно проявляются и в групповом составе сернистых соединений, которые в нефти представлены меркаптановой, сульфидной и остаточной серой. Дисульфиды RSSR', тиофены C₄H₄S, сероводород и элементарная сера S отсутствуют. Причем остаточная сера фиксируется только во фракции свыше 300 °С, меркаптановая и сульфидная серы присутствуют во всех фракциях и имеют концентрационные максимумы в температурных интервалах 150–200 и выше 300 °С. Во фракциях выше 125 °С сульфидная сера превалирует над меркаптановой. В нефтях более легких фракций

(ниже 125 °С) в составе сернистых соединений преобладает меркаптановая сера. Это дает основание рассматривать низкокипящие фракции моктаканской нефти в качестве возможного источника легкокипящих меркаптанов для нефтехимической промышленности.

Снижение доли меркаптановой серы с повышением температуры выкипания ведет к увеличению содержания сульфидной серы, достигающей максимального содержания 55,7 % во фракции 250–300 °С при отсутствии остаточной серы. Это объясняется более высокой термической устойчивостью сульфидной серы. В общем случае устойчивость сернистых соединений увеличивается в следующем ряду: меркаптаны → дисульфиды → сульфиды → тиофены.

Интересно отметить, что значительная часть (47,9 %) остаточной серы приходится на фракцию свыше 300 °С. Концентрация серы в вышних фракциях может свидетельствовать о высокой термостабильности этих соединений и позволяет предположить наличие высокомолекулярных полициклических сернистых соединений в нефти.

3.3. Геохимические особенности жидких углеводородных флюидов

Разнообразие физических и химических свойств индивидуальных веществ, входящих в состав нефтей и конденсатов, обуславливает разную их чувствительность к действию конкретных физических и химических факторов, к которым относятся в первую очередь фазовая дифференциация (сорбционная, ретроградная), биодеградация, термометаморфизм и др. [90]. Все это могло иметь место на территории Центральной Сибири и особенно контрастно, видимо, проявилось в Южно-Тунгусской НГО, о чем свидетельствуют широко развитый в регионе трапповый магматизм [16], наличие в разрезе сульфатно-галогенно-карбонатных фаций [49], дизъюнктивная тектоника и сложная история геологического развития региона [24], поэтому рассмотрим индивидуальный состав жидких углеводородных флюидов для каждого элемента нефтегеологического районирования Центральной Сибири более подробно, так как жидкие УВ наиболее чувствительны к воздействию физических и химических факторов.

Обнаруженные в нефтях УВ состоят в основном из четырех видов соединений: нормальных алканов, или метановых УВ; алканов с разветвленной цепью, или изоалканов; цикланов (моно-, би- и полициклических); аренов, или ароматических УВ (гибридных соединений).

Цикланы низкокипящих фракций нефтей представлены отдельно гекса- и пентаметиленовыми структурами голоядерных и алкилзамещенных типов.

В нефтях число атомов углерода С в соединениях каждого класса может достигать 60 и иметь молекулярную массу 850–880 кг/кмоль. По данным В. А. Соколова (1972 г.), в нефти установлено до 450 индивидуальных УВ и 350 индивидуальных гетероатомных соединений.

Обычно в бензиновых фракциях нефтей, выкипающих до 130 °С, обнаруживаются парафиновые и нафтеновые УВ C_5 – C_8 [90].

Содержание ароматических УВ по фракциям обычно разное. Среди ароматических УВ во фракции н. к.–150 °С чаще содержатся: бензол, толуол, этилбензол, *o*-, *μ*- и *η*-ксилол. Во фракциях до 200 °С присутствуют алкил- и пропилзамещенные изомеры бензола. Среди аренов в наибольших количествах содержатся толуол и *μ*-ксилол.

Алканы и цикланы высококипящих фракций нефтей представлены *n*-алканами с числом атомов C_{34} – C_{42} , изоалканами C_9 – C_{25} , куда входят фитан *i*- C_{19} и пристан *i*- C_{20} (Петров, 1974).

В составе высокомолекулярных цикланов выделяется гомологический ряд моноциклических нафтенов, представленных алкилзамещенными соединениями с числом атомов углерода до 20–22 [90]. Бициклические нафтены фракций, выкипающих до 150 °С и выше, содержат соединения с конденсированными пяти- и шестичленными циклами, имеющими в ряде случаев метилзамещенные гомологи вплоть до УВ состава C_{13} (Соколов, 1972).

С геохимической точки зрения интерес в нефтях представляют тетра- и пентациклические насыщенные УВ, находящиеся в нефтяных фракциях, выкипающих при температурах выше 420 °С и принадлежащих к семейству стеранов и тритерпанов. Из них в нефтях преобладают обычно углеводороды ряда гопана, имеющие пятичленный цикл E и характерную конфигурацию атомов углерода в молекуле 17 α H, 21 β H [90]. В каустобиолитах найден также гопан с конфигурацией атомов углерода 17 β H, 21 α H – моретан.

Углеводороды ряда гопана имеют 21 атом углерода в циклах, 6 метильных заместителей в цикле, из которых 4 являются антигулярными.

Рассмотрим поведение всех пяти видов углеводородов на примерах конкретных нефтей и конденсатов Южно-Тунгусской НГО.

3.3.1. Особенности индивидуального состава фракции н. к. -125 °С конденсата

Особенности индивидуального состава бензиновых фракций (н. к. -125 °С) конденсата из горизонта А-V изучены в Южно-Тунгусской НГО только по одной пробе на Моктаконском НГКМ (рис. 3.1, табл. 3.20).

Таким образом, выход ароматических УВ во фракции н. к. -125 °С составляет 56,14 %; парафинов – 32,3 %; нафтенов – 11,55 %. Среди парафинов резко преобладают соединения с нормальным строением (84,93 %), среди нафтенов – соединения с шестичленным строением (94,56 %).

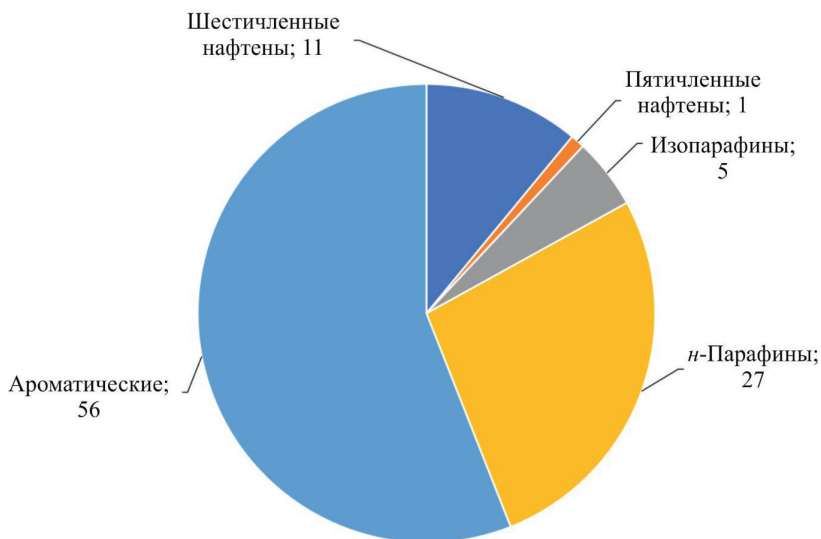


Рис. 3.1. Выход УВ фракции н. к. -125 °С конденсата Моктаконского НГКМ, %

Таблица 3.20

Индивидуальный углеводородный состав фракции н. к.–125 °С конденсата из горизонта А-V Моктаконского НГКМ
(скважина 1, интервал 3 207–3 257 м)

Углеводород	Выход на конденсат, %	Углеводород	Выход на конденсат, %
Этан	0,02	3-Этилпентан	Не обн. *
Пропан	0,48	2,2,4-Триметилпентан	»
<i>n</i> -Бутан	1,85	2,2-Диметилгексан	»
<i>n</i> -Пентан	2,05	2,5-Диметилгексан	Сл.
<i>n</i> -Гексан	1,45	2,4-Диметилгексан	»
<i>n</i> -Гептан	0,68	2,2,3-Триметилпентан	Не обн.
<i>n</i> -Октан	0,46	3-Диметилгексан	»
<i>Итого n-парафинов</i>	6,99	2,4,4-Триметилпентан	Сл.
<i>изо</i> -Бутан	0,24	2,3-Диметилгексан	»
2,2-Диметилпропан	Не обн.	2,3-Метилэтилпентан	»
Изопентан	0,49	2,3,3-Триметилпентан	»
2,2-Диметилбутан	0,01	2-Метилгептан	0,07
2,3-Диметилбутан	0,01	4-Метилгептан	0,01
2-Метилпентан	0,19	3,4-Метилгексан	Сл.
3-Метилпентан	0,07	Циклогексан	1,17
2,2-Диметилпентан	Не обн.	Метилциклогексан	1,45
2,2,3-Триметилбутан	Сл.	<i>цис</i> -1,3-Диметилциклогексан	1,14
2,3-Диметилпентан	0,02	<i>транс</i> -1,4-Диметилциклогексан	–
3-Метилгексан	0,05	1,4-Диметилциклогексан	Сл.

Углеводород	Выход на конденсат, %	Углеводород	Выход на конденсат, %
3-Метилгептан	0,02	1,2-Диметилциклогексан	–
<i>Итого изопарафиновых УВ</i>	1,24	<i>транс-, цис-1,2,3-Триметилциклопентан</i>	0,01
Циклопентан	0,02	<i>цис-1,3-Метилэтилциклопентан</i>	Сл.
Метилциклопентан	0,11	<i>транс-1,3-Метилциклопентан</i>	0,01
<i>цис-1,1-Диметилциклопентан</i>	Не обн.	<i>транс-1,2-Метилциклопентан</i>	0,01
<i>цис-1,3-Диметилциклопентан</i>	Сл.	1-Метил-1-этилциклопентан	0,01
<i>транс-1,3-Диметилциклопентан</i>	»	1,2,3,4-Тетраметилциклопентан	Не обн.
<i>транс-1,2-Диметилциклопентан</i>	0,01	<i>Итого пятичленных нафтеновых УВ</i>	0,16
<i>цис-1,2-Диметилциклопентан</i>	0,01	<i>цис-1,4-Диметилциклогексан</i>	–
Этилциклопентан	Не обн.	<i>Итого шестичленных нафтеновых УВ</i>	2,78
<i>транс-, транс-1,2,4-Триметилциклопентан</i>	0,01	Бензол	5,87
<i>транс-, транс-1,2,3-Триметилциклопентан</i>	Не обн.	Толуол	8,43
1,1,2-Триметилциклопентан	»	<i>Итого ароматических УВ фракции н. к.–125 °С</i>	14,3
<i>цис-, цис-1,2,4-Триметилциклопентан</i>	»	Всего УВ по фракции н. к.–125 °С	25,47
<i>цис-, транс-1,2,4-Триметилциклопентан</i>	»		
1,1,3,3-Тетраметилциклопентан	»		

*Не обн. – не обнаружен.

Первая по значимости группа в конденсатах горизонта А-V – ароматические УВ, причем толуола в ней больше, чем бензола (см. табл. 3.20), а ксилолы отсутствуют, в то время как для конденсатов горизонта А-I Таначинского ГКМ характерен ряд $K_c > T > B$. Отношение бензол/толуол (Б/Т) составляет 0,70; бензол/*n*-C₆ равно 4,05; толуол/*n*-C₇ – 12,40.

Аналогичный ряд распределения ароматических УВ свойственен конденсатам пластов Б-VII, VIII Оморинского НГКМ (скважина 2), представленным песчано-алевритовыми, алевролитовыми разностями пород катангской свиты венда.

Проба отобрана из интервала 2 427–2 435 м. В интервале 2 385–2 395 м над продуктивным пластом залегает интрузивное тело толщиной 10 м. Если в разрезе Оморинского НГКМ интрузия долеритов находится выше продуктивного пласта, то в разрезе Таначинского ГКМ интрузивные тела встречены как выше (интервалы 1 676–1 696, 1 721–1 725 м), так и ниже (интервал 2 318–2 427 м). Это позволяет сделать вывод, что на формирование химического облика конденсатов оказали влияние вторичные термические процессы.

Данные распределения изомерных соединений в гексановой фракции показывают, что им присущ ряд $n\text{-Гп} > 2\text{-МП} \geq 3\text{-МП} > 2,3\text{-ДМБ} = 2,2\text{-ДМБ}$. В гептановой фракции конденсата ряд характеризуется распределением $n\text{-Гп} \gg 2\text{-МГ} > 3\text{-МГ} = 2,3\text{-ДМП}$; дизамещенные компоненты 2,2-ДМП, 2,3-ДМП, 3,3-ДМП отсутствуют. В октановой фракции обнаружены лишь три индивидуальных компонента, образующих ряд $2\text{-МГп} > 3\text{-МГп} > 4\text{-МГп}$.

Аналогичные распределения, но с более длинными рядами наблюдаются для конденсатов древних отложений и в других районах Лено-Тунгусской провинции, что свидетельствует об единстве источника жидких углеводородных флюидов ее разных районов. Выявленные различия в индивидуальном составе парафинов отражают степень воздействия на первичные конденсаты вторичных процессов.

Третья по значимости группа в конденсате – цикланы. Отношение циклопентаны/циклогексаны (ЦП/ЦГ) в конденсате горизонта А-V Моктаконского НГКМ составляет 0,84. Сопоставление величин отношений ЦП/ЦГ конденсата горизонта А-V с конденсатами венда – кембрия других районов (горизонты группы Б и В) показывает, что в этом конденса-

те отношение ЦП/ЦГ аномально низкое. Так, в конденсатах Собинского НГКМ оно составляет 1,21 (пласты группы В); в конденсатах Оморинского НГКМ (пласты группы Б) – 2,87. Интерес представляют данные об индивидуальном составе циклановой фракции. Данные табл. 3.20 указывают на низкое отношение метилциклогексан/циклогексан (1,24), в то время как для конденсатов других районов оно гораздо выше. Д. И. Дробот и другие [28], изучив конденсаты древних отложений Сибирской платформы, отметили, что отношение этих компонентов в конденсатах изменяется обычно от 1,87 до 10,1, а между метилциклогексаном и циклопентаном – от 1,0 до 5,67. В рассматриваемом конденсате оно аномально и равно 72,5. Среди 1,3- и 1,2-диметилциклопентанов обнаруживаются изомеры *транс*- и *цис*-формы, но их содержание крайне мало.

Наблюдается убывание циклогексанов в ряду МЦГ > ЦГ >>> ДМЦГ, что нехарактерно для конденсатов других районов Сибирской платформы. Например, конденсат скважины 2 Оморинского НГКМ имеет ряд МЦГ > ДМЦГ > ЦГ. Среди диметилциклопентанов в значительных количествах обнаруживается 14 соединений *транс*- и *цис*-формы.

Пристана в конденсате больше, чем фитана, отношение пристана к фитану $Pr/Ph = 1,25$, отношения $Pr/n-C_{17}$ и $Ph/n-C_{18}$ равны, соответственно, 1,25 и 2,00. На диаграмме Кеннона – Кессоу конденсаты пласта А-V по этим параметрам не укладываются в диапазон приводимых им значений и существенно превышают их, в том числе и для нефти, и для конденсатов других районов Центральной Сибири, т. е. конденсат имеет очень низкую степень катагенетической зрелости. Это подтверждают и коэффициенты термической зрелости Томпсона T_1 и T_2 . Они равны, соответственно, 2,50 и 0,57.

Приведенный материал позволяет сделать заключение, что газоконденсатные флюиды Таначинского ГКМ и Моктаконского НГКМ в горизонтах А-I и А-V преобразованы в результате кратковременного воздействия больших температур.

Для сравнения рассмотрим индивидуальный состав бензиновой фракции конденсата н. к.–125 °С и ароматических УВ фракции 125–150 °С из скважины 1 Володинской перспективной площади (интервал 1 324–4 329 м), отобранной на устье на сопредельной территории Турухано-Норильского самостоятельного нефтегазоносного района (рис. 3.2, табл. 3.21).

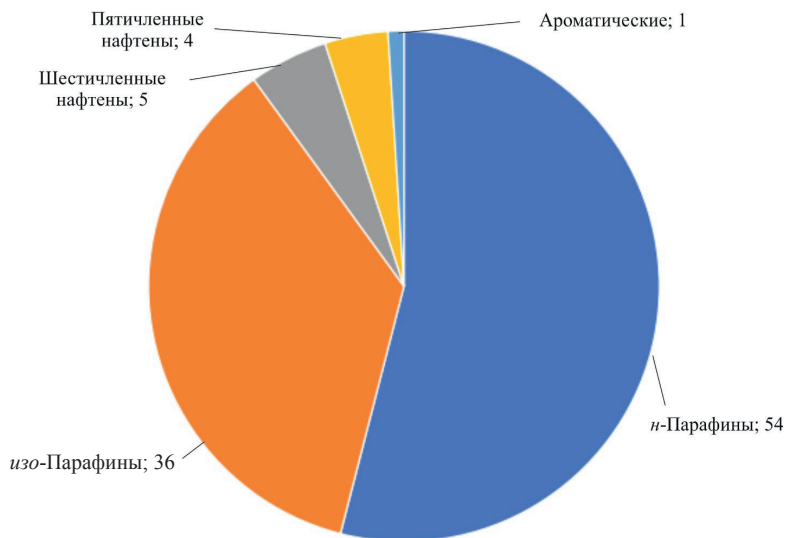


Рис. 3.2. Выход UV фракции н. к.–125 °С конденсата Володинской площади, %

По данным автора (2010 г.), известно, что для циклогексанов характерно убывание в ряду ДМЦГ > МЦГ > ЦГ. Отношение $\sum \text{ЦГ} / \sum \text{ЦП}$ равно 1,67. Коэффициент *n*-алканы/*изо*-алканы составляет 1,49. В составе метилгексанов преобладает 2-метилгексан (2-МГ/3-МГ = 0,91). Циклогексанов меньше, чем метилциклопентана (ЦГ/МЦП = 0,39). Циклогексан и *n*-С₆ составляют примерно равные количества (ЦГ/*n*-С₆ = 0,07).

Среди 1,2- и 1,3-диметилциклопентанов в значительных количествах (0,053–0,260 %) присутствуют изомерные соединения *цис*- и *транс*-формы.

В составе ароматических углеводородов бензола больше, чем толуола (Б/Т = 1,28). Этилбензол содержится практически в равных количествах с ксилолами (Эб/ΣКс = 0,09). Тoluол/*n*-С₇ и толуол/*n*-С₈ имеют близкие отношения – 0,03 и 0,07 соответственно. Приведенные значения перечисленных параметров ароматической фракции и *n*-алканов (С₆–С₈) свидетельствуют о высокой катагенетической зрелости володинского конденсата (Т₁ = 10,57, Т₂ = 5,95), что отличает его от моктаконского конденсата.

Индивидуальный углеводородный состав фракции н. к.–125 °С нефти горизонта А-VI Моктаконского НГКМ

Углеводород	Выход на нефть, %	Углеводород	Выход на нефть, %
Этан	–	<i>цис</i> -1,1-Диметилциклопентан	Не обн.
Пропан	–	3-Метилгексан	0,40
<i>n</i> -Бутан	–	<i>цис</i> -1,3-Диметилциклопентан	0,10
<i>n</i> -Пентан	0,03	<i>транс</i> -1,3-Диметилциклопентан	–
<i>n</i> -Гексан	0,51	<i>транс</i> -1,2-Диметилциклопентан	0,17
<i>n</i> -Гептан	1,45	<i>цис</i> -1,2-Диметилциклопентан	–
<i>n</i> -Октан	1,09	1,1,3-Триметилциклопентан	0,04
<i>Итого парафинов нормального строения</i>	3,08	Этилциклопентан	–
<i>изо</i> -Бутан	–	<i>транс</i> -, <i>транс</i> -1,2,4-Триметилциклопентан	–
2,2-Диметилпропан	–	<i>транс</i> -, <i>транс</i> -1,2,3-Триметилциклопентан	0,18
<i>изо</i> -Пентан	0,02	1,1,2-Триметилциклопентан	0,02
2,2-Диметилбутан	0,01	<i>цис</i> -, <i>цис</i> -1,2,4-Триметилциклопентан	0,13
2,3-Диметилбутан	0,01	<i>цис</i> -, <i>транс</i> -1,2,4-Триметилциклопентан	–
2-Метилпентан	0,14	1,1,3,3-Тетраметилциклопентан	0,03
3-Метилпентан	0,11	<i>транс</i> -, <i>цис</i> -1,2,3-Триметилциклопентан	–
2,2-Диметилпентан	–	<i>цис</i> -1,3-Метилэтилциклопентан	–
2,4-Диметилпентан	0,02	<i>транс</i> -1,3-Метилэтилциклопентан	0,12
2,2,3-Триметилбутан	0,09	<i>транс</i> -1,2-Метилэтилциклопентан	–
3,3-Диметилпентан	0,02	1-Метил-1-этилциклопентан	–
2-Метилгексан	0,31	1,2,3,4-Тетраметилциклопентан	–
2,3-Диметилпентан	0,16	<i>Итого пятичленных нафтеновых УВ</i>	1,10
2,2,4-Триметилпентан	0,02	Циклогексан	0,16

Окончание табл. 3.21

Углеводород	Выход на нефть, %	Углеводород	Выход на нефть, %
Метилциклогексан	0,50	<i>цис</i> -1,3-Диметилциклогексан	–
2,2-Диметилгексан	0,05	<i>транс</i> -1,3-Диметилциклогексан	0,20
2,5-Диметилгексан	0,06	<i>цис</i> -1,1-Диметилциклогексан + 1,3-этилметилциклогексан	0,05
2,4-Диметилгексан	0,12	<i>транс</i> -1,2-Диметилциклогексан	–
2,2,3-Триметилпентан	Не обн.	<i>транс</i> -1,3-Диметилциклогексан	–
3,3-Диметилгексан	»	<i>цис</i> -1,4-Диметилциклогексан	–
2,3,4-Триметилпентан	–	<i>Итого шестичленных нафтеновых УВ</i>	0,91
2,3-Диметилгексан	–	Бензол	0,14
2,3-Метилэтилпентан	0,06	Толуол	0,67
2,3,3-Триметилпентан	–	<i>Итого ароматических УВ фракций н. к. –125 °С</i>	0,81
2-Метилгептан	0,57	Этилбензол	–
4-Метилгептан	0,13	η-Ксилол	–
3,4-Диметилгексан	0,04	μ-Ксилол	–
3-Метилгептан	0,40	o-Ксилол	–
3-Этилгексан	–		
<i>Итого изопарафиновых УВ</i>	2,65		
Циклопентан	0,01		
Метилциклопентан	0,18		

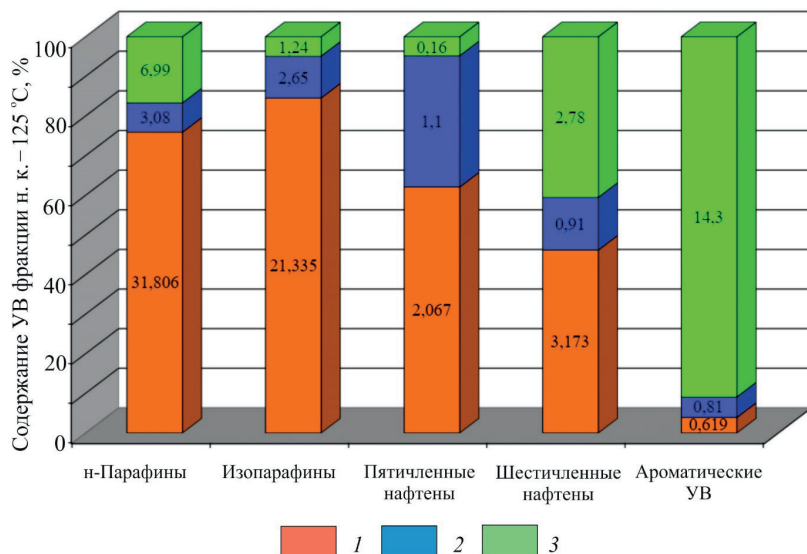


Рис. 3.3. Сопоставление группового состава УВ фракции н. к. –125 °С нефтей и конденсатов Моктаконского месторождения и конденсата Володинской площади: 1 – Володинская 1 (конденсат); 2 – Моктаконская 1 (нефть); 3 – Моктаконская 1 (конденсат)

Для более наглядного представления влияния процессов изменения УВ состава сопоставим фракции н. к. –125 °С Моктаконской нефтегазоконденсатной и Володинской газоконденсатной залежей (рис. 3.3) в пластах-коллекторах нижнего кембрия.

В конденсатах скважины 1 Моктаконского месторождения (интервал 3 207–3 257 м, А-V) содержание ароматических УВ аномально выше, чем в таковых Володинской продуктивной площади (интервал 1 324–1 329 м), см. рис. 3.3. Это можно объяснить влиянием вторичных факторов на первичные конденсаты данной залежи.

Сочетание сульфатно-карбонатного состава пород-коллекторов с высокотемпературным воздействием стимулировало в залежах сложный геохимический процесс, результатом которого стало общее увеличение в углеводородном балансе ароматических соединений и появление сложных ароматических соединений, таких как этилбензол, и всей гаммы ксилолов, а также меркаптановой серы (0,0025 %) в нефти.

3.3.2. Особенности индивидуального состава фракции н. к. –125 °С нефти

В составе нефти фракции н. к. –125 °С горизонта А-VI Моктаконского НГКМ преобладают алкановые компоненты (66,95 % на фракцию, или 5,73 % на нефть), доля цикланов – 23,46; аренов – 9,59 %. В составе алканов *n*-алканов больше, чем *изо*-алканов (рис. 3.4, см. табл. 3.21).

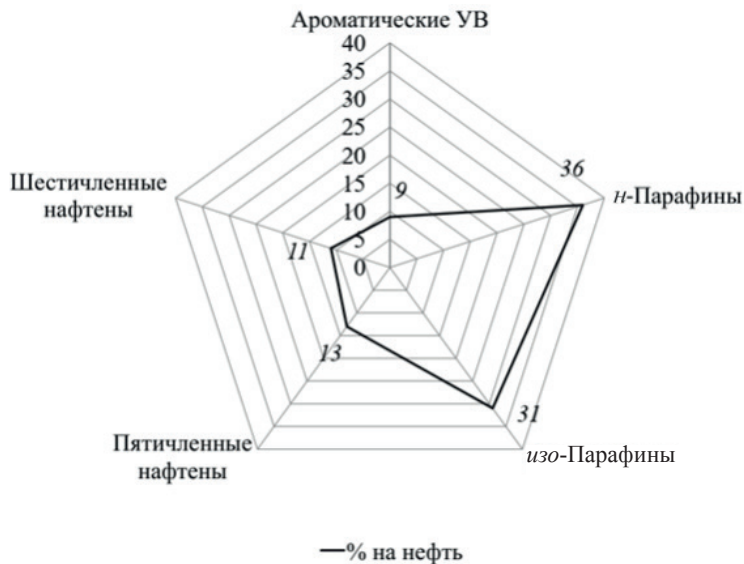
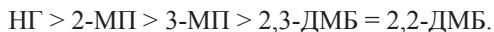


Рис. 3.4. Фракция н. к. –125 °С нефти горизонта А-VI Моктаконского НГКМ

Отношение *n*-алканы/*изо*-алканы составляет 1,12. Ряд распределения изомеров гексановой фракции имеет вид



Он полностью повторяет ряд изомеров гексановой фракции конденсатов горизонта А-V. В этой фракции нефть характеризуется следующим распределением:



Дизамещенные компоненты 2,4-ДМП и 3,3-ДМП содержатся в крайне малых количествах (0,02 % на нефть), а 2,2-ДМП не обнаружены.

В октановой фракции ряд имеет вид 2-МГп > 3-МГп > 4-МГп. Отношения 2-МГп/3-МГп и 3-МГп/4-МГп составляют 1,96 и 2,22 соответственно.

В целом для изоалканов монозамещенные молекулы преобладают над дизамещенными, причем количество последних незначительно. Это свидетельствует о том, что нефть испытала дополнительные температурные воздействия после прохождения ею главной фазы нефтеобразования.

Вторая по значимости группа УВ в составе бензиновых фракций нефти – цикланы. Они представлены в преобладающем большинстве циклопентановыми соединениями (12,78 %), которые находятся в подчиненном количестве (10,68 %). Анализ концентраций индивидуальных циклановых соединений показывает, что у циклогексанов фиксируется ряд МЦГ > ДМЦГ > ЦГ. Это соответствует преобладающему типу распределений цикланов гексанового ряда в древних нефтях Сибирской платформы [28]. В ряду циклопентанов, по данным Д. И. Дробота, Р. Н. Пресновой и других [28], фиксируется шесть гомологических рядов распределения изомеров. Наиболее часто встречаются:

- 1) ДМЦП > МЦП > ТМЦП > МЭЦП > ЦП;
- 2) ТМЦП > ДМЦП > МЦП > МЭЦП > ЦП > ЭЦП.

Распределение циклопентанов в рассматриваемой нефти соответствует второму типу приведенных рядов, но отличается отсутствием ЭЦП, в то время как в конденсате горизонта А-V он присутствует (0,01 % на конденсат).

Ароматические УВ нефти фракции н. к.–125 °С представлены бензолом (1,96 %) и толуолом (7,9 %), рис. 3.5.

Таким образом, анализ физико-химических свойств нефти, ее структурно-группового и индивидуального состава УВ фракции н. к.–125 °С показал, что она относится к ароматическо-нафтенометановому классу и представляет собой глубоко преобразованный флюид.

Присутствие в глубоко преобразованных флюидах низкокипящих ароматических УВ свидетельствует о том, что диапазон температур, ко-

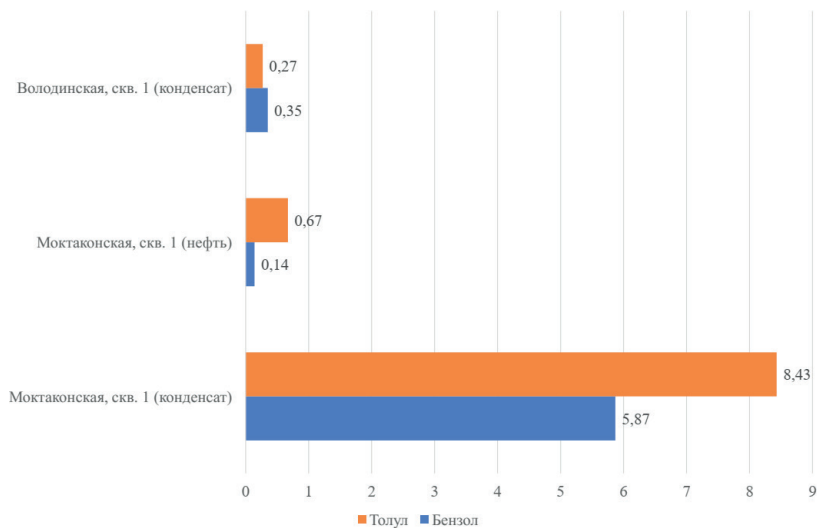


Рис. 3.5. Сопоставление содержаний бензола и толуола во фракции н. к.–125 °С нефти и конденсата с различных площадей, % на нефть или конденсат

торые могли воздействовать на залежи после их формирования, видимо, ограничивается точками кипения бензола, толуола, ксилолов (от 80 до 144 °С).

Воздействие температурного фактора на моктаконскую нефть подтверждается коэффициентами метаморфизма В. К. Шиманского K_{mC_6} и K_{mC_7} , которые равны, соответственно, 1,11 и 1,45, и коэффициентами зрелости Томпсона T_1 и T_2 . Преобладание *n*-алканов, вызванное воздействием температурного фактора, существенно ($T_1 = 4,18$; $T_2 = 3,09$), что привело к полному отсутствию в составе нефти *транс*-1,3-диметилциклопентана (*m*-1,3-ДМЦП) и *цис*-1,2-диметилциклопентана (*ц*-1,2-ДМЦП).

3.3.3. Метановые углеводороды нефти и конденсатов

Метановые УВ нормального строения – химически наиболее инертная группа УВ, неспособная к реакциям присоединения. Основные реакции алканов – термическая деструкция, изомеризация, дегидрирование, окисление.

Наряду с другими соединениями УВ алканы несут важную геохимическую информацию о генезисе нефти и конденсатов и процессах их геохимической эволюции.

Изучению состава нефтей рифей-вендских и кембрийских отложений Сибирской платформы и распределению в них метановых УВ нормального строения посвящены работы многих исследователей [14; 16; 28; 64]. Наиболее детальный анализ их состава и процессов, контролирующих распределение метановых УВ нормального строения в нефтях и конденсатах, приведен в работах [28; 64]. По данным Д. И. Дробота и других [28], содержание *n*-алканов в древних нефтях региона изменяется от 10 до 26 %.

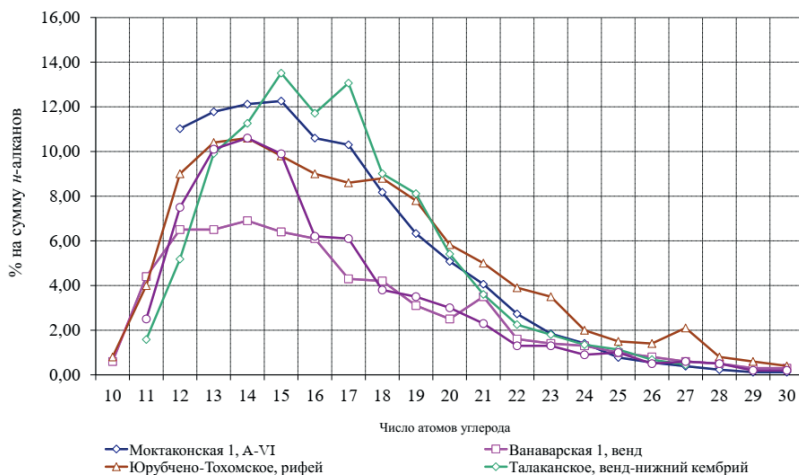
В отбензиненной нефти горизонта А-VI их содержание укладывается в приведенную вариацию и составляет 11,41 % на фракцию, или 7,34 % на нефть [16]. Методом газожидкостной хроматографии идентифицированы *n*-алканы от C₁₂ до C₃₁ (рис. 3.6).

В молекулярно-массовом распределении максимум (12,26 %) приходится на C₁₅.

Значительно и содержание *n*-алканов C₁₆ и C₁₇ – 10,6 и 10,3 соответственно. Их распределение отражает генезис первичной нефти, т. е. в ее составе проявилось строение древнего ОВ. Среди *n*-алканов преобладают низкомолекулярные гомологи; $(C_{12}-C_{20})/(C_{21}-C_{31}) = 7,1$. Обычно в нефтях с плотностью ниже 835 кг/м³ оно не выше 3,50. В то же время в отбензиненной нефти горизонта А-VI не обнаружены *n*-алканы легче C₁₂, что может свидетельствовать о неравновесности углеводородной системы. Четные гомологи (Ч) в нефти превалируют над нечетными (НЧ): НЧ/Ч = 0,92. Это указывает на участие в геологической истории залежи вторичных термобарических процессов.

В Моктаконском НГКМ нефракционированный конденсат горизонта А-I (глубина 2 114,0 м) содержит ряд *n*-алканов от C₅ до C₂₃-C₂₄ (38,4 %), среди них жидкие соединения (до C₁₆ включительно) составляют 97,4 % от общего содержания, а фракция C₅-C₈ – 58,8 %. Четные и нечетные гомологи присутствуют в равных количествах: НЧ/Ч = 1,0.

Отличный по составу конденсат получен из горизонта А-I и на Таначинском ГКМ (скважина 3, глубина 1 880 м). В классе алканов 35,2 % соединений с нормальным строением. Ряд *n*-алканов представлен углеводородами от C₆ до C₂₀, причем низкокипящие соединения (C₅-C₈)

Рис. 3.6. Сопоставление *n*-алканов в нефтях [17]

составляют лишь 24,6 %. По остальным параметрам конденсаты не различаются. Для конденсатов горизонта А-I обоих месторождений $MЦГ/C_7 = 0,3$ [16].

Таким образом, изучение распределения *n*-алканов в нефтях и конденсатах Таначинского ГКМ и Моктаконского НГКМ показало, что в конденсатах содержание *n*-алканов в 3 раза выше, чем в нефтях, а в ряду молекулярно-массового распределения в конденсатах преобладают низкокипящие УВ C_5 – C_8 , содержание которых в отдельных случаях превышает 50 %, что является следствием миграционных процессов и термоллиза первичных нефтей, т. е. происходили химические превращения жидких УВ при высоких температурах без участия в процессе катализаторов.

Выполненное сопоставление *n*-алканов в бензиновых фракциях показало, что в целом состав их практически одинаков. Различия между ними определяются количественными содержаниями. В нефти горизонта А-VI Моктаконского НГКМ ряд *n*-алканов более короткий и начинается с C_{12} вместо обычного начала ряда C_{10} – C_{11} , однако характерный максимум, приходящийся в древних нефтях Сибирской платформы, на C_{15} сохраняется, что может указывать на их генетическое единство.

Изопреноидные УВ нефти и конденсатов – обширный класс природных соединений, углеродный скелет которых построен из фрагментов, имеющих структуру ненасыщенного УВ изопрена (2-метилбутадиена-1,3). Они довольно стабильны в химическом и биохимическом отношении и способны сохранять основные черты своей молекулярной структуры в процессе преобразования рассеянного ОВ [70]. Среди изопреноидных УВ с геохимической точки зрения наиболее информативными считаются пристан (2-, 6-, 10-, 14-тетраметилпентадекан) и фитан (2-, 6-, 10-, 14-тетраметилгексадекан).

В жидких углеводородных флюидах Моктаконского НГКМ и Тачинского ГКМ идентифицированы изопреноидные УВ C_{11} – C_{23} (от 2,75 до 12,7 %).

В нефти горизонта А-VI Моктаконского НГКМ в ряду реликтовых изопреноидов фитан преобладает над пристаном. Отношение $изо-C_{19}/изо-C_{20} = 0,62$, что свидетельствует о восстановительных или слабовосстановительных условиях накопления фаций в бассейне седиментации [28] и фитопланктонном составе исходного ОВ [76]. Среди изопреноидных УВ сохраняется повышенное содержание легких УВ. Отношение суммы пристана и фитана к более низкомолекулярным соединениям ($изо-C_{13} + изо-C_{18}$) составляет 0,36, в нефтях рифея – венда – 0,10–0,72. Коэффициент $(изо-C_{19} + изо-C_{20})/(изо-C_{17} + изо-C_{18})$ также имеет низкое значение (0,40), что указывает на высокую степень преобразования нефти горизонта А-VI Моктаконского НГКМ.

В ряду изопреноидов C_{11} – C_{22} конденсата горизонта А-I Моктаконского НГКМ, как и в нефти горизонта А-VI, преобладают жидкие соединения до $изо-C_{17}$ включительно (86,6 %). Коэффициент пристан/фитан равен 1,20, а отношение суммы изопреноидов к сумме алканов нормального строения всего 0,19, что свидетельствует о крайне ограниченном участии в составе конденсатов изопреноидных УВ.

Д. И. Дробот и другие [28], изучив распределение изопреноидов в нефти и конденсатах, выделяют пять типов кривых распределения изопреноидных УВ. В первых двух концентрационные максимумы приходятся на C_{15} и C_{20} при существенном преобладании C_{20} над C_{15} . Для третьего типа установлено значительное преобладание C_{15} над C_{19} и C_{20} при близких содержаниях пристана и фитана. В четвертом и пятом максимум концентраций приходится на C_{15} . Особенность четвертого типа – низкое

содержание пристана и фитана, а пятого – почти полное их отсутствие. Нефть горизонта А-VI и конденсат горизонта А-I Моктаконского НГКМ не подходят ни к одному из перечисленных типов (рис. 3.7). В нефти горизонта А-VI концентрационные максимумы приходятся на C_{15} и C_{19} , что сближает ее с третьим типом распределения изопреноидных УВ, однако содержание пристана (8,16 %) и фитана (14,33 %) значительно различается, и это не позволяет отнести ее к данному типу. Конденсат горизонта А-I, видимо, следует отнести к самостоятельному типу, поскольку он имеет два основных максимума содержаний изопреноидных УВ: первый приходится на C_{11} (28,4 %), второй – на C_{14} (20,1 %); третий тип (побочный) – на пристан C_{19} (21 %).

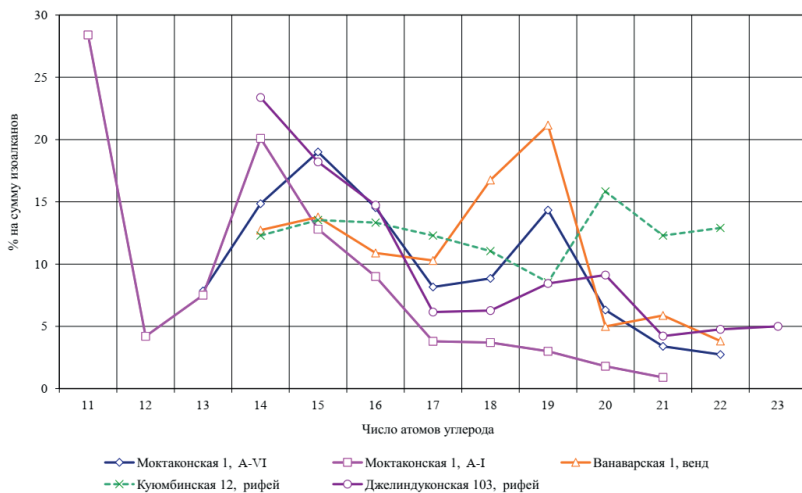


Рис. 3.7. Распределение изопреноидных УВ в нефтях и конденсатах [17]

Содержание пристана и фитана достаточно высокое – 3,8 и 3,0 %, соответственно, на сумму изоалканов. Особенности распределения изопреноидных УВ в нефти и конденсате Моктаконского НГКМ свидетельствуют о том, что флюиды в течение геологической истории залежей глубоко преобразованы, тем не менее отношение пристан/фитан в конденсатах остается высоким, почти в 2 раза выше, чем в нефти.

3.4. Сераорганические соединения в нефтях и конденсатах и качество моктаконской нефти

Содержание серы в нефтях и конденсатах древних продуктивных комплексов изменяется в очень широком диапазоне (от 0,003 до 13,540 %) и зависит от многих факторов, в первую очередь от литологии вмещающих толщ и процессов базитового магматизма. Нефти рифейского карбонатного комплекса практически бессернистые (0,08–0,35 %), вендского терригенного – малосернистые (0,15–0,44 %), а сульфатно-галогенно-карбонатного – сернистые (1,40–2,03 %). Флюидам последнего свойственно значительно большее содержание серы в конденсатах (6,48 %), чем в нефтях.

В распределении содержания общей серы бензиновых и керосиновых дистиллятов нефтей терригенного, карбонатного и сульфатно-галогенно-карбонатного комплексов проявляются те же различия, что и в нефтях одноименных комплексов юга Сибирской платформы. Они подробно освещены в работе [28]. Главное различие заключается в том, что в первых двух максимум общего содержания серы приходится в основном на фракцию 200–300 °С, а в третьем (осинский горизонт и ангарская свита) серой более значительно обогащены бензиновые фракции.

По содержанию меркаптанов (тиолов) нефти подразделяют на меркаптановые (0,46 RSH из 3,33 % общей серы) и безмеркаптановые (0,7 RSH из 0,96 % общей серы). В аномально больших концентрациях меркаптаны присутствуют в прикаспийской нефти и конденсатах. Например, во фракции 40–200 °С газоконденсата Оренбургского газоконденсатного месторождения на долю меркаптанов приходится 1,00 из 1,24 % общей серы, причем меркаптановая сера в нефтях и газоконденсатах сосредоточена главным образом в головных фракциях. Так, ее доля от общего содержания в тенгизской нефти 10 %, а во фракции н. к.–62 °С – 85 % мас. [46].

Нефти сульфатно-галогенно-карбонатных фаций запада Центральной Сибири составляют исключение. Так, в нефтях моктаконского горизонта, или А-VI, концентрационные максимумы общей серы приходятся на температурные интервалы 150–200 и выше 300 °С (табл. 3.22).

Таблица 3.22

Групповой состав сераорганических соединений нефти горизонта А-VI Моктаконского месторождения
(скважина 1, интервал 3 303–3 325 м)

Фракция, °С	Выход фракции, %	Содержание серы на фракцию, % мас.				Содержание серы, отн. %		
		общей S _{общ}	меркаптановой RSH	сульфидной RSR	остаточной S _{ост}	меркаптановой RSH	сульфидной RSR	остаточной S _{ост}
Н. к.–125	–	1,789	0,940	0,859	Отс.	52,3	47,7	0,0
125–150	8,55	1,573	0,761	0,812	»	48,1	51,8	0,0
150–200	8,20	1,991	0,847	1,146	»	42,4	57,6	0,0
200–250	18,94	1,758	0,774	0,985	»	44,0	56,0	0,0
250–300	14,22	1,753	0,696	0,877	»	44,3	55,7	0,0
Выше 300	14,94	2,532	0,538	0,782	1,212	21,2	30,9	47,9
Сырая нефть	35,15	–	–	–	–	34,7	44,4	20,9

Зафиксированные различия в концентрационном распределении общей серы своеобразно проявляются и в групповом составе сернистых соединений, которые представлены меркаптановой, сульфидной и остаточной серой. Дисульфиды $RSSR'$, тиофены C_4H_4S , сероводород и элементарная сера S отсутствуют.

Остаточная сера фиксируется только во фракции выше $300\text{ }^\circ\text{C}$, меркаптановая и сульфидная – во всех (концентрационные максимумы в температурных интервалах $150\text{--}200$ и выше $300\text{ }^\circ\text{C}$). Во фракциях выше $125\text{ }^\circ\text{C}$ сульфидная сера превалирует над меркаптановой. В нефтях более легких фракций (ниже $125\text{ }^\circ\text{C}$) в составе сернистых соединений преобладает меркаптановая сера, что дает основание рассматривать низкокипящие фракции моктаконской нефти в качестве возможного источника легкокипящих меркаптанов для нефтехимической промышленности [16].

Снижение доли меркаптановой серы с повышением температуры выкипания ведет к увеличению содержания сульфидной серы, содержание которой достигает максимума $55,7\%$ во фракции $250\text{--}300\text{ }^\circ\text{C}$ при отсутствии остаточной серы. Это объясняется более высокой термической устойчивостью сульфидной серы. В общем случае устойчивость сернистых соединений увеличивается в ряду

Меркаптаны \rightarrow Дисульфиды \rightarrow Сульфиды \rightarrow Тиофены.

Интересно отметить, что значительная часть остаточной серы ($47,9\%$) приходится на фракцию выше $300\text{ }^\circ\text{C}$. Концентрация серы в высших фракциях может свидетельствовать о высокой термостабильности этих соединений и позволяет предположить наличие высокомолекулярных полициклических сернистых соединений в нефти.

Для сравнения рассмотрим групповой состав сераорганических соединений нефти, не подверженной прогревающему эффекту от трапповых интрузий, на примере нефти Юрубчено-Тохомского месторождения (табл. 3.23).

Изучение состава сераорганических соединений ($0,16\%$ на нефть) показало, что сера в нефти и ее фракциях представлена в основном остаточной циклической формой. Она концентрируется также в остатке выше $300\text{ }^\circ\text{C}$ ($0,133\%$). Меркаптановая RSH , сульфидная RSR , элементарная S , сероводородная H_2S и тиофеновая C_4H_4S сера не обна-

ружена ни в одной из фракций. Наличие дисульфидов в непрогретой нефти и отсутствие меркаптановой и сероводородной серы на фоне пониженного содержания общей серы является прямым признаком температурных преобразований дисульфидов, так как при их нагревании дисульфиды образуют серу, сероводород и меркаптаны.

Таблица 3.23

Групповой состав сераорганических соединений нефти
Юрубчено-Тохомского месторождения из скважины Юр-16, залежь пласта Р1-2д,
интервал 2 312–2 324 м (по Волоховой, Гаргуле, Сорокиной, 1988)

Фракция, °С	Выход фракций, %	Содержание, % на нефть		
		S _{общ}	RSSR'	S _{ост}
Н. к.–60	3,56	0,0005	Не обн.	0,0005
60–95	6,11	0,001		0,001
95–122	6,82	0,003		0,003
122–150	7,52	0,002		0,002
150–200	11,04	0,006		0,006
200–300	19,16	0,013		0,0013
Остаток >300	45,79	0,134	0,001	0,133

В нефти другого образца из отложений рифея обнаружено микроколичество меркаптановой серы. Состав меркаптановой серы на примере нефти рифея из скважины 5 Юрубчено-Тохомского месторождения (рис. 3.8) представлен широкой группой тиолов.

В разгазированной нефти содержание меркаптанов больше, чем в газе, и они образуют ряд метилмеркаптан CH_3SH < бутилмеркаптан $\text{C}_4\text{H}_9\text{SH}$ < этилмеркаптан $\text{C}_2\text{H}_5\text{SH}$ < изопропилмеркаптан $(\text{CH}_3)_2\text{CHSH}$ < пропилмеркаптан $\text{C}_3\text{H}_7\text{SH}$. В газе картина несколько иная:



Преобладание в пластовой и разгазированной нефтях более высокомолекулярных тиолов (пропилмеркаптана и изопропилмеркаптана)

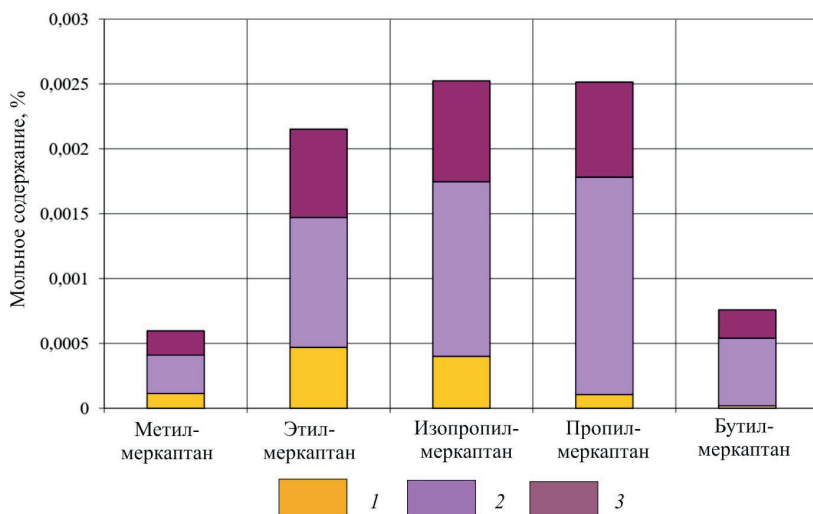


Рис. 3.8. Состав сернистых соединений нефти Юрубченской залежи (скважина 5) (Бобров, 1996): 1 – газ (ГОСТ 17556–81); 2 – разгазированная нефть (ГОСТ 17323–71); 3 – пластовая нефть (ГОСТ 17323–71)

может указывать на генетические особенности исходного (морского) сапропелевого ОВ.

Качество моктаконской нефти, определяемое упрощенным коэффициентом нефти K_y при содержании серы 2,03 %, плотности 830,2 кг/м³ и максимальном содержании воды 24 мг/л составит 1,34, т. е. нефть низкого качества для топливно-энергетических целей. В то же время эта нефть может быть высококачественным сырьем для нефтехимической промышленности.

Следовательно, по общему групповому и углеводородному составу нефть Моктаконского месторождения относится к ароматико-нафтеновому классу и сохраняет некоторое родство в ряду реликтовых изопреноидных УВ и молекулярно-массовом распределении алканов в нефти и конденсатах венда Катангской и кембрия Непско-Ботуобинской областей [16].

В связи со сложным углеводородным составом нефти и высокой сернистостью рассмотрим качества возможных товарных продуктов.

3.5. Товарные качества продуктов из моктаконской нефти

Товарные качества нефти определены Л. М. Соломиной, Г. З. Чеба, Т. Ф. Винк (1987 г.). В основу исследований положены экспериментальные данные исследований плотности, вязкости, температуры застывания, содержание серы и углеводородный состав отдельных узких фракций.

Бензиновые дистилляты изучены во фракциях н. к.–120 и 180 °С. Выход их составляет, соответственно, 8,71 и 35,65 %, и в них высокое содержание серы – 1,87 и 1,67 %. Следовательно, использование дистиллята в качестве прямогонного бензина возможно лишь после его предварительного обессеривания.

Керосиновые дистилляты изучены во фракциях 120–230 и 150–280 °С (табл. 3.24).

Таблица 3.24

Физико-химические характеристики керосиновых дистиллятов моктаконской нефти (по Соломиной, 1987)

Фракция, °С	Выход, %	Плотность ρ_4^{20} , кг/м ³	Вязкость ν_{20} , мм ² /с	Содержание, %		Высота некоптящего пламени, мм	Температура застывания, °С
				серы	ароматических УВ		
120–230	36,89	791,5	1,10	2,19	34	25	–
150–280	39,41	809,0	1,70	1,74	36	22	–49,5

Легкий керосиновый дистиллят 120–230 °С согласно данным табл. 3.24 пригоден на топливо соляровое марки ТС-1. Он обладает повышенной вязкостью и очень высоким содержанием серы (2,19 %), т. е. после предварительного обессеривания он может использоваться в качестве реактивного топлива.

Дизельные дистилляты, изученные в нефти пласта А-VI, представлены в табл. 3.25.

Фракция 140–320 °С по плотности, вязкости, цетановому числу и температурным свойствам удовлетворяет требованиям к дизельному топливу зимнему, т. е. может использоваться в качестве компонентов дизельного топлива марки З-05 минус 35 °С после предварительного

обессеривания. Выход фракции составляет 52,22 % на нефть. Фракции 140–350 и 180–350 °С по исследованным параметрам соответствуют дизельному топливу летнему Л-05-40, также после предварительного обессеривания.

Таблица 3.25

Физико-химические характеристики дизельных дистиллятов моктаконской нефти (скважина Мкт-1, интервал 3 303,0–3 325,5 м)

Фракция, °С	Выход, %	Цетановое число*	Плотность ρ_4^{20} , кг/м ³	Вязкость ν_{20} , мм ² /с	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
140–320	52,22	58	813,0	2,0	–47,5	1,55
140–350	60,22	55	820,0	2,45	–43,0	1,45
180–350	40,70	50	836,0	4,35	–24,0	1,57

*Цетановое число – характеристика воспламеняемости дизельного топлива, определяющая период задержки горения рабочей смеси, т. е. промежутки времени от впрыска топлива в цилиндр до начала его горения.

Остаток свыше 350 °С по условной вязкости (ВУ), температурным параметрам и содержанию серы соответствует тяжелому топочному мазуту высокосернистых нефтей марки топочный 100 (табл. 3.26).

Таблица 3.26

Параметры остатка моктаконской нефти свыше 350 °С

Выход, %	Плотность ρ_4^{20} , кг/м ³	ВУ ₈₀	ВУ ₁₀₀	Температура застывания, °С	Содержание серы, %	Коксуемость, %
21,88	918,4	2,40	1,76	21	2,69	2,82

Базовое масло из остатка свыше 350 °С с индексом вязкости ИВ = 85, полученное расчетным путем, составляет 79,85 % на остаток свыше 350 °С или 17,47 % на нефть (Соломина, 1987).

По содержанию смол силикагелевых, асфальтенов и парафина нефть не может быть использована для получения битумов.

Таким образом, можно констатировать, что все пластовые смеси – нефть, конденсат, природные газы – имеют многокомпонентный состав. Это позволяет отнести флюиды Южно-Тунгусской НГО к ценным продуктам для нефтехимической промышленности.

Нефть и конденсат, а также их товарные продукты требуют предварительного обессеривания. Сернистая часть нефтей и конденсатов перспективна на получение меркаптанов (тиолов) и других соединений серы с углеводородами.

В Южно-Тунгусской НГО залежи нефти, газа и конденсата являются переформированными, о чем свидетельствуют их УВ и фазовый состав. В связи с тем что разрушение вторичной нефтегазовой залежи пласта А-VI происходило в аномальной термодинамической обстановке, на путях миграции фазово-ретроградные процессы привели к быстрому выпадению жидкой фазы. Поэтому при достижении легкими и парообразными углеводородами ближайшей по разрезу ловушки и горизонта-коллектора А-V в нем сформировалась конденсатная залежь с относительно тяжелыми ($833,6 \text{ кг/м}^3$) конденсатами, аномально 73,2 % обогащенными ароматическими углеводородами.

При миграции газоконденсатных систем углеводородная и фазовая дифференциация взаимосвязаны, поэтому в соответствии с растворимостью жидких углеводородов в сжатых газах от их молекулярной массы и строения отразились химические особенности конденсатов, генетически связанных с нефтью.

Основными процессами, приведшими к формированию флюидов сложного состава и возрастанию степени преобразованности их в верхних частях продуктивной толщи, испытавшей максимальный прогрев в эпоху траппового магматизма, были термохимическая деструкция (дегидрирование, присоединение) и изменения, связанные с миграцией УВ через сульфатные галогенно-карбонатные породы, ретроградные явления. Проявление ретроградных и термокаталитических процессов объясняет резкое снижение в углеводородных флюидах кембрия доли *n*-гексана, *n*-гептана, пятичленных нафтен и увеличение содержаний аренов и шестичленных нафтен.

Значительное превышение меркаптановой серы в легких фракциях над тяжелыми свидетельствует о разгонке сложных сернистых соединений нефтей до простых под температурным воздействием, максимум которого мог приходиться только на эпоху траппового магматизма.

Дегидрирование нафтен серой объясняет отсутствие элементарной серы в сырой нефти Моктаконского НГКМ. Пониженное содержание никеля в нефти отложений кембрия и повышенное его содержание

в пластовых рассолах кембрия, а также нефтях рифея и венда южных районов Сибирской платформы может свидетельствовать о том, что он в качестве природного катализатора частично израсходован в процессе термохимических превращений нефти и, возможно, ОВ пород и вод.

Следовательно, комплексный подход к оценке данной территории может существенно изменить приоритеты и рейтинги отдельных районов. Однако процесс освоения запасов нефти и газа не может вестись в рамках традиционного классического подхода. Очередным этапом исследований может быть поиск путей частичной переработки нефтей и конденсатов данной территории непосредственно на месте добычи с использованием несложных технологических приемов разделения и компаундирования.

Обогащенность сернистыми соединениями не будет препятствием к транспортировке потребителям в случае использования современных и действенных приемов удаления меркаптанов и сероводорода в процессе подготовки нефти, поскольку меркаптансодержащие виды нефтяного сырья требуют более тщательной подготовки на установках их обессоливания и разработки специального комплекса мероприятий для защиты оборудования технологических установок от коррозии. Вследствие высокого содержания в бензинах, керосинах и дизельных фракциях как меркаптановой, так и общей серы они должны подвергаться гидроочистке или демеркаптанизации процессами, основанными на экстракции меркаптанов щелочью и дальнейшей регенерации меркаптидсодержащих щелочных растворов.

Для десульфуризации нефтей, содержащих меркаптаны, были предложены следующие методы [82]: нейтрализация с применением доступных реагентов-нейтрализаторов; жидкофазное окисление низкомолекулярных меркаптанов до дисульфидов кислородом воздуха по технологиям, разработанным в ОАО «ВНИИУС», модифицированные варианты процесса ДМС-1 (технологии ДМС-1М, ДМС-2, ДМС-3, ДМС-1МА). Сочетанием различных вариантов схем ДМС можно решить также наиболее сложную задачу очистки для случаев, когда в нефти, кроме меркаптанов, присутствуют значительные количества сероводорода.

Для очистки широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) и сжиженных газов от сернистых соединений ($H_2S + RSH + COS + CS_2$)

разработан эффективный абсорбционный щелочной процесс ДМД-2М с окислительной каталитической регенерацией щелочного раствора.

Процесс основан на спиртово-щелочном гидролизе $\text{COS} + \text{CS}_2$ и абсорбции $\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{S} + \text{RSH}$ щелочью с последующим каталитическим окислением меркаптидов и ксантогенатов в дисульфиды, токсичного сульфида натрия в нетоксичные сульфат и тиосульфат натрия кислородом воздуха. Технология ДМД-2М успешно эксплуатируется с 2000 г. для очистки ШФЛУ.

Рациональная утилизация добываемого попутного нефтяного газа является одной из наиболее актуальных задач в области энерго- и ресурсосбережения. Использование попутного газа для выработки электрической и тепловой энергии на газопоршневых или газотурбинных станциях остается для территорий с отсутствием инфраструктуры наиболее привлекательным вариантом утилизации. Основной проблемой использования ПНГ Таначи-Моктаконской ЗНГН в качестве топливного газа печей и энергоустановок, а также производства товарных сжиженных продуктов является присутствие в его составе сероводорода. Это высокотоксичный и коррозионно-активный компонент, и его наличие в попутном газе вызывает необходимость предварительной сероочистки.

Наименее затратным вариантом процесса «СЕРОКС-ГАЗ» считается применение щелочного катализаторного комплекса в качестве поглотителя сероводорода. Он основан на химической реакции H_2S со щелочным катализаторным комплексом с последующей стадией каталитического регенеративного обезвреживания насыщенного абсорбента. Щелочно-каталитическая технология успешно внедрена ЗАО «Троицкнефть» в Татарстане для очистки ПНГ с содержанием H_2S до 4,5 % и является эффективным процессом сероочистки в промышленных условиях.

Другая важная экологическая проблема – это утилизация сернисто-щелочных отходов. На многих предприятиях сернисто-щелочные стоки (СЩС) сбрасываются в щелочную канализацию, смешиваются с другими стоками и подаются на биохимические очистные сооружения. Таких условий, как правило, на промысле нет, поэтому одним из наиболее эффективных может стать метод жидкофазного каталитического обезвреживания СЩС кислородом воздуха. Процесс «СЕРОКС» обеспечивает очистку сернисто-щелочных стоков до остаточного содержания сульфидной серы 20 мг/л, что соответствует нормам приема стоков на очистные сооружения.

4. ГЕОХИМИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ КУРЕЙСКО-БАКЛАНИХИНСКОГО МЕГАВАЛА

Курейско-Бакланихинский мегавал полностью включает Турухано-Норильский СНГР. Этаж нефтегазоносности ограничен силурийско-среднедевонскими биостромными карбонатами, кембрием и рифеем. Основные нефтегазоносные комплексы связываются с кембрийскими карбонатами.

Горизонты-коллекторы в разной степени битумо-, нефте- и газонасыщенные, выделены в отложениях нижнего – среднего кембрия и рифея (рис. 4.1).

Система, отдел	Свига	Подсвига	Горизонт-коллектор	Площади бурения и скважины								
				Сухо-Тунгусская					Володинская	Голоярская		
				Ст-1	Ст-3	Ст-4	Ст-5	Ст-8	Вл-1	ГЯр-1		
Кембрийская	Костинская $\text{C}_{1-2, \text{ка}}$	Верхняя	K_3^1									
			K_3^2									
		Средняя	K_2^1									
			K_2^2									
			K_2^3									
			K_1^1									
		Нижняя	K_1^2									
			K_1^3									
			K_1^4									
			K_1^5									
	Платоновская $\text{C}_{1-2, \text{пл}}$	P_1										
		P_2										
	Рифейская $\text{R}_{3, \text{сб}}$	P_1										
		P_2										



Рис. 4.1. Схема выделения горизонтов-коллекторов в продуктивном разрезе Курейско-Бакланихинского мегавала (составлена по материалам Распутина и др., 1987): 1 – нефть; 2 – газ; 3 – газ с конденсатом; 4 – пленки нефти; 5 – битумы

Буквенные индексы горизонтов-коллекторов являются производными от первых букв кириллицы в названии свит, т. е. костинская свита – К, платоновская свита – П, рифей – Р. В шорихинской свите рифей С. Н. Распутин и другие (1987 г.) выделяют два горизонта-коллектора – Р₁ и Р₂, в платоновской свите – три горизонта-коллектора – П₁–П₃. Углеводородонасыщение в горизонте-коллекторе П₃ не установлено, поэтому на схеме он отсутствует. В костинской свите горизонты-коллекторы поделены на пласты, имеющие буквенно-цифровую индексацию с двойным цифровым индексом (рис. 4.1). Слабые притоки нефти и газа были получены также на Нижнелетнинской площади в скважинах Нл-2, 3 и 4 из отложений костинской и платоновской свит, однако из-за отсутствия первичных материалов каротажа выделить пласты не удалось, поэтому на рис. 4.1 они не приводятся.

Кроме того, в верхней части разреза в кавернозных доломитах венлокского яруса силура выявлена залежь нефти, в береговых обнажениях присутствуют битумы, что служит прямым признаком существования геологических процессов разрушения залежей в подстилающих нефтегазоносных комплексах. В силу неглубокого залегания силурийско-среднедевонского НГК он относится к малоперспективным землям.

4.1. Особенности состава и свойств газов

Газы имеют метаново-углекислый, метаново-азотный и метановый состав (табл. 4.1).

Таблица 4.1

Осредненные значения характеристик свободных и спонтанных газов
Курейско-Бакланихинского мегавала

Параметр	Возраст вмещающих пород					
	R	С _{1pl1}	С _{1pl2}	С _{1-2kst1}	С _{1-2kst2}	С _{1-2kst3}
<i>Состав, % об.</i>						
CH ₄	43,44	73,31	75,42	69,12	28,23	42,76
C ₂ H _{6+высш}	10,29	3,41	14,22	7,04	0,12	6,15
C ₃ H _{8+высш}	3,06	0,41	4,84	1,78	0,017	2,62
C ₅ H _{12+высш}	1,51	0,02	0,38	0,61	0,02	0,59

Параметр	Возраст вмещающих пород					
	R	C_{1pl1}	C_{1pl2}	$C_{1-2kst1}$	$C_{1-2kst2}$	$C_{1-2kst3}$
H ₂	0,10	0,00	0,025	0,93	0,16	0,62
CO ₂ + H ₂ S	2,40	1,28	2,00	2,99	46,43	37,31
N ₂	50,92	22	9,16	16,02	22,33	22,21
He	0,43	0,128	0,14	0,105	0,003	0,108
<i>Расчетные геохимические коэффициенты</i>						
$i-C_3H_{12}/n-C_3H_{12}$	2,16	0,67	0,47	0,64	0,67	1,14
$i-C_4H_{10}/n-C_4H_{11}$	1,09	1	1,17	0,88	1	1,06
$C_2H_{6+высш}/CH_4$	0,353	0,047	0,19	0,12	0,214	0,14
$CH_4/C_5H_{12+высш}$	128,56	3 564,5	395,33	935,96	38	462,41

Газы рифейских отложений изучены только в двух скважинах на Голоярской (скважина ГЯр-1, интервал 1 198–1 232 м) и Сухотунгусской (скважина СТ-3, интервал 2 710–2 735 м) площадях. Содержание метана увеличивается к северу от скважины СТ-3, где оно достигает от 26,9 до 49 % об., составляя в среднем для рифейской толщи 43,44 % об. Содержание гомологов метана, наоборот, растет от Голоярской площади к Сухотунгусской. Газы жирные, коэффициент жирности $K_{ж} = 100C_{2+}/C_1$ в среднем составляет 35,3 % (табл. 4.1). Содержание азота изменяется от 49 до 67 % об. при среднем значении 50,92 % об., т. е. газы аномально азотные.

Газы платоновской свиты нижнего кембрия имеют азотно-метановый состав. Содержание метана в газах 71–79 % об. Содержание $C_2H_{6+высш}$ достигает 25,8 % об., что связано с газоконденсатными залежами, поэтому коэффициенты изомерии газов также высокие.

Газы костинской свиты обладают смешанным составом. В нижнекостинской подсвите газы азотно-метановые, содержание метана колеблется от 65 до 82 % об. при среднем 69,12 % об., сумма $C_2H_{6+высш}$ составляет 1,97–11,12 при среднем содержании 7,04 % об. Газы высокоазотные – в среднем 16,02 % об., углекислые – 2,90 % об. (табл. 4.1), характерны для нижнекостинской подсвиты. В верхне- и среднекостинской подсвитах газы аномально углекислые (0,53–90,70 % об.), среднее 46,43 и 0,76–71,6 % об. при среднем содержании 37,31 % об. в отложениях верхнекостинской подсвиты. Содержание диоксида углерода определено совместно с сероводородом.

В составе газов костинской свиты (средняя – верхняя подсвиты) нижнего – среднего кембрия доминирующую роль играют неуглеводородные газы. Газы средне- и верхнекостинской подсвит высокоазотные и аномально азотные (в среднем 22,21–22,33 %) при максимальном содержании азота 67,8–90,0 % об. Газы аномально углекислые – 37,31 и 46,43 % об. (табл. 4.1). Согласно И. С. Старобинцу, «весьма часто аномально высокое содержание азота в свободных газа (на любой глубине) связано с углеводородными скоплениями небольших размеров», хотя, по данным этого же автора, «исключения имеются» [79].

Газы рифея и кембрия, за исключением газов среднекостинской подсвиты, гелиеносные, средние содержания по стратиграфическим уровням изменяются от 0,108 до 0,430 % об., в отдельных случаях достигая 0,69 % об. (Нлт-2, интервал 1 625–1 731 м, ϵ_{1pl-R}).

Сведения об изотопном составе газов данной территории ограничены (табл. 4.2, рис. 4.2).

Таблица 4.2

Изотопный состав свободных газов, нефтей и конденсатов нефтегазоносных толщ Курейско-Бакланихинского мегавала

Скважина и ее номер	Интервал опробования, м	Возраст толщи	Тип флюида	$\delta^{13}C$, ‰
Сухотунгусская 1	2 700–2 804	ϵ_{1pl2}	Нефть	–30,7
Сухотунгусская 4	1 345–1 355	$\epsilon_{1-2kst2}$		–31,5
Сухотунгусская 7	Глубина 720	$\epsilon_{1-2kst3}$	Конденсат	–33,0
Сухотунгусская 9	754–759		Газ	–35,2
Сухотунгусская 8	805–1 424			–36,7
	1 345–1 355			$\epsilon_{1-2kst2}$
Володинская 1	Глубина 1 327	ϵ_{1pl1}	Конденсат	–26,4

Историю образования углеводородных скоплений, по данным Т. К. Баженовой с соавторами [65], может характеризовать изотопный состав углерода (ИСУ) метана газов и конденсатов.

Сравнение ИСУ газов и конденсатов в залежах разновозрастных отложений отдельных территорий запада Сибирской платформы показало (рис. 4.2), что в газах и конденсатах кембрия Курейско-Бакланихинского

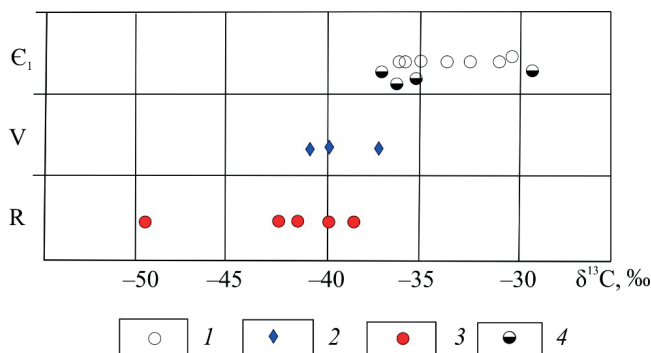


Рис. 4.2. Сравнение ИСУ газов и конденсатов в залежах, локализованных в разновозрастных отложениях: 1 – залежи в кембрийских отложениях Бахтинского мегавыступа; 2 – залежи вендских толщ Катангской седловины; 3 – залежи рифейских толщ Байкитской антеклизы; 4 – залежи нижнего кембрия Курейско-Бакланихинского мегавала

мегавала наблюдается значительное утяжеление ИСУ метана, который изменяется в диапазоне от $-26,4$ до $-36,7$ ‰. Нефти занимают промежуточное положение – ИСУ изменяется незначительно (от $-30,7$ до $-31,5$ ‰).

Исключение в приведенной выборке представляет проба конденсата из карбонатов платоновской свиты нижнего кембрия с ИСУ, равным $-26,4$ ‰. Возможно, изотопно более легкий конденсат $\delta^{13}\text{C} -26,4$ ‰ образовался в результате растворения в газе нефти. Нельзя также исключать термогенное происхождение этого конденсата вследствие проявления здесь активной геотектоники.

Нефтематеринскими породами для отложений кембрия принято считать терригенные и терригенно-карбонатные фации венда – рифея в рифейских прогибах [87].

Утяжеление ИСУ метана в газах верхних горизонтов связано, видимо, с процессами испарительного фракционирования при вертикальной миграции из материнских толщ или разрушающихся рифейских залежей на этой территории. Такой процесс описан Б. М. Валуевым [17].

Не выделяя частных случаев, состав газов в пределах обозначенных площадей Курейско-Бакланихинского мегавала изменяется с глубиной залегания продуктивных горизонтов и зависит от интенсивности тектогенеза исследуемых площадей и их нефтегазоносности.

По большому счету состав газов костинской свиты и наличие в ней залежей углеводородов, по данным С. Н. Распутина (1987 г.), контролируется наличием в разрезе средне-верхнекембрийской покрывки, при наличии которой формируются залежи низкоконденсатных газов (табл. 4.3).

С помощью геохимических коэффициентов Ю. П. Кортаева однозначно тип залежи по фазовому составу не определяется, можно только предположить, что пластовые системы крайне нестабильны или отбор проб выполнен не совсем качественно, так как в большинстве проб, кроме приведенных в табл. 4.3, в значительных количествах – порой более 16 % об. – присутствует кислород, и они пересчитаны на бескислородный состав.

Таблица 4.3

Геохимические характеристики свободных газов

Параметр	Скважина* и интервал опробования, м				
	СТ-9	СТ-8	Вл-1	Нлт-1	Нлт-2
	754–759	1 345–1 355	1 324–1 329	1 250–1 326	1 465–1 558
Стратиграфическая приуроченность	$\epsilon_{1-2kst3}$	$\epsilon_{1-2kst2}$	ϵ_{1pl1}	ϵ_{1pl1-2}	ϵ_{1pl1}
Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	–	–	20,43	–	–
Пластовая температура $T_{пл}$, °С	–	–	13,0	–	–
<i>Состав, % об.</i>					
CH ₄	44,46	53,509	79,29	88,43	84,65
C ₂ H ₆	4,78	2,251	3,24	2,82	6,04
C ₃ H ₈	8,72	0,984	1,28	1	3,2
<i>i</i> -C ₄ H ₁₀	2,92	0,149	0,22	0,22	0,69
<i>n</i> -C ₄ H ₁₀	3,83	0,208	0,34	0,24	1
<i>i</i> -C ₅ H ₁₂	0	0	0,05	0,04	0,13
<i>n</i> -C ₅ H ₁₂	0	0	0,04	0,08	0,1
C ₆ H ₁₄₊	0	0	0	0	0
N ₂	8,66	40,87	13,5	6,8	3,9
He	0,032	0,069	0,138	0,086	0,038
Ar + Kr + Xe	0	0	0,062	0,039	0,054
CO ₂	26,52	1,959	1,8	0	0,2
H ₂	0	0	0,04	0,22	0,09

Параметр	Скважина* и интервал опробования, м				
	СТ-9	СТ-8	Вл-1	Нлт-1	Нлт-2
	754–759	1 345–1 355	1 324–1 329	1 250–1 326	1 465–1 558
<i>Расчетные геохимические коэффициенты</i>					
$K_{\text{гп}} = \text{CH}_4/\text{H}_2$	–	–	1 982,3	402,0	940,6
$K_{\text{с}} = \text{CH}_4/(\text{C}_2-\text{C}_6)$	2,87	39,90	41,08	55,97	16,53
$K_6 = i\text{-C}_4/n\text{-C}_4$	0,76	0,72	0,65	0,92	0,69
$K_{\text{пент}} = i\text{-C}_5/n\text{-C}_5$	–	–	1,25	0,50	1,30
<i>Коэффициенты Ю. П. Коротаева</i>					
$A = \text{C}_2/\text{C}_3$	0,55	2,29	2,53	2,82	1,89
$B = (\text{C}_1 + \text{C}_2 + \text{C}_3 + \text{C}_4)/(\text{C}_5 + \text{C}_{6+})$	–	–	937,44	772,58	415,57
$Z = (A + B)$	–	–	939,98	775,40	417,45
Фазовый состав	Г				ГК
<i>Коэффициенты В. И. Старосельского</i>					
C_{2+}	15,47	1,341	1,93	1,58	5,12
$\text{C}_2 + \text{C}_3$	13,5	3,235	4,52	3,82	9,24
$100\text{C}_2/(\text{C}_3 + \text{C}_4)$	30,90	167,86	176,09**	193,15	123,52
$100\text{C}_2/\text{C}_1$	10,75	4,21	4,09	3,19	7,14
Фазовый состав	Г		ГК	Г	ГК

*СТ – Сухотунгусская, Вл – Володинская, Нлт – Нижнелетнинская.

**По соотношениям содержания этана и пропана залежи можно отнести к категории низкоконденсатных или газовых залежей с низким содержанием конденсата.

В целом свободные газы изученных залежей в пластах-коллекторах кембрия углеводородные, от низко- до аномально азотных, низкоуглекислые и в одном случае аномально углекислые – 26,5 % об. (скважина СТ-9), сухие, низкогелиеносные с высоким коэффициентом зрелости (от 402,0 до 1 982,3). Геохимические коэффициенты В. И. Старосельского (табл. 4.3) указывают на наличие газоконденсатной залежи в пласте-коллекторе П₂¹.

4.2. Конденсаты и их геохимический облик

Конденсаты установлены на Нижнелетнинской и Володинской площадях. На обеих площадях конденсаты по групповому составу сум-

марной бензиновой фракции (н. к.–200 °С) относятся к метановому типу. По содержанию керосино-масляных (КМ) фракций – низкокеросиновые (менее 20 %). По содержанию серы конденсаты сернистые, с содержанием общей серы 0,1–0,3 % (табл. 4.4).

Таблица 4.4

Общие физико-химические характеристики конденсатов
Володинской и Нижнелетнинской площадей (по Распутину, 1987)

Параметр	Скважина	
	Нлт-1	Вл-1
Возраст продуктивных отложений	Є _{1р1}	
Интервал, глубина, м	1 271	1 324–1 329
Плотность, г/см ³	0,711	0,725
Вязкость, сСт	0,7	–
Выход, % об., фракций, °С:		
н. к.	45	38
до 150	87	77
до 200	97	92
более 200	3,0	13,1
Элементный состав, %:		
С	84,86	–
Н	15,17	–
S	0,1	0,3
Химический тип по углеводородному составу	Метановый	

Конденсаты легкие, более 90 % выкипает до 200 °С, начинают кипеть при температуре 38–45 °С, что в целом характерно для метановых конденсатов Центральной Сибири.

В отложениях платоновской свиты в скважине Володинская 1 изучен также и групповой углеводородный состав методом анилиновых точек (табл. 4.5). В володинском конденсате наблюдается закономерный рост содержания ароматических углеводородов с повышением температуры от 3,7 % во фракции 65–95 °С до 7,6 % во фракции 150–200 °С. Максимум нафтеновых углеводородов – 23,0 % – приходится на фракцию 29–65 °С с плавным уменьшением до 2,3 % во фракции 150–200 °С. Максимум метановых углеводородов – 90,1 %, содержится во фракции 150–200 °С.

Групповой углеводородный состав конденсата в отложениях платоновской свиты
(скважина Вл-1, интервал 1 324–1 329 м)

Фракция, °С	Выход фракций, %	Групповой углеводородный состав, вычисленный по анилиновой точке, %					
		Ароматические		Нафтеновые		Метановые	
		на фракцию	на конденсат	на фракцию	на конденсат	на фракцию	на конденсат
Н. к.–29	–	–	–	–	–	–	–
29–65	22,8	–	–	23,0	5,2	77,0	17,6
65–95	13,8	3,7	0,5	13,5	1,9	82,8	11,4
95–122	20,0	5,3	1,1	10,4	2,1	84,3	16,8
122–150	14,8	5,8	0,9	6,8	1,0	87,4	12,9
150–200	15,5	7,6	1,2	2,3	0,3	90,1	14,0
Более 200	13,1	–	–	–	–	–	–
На конденсат			3,7	–	10,5	–	72,7
На дистиллятную часть			4,2	–	12,1	–	83,7

Индивидуальный углеводородный состав конденсатов изучен на Володинской площади (табл. 4.6). По углеводородному составу конденсаты всех изученных на данной территории залежей относятся к метановому типу.

Таблица 4.6

Индивидуальный состав бензиновой фракции н. к.–125 °С
и ароматических углеводородов фракции н. к.–125–150 °С конденсата
Володинской площади (скважина 1, интервал 1 324–1 329 м)

Углеводород	Выход, %	
	на фракцию	на конденсат
Пропан C ₃ H ₈	0,02	0,012
<i>n</i> -Бутан <i>n</i> -C ₄ H ₁₀	3,12	1,841
<i>n</i> -Пентан <i>n</i> -C ₅ H ₁₂	14,09	8,312
<i>n</i> -Гексан <i>n</i> -C ₆ H ₁₄	16,33	9,635
<i>n</i> -Гептан <i>n</i> -C ₇ H ₁₆	13,86	8,177
<i>n</i> -Октан <i>n</i> -C ₈ H ₁₈	6,49	3,829
<i>Итого парафинов нормального строения</i>	53,91	31,806
<i>изо</i> -Бутан <i>i</i> -C ₄ H ₁₀	0,26	0,153
2,2-Диметилпропан (2,2-ДМПр)	–	–
<i>изо</i> -Пентан <i>i</i> -C ₅ H ₁₂	6,80	4,012
2,2-Диметилбутан (2,2-ДМБ)	0,28	0,165
2,3-Диметилбутан (2,3-ДМБ)	0,66	0,390
2-Метилпентан (2-МП)	7,38	4,354
3-Метилпентан (3-МП)	3,39	2,000
2,2-Диметилпентан (2,2-ДМП)	0,20	0,118
2,4-Диметилпентан (2,4-ДМП)	0,28	0,165
2,2,3-Триметилбутан (2,2,3-ТМБ)	0,04	0,024
3,3-Диметилпентан (3,3-ДМП)	0,10	0,059
2-Метилгексан (2-МГ)	3,49	2,059
2,3-Диметилпентан (2,3-ДМП)	0,81	0,478
3-Метилгексан (3-МГ)	3,82	2,254
3-Этилпентан (3-ЭП)	0,17	0,100
2,2,4-Триметилпентан (2,2,4-ТМП)	–	–
2,2-Диметилгексан (2,2-ДМГ)	0,08	0,047
2,5-Диметилгексан (2,5-ДМГ)	0,30	0,177
2,4-Диметилгексан (2,4-ДМГ)	0,36	0,212
2,2,3-Триметилпентан (2,2,3-ТМП)	0,01	0,006
3,3-Диметилгексан (3,3-ДМГ)	0,09	0,053

Углеводород	Выход, %	
	на фракцию	на конденсат
2,3,4-Триметилпентан (2,3,4-ТМП)	0,02	0,012
2,3-Диметилгексан (2,3-ДМГ)	0,30	0,177
2,3-Метилэтилпентан (2,3-МЭП)	0,14	0,083
2,3,3-Триметилпентан (2,3,3-ТМП)	0,14	0,083
2-Метилгептан (2-МГп)	3,74	2,207
4-Метилгептан (4-МГп)	1,02	0,002
3,4-Диметилгексан (3,4-ДМГ)	0,16	0,094
3-Метилгептан (3-МП)	–	–
3-Этилгексан (3-ЭГ)	2,12	1,251
<i>Итого парафинов изомерного строения</i>	36,16	21,335
Циклопентан (ЦП)	0,38	0,224
Метилциклопентан (МЦП)	1,00	0,590
1,1-Диметилциклопентан (1,1-ДМЦП)	–	–
<i>цис</i> -1,3-Диметилциклопентан (<i>ц</i> -1,3-ДМЦП)	0,28	0,165
<i>транс</i> -1,3-Диметилциклопентан (<i>т</i> -1,3-ДМЦП)	0,25	0,148
<i>транс</i> -1,2-Диметилциклопентан (<i>т</i> -1,2-ДМЦП)	0,44	0,260
<i>цис</i> -1,2-Диметилциклопентан (<i>ц</i> -1,2-ДМЦП)	0,09	0,053
1,1,3-Триметилциклопентан (1,1,3-ТМЦП)	0,18	0,106
Этилциклопентан (ЭЦП)	0,19	0,112
<i>транс</i> , <i>транс</i> -1,2,4-Триметилциклопентан (<i>т</i> , <i>т</i> -1,2,4-ТМЦП)	0,14	0,083
<i>транс</i> , <i>транс</i> -1,2,3-Триметилциклопентан (<i>т</i> , <i>т</i> -1,2,3-ТМЦП)	0,14	0,083
1,2,2-Триметилциклопентан (1,2,2-ТМЦП)	Сл.	Сл.
<i>цис</i> , <i>цис</i> -1,2,4-Триметилциклопентан (<i>ц</i> , <i>ц</i> -1,2,4-ТМЦП)	0,05	0,030
<i>цис</i> , <i>транс</i> -1,2,4-Триметилциклопентан (<i>ц</i> , <i>т</i> -1,2,4-ТМЦП)	0,05	0,030
1,1,3,3-Тетраметилциклопентан (1,1,3,3-ТрМЦП)	–	–
<i>транс</i> , <i>цис</i> -1,2,3-Триметилциклопентан (<i>т</i> , <i>ц</i> -1,2,3-ТМЦП)	0,04	0,024
<i>цис</i> -1,3-Метилэтилциклопентан (<i>ц</i> -1,3-МЭЦП)	–	–
<i>транс</i> -1,3-Метилэтилциклопентан (<i>т</i> -1,3-МЭЦП)	0,21	0,124
<i>транс</i> -1,2-Метилэтилциклопентан (<i>т</i> -1,2-МЭЦП)	0,21	0,124
1-Метил-1-этилциклопентан (1-М-1ЭЦП)	0,06	0,035
1,2,3,4-Тетраметилциклопентан (1,2,3,4-ТрМЦП)	0,05	0,080
<i>Итого пятичленных нафтенев</i>	3,50	2,067

Углеводород	Выход, %	
	на фракцию	на конденсат
Циклогексан (ЦГ)	1,09	0,643
Метилциклогексан (МЦГ)	2,78	1,640
<i>цис</i> -1,3-Диметилциклогексан (<i>ц</i> -1,3-ДМЦГ)	0,92	0,543
<i>транс</i> -1,4-Диметилциклогексан (<i>т</i> -1,4-ДМЦГ)	0,92	0,543
<i>цис</i> -1,1-Диметилциклогексан + 1,3-метилэтилциклопентан (<i>ц</i> -1,1ДМЦГ + 1,3-МЭЦП)	0,17	0,100
<i>транс</i> -1,2-Диметилциклогексан (<i>т</i> -1,2-ДМЦГ)	0,26	0,153
<i>транс</i> -1,3-Диметилциклогексан (<i>т</i> 1,3-ДМЦГ)	0,16	0,094
<i>цис</i> -1,4-Диметилциклогексан (<i>ц</i> -1,4-ДМЦГ)	0,16	0,094
<i>Итого шестичленных нафтенов</i>	5,38	3,173
Бензол (Б)	0,59	0,348
Толуол (Т)	0,46	0,271
<i>Итого ароматических УВ фракции н. к.–125 °С</i>	1,05	0,619
Этилбензол (Эб)	0,32	0,030
η -Ксилол (η -Кс)	0,53	0,050
μ -Ксилол (μ -Кс)	1,86	0,177
<i>о</i> -Ксилол (<i>о</i> -Кс)	1,00	0,095
<i>Итого ароматических УВ фракции н. к.–125–150 °С</i>	3,71	0,352

Конденсаты фракции н. к.–125 °С в отложениях платоновской свиты нижнего кембрия на 90,07 % состоят из парафиновых углеводородов. Преобладают парафины нормального строения – 53,91 % на фракцию (табл. 4.6), что подтверждает известную закономерность: метановые (алканы) и нафтеновые углеводороды обычно встречаются в составе газового конденсата чаще, ароматические углеводороды – реже.

Алканы, число атомов углерода в которых больше трех, имеют изомеры. Изопарафиновые углеводороды составляют 36,13 %.

В составе изопарафинов по мере убывания преобладают: 2-метилпентан, изопентан, 3-метилгексан, 2-метилгексан, 3-метилпентан, 3-этилгексан, 4-метилгептан (табл. 4.6), сумма которых составляет 31,76 % на фракцию.

Следующая значимая группа углеводородов – нафтеновые углеводороды, представляющие собой насыщенные ациклические углеводоро-

ды ряда циклопентана и циклогексана. Во фракции н. к.–125 °С пятичленные нафтены составляют 3,50 %, шестичленные – 5,30 % (табл. 4.6).

Сопоставление величин отношений ЦГ/ЦП для конденсатов платоновской свиты кембрия Володинской площади с конденсатами венда – кембрия других районов (залежи в пластах-коллекторах группы Б и В) показывает, что соотношения ЦГ/ЦП имеют близкие значения.

В конденсатах платоновской свиты Володинской площади отношение ЦГ/ЦП равно 1,54. В конденсатах Собинского газоконденсатного месторождения с нефтяной оторочкой в пластах группы В оно составляет 0,99–1,81; в конденсатах Оморинского газоконденсатного месторождения (пласты группы Б) – 2,87 [16].

По групповому углеводородному составу конденсаты нижнего кембрия Володинской площади сопоставляются с конденсатами рифея Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения (рис. 4.3), что может свидетельствовать о рифейском источнике конденсатов платоновской и рифейской залежей.

В конденсатах из ароматических углеводородов (арены) во фракции н. к.–125 °С содержатся бензол, толуол (1,05 %), во фракции н. к.–125–150 °С в порядке убывания обнаружены (3,75 %): *μ*-ксилол, *o*-ксилол, *η*-ксилол, этилбензол. Бензола больше толуола и меньше ксилолов ($B > T < Kc$), отношение B/T равно 1,28. Это отличает их от конденсата горизонта А-I Таначинского газоконденсатного месторождения и залежей пластов группы В Собинского месторождения. Эти отличия заключаются в преобладании ксилолов (дизамещенные бензола) над бензолом и толуолом в горизонте А-I и главенстве толуола над бензолом ($B/T = 0,61$) в конденсатах венда (пласты группы В) Собинского месторождения.

Известны коэффициенты, основанные на соотношениях ароматических углеводородов и алканов с одинаковым числом атомов углерода: бензол/*n*-C₆, толуол/*n*-C₇ и $\sum Kc/n-C_8$. В исследованном конденсате они имеют очень низкие значения и равны, соответственно, 0,04; 0,03 и 0,07, что указывает на невысокий коэффициент метаморфизма конденсата. В контексте приведенных значений этих коэффициентов необходимо отметить, что при высоком катагенезе прогрессивно также нарастают концентрации алканов. В геохимии углеводородов применяются соотношения самих ароматических углеводородов – $\text{Эб}/\sum Kc$ [78]. Для дан-

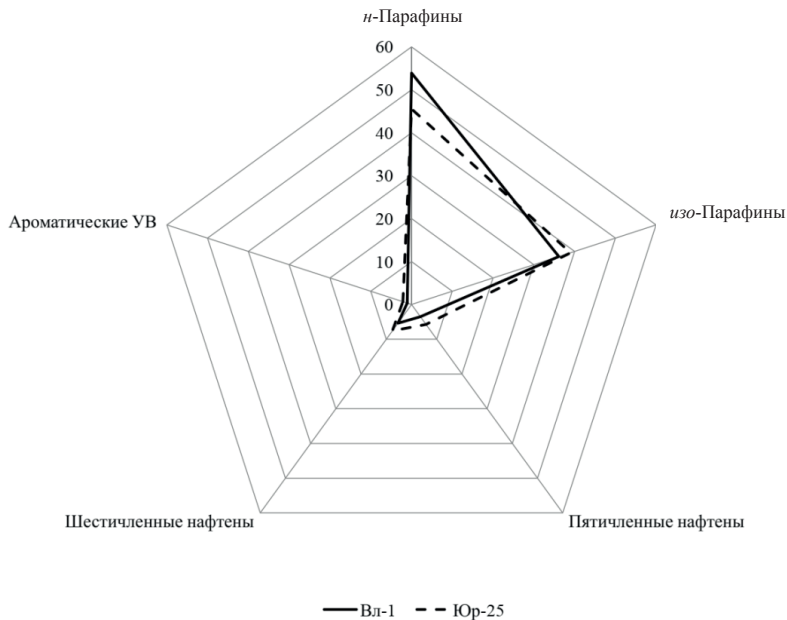


Рис. 4.3. Сопоставление группового углеводородного состава конденсатов фракции н. к. -125°C Володинской (скважина 1, интервал 1 324–1 329 м, $\text{C}_{1\text{PI}2}$) и Юрубченской (скважина 25, интервал 2 272–2 283 м, R) площадей

ного конденсата отношение ароматических углеводородов равно 0,09, что значительно ниже, чем в конденсатах пластов венда Собинского ($\text{Эб}/\sum\text{Кс} = 0,23$) и Оморинского ($\text{Эб}/\sum\text{Кс} = 0,40$) газоконденсатных месторождений.

О направлении изменения в катагенезе или степени метаморфизма можно судить по коэффициенту В. И. Шиманского. Условный коэффициент K_mC_6 «характеризует уровень катагенного преобразования рассеянного органического вещества». По мнению В. И. Шиманского, «значения $\text{K}_m\text{C}_6 \leq 0,29$ свойственны нефтям, генетически связанным со слабопреобразованным РОВ; от 0,29 до 0,70 – с РОВ от слабо- до среднепреобразованным; $>0,70$ – со среднепреобразованным РОВ» [91]. Для исследованного конденсата из отложений нижнего кембрия Володинской площади наблюдается крайне низкое значение – 0,06, т. е. менее 0,29. Поэтому рассмотрим еще и другие коэффициенты (*n*-алканы/

изо-алканы, 2-МГ/3-МГ, ЦГ/МЦП), описывающие направленное изменение углеводородов при катагенезе [78]. Расчетные значения этих коэффициентов закономерно уменьшаются в ряду *n*-алканы/*изо*-алканы (1,49) > 2-МГ/3-МГ (0,91) > ЦГ/МЦП (0,39). Близкими значениями и аналогичной направленностью обладают конденсаты вендских пластов Собинского и Оморинского газоконденсатных месторождений.

Имеющиеся данные позволяют определить степень зрелости конденсата на основании коэффициентов Томпсона T_1 и T_2 . Условные коэффициенты Томпсона равны, соответственно, 10,57 и 5,95, т. е. свидетельствуют о высокой степени зрелости конденсата.

По полученным значениям перечисленных геохимических коэффициентов однозначно интерпретировать генетический тип рассеянного органического вещества, которое являлось источником нефти и впоследствии конденсатов, установить не представляется возможным. Можно лишь по значениям коэффициентов Эб/Кс, ЦГ/ЦП, K_{mC_6} предполагать, что источником было все-таки смешанное гумусово-сапропелевое рассеянное органическое вещество.

4.3. Геохимические особенности нефтей

Нефть залежей в пластах-коллекторах нижнего и нижнего – среднего кембрия изучена на Сухотунгусской и Нижнелетнинской площадях в шести скважинах. По стандартным методикам [77] определены физико-химические характеристики, компонентный, углеводородный, индивидуальный состав бензиновых фракций н. к. –125 °С, товарные свойства не изучены.

Рассмотрим *общие физико-химические свойства нефти*. Нефть чаще легкая (менее 850 кг/м³) и средней плотности (851–875 кг/м³), малопарафинистая, среднесернистая, малосмолистая (табл. 4.7). Исключение составляет нефть в породах-коллекторах верхнекембрийской подшхиты, локализованная на небольших глубинах (770–835 м, скважина Ст-4). Нефть здесь тяжелая (битуминозная) – 902,2 кг/м³, высокосернистая – 3,6 %, смолистая – 4,86 %, высоковязкая – кинематическая вязкость при 20 °С составляет 86,9 сСт.

Таблица 4.7

Физико-химические свойства нефти разновозрастных отложений
Курейско-Бакланихинского мегавала

Параметр	Возраст пород-коллекторов, вмещающих залежи	
	Є _{1pl}	Є _{1-zkst}
Начало кипения, °С	49–105	54–123
Выход, %, фракций, °С:		
до 200	7–37	26,7–29,2
до 300	19–55	25,8–47,9
до 500	44–57	22,9–55,8
Плотность, кг/м ³	801,3–861,5	814,6–902,2
Вязкость кинематическая, сСт	9,5–26,4	4,4–86,9
Температура плавления парафина, °С	53,2	–
Содержание, %:		
парафина	0,93–1,5	1,65–1,90
смола силикагелевых	5,35–77,19	1,11–4,86
серы	0,6–0,7	0,84–3,60
асфальтенов	0,3–0,4	0,17–0,80

Температура плавления парафинов изучена только в единственной пробе и достигает 53,2 °С, что коррелируется с нефтью горизонта А-VI Моктаконского НГКМ (скважина 1, интервал 3 303–3 325,5 м), где она составляет 50 °С.

Во всех изученных пробах вязкость зависит от концентрации асфальтово-смолистых соединений.

Комплекс исследований *фракционного состава нефти и характеристик узких фракций* различается, поэтому для получения целостной картины будут рассматриваться данные, сформированные по анализам из разных скважин, но относящиеся к залежам в стратиграфически одинаковых пластах-коллекторах (табл. 4.8).

Проба нефти, отобранная из верхнекостинских отложений в скважине Ст-4 в интервале 770–835 м и имеющая плотностью 902,2 кг/м³ и вязкость 86,9 сСт при 20 °С, является аномальной для данной площади. Возможно, это тяжелая, высоковязкая нефть (битумоид), вымытая из пород открытой части ствола (770–838 м) в результате закачки в пласт дизельного топлива при снижении уровня.

Таблица 4.8

Физико-химические характеристики нефти пластов-коллекторов костинской и платоновской свит

Скважина	Интервал опробования, м	Возраст отложений	Вязкость кинематическая при 20 °С, сСт	Плотность, кг/м ³	Содержание, % мас.			
					асфальтенов	смола	серы	парафинов
Нлт-2	1 455–1 522	Є _{1pl2}	–	839,8	0,04	7,10	0,7	0,93
Ст-1	2 559–2 191	Є _{1pl}	4,4	826,8	0,17	1,11	–	1,9
Ст-6	1 345–1 355	Є _{1-2kst2}	4,91	819	–	–	–	–
Ст-7	704–720	Є _{1-2kst3}	2,4	794	–	3,4	–	–
Ст-4	770–835	Є _{1-2kst3}	86,9	902,2	0,80	4,86	3,6	–
Ст-4	2 472–2 482	Є _{1pl}	3,8	801,3	–	6,0	0,00	1,3
Ст-3	2 425–2 558	Є _{1pl}	26,4	861,5	0,3	5,35	0,6	1,5

Окончание табл. 4.8

Скважина	Н. к., °С	Выход, % мас., фракций, °С					
		До 150	До 200	До 250	До 300	До 500	Остаток
Нлт-2	49	13	27	42	55	–	45,0
Ст-1	90	12,60	27,74	–	–	46,5	53,5
Ст-6	123	8,5	29,0	51,5	74,0	–	26,0
Ст-7	65	28,3	61,2	75,4	89,8	100	–
Ст-4	–	–	–	–	–	–	–
Ст-4	51	–	37,0	–	19	44	56,0
Ст-3	105	–	7,0	–	36,0	57,0	33,0

В целом снизу вверх идет облегчение нефти – от 826,8 до 794 кг/м³ (табл. 4.8).

Для детального исследования нефть из залежи в платоновской свите (интервал 1 455–1 522 м, скважина Нлт-2) была разогнана на стандартные узкие фракции от н. к. 49 до к. к. 350 °С (табл. 4.9).

Аналогичным образом для сравнения была разогнана нефть нижнекостинской подсвиты (интервал 2 599,6–2 191,8 м, скважина Ст-1), имеющая температуру н. к. 90 °С (табл. 4.10).

Определялись выход каждой фракции на нефть и характеристики: плотность, показатель преломления, кинематическая вязкость, минимальная анилиновая точка, по которой впоследствии вычислялся групповой углеводородный состав.

Таблица 4.9

Групповой углеводородный состав нефти платоновской свиты (скважина Нлт-2, интервал 1 455–1 522 м, ϵ_{100})

Фракция, °С	Выход фрак- ции, %	Удельный вес, г/см ³		Показатель преломления		Максимальная анилиновая точка		Групповой УВ состав, вычисленный по анилиновой точке, % мас.						
		до уда- ления арома- тики	после уда- ления арома- тики	до уда- ления арома- тики	после уда- ления арома- тики	до уда- ления арома- тики	после уда- ления арома- тики	Ароматические (А)		Нафтеновые (Н)		Метановые (М)		
								на фрак- цию	на нефть	на фрак- цию	на нефть	на фрак- цию	на нефть	
Н. к.–49	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
49–125	9,4	0,7055	0,7054	1,4002	1,3964	59,4	64,6	6,2	0,6	21,3	2,0	72,5	6,9	
125–150	4,4	0,7482	0,7406	1,4204	1,4122	60,5	69,2	11,0	0,5	14,9	0,6	74,1	3,3	
150–200	13,0	0,7780	0,7714	1,4356	1,4270	66,4	76,4	15,0	2,0	6,8	0,9	78,2	10,1	
200–250	14,1	0,8130	0,7936	1,4535	1,4408	75,5	85,0	16,0	2,3	3,4	0,5	80,6	11,3	
250–300	12,7	0,8381	0,8161	1,4666	1,4516	83,7	93,5	17,8	2,3	0	0	82,2	10,4	
300–350	7,4	0,8651	0,8393	1,4803	1,4565	88,4	98,8	20,3	1,5	2,8	0,2	76,9	5,7	
Более 350	38,9													
На нефть									9,2		4,2		47,7	
На дистиллятную часть									15,1		6,9		78,0	

Групповой углеводородный состав нефти нижнекостинской подсыты
(скважина Ст-1, интервал 2 191,8–2 559,6 м, $C_{1-2kst1}$)

Фракция, °С	Выход фракции, %	Удельный вес, г/см ³		Максимальная анилиновая точка		Групповой УВ состав, вычисленный по анилиновой точке, % мас.						Содержание парафинов, % мас.	
		до удаления ароматики	после удаления ароматики	до удаления ароматики	после удаления ароматики	Ароматические (А)		Нафтеновые (Н)		Метановые (М)			
						на фракцию	на нефть	на фракцию	на нефть	на фракцию	на нефть	на фракцию	на нефть
90–122	2,90	0,7466	–	55,5	67,3	14,16	0,41	10,48	0,30	75,36	2,19	–	–
122–150	9,70	0,7546	0,6783	56,0	69,0	16,38	1,59	16,72	1,62	66,90	6,49	–	–
150–200	14,14	0,7702	0,7506	57,0	74,0	24,65	3,49	15,15	2,14	60,20	8,51	–	–
200–250	10,08	0,7962	0,7742	68,0	80,0	19,92	2,01	23,22	2,34	56,86	5,73	–	–
250–300	7,42	0,8182	0,8088	69,5	83,0	19,85	1,48	40,08	2,98	40,07	2,97	–	–
300–350	9,26	0,8322	0,8106	76,5	88,0	22,19	2,05	44,47	4,12	33,34	3,09	–	–
350–400	10,22	0,8458	Не опр.	83,0	93,5	21,74	2,22	46,96	4,80	31,30	3,20	0,66	0,07
400–450	10,11	0,8677	0,8396	89,0	101	25,92	2,62	40,74	4,12	33,34	3,37	5,39	0,55
450–500	11,14	0,8868	0,8618	98,5	110	26,11	2,91	29,56	3,29	44,33	4,94	8,60	0,96
Остаток	13,26	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Потери	1,74	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
На нефть				–	–	–	18,78	–	25,70	–	40,49	–	–
На дистиллятную часть				–	–	–	22,10	–	30,25		47,65	–	–

Согласно данным табл. 4.9 и 4.10, в нефтях костинской свиты происходит ароматизация нефти, ряд УВ имеет вид $M > H > A$ в нефти костинской свиты и $M > A > H$ в нефти платоновской свиты. В первом случае нефть относится к метано-нафтеновому типу, во втором – к метано-ароматическому.

То есть в нефти отложений платоновской свиты наблюдается уменьшенное содержание нафтеновых углеводородов (6,9 %) и ароматических (15,1 %) по отношению к нефти костинской свиты и закономерное увеличение содержания метановых углеводородов.

Следовательно, нефть в вышележащих пластах костинской свиты в процессе миграции стала более ароматической и метаморфизованной, поэтому есть прямой смысл рассмотреть структурно-групповой состав нефтяных фракций этих нефтей.

Структурно-групповой состав нефтяных фракций, выкипающих при температуре выше 200 °С, рассчитывался по методу, основанному на определении показателя преломления, плотности и молекулярной массы (табл. 4.11).

Таблица 4.11

Структурно-групповой состав фракций сухотунгусской нефти по методу $n - \rho - M$

Фракция, °С	Плотность ρ_4^{20} , г/см ³	Показатель преломле- ния n_D^{20}	Молекуляр- ный вес, кг/кмоль	Содержание углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
				C _a	C _n	C _k	C _n	K _a	K _n	K _o
200–250	0,7962	1,4460	162	–	–	–	–	–	–	–
250–300	0,8182	1,4561	185	10	31	41	59	0,2	0,8	1,0
300–350	0,8322	1,4635	209	10	32	42	58	0,25	1,0	1,25
350–400	0,8458	1,4709	255	12	28	40	60	0,3	1,1	1,40
400–450	0,8677	1,4810	275	13	29	42	58	0,4	1,3	1,70
450–480	0,8868	1,4829	309	6	46	52	48	0,2	2,2	2,40

Согласно результатам изучения структурно-группового состава нефти Сухотунгусской площади, во всех фракциях увеличивается общее количество углерода в циклических структурах. Во фракциях 200–450 °С растет доля углерода, приходящегося на парафиновые структуры. И наоборот, в конце кипения (фракция 450–480 °С) доля углерода

в парафиновых структурах уменьшается до 48 % и резко увеличивается общее число колец в молекуле, что обусловлено ростом содержания углерода (до 46 %), приходящегося на нафтенковые структуры.

В качестве информативных параметров диагностики типов нефтей используется присутствие в нефти метиленовых углеводородов. В ряду алканов два соседних члена ряда отличаются друг от друга на группу CH_2 , или метиленовую группу. Но метиленовая группа не только строительный блок для мысленного построения алканов, это реальная молекула метилена.

В ряду метано-нафтенковых УВ наибольшим распространением в метильных группах пользуются изолированные метильные группы $\text{CH}_3\text{-CH}_2\text{-}$, $\text{CH}_3\text{-CH}_2\text{-CH}_2\text{-}$, $\text{CH}_3\text{-CH}(\text{CH}_3)\text{-CH}_2\text{-}$, изопропильные группы $\text{CH}(\text{CH}_3)_2$, ди- и полиметиленовые группы $(\text{CH}_3)_2\text{C}-(\text{CH}_2)_n\text{-C}(\text{CH}_3)_2$ при $n > 2$, внутренние двойные связи, соответствующие 1,4-полимеризации диеновых углеводородов.

Н. И. Черножуковым и Л. П. Казаковой разработана методика выделения твердых ароматических углеводородов из масляных фракций нефти, а также методика выделения твердых ароматических нафтенных и парафиновых углеводородов, присутствующих в высококипящих фракциях нефти. Методика предусматривает наряду с хроматографическим разделением на силикагеле и депарафинизацией в смеси ацетон – бензол – толуол разделение твердых углеводородов карбамидом (в растворе метилэтилкетона) на углеводороды, образующие комплекс (I тип), и на углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом (II тип). Поэтому рассмотрим содержание метильных CH_3 и метиленовых групп CH_2 в сухотунгусской нефти (табл. 4.12).

Циклоалканы (нафтены) – насыщенные углеводороды циклического строения с общей структурной формулой C_nH_{2n} .

В настоящее время доказано, что циклоалканы присутствуют во всех нефтях и во всех нефтяных фракциях. К сожалению, исследования углеводородного состава сухотунгусской нефти отсутствуют, однако по аналогии с конденсатами здесь можно ожидать присутствие гомологов циклопентана и циклогексана. Согласно данным табл. 4.12, в составе изопарафинов встречаются и шестичленные, и пятичленные циклоалканы в соотношении 2,46 : 1.

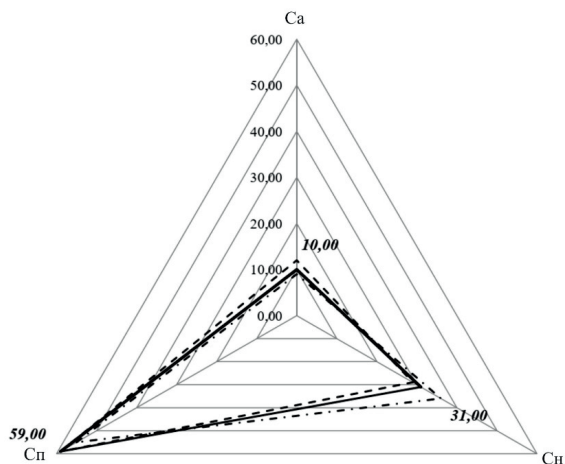
Таблица 4.12

Структурно-групповой состав метано-нафтеновых углеводородов сухотунгусской нефти
(по данным ИК-спектрометрии)

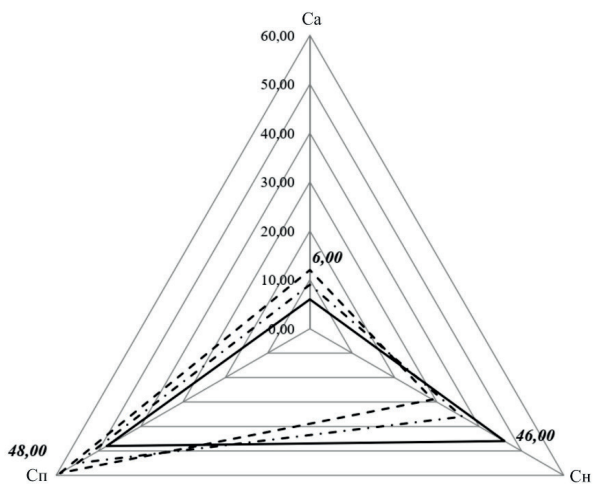
Фракции, °С	Содержание групп, % вес.									СН, С
	Метильные CH ₃		Метиленовые группы алканов CH ₂					Метиленовые в циклоалканах CH ₂		
	изолиро- ванные	прочие	более 6	4–5	3	2	1	шести- членные	пяти- членные	
Изопарафины, 200–350	15,8	6,3	23,7	0,0	5,9	3,2	3,9	18,7	7,6	14,9
I группа*, более 350	15,1	4,2	27,4	0,0	5,4	2,9	1,9	16,1	5,7	21,3
II группа**, более 350	14,7	3,9	27,4	0,0	7,6	3,3	3,2	7,5	5,8	27,1

*I группа – углеводороды, образующие комплекс с карбамидом.

**II группа – углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом.



a



б

———— Сухотунгусская, 4 — — — — р. Толба - · - · - · р. Оленёк

Рис. 4.4. Сравнение структурно-группового состава сухотунгусской нефти с нефтепроявлениями на поверхности: *a* – фракция 250–300 °С; *б* – фракция 450–480 °С; C_a , C_n , $C_{п}$ – доля углерода, приходящегося на ароматические, парафиновые и нефтеные структуры соответственно

Среди метильных групп углеводородов преобладают изолированные группы – 15,8 % вес., метиленовые группы в алканах с $n > 6$ составляют 23,7 % вес., 13,0 % вес. приходятся на остальные метиленовые группы в алканах.

В свете полученных данных интересно было сравнить фракции 250–300 и 450–480 °С в поверхностных нефтепроявлениях (рис. 4.4).

Приведенные данные свидетельствуют о том, что сухотунгусская нефть очень похожа на поверхностные нефтепроявления р. Толба (район скважины Ст-4) и р. Оленёк (Анабарская антеклиза) и является глубоко преобразованным в течение геологической истории деградированным флюидом из рифейских и вендских материнских толщ. Битумы обнаружены непосредственно под залежью нефти в пласте K_2^1 на Сухотунгусской площади и в пласте-коллекторе K_1^6 на Голяярской площади в скважине ГЯр-1.

По данным Е. А. Бакай, «поступление УВ в коллекторские горизонты венда и кембрия из рифейских материнских толщ маловероятно, так как генерационные процессы в них закончились уже в рифейское время» [8]. При этом не допускается первичное формирование в рифее и венде залежей за счет вертикальной межрезервуарной миграции из рифейских толщ и дальнейшее их переформирование и биodeградация. Курейско-Бакланихинский мегавал с его геологической историей, тектоническими, гидродинамическими, литолого-фациальными и геохимическими барьерами служит реальным препятствием для дальней латеральной миграции, а предполагается, что «основной источник находится восточнее, в Курейской синеклизе» [8], за сотни километров от Турухано-Норильского СНГР.

Нефть – наиболее устойчивая углеводородная система. Для данной территории было выбрано несколько более или менее представительных, с точки зрения автора, кондиционных проб, по которым и определен условный коэффициент качества (табл. 4.13) нефти K_y .

В табл. 4.13 приведен условный коэффициент качества изученных нефтей. Во всех случаях нефти обладают очень низкими товарными качествами ($K_y \geq 1$), и их ресурсы, по оценке С. Н. Распутина (1987), незначительны.

Для полной геохимической характеристики нефтегазовых систем этой территории имеющихся в распоряжении автора материалов крайне недостаточно. Тем не менее по полученным данным можно констатировать следующие положительные моменты.

Таблица 4.13

Характеристика нефти из скважин Курейско-Бакланихинского мегавала

Параметры	Ст-1	Ст-1	Ст-3	Нлт-2
Продуктивные отложения	Є _{1-2 kst1}			Є _{1 pl2}
Интервал отбора пробы, м	2 550	2 559–2 191	2 428	1 455–1 522
Плотность нефти ρ, г/см ³	0,8171	0,8268	0,8517	0,8398
Содержание солей, мг/л	79			110
Содержание серы, %	0,84	0,87	0,48	0,7
K _y *	1,233	1,259	1,325	1,306

*K_y = 0,002 9S + 0,000 39C + 2,696ρ – 1,003, где S – содержание общей серы, %; C – содержание воды, мг/л; ρ – плотность, г/см³; при K_y < 1 нефть высокого качества; при K_y ≥ 1 нефть низкого качества.

Территория расположена в непосредственной близости к водной артерии р. Енисей и инфраструктурно развитому п. Туруханску, поэтому подготовка здесь даже мелких месторождений нефти может быть достаточно эффективной. Кроме того, эта территория находится на траверзе месторождений Таначи-Моктаконской ЗНГН, где не исключены новые открытия, т. е. в перспективе их можно разрабатывать в тандеме.

Известно также, что одной из особенностей нижнетунгусской свиты рифея этого района является широкое распространение в ней микрокеритов. По данным С. А. Кашенко, кериты в прошлом были жидкими УВ относительно близкой миграции, возникшими при региональном метаморфизме нефти. Нефтематеринские свойства рифейских толщ подтверждает хорошая корреляция C_{орг} и хлороформенного битумоида А (ХБА). Рифейские отложения в совокупности с нефтематеринскими толщами платоновской свиты нижнего кембрия способны обеспечить генерацию УВ, достаточных, при наличии ловушек, для формирования месторождений нефти и газа в отложениях перекрывающей костинской свиты, нефтегазоносность которых доказана на целом ряде площадей Курейско-Бакланихинского вала. Возобновление работ по новым технологиям с применением высокочастотной сейсморазведки МОГТ в комплексе с электроразведкой ЗСБ может существенно повысить перспективы нефтегазоносности района.

5. ГЕОХИМИЧЕСКИЙ ОБЛИК ПРИРОДНЫХ ГАЗОВЫХ СИСТЕМ ЗОНЫ АНГАРСКИХ СКЛАДОВ

В зоне Ангарских складов, обособленных в самостоятельный газonosный Нижнеангарский район, открыто пять месторождений, залежи которых локализованы в отложениях венда – нижнего палеозоя (табл. 5.1).

Большинство месторождений зарегистрировано в балансе запасов как однофазные залежи – газовые. Исключение составляет лишь Берябинское, которое отнесено к категории газоконденсатных скоплений. Оно выявлено в отложениях бельской свиты нижнего кембрия. В этой связи более детально в разрезе отдельных залежей рассмотрим эти месторождения с использованием различных статистических методов изучения состава, свойств пластового газа и геохимических особенностей газов и конденсатов Нижнеангарского СНГР.

5.1. Особенности состава и свойств газовых систем

Агалеевское газовое многопластовое месторождение содержит шесть залежей, т. е. практически во всех известных в данном газonosном районе продуктивных пластах венда от собинской до алешинской свит, исключая пласт Сб-I собинской свиты (табл. 5.1) и пласт Р(Б-VII) редколесной свиты. Это связано с отсутствием надежных региональных экранов-флюидоупоров в венд-нижнепалеозойском комплексе, что способствовало локализации газонасыщения в сводовых частях ловушек во всех продуктивных горизонтах комплекса. Роль локальных покрывшек здесь выполняют глинисто-алевритистые породы, пачки аргиллитов и уплотненные прослои глинистых доломитов, толщина которых изменяется от 0,5 до 2,0–3,0 м.

По геохимическим показателям, предложенным Ю. П. Коротаевым с соавторами и В. И. Старосельским [4; 80], все пласты этого месторождения содержат однофазные газовые залежи и лишь пласты Тт-I и Сб-I могут относиться к двухфазной системе.

Распределение месторождений УВ венд-нижнепалеозойских отложений Нижнеангарского СНР

Свита, возраст	Горизонт	Месторождения УВ				
		Имбинское	Восточно-Имбинское	Агалеевское	Берямбинское	Абаканское
Бельская, C_{1bls}	А-V	-	-	-	ГК	-
Усольская, C_{1us}	Б-I			Г		
Тэтэрская, $V-C_{1tr}$	Тт-I-II			ГК		
Собинская, V_{sb}	Сб-I	Г	Г	-	-	Г
	Сб-II			-		
	Сб-III			-		
Катангская, V_{ktg}	Кт-I-II (Б-VI)	-	-	Г	-	Г
Редколесная, V_{rl}	Рд (Б-VII)	Г	Г			
Мошакловская, V_{ms}	Мш-I	ГК	-	-		
	Мш-II					
Чистяковская, V_{cs}	Чс-I	-	-	Г	-	Г
	Чс-II	Г				
	Чс-III	-				
Алешинская, V_{al}	Ал-I	-	-	-	-	-
	Ал-II			Г		
	Ал-III, IV			-		

Таблица 5.2

Средние значения физико-химических параметров и состав газов венд-нижнепалеозойских пластов Агалеевского месторождения

Параметр	Скважины и пласт					
	1, 2, 4	2, 4	1	4	3	2
	Чс-II	Сб-I	Чс-III	Ал-II	Кт-II	Тт-I
<i>Физические свойства</i>						
Пластовое давление, МПа	34,5	30,1	34,45	37,3	30,4	27,5
Температура, К	314	288	315,5	334	292	296
Плотность, г/см ³ :						
абсолютная	0,821	0,898	0,789	0,787	0,773	0,960
относительная	0,686	0,745	0,644	0,653	0,641	0,797
<i>Состав, % об.</i>						
CH ₄	70,387	77,15	76,466	78,26	80,52	63,96
C ₂ H ₆ +высш	0,410	3,01	0,466	0,405	0,738	0,670
N ₂	28,822	15,008	22,663	18,754	18,149	17,79
He	0,287	0,267	0,3695	0,237	0,4	0,34
CO ₂	0,090	3,61	0	2,14	0,106	16,97
H ₂	0,004	0,195	0,036	0,204	0,087	0,27
H ₂ S	–	0,76	–	–	–	–
<i>Расчетные коэффициенты</i>						
K _{зр} = CH ₄ /H ₂	17 597	396	2124	384	926	237
K _с = CH ₄ /(C ₂ –C ₆)	171,54	25,63	346,85	193,23	109,11	38,30
K ₆ = i-C ₄ /n-C ₄	0,78	0,74	1,26	0,77	0,73	0,68
K _{пент} = i-C ₅ /n-C ₅	5,40	1,78	2,41	1,79	1,76	1,67
<i>Геохимические параметры по способу Ю. П. Кортаева и др.</i>						
A = C ₂ /C ₃	9,02	3,37	14	5,60	9,05	4,48
Z = (A + B)	1 346	234	1 558	1 201	605	598
Тип залежи	Г	ГК	Г			
<i>Геохимические параметры по методике В. И. Старосельского [4]</i>						
C ₂ + C ₃ , % об.	2,13	8,625	2,21	1,67	3,215	6,93
100C ₂ /(C ₃ + C ₄)	534,76	250,47	1 009,44	348,16	476,94	360,83
100C ₂ /C ₁	2,72	8,62	2,65	1,81	3,60	8,86
Тип залежи	Г	ГК	Г			

По соотношению метана и его гомологов (табл. 5.2) в пластах Кт-I, Чс-II, III; Ал-I распространены сухие углеводородные газы (100C₂₊/C₁ = 1,81–3,60) чисто газовых залежей.

В остальных пластах локализованы залежи с небольшим количеством газоконденсата ($<50 \text{ г/м}^3$). Они приурочены к верхним горизонтам накопления конденсатов (пласты Тт-I, Сб-I) и могут быть отнесены по классификации И. С. Старобинца [79] к низкоконденсатным залежам.

Имбинское газовое многопластовое месторождение содержит четыре залежи в локальных резервуарах собинской и мошаконской свит венда. Промышленные залежи газа обнаружены в пластах Сб-II и III, Мш-I и II (табл. 5.3).

Таблица 5.3

 Физико-химические параметры и состав газов вендских пластов
Имбинского месторождения

Параметр	Скважина и пласт			
	Имбинская 2		Имбинская 180	
	Сб-III	Мш-II	Сб-II, III	Мш-I
<i>Физические свойства</i>				
Пластовое давление, МПа	24,92	29,24	–	–
Температура, °С	40	37	–	–
Плотность, г/см ³ :				
абсолютная	0,8003	0,8045	0,7627	–
относительная	0,6641	0,6676	0,6329	–
<i>Состав, % об.</i>				
СН ₄	77,351	76,12	81,487	79,711
С ₂ Н _{6+высш}	4,348	6,971	3,053	2,748
N ₂	17,009	16,43	14,908	17,175
He	0,458	0,38	0,485	–
CO ₂	0,834	0,1	–	–
H ₂	0	0	0,067	0,366
<i>Расчетные коэффициенты</i>				
K _{рп} = СН ₄ /H ₂	–	–	1 216	215
K _с = СН ₄ /С ₂ –С ₆	57,94	56,81	156,40	29,60
K ₆ = <i>i</i> -С ₄ / <i>n</i> -С ₄	0,61	0,76	0,78	0,57
K _{нент} = <i>i</i> -С ₅ / <i>n</i> -С ₅	1,41	–	2,18	2,13
<i>Геохимические параметры по способу Ю. П. Коротаяева и др.</i>				
A = С ₂ /С ₃	4,67	8,94	8,37	6,36
Z = (A + B)	387	423	1 064	1 501
Тип залежи	ГК		Г	

Параметр	Скважина и пласт			
	Имбинская 2		Имбинская 180	
	Сб-III	Мш-II	Сб-II, III	Мш-I
<i>Геохимические параметры по методике В. И. Старосельского [4]</i>				
$C_2 + C_3$, % об.	3,654	6,26	2,831	2,516
$100C_2/(C_3 + C_4)$	267	493	570	498
$100C_2/C_1$	3,89	7,40	3,10	2,73
Тип залежи	Г	ГК	Г	

Газы пласта Мш-II полужирные ($K_{ж} = 100C_2/C_1$) – 9,16. Залежь пласта Мш-II по этому параметру может быть отнесена к газоконденсатной с конденсатным фактором менее 50 г/м³.

Газы всех пластов характеризуются высоким содержанием азота (15 % и более), что позволяет их классифицировать как высокоазотные.

Восточно-Имбинское месторождение содержит два пласта с промышленными скоплениями газа (табл. 5.4). Это пласты в собинской и редколесной свитах венда. Обе залежи чисто газовые, содержащие сухой метановый газ в составе углеводородной смеси.

Таблица 5.4

Физико-химические параметры и состав газов вендских пластов Восточно-Имбинского месторождения (скважина Имбинская 4)

Параметр	Пласт	
	Сб-III	Б-VII
<i>Физические свойства</i>		
Пластовое давление, МПа	26,6	29,9
Температура, °С	36,6	39,7
<i>Состав, % об.</i>		
CH ₄	79,89	75,94
C ₂ H _{6+высш}	2,80	5,87
N ₂	16,37	18,09
He	0,25	0,10
CO ₂	0,063	0,002
H ₂	0,626	0
H ₂ S	3,5	–

Параметр	Пласт	
	Сб-III	Б-VII
<i>Расчетные коэффициенты</i>		
$K_{зр} = CH_4/H_2$	128	–
$K_c = CH_4/(C_2-C_6)$	28,53	12,94
$K_6 = i-C_4/n-C_4$	0,90	0,31
$K_{гепт} = i-C_5/n-C_5$	–	–
<i>Геохимические параметры по способу Ю. П. Коротаева и др.</i>		
$A = C_2/C_3$	–	–
$Z = (A + B)$	2 298	1 924
Тип залежи	Г	
<i>Геохимические параметры по методике В. И. Старосельского [4]</i>		
$C_2 + C_3, \% \text{ об.}$	2,5	5,45
$100C_2/(C_3 + C_4)$	1 590	1 586
$100C_2/C_1$	4,04	0,83
Тип залежи	Г	

Газы обоих пластов характеризуются высоким содержанием азота (16–18 %), что позволяет их классифицировать как высокоазотные ($N_2 = 16,4\text{--}18,1\%$ об.), а газы пласта Сб-III относятся к категории высокосернистых (более 2 %).

Абаканское месторождение в вендском газоносном комплексе и верхневендско-нижнекембрийском комплексе содержит 10 продуктивных пластов и 4 возможно продуктивных пласта. В вендском НГК продуктивными являются песчаные пласты редколесной мошак-ковской, чистяковской и алешинской свит: Рд, Мш, Чс-I–Чс-IV, Ал-I–Ал-III. В верхневендско-нижнекембрийском НГК продуктивны преимущественно карбонатные пласты собинской, катангской свит Сб, Кт-II и, возможно, продуктивными окажутся пласты тэтэрской, катангской и алешинской свит: Тт-I, Тт-II, Кт-I, Ал-IV.

Промышленная газопродуктивность установлена в пластах: Б-VI, Б-VII, Мш-I + Мш-II + Чс-I и Чс-III.

Для залежей в продуктивных пластах Чс-II, Чс-III, Ал-I–Ал-III не исключается, что, возможно, это будет одна массивная залежь.

Локальными флюидоупорами для продуктивных пластов служат пачки аргиллитов, карбонатно-сульфатно-глинистые вышележащие пачки и в одном случае пласты соли в собинской свите для продуктивного пласта Сб. Региональным флюидоупором является соленосная усольская свита.

Газы всех залежей сухие ($K_c = 31,8-99,8$ % об.), метановые ($CH_4 = 83,1-88,3$ % об.), азотные ($N_2 = 10,4-12,9$ % об.), низкоуглекислые, с содержанием CO_2 менее 2 % об. (табл. 5.5).

Таблица 5.5

Характеристика пластовых газов Абаканского месторождения (скважина 1)

Параметр	Пласт				
	Б-VI	Б-VII	Мш-I, II; Чс-I	Чс-III	Ал-I
<i>Физические свойства</i>					
Пластовое давление, МПа	32,74	32,84	32,95	33,49	34,11
Температура, °С	46,13	47,34	48,36	50,5	50,78
Плотность, г/см ³ :					
абсолютная	0,7658	0,7279	0,7372	0,7512	0,755
относительная	0,6355	0,604	0,6117	0,6233	0,6265
<i>Состав, % об.</i>					
CH ₄	83,09	88,305	86,431	85,507	84,302
C ₂ H ₆ +высш	2,081	0,855	1,926	2,686	2,572
Азот	12,927	10,398	10,743	10,46	12,021
Гелий	0,271	0,33	0,345	0,22	0,219
H ₂	0,003	0,008	0,248	0,003	0,017
CO ₂	1,591	0,058	0,173	1,115	0,859
<i>Расчетные коэффициенты</i>					
$K_{np} = CH_4/H_2$	27 697	1 1038	349	28 502	4 959
$K_c = CH_4/(C_2-C_6)$	39,93	99,78	44,88	31,83	32,78
$K_6 = i-C_4/n-C_4$	0,60	0,49	0,73	0,73	0,73
$K_{лент} = i-C_5/n-C_5$	4,00	1,27	4,00	3,33	3,67
<i>Геохимические параметры по способу Ю. П. Кортаева и др.</i>					
$A = C_2/C_3$	12,86	4,21	12,80	12,85	11,49
$Z = (A + B)$	4 494,6	2 350,3	7 374,9	6 693,2	4 836,8
Тип залежи	Г				

Параметр	Пласт				
	Б-VI	Б-VII	Мш-I, II; Чс-I	Чс-III	Ал-I
<i>Геохимические параметры по методике В. И. Старосельского [4]</i>					
$C_2 + C_3$	1,996	0,755	1,863	2,603	2,485
$100C_2/(C_3 + C_4)$	881,82	257,35	928,93	935,97	852,89
$100C_2/C_1$	2,23	0,69	2,00	2,82	2,71
Тип залежи	Г				

Примечательно, что, в отличие от газов других месторождений данного газоносного района, залежи пластов Б-VII, Мш-I + Мш-II + Чс-I, Чс-III и Ал-I содержат 2,2-диметилбутан (0,008–0,074 % об.), 2,3-диметилбутан (0,0005–0,0100 % об.), 2 + 3-метилпентан (0,007–0,220 % об.), которые обнаруживаются, как правило, в бензиновых фракциях нефтей и конденсатов.

Беряmbинское месторождение выявлено в карбонатных горизонтах нижнебельской подсвиты нижнего кембрия.

Эти отложения являются стратиграфическим аналогом нижнетунгусского горизонта в Таначи-Моктаконской зоне Южно-Тунгусской НГО [63] и христофоровского горизонта в Непско-Ботубобинской и Ангаро-Ленской НГО, индексируемого как А-V.

Таблица 5.6

Физико-химические параметры и состав газов нижнекембрийских пластов Беряmbинского месторождения

Параметр	Пласт		
	А-V-1	А-V-2	А-V-3+4
<i>Физические свойства</i>			
Давление, МПа: пластовое насыщения	18,56	18,43	18,17
	18,5		18,1
Температура, °С	18		22
Плотность, г/см ³ : абсолютная	0,8381	1,1151	0,8663
относительная	0,6355	0,9255	0,7190

Параметр	Пласт		
	А-V-1	А-V-2	А-V-3+4
<i>Состав, % об.</i>			
CH ₄	77,26		78,98
C ₂ H _{6+высш}	14,77		16,50
N ₂	7,82		4,40
He	0,04		0,07
CO ₂	0,07		0,01
H ₂	0,04		0,04
H ₂ S	–		–
<i>Расчетные параметры</i>			
K _{пр} = CH ₄ /H ₂	1 975		
K _с = CH ₄ /(C ₂ –C ₆)	5,23		4,79
K ₆ = i-C ₄ /n-C ₄	1,0		0,67
K _{лент} = i-C ₅ /n-C ₅	–		–
<i>Геохимические параметры по способу Ю. П. Коротаева и др.</i>			
A = C ₂ /C ₃	2,25		2,94
Z = (A + B)	135,68		61,62
Тип залежи	ГК		ГК с малой НО
<i>Геохимические параметры по методике В. И. Старосельского [4]</i>			
C ₂ + C ₃ , % об.	12,71		13,40
100C ₂ /(C ₃ + C ₄)	166,7		204,1
100C ₂ /C ₁	11,4		12,7
Тип залежи	ГК		
<i>Групповой УВ-состав конденсатов, %</i>			
Метановые	–		42
Нафтоновые	–		32
Ароматические	–		26

В связи с этим на Беряmbинской площади продуктивные отложения в нижнебельской подсвите отнесены к горизонту А-V, а продуктивные пласты-коллекторы, входящие в состав горизонта, проиндексированы, соответственно, сверху вниз как А-V-1–А-V-4.

В составе газа горизонта А-V присутствуют: CH₄ – от 77,26 до 78,98 %, C₂H_{6+высш} – до 16,50 %, углекислый газ – до 0,07 %, азот –

до 7,82 %, водород – до 0,04 %, гелий – до 0,07 %, относительная плотность газа по воздуху составляет 0,6355 до 0,9255 г/см³ (табл. 5.6), теплота сгорания – от 35,4 до 38,2 мДж/м³.

Залежи газа во всех пластах конденсатные, с потенциальным содержанием конденсата 64,7 г/м³.

5.2. Состав и свойства конденсатов

Конденсат из пластов А-V-1, А-V-2 имеет плотность от 0,713 до 0,739 г/см³, вязкость при 20 °С от 0,78 до 0,89 сСт, сернистость от 0,13 до 0,16 %. В конденсате не содержатся твердые парафины. Температура застывания конденсата низкая (ниже –60 °С), и молекулярный вес составляет 96 и 116 г/моль соответственно. Конденсат пласта А-V-3 имеет плотность 0,701 г/см³, вязкость при 20 °С 0,65 сСт, сернистость 0,07 %. В конденсате не содержатся твердые парафины. Температура застывания конденсата низкая (ниже –60 °С), и молекулярный вес составляет 96 г/моль.

По групповому углеводородному составу газоконденсат относится к метано-нафтеновому типу, $M + N > N > A$ (см. табл. 5.6).

Для объединенного пласта А-V-3+4 экспериментально установлено фазовое состояние газоконденсатной системы при начальных термобарических условиях ($P_{пл} = 18,17$ МПа; $T_{пл} = 22,3$ °С). Выявлено, что газоконденсатная система при начальных термобарических условиях находится в однофазном состоянии. Критическое давление начала конденсации $P_{кр}$ равно 17,15 МПа, т. е. газоконденсатная система является недонасыщенной. Критическое давление – это давление, ниже которого система может распасться на две равновесные фазы – жидкость и газ. Однофазное состояние коррелируется с наблюдаемым аномально высоким пластовым давлением в горизонте А-V.

Таким образом, в Нижнеангарском СГР месторождения многопластовые, содержащие однофазные системы. Все месторождения преимущественно газовые, газоконденсатные залежи установлены в горизонте А-V Беряmbинского месторождения, в пластах Сб-I и Тт-I Абаканского месторождения не исключено присутствие газоконденсатных залежей, на что указывают геохимические коэффициенты состава газов.

Все залежи низкоконденсатные ($<50 \text{ г/м}^3$). Низкоконденсатные залежи можно также ожидать и в пластах Сб-III, Мш-II Имбинского газового месторождения. Конденсаты по групповому углеводородному составу относятся к метано-нафтеновому типу.

Газы всех месторождений азотные и высокоазотные, гелиеносные, низкоуглекислые, как правило, сухие, в пласте Сб-I Агалеевского и Сб-III Восточно-Имбинского месторождений обнаружен сероводород – 0,76 и 3,5 % соответственно. Инструментальные замеры аргона в газе не выполнены, поэтому возраст газов определить невозможно.

6. ПРОЦЕССЫ ФОРМИРОВАНИЯ И РАЗРУШЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ И РЕСУРСЫ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОГО НЕФТЕГАЗОВОГО СЫРЬЯ ЦЕНТРАЛЬНОЙ СИБИРИ

Геохимический облик углеводородных систем во многих аспектах отражает геолого-тектонические, литолого-фациальные и гидродинамические условия формирования и разрушения флюидов нефтегазоносных комплексов осадочного и вулканогенно-осадочного чехла территории Центральной Сибири.

Теоретические основы возникновения и разрушения залежей нефти и газа заключаются в дифференциации процесса формирования углеводородных систем.

На первой стадии происходит накопление ОВ в диффузно-рассеянной форме в водной среде и его биохимический распад в водных условиях в основном в анаэробной геохимической обстановке. Длительное прогибание и устойчивое быстрое захоронение ОВ под слоем вышележащих отложений, застойный гидрогеологический режим, биохимическое воздействие микроорганизмов и ферментов, восстановительная и слабо восстановительная геохимические обстановки определяют исходный тип, концентрацию ОВ и потенциал генерации УВ. Формируется органическое гумусово-сапропелевое вещество (II тип) осадочных пород.

На второй стадии в процессе погружения пород и достижения ими глубин, обеспечивающих температурные условия для постепенной трансформации ОВ осадочных пород, происходит образование углеводородов нефтяного ряда (микронепти), поэтому многие ученые и практики главенствующим геологическим фактором формирования углеводородных систем считают температуру (Вассоевич, 1967, 1986; Конторович и др., 1967, 1997; Вышемирский и др., 1971; Тиссо, Вельте, 1981; Хант, 1982; Фомин, 2004 и др.). Этому могут способствовать следующие геологические факторы: действие внутренней химической энергии ОВ и УВ, энергия кристаллизации и перекристаллизации пород, устойчивое прогибание бассейна, тепловой поток, геологическое время, режим региональных тектонических движений, которые и определяют количество, состав и фазовое состояние образовавшихся УВ.

На *третьей стадии* происходит миграция – перемещение диффузионно-рассеянной микроневти в перекрывающие осадочные породы, т. е. осуществляется переход нефтегазоматеринских толщ в производящие нефть и газ и определяющие возможные масштабы их аккумуляции в ловушках. Основные геологические факторы, сопровождающие процессы миграции, – это наличие в перекрывающей толще пород с хорошими коллекторскими свойствами, гравитационные силы, энергия уплотнения пород, химические процессы, капиллярные и другие силы.

При *четвертой стадии* гидродинамические и гравитационные силы, диффузия УВ через горные породы, тектонические движения, контролируемые масштабы и направления миграции, капиллярные силы, силы упругого расширения УВ и вмещающих пород приводят к перемещению УВ по пластам, содержащим породы-коллекторы. Перемещение возможно в водогазонасыщенном и свободном состояниях, т. е. осуществляется латеральная и вертикальная или, по А. А. Бакирову (1967 г.), резервуарная и межрезервуарная миграция.

Наличие пород-коллекторов и покрышек над ними, замкнутых ловушек различного типа обуславливает *пятую стадию* формирования скоплений УВ, называемую аккумуляцией УВ в ловушках.

Благоприятные физико-химические параметры среды, сохранение хороших коллекторских свойств вмещающих пород, герметичности покрышек и замкнутости ловушек обеспечивают консервацию скоплений на длительное геологическое время. В случае развития активного гидрогеологического режима начинается деструкция нефти. Этому способствуют развитие восходящих тектонических движений, дизъюнктивные нарушения, изменение региональных наклонов, проявление траппового магматизма и др.

Данная схема является основой теории осадочно-миграционного происхождения нефти и газа и поддерживается многими российскими и зарубежными учеными. К сторонникам осадочно-миграционной (органической, биогенной) теории относится большинство ведущих российских и зарубежных ученых и практиков, начиная с М. В. Ломоносова, Г. Гёфера и К. Энглера, И. М. Губкина, активными продолжателями теории по праву считаются А. А. Бакиров, Н. Б. Вассоевич, А. А. Трофимук, А. Э. Конторович, В. Е. Хаин, О. К. Баженова, С. Г. Неручев, Б. Тиссо (Франция), Д. Вельте (Германия), Г. Потонье (Германия), Дж. Хант (США) и др.

Не полемизируя по основным положениям теории осадочно-миграционного происхождения нефти и газа, обозначим некоторые интересные моменты, подмеченные на материалах изучения жидких и газообразных углеводородных флюидов из залежей углеводородов Центральной Сибири.

6.1. Метильные и метиленовые группы углеводородов

Монометилалканы в нефти рифея Юрубчено-Тохомского НГКМ (рис. 6.1) по содержаниям близки к другим группам углеводородов. Соотношение концентраций 12- и 13-монометилалканов $C_{24}-C_{30}$ и соответствующих изопреноидных углеводородов равно 0,7–0,8.

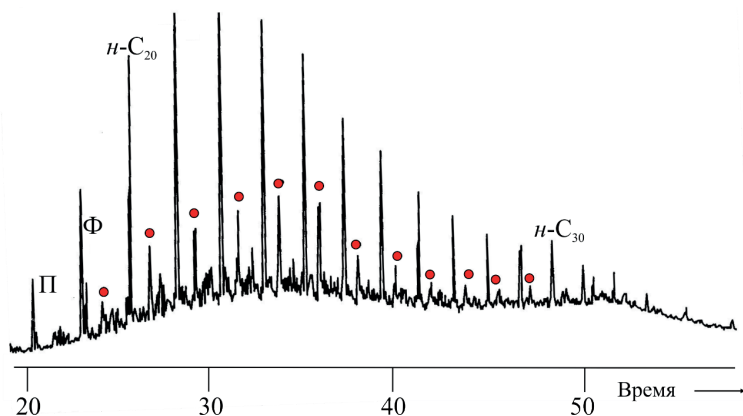


Рис. 6.1. Хроматограмма нефти из скважины Юр-8 (глубина отбора 2 334,6 м). Красными точками отмечены 12- и 13-метилалканы

Наличие 12- и 13-монометилалканов установлено и в нефти из скважины Шушукская 1 (глубина 2 772–2 780 м, венд, Б-IX). По распределению регулярных стеранов и диастеранов, наличию 12- и 13-монометилалканов эта нефть во фракции более 200 °С подобна юрубченской нефти, хотя и отличается соотношением гопанов Nh_{34} и Nh_{35} (Чусов, 2009).

Присутствие углеводородов 12- и 13-метилзамещенных алканов, по мнению В. М. Макшиной, О. А. Арэфьева, является специфической особенностью всех древних нефтей юга Сибирской платформы [66].

О. В. Шиганова (2006 г.) рассматривает присутствие 12- и 13-монотетраметилалканов в совокупности с другими показателями как наиболее важный признак, свидетельствующий о формировании ОВ нефтематеринских пород в условиях повышенной солености. Для выяснения влияния солей на растворимость метильных и метиленовых групп углеводородов Г. А. Роев (1979 г.) провел эксперименты с водами различной минерализации и показал, что концентрация метильных и метиленовых групп углеводородов стремится к равновесному состоянию, а концентрация ароматических УВ непрерывно увеличивается.

Для сравнения были проанализированы распределения 12- и 13-монотетраметилалканов в рифейской породе в четырех скважинах Юрубчено-Тохомского месторождения (рис. 6.2). Отношение 12-, 13-метилалканы/*n*-алканы варьирует в пределах 0,21–0,35, т. е. в ОВ пород также содержится значительное количество 12-, 13-метилалканов. Метилалканы обнаруживаются в углеводородах от C_{19} до C_{30} с пиком их содержания в углеводородном ряду от C_{19} до C_{24} . В органическом веществе вендских доломитистых песчаников (скважина Юр-25, глубина (2 264,0±3,5) м) это отношение идентично – 0,21.

Скважиной Кулиндинская 1 в доломитовых битуминозных толщах осинского горизонта усольской свиты (C_{1us}) и неравномерно глинистых доломитах усть-кутского горизонта тэтэрской свиты ($V-C_{1it}$), содержащих рассолы, Г. Н. Горгадзе и другими (2017 г.) в битумоидах установлено присутствие гомологического ряда 12- и 13-метилалканов, что подтверждает гипотезу о формировании ОВ нефтематеринских пород в условиях повышенной солености.

По данным И. И. Нестерова, метильные и метиленовые группы, которые являются основой для захороненного реликтового рассеянного органического вещества пород древних нефтей Сибирской платформы, практически отсутствуют в животном и растительном мире [59]. Наличие в живом организме метильных и метиленовых групп чревато для молекулы ДНК и ведет к развитию самых различных иммунопатологических состояний и процессов и, как следствие, к гибели живого организма, поэтому все живое и защищается от метилирования генов [38].

Тогда возникает вопрос: откуда столь внушительное содержание метильных и метиленовых групп в древнем ОБ?

По мнению И. И. Нестерова, уже на стадии диагенеза в керогене за счет бактериологического фильтра появляются группы CH_2 -, CH - в количестве до $(0-20) \cdot 10^{20}$ шт./г, на стадии среднего катагенеза они увеличиваются до $300 \cdot 10^{20}$ шт./г и на стадиях позднего катагенеза и начального метаморфизма вновь уменьшаются до $(0-55) \cdot 10^{20}$ шт./г. Одновременно меняется изотопный состав углерода: на стадии диагенеза (болотные газы) $\delta^{13}\text{C}$ составляет от -80 до -90 ‰; в газовых залежах – от -60 до -80 ‰; в газоконденсатных – от -35 до -60 ‰; в нефтяных – от -28 до -35 ‰.

Для изучения продуктов сгорания нефти она была сожжена на факеле в условиях свободного горения. Из рис. 6.3 видно, что в составе продуктов сгорания присутствуют в значительных количествах метиленовые углеводороды.

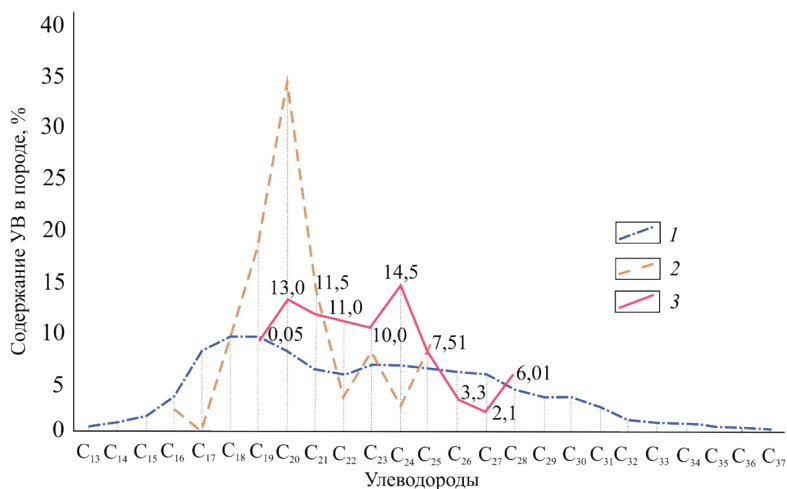


Рис. 6.2. Результаты определения содержания *n*-алканов, изопреноидов и 12-, 13-метиалканов (скважина Юр-13, глубина 2 324 м; рифейский доломит с битумом): 1 – *n*-алканы; 2 – изоалканы; 3 – 12- и 13-метиалканы. Углеводороды: C₁₃ – тридекан, C₁₄ – тетрадекан, C₁₅ – пентадекан, C₁₆ – гексадекан, C₁₇ – гептадекан, C₁₈ – октадекан, C₁₉ – нонадекан, C₂₀ – эйкозан, C₂₁ – генэйкозан, C₂₂ – докозан, C₂₃ – трикозан, C₂₄ – тетракозан, C₂₅ – пентакозан, C₂₆ – гексакозан, C₂₇ – гептаэкозан, C₂₈ – октакозан, C₂₉ – нанокозан, C₃₀ – триаконтан, C₃₁ – гентриаконтан, C₃₂ – дотриаконтан, C₃₃ – траконтан, C₃₄ – ботриоккоккан, C₃₅ – пентатриаконтан, C₃₆ – тетратриаконтан, C₃₇ – гептатриаконтан

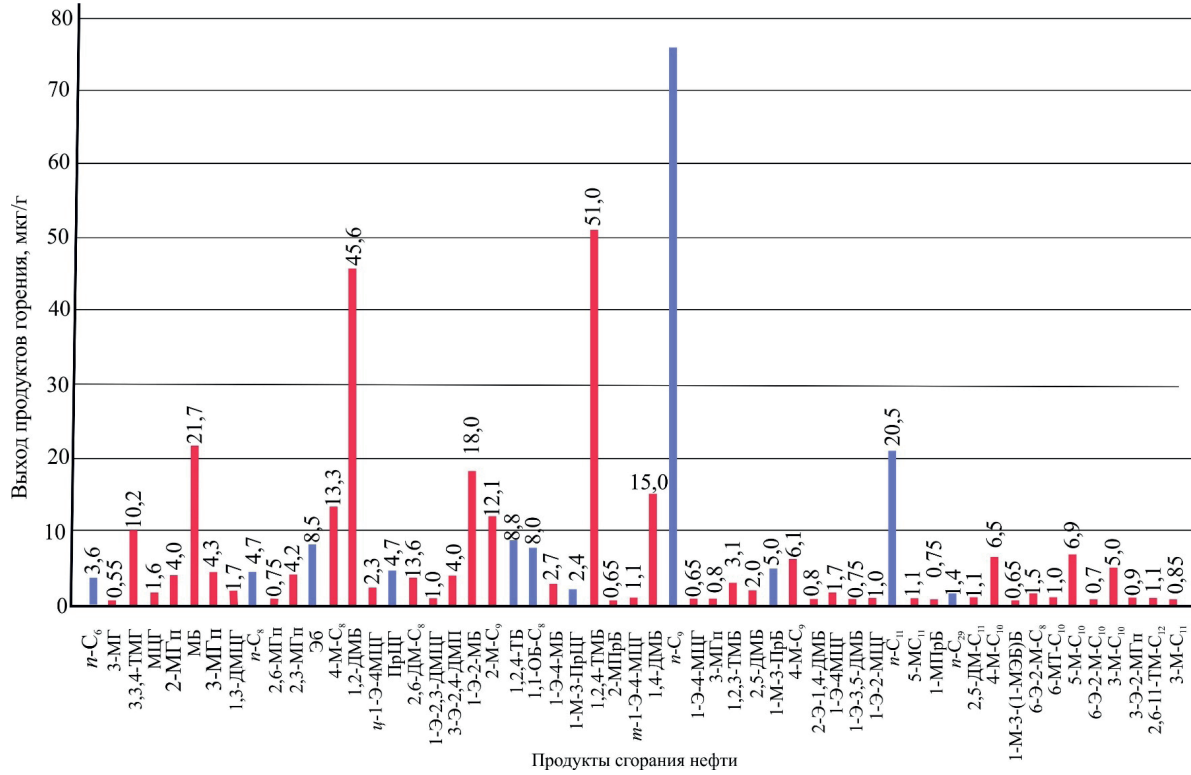


Рис. 6.3. Продукты сгорания нефти пласта PI-2д Юрубчено-Тохомского месторождения

Это свидетельствует о появлении вновь образованных в процессе горения метиленовых углеводородов с большим спектром, чем в исходной нефти, с разрывом связей $-C-C-$.

6.2. Геологические и геохимические процессы формирования углеводородов сложного состава

Познание геологических и геохимических процессов формирования углеводородных флюидов сложного состава не только представляет научный интерес, но и имеет большое практическое значение для выявления геологических и геохимических критериев, показателей реконструкции условий образования залежей, оценки степени их сохранности и в конечном счете определения их промышленной ценности. Остановимся на рассмотрении некоторых аспектов.

Принципы реконструкции условий образования залежей и их преобразования в течение геологической истории рассмотрены в работах [45; 77; 90]. После аккумуляции УВ нефтяного ряда в залежах может происходить дальнейшее преобразование углеводородного состава вследствие продолжающегося воздействия на УВ природных физико-химических факторов, одним из которых могло быть тепловое воздействие в эпоху траппового магматизма, приведшее к активизации целого ряда процессов: осернения, термодегградации, фазовой дифференциации, химического преобразования и др.

Существует несколько основных гипотез о путях химического преобразования нефтей в недрах [85]. Автор принял гипотезу В. А. Успенского и О. А. Радченко (1947, 1970), согласно которой исходная нефть – легкая, метановая и в достаточной мере восстановленная.

Прямым подтверждением того, что первичная нефть горизонта А-VI имела метановое основание, может служить однонаправленное изменение кривых распределения *n*-алканов в метановых нефтях и в нефти горизонта А-VI Моктаконского месторождения, выраженное через преобладание в составе *n*-алканов соединений C_{15} и C_{17} . Древнее ОВ, из которого генерированы нефти карбонатных отложений Байкитской антеклизы и кембрия Бахтинского мегавыступа, было однотипным, состоящим из фитопланктона (главным образом водорослей). Водорос-

левые карбонатные пропластки обнаруживаются в карбонатах и рифея, и кембрия. Из этого можно заключить, что преобладание метановых УВ C_{15} и C_{17} нормального строения при декарбокислировании и восстановлении равно происходит от пальмитиновой $C_{15}H_{31}COOH$, стеариновой $C_{17}H_{35}COOH$, олеиновой $C_{17}H_{33}COOH$ и других высших жирных кислот, содержащихся в виде глицерина в фитопланктонных жирах.

Несмотря на многообразие факторов, влияющих в процессе эволюции на состав нефти, конденсатов и газов, основные черты геохимического облика первичных нефтей, связанные с типом материнского ОВ, в той или иной степени сохраняются на протяжении всей геологической истории. По качественному и количественному составу реликтовых соединений все нефти делятся на три основных фациально-генетических типа (табл. 6.1) [78].

Таблица 6.1

Сопоставление генетических параметров первичных неизменных нефтей с параметрами нефти и конденсата Моктаконского месторождения

Параметр	Генетический тип первичных неизменных нефтей по С. Г. Неручеву [82]			Моктаконское НГМ	
	А	Б	В	Нефть	Газ
Пристан/фитан	≤ 1	1–2	2–4 и более	0,57	1,25
$\Sigma ЦГ / \Sigma ЦП$	< 1			1,11	1,67
Эб/Кс	0,25–0,75	0,15–0,25	0,03–0,15	–	–
$K_{\text{лю}}$	0,4–0,9	0,3–0,7	0,2–0,3	0,62	
$K_{\text{н}C_6}$	0,5–0,7	0,3–0,5		0,52	
Максимум генетических алканов	$C_{15}–C_{19}$	$C_{15}–C_{22}$ или $(C_{15}–C_{19}) + (C_{22}–C_{29})$	$C_{22}–C_{29}$	$C_{15}–C_{19}$	C_{11} и C_{14}
Нч/ч C_{23}	< 1	1	> 1	0,92	–
Сера, % на нефть	$\geq 0,5$	0,2–0,5	10–20 и более	1,4–2,0	5,63–6,48
Парафин, % на нефть				0,93	0,98
$\delta^{13}C$, CH_4 , ‰	От –28 до –35	От –25 до –30	От –24 до –28	–31,2	От –30,8 до –35,3

Сопоставление нефтей горизонта А-VI Моктаконского месторождения по большинству параметров позволяет отнести ее к типу А, т. е. это нефти, источником которых послужило морское сапропелевое ОВ и сильно восстановительные условия. Конденсаты горизонта А-I Моктаконского месторождения по многим параметрам соответствуют типу Б, который генетически связан с гумусово-сапропелевым ОВ и умеренно-восстановительными условиями. По целому ряду показателей, и в первую очередь по отношению $\Sigma ЦГ/\Sigma ЦП$, с возрастом и глубиной вмещающих пород значения этого коэффициента должны однонаправленно возрастать. Однако наблюдается обратная картина: менее глубоко залегающие конденсаты имеют повышенное значение отношения $\Sigma ЦГ/\Sigma ЦП$ и характеризуются существенными содержаниями серы 5,63–6,48 %.

При сопоставлении результатов геохимических исследований конденсатов Моктаконской и Таначинской площадей проявляется общая тенденция влияния вторичных процессов на их состав. Сочетание сульфатно-карбонатных коллекторов и вод, содержащих сульфат-ион, в сочетании с высокотемпературной геологической обстановкой стимулирует сложный геохимический процесс в залежах, результат которого – общее увеличение в углеводородном балансе ароматических соединений и возникновение сложных углеводородных соединений с серой (меркаптаны, тиофены), приводящих к повышению плотности флюида. В настоящее время сложно определить степень переформирования или разрушения залежей, но о существенных изменениях флюидов свидетельствует их состав.

Все значительные изменения в первичной залежи с метановыми нефтями произошли, видимо, в эпоху траппового магматизма. Широкое проявление трапповых термодинамических процессов привело в первую очередь к диспропорции между алканами нормального строения с их разветвленными изомерами, которая отразилась в резком возрастании содержания *n*-алканов. Если в малоизмененных метановых нефтях карбонатных отложений рифея Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции отношение *n*-алканы/*изо*-алканы близко к единице, то в нефти горизонта А-VI Моктаконского месторождения оно составляет 3,1.

В. А. Чахмачев [90] на примере нефтей разных регионов показал, что при термометаморфизме залежей в легких аренах (C_6-C_9) закономерно возрастает содержание бензола, толуола и метаксилола при одно-

временном снижении концентрации этилбензола. Сравнительный анализ содержаний аренов в нефти и конденсатах кембрийских отложений Таначинско-Моктаконской зоны с концентрацией аренов в нефти рифея Юрубчено-Тохомской зоны свидетельствует о заметном преобладании концентраций бензола и толуола в нефти и особенно в конденсате в бес-трапповых районах над нефтями с развитием траппового магматизма [16].

Отношение толуол/бензол в целом соответствует закономерностям, установленным Д. И. Дроботом для нефтей и конденсатов Сибирской платформы [28]. Лишь в нефти скважины 5 Юрубчено-Тохомского месторождения бензола содержится больше, чем толуола. Такое отношение устанавливается в основном для нефтей с аномально низкими концентрациями аренов, что можно объяснить их миграционной природой.

Наблюдаемое аномально высокое содержание аренов в конденсатах на фоне пониженных концентраций шестичленных нафтеннов может служить доказательством их вторичного образования в результате дегидрирования шестичленных нафтеннов серой.

Широкое внедрение на территории Бахтинского мегавыступа трапповых интрузий в отложения раннего палеозоя – раннего мезозоя привело к частичному разрушению вторичной нефтегазовой залежи горизонта А-VI Моктаконского месторождения и третичной вертикальной миграции легких и парообразных углеводородных компонентов залежи по тектоническим нарушениям и зонам трещиноватости. Следствием стало образование многопластовых месторождений и залежей с формированием в вышележащих горизонтах А-I и А-V преимущественно газовых и газоконденсатных систем. Массоперенос УВ из залежей в эпоху траппового вулканизма на территории Таначинско-Моктаконской зоны имел следующие важные особенности:

1) рассеяние УВ из нефтегазовых залежей в перекрывающие отложения происходит при значительных перепадах давления и температуры, причем последние как по разрезу, так и в плане были крайне неравномерными;

2) миграция УВ к поверхности осуществлялась через отложения, которым свойственно чередование ангидритов и карбонатов с разной степенью глинистости.

Характер изменения газонефтяных систем при фильтрации через карбонатно-ангидритовые породы экспериментально изучен А. Г. Ми-

лешинной и др. [52]. Ими показано, что для карбонатных пород и ангидридов в фильтрате относительно увеличивается доля асфальтосмолистых веществ и аренов и снижается содержание метано-нафтенных УВ. Все это проявилось в нефти горизонта А-VI Моктаконского месторождения (см. табл. 6.1).

В связи с тем что разрушение вторичной нефтегазовой залежи происходило в аномальной термодинамической обстановке, на путях миграции фазово-ретроградные процессы привели к быстрому выпадению жидкой фазы, поэтому при достижении легкими и парообразными углеводородами ближайшей по разрезу ловушки (горизонт А-V) в ней сформировалась залежь с относительно тяжелыми конденсатами, аномально обогащенными аренами (73,2 %). При миграции газоконденсатных систем углеводородная и фазовая дифференциация взаимосвязаны, поэтому в соответствии с растворимостью жидких УВ в сжатых газах, их молекулярной массой и строением должны отражаться химические особенности конденсатов, генетически связанных с нефтью. Для качественной оценки ретроградных явлений большинство исследователей предлагают ряд соотношений между легкими УВ с разной упругостью пара [77; 79; 90]. По данным Н. Н. Абрютинной и других [77], рекомендуется ограничиваться рассмотрением отношений *n*-гексан/*n*-гептан, *изо*-гексаны/*n*-гексан, метилциклопентан/циклогексан, *изо*-гексаны/цикланы C₆. В нефти они должны быть ниже, чем в генетически связанном с ней конденсате. Важно подчеркнуть, что наиболее ярко эта закономерность проявляется в тех случаях, когда система «нефть – конденсат» образовалась за счет фазовых перераспределений компонентов углеводородного флюида, однократно поступившего в залежь.

На Бахтинском мегавыступе для венд-нижнекембрийских отложений можно наметить по крайней мере четыре эпохи пополнения залежей новыми порциями УВ за счет активизации процессов нефтегазообразования. Первая, наиболее древняя, охватывает средний кембрий – ордовик, вторая – силур и девон, третья – пермь и ранний – средний триас [24], четвертая – как будет показано ниже, средний – верхний палеоген. Поступление новых порций УВ в залежи могло привести либо к частичному отеснению их из ловушек, либо к полному переформированию за счет вертикальной миграции, наиболее широко развитой в пермо-триасовое время. На этот период приходится основной этап гидро- и термо-

динамической активизации, коренным образом изменившей геохимический облик залежей и приведшей к ретроградным процессам, поэтому рассмотрим изменение соотношений соединений УВ в нефтях и конденсатах с нефтями и конденсатами других районов. Из табл. 6.2 видно, что для флюидов Моктаконского месторождения эта закономерность нарушена, значения всех коэффициентов, кроме отношения *n*-гексан/*n*-гептан, в нефти выше, чем в конденсате.

Таблица 6.2

Соотношения между индивидуальными УВ в конденсатах и нефти различных нефтегазоконденсатных месторождений

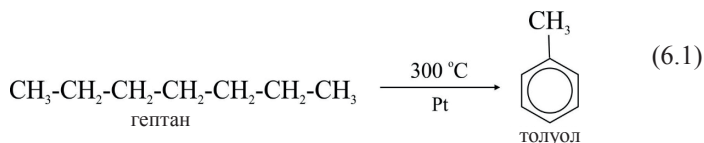
Параметр	Месторождение					
	Марковское		Моктаконское		Собинское	
	К	Н	К	Н	К	Н
$n\text{-C}_6\text{H}_{14}/n\text{-C}_7\text{H}_{16}$	1,0	0,3	2,13	0,35	1,31	5,3
<i>изо</i> -Гексаны/ <i>n</i> -гексан	1,2	0,7	0,19	0,53	1,36	0,74
МЦП/ЦГ	0,9	0,3	0,1	1,13	0,47	0,11
<i>изо</i> -Гексаны/цикланы C_6	5,3	1,5	0,1	0,30	4,94	0,96

Таким образом, нефть и конденсат Марковского и Собинского месторождений генетически связаны между собой, а о признаках генетической связи конденсата горизонта А-V и нефти горизонта А-VI Моктаконского НГКМ можно судить только по отношению *n*-гексан/*n*-гептан, и это закономерно, так как залежи Моктаконского месторождения испытывали наряду с неоднократными воздействиями ретроградных явлений еще и наложения термохимических процессов, приведших к увеличению в конденсате аренов и снижению доли изопарафинов.

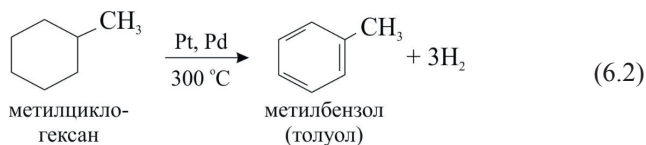
Температурное воздействие пластовых интрузий на осадочные породы разного литологического типа (карбонатные, терригенные), содержащие скопления УВ, оценивалось многими исследователями. В. В. Казаринов на основании битуминологических и углепетрографических исследований показал, что зона теплового ореола, создаваемая пластовым трапловым телом, достигает для карбонатных пород двух мощностей интрузии. В. Г. Меламед и В. В. Ревердатто определили тепловое воздействие трапсового тела мощностью 100 м. Их расчеты

свидетельствуют о том, что нефть полностью метаморфизуется в зоне до 32 м от контакта с пластовой интрузией, а на расстоянии до 60 м вмещающая толща должна быть прогрета до 200 °С. По гидротермальным минералам С. А. Кашенко (1988) изучены температуры, которые могли быть созданы во вмещающих отложениях при внедрении интрузий в зависимости от их мощности. По распределению в основной массе вмещающих пород таких минералов, как актинолит, брусит, волластонит, гранат, диопсид, клиноцоизит, мусковит, магнезит, пренит, сфалерит, тремолит, флогопит, эпидот и другие, минимальные температуры прогрета вмещающих осадочных пород при мощности интрузии 68–211 м и расстоянии от верхней и нижней интрузий 44–360 и 25–217 м, соответственно, могли составлять 200–400 °С.

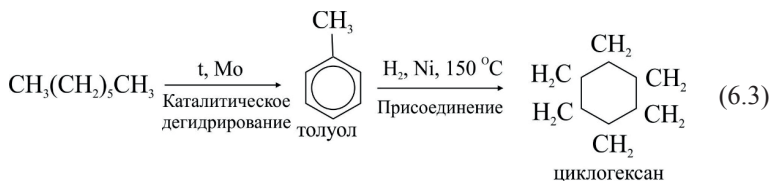
В результате столь значительного прогрета осадочных толщ и среднекембрийско-ордовикских залежей активизировались ретроградные явления, а в интервалах разреза (температурный прогрев около 150–200 °С) начались термохимические процессы. И в нефтях, и в конденсатах резкие изменения концентрационного химического состава и физических свойств флюидов отразились именно во фракциях с началом кипения до 200 °С. В естественных условиях в температурном диапазоне 150–200 °С в присутствии природных катализаторов возможны реакции дегидрирования и присоединения. В данных типах реакций алканы нормального строения, начиная с *n*-гептана $\text{CH}_3(\text{CH}_2)_5\text{CH}_3$, под действием природных катализаторов и высокой температуры дегидрируются в толуол, который при дальнейших процессах присоединения приводит к образованию циклогексана и метилциклогексана:



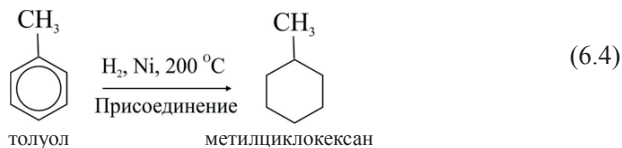
или



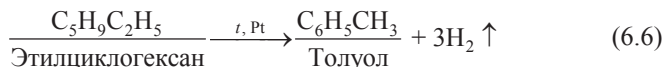
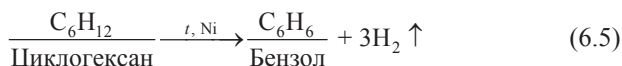
или



или



Резкое снижение в УВ-флюидах трапповых районов доли *n*-гексана и *n*-гептана, пятичленных нафтеннов, увеличение содержания шестичленных нафтеннов, аренов, преобладание в последних толуола над бензолом – родоначальником аренов, которые могут образовываться при температурных процессах в присутствии природных катализаторов, объясняется термокаталитическими процессами и ретроградными явлениями:



Протекание реакций образования толуола в природных условиях под действием температуры и природных катализаторов подтверждается данными сравнения концентраций этилциклопентана конденсатов Володинской и Моктаконской площадей (0,112 и 0,01 % соответственно) и толуола в конденсатах этих же площадей (0,270 и 8,43 % соответственно). Пониженному содержанию этилциклопентана (0,01 %) в преобразованном конденсате Моктаконского месторождения соответствует anomalно высокое содержание толуола (8,43 %).

В связи с этим для определения степени преобразования залежей первостепенное значение приобретают такие показатели, как отношения толуол/ЭЦП, бензол/ЦГ, толуол/бензол, толуол/МЦГ, толуол/ЦГ.

В жестких термобарических условиях ($t = 300\text{ }^{\circ}\text{C}$) при наличии в магматическом расплаве платиноидов возможна циклизация предельных и непредельных УВ с образованием из *n*-октана C_8H_{18} нефтяных ксилолов смеси трех изомеров ксилола – *o*-ксилола (1,2-диметилбензол), μ -ксилола (1,3-диметилбензол), η -ксилола (1,4-диметилбензол) – и этилбензола C_8H_{10} . В Южно-Тунгусской и Северо-Тунгусской НГО проявление этих процессов можно ожидать в тех зонах, где имеют место интрузии норильского типа с никель-платиновой минерализацией, так как в качестве природного катализатора необходима платина.

Основной процесс, приводящий к образованию сераорганических соединений, – дегидрирование шестичленных нафтеносерой, что объясняет отсутствие элементарной серы в нефтях Моктаконского месторождения. Это в первую очередь связано с термостабильностью сераорганических соединений и серы. Порог термостабильности, определяемый температурой кипения для серы, составляет $112,3\text{ }^{\circ}\text{C}$, для дисульфидов (например, диэтилсульфида) он еще меньше ($92,1\text{ }^{\circ}\text{C}$).

6.3. Процессы осернения нефтей и конденсатов

Единой точки зрения на образование сераорганических соединений в залежах УВ Центральной Сибири нет. Исследователи, занимающиеся изучением их в нефтях юга Сибирской платформы, показали, что в зоне низкотемпературного режима недр состав сераорганических соединений нефтей карбонатных комплексов весьма разнообразен. Тем не менее выявленные специфические особенности распределения сераорганических соединений нефтей по фракциям остаются постоянными. Сернистые компоненты фракций, выкипающих до $300\text{ }^{\circ}\text{C}$, состоят из меркаптанов и сульфидов.

Р. Д. Оболенцев, А. Я. Байкова (1973 г.), исследовав сернистые соединения карбонатных фаций Волго-Уральской провинции, пришли к выводу, что связанные с ними нефти имеют низкий предел термической стабильности и, как правило, характеризуются присутствием значительных количеств меркаптанов и меньших сульфидов.

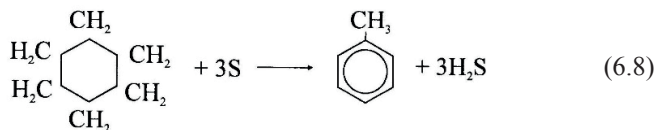
В нефтях сульфатно-галогенно-карбонатного комплекса Моктаконского месторождения основной процент сераорганических соеди-

нений составляют сульфиды, максимальное содержание которых (51,8–57,6 %) приходится на фракции 150–300 °С. Их высокая концентрация в нефтях и отсутствие дисульфидов Д. И. Дробот и другие связывают с разрушением дисульфидов [28]:



Образовавшаяся элементарная сера в дальнейшем была израсходована на реакции дегидрогенизации. Этими процессами можно объяснить отсутствие в нефти элементарной серы. В эпоху траппового магматизма при высоком прогреве уже существовавших залежей вследствие реакции между элементарной серой нефтью и пород с УВ произошли значительные изменения в составе первичной нефти.

Исходя из пониженного содержания нафтеновых УВ в нефтях сульфатно-галогенно-карбонатных комплексов по сравнению с таковыми карбонатных комплексов, менее подверженных воздействию прогревающего эффекта в эпоху траппового магматизма, можно предположить, что в зонах высоких температур нефти и конденсаты подвергались вторичным изменениям, в частности интенсивному осернению:



Образование меркаптанов, по мнению А. И. Поливановой, Г. С. Акоповой, О. Ф. Тузулукова (1979 г.), может происходить в результате взаимодействия углеводородов с сероводородом. На практике такие процессы зафиксированы при разработке залежей Оренбургского месторождения [45].

Не исключено, что образование сульфидов происходило уже на первой стадии миграции углеводородов в результате реакций окисления их присутствующими в подземных водах сульфатами металлов, которые при этом восстанавливались в сульфиды и гидросульфиды, впоследствии разлагающиеся с образованием сероводорода.

Геолого-геохимические условия в Южно-Тунгусской НГО, изученные нами ранее [16; 26; 82], определили особенности сформировав-

шихся на этой территории ароматико-метановых нефтей и конденсатов и сероводородных газовых скоплений.

Это объясняется воздействием магматических интрузий [16], на что также, исследовав другие территории, указали Н. Шофилд (N. Schofield) и С. Холфорд (S. Holford): «...движение магмы... и ее последующее извержение может оказать сильное влияние на углеводородные системы в перспективных осадочных бассейнах» [96]. Влияние интрузий на любой из компонентов углеводородной системы чаще составляет 25–30 % от мощности интрузий [94]. Кроме того, изменения состава нефтей, конденсатов и газов происходят и при миграции углеводородных флюидов через сульфатно-карбонатные породы [90].

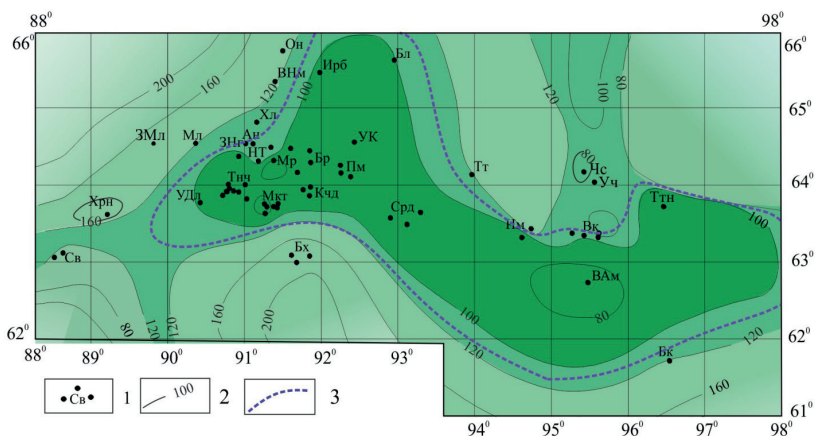


Рис. 6.4. Прогнозируемые контуры Танахи-Моктаконской ЗНГН горизонта А-I в отложениях таначинской свиты и ее аналогов [87]: 1 – площади параметрического и поискового бурения; 2 – изопакиты Таначинского горизонта (А-I); 3 – контуры Танахи-Моктаконской зоны по горизонту А-I. Площади бурения: Ан – Анакитская, Бк – Байкитская, Бл – Бильчанская, Бр – Бурусская, Бх – Бахтинская, ВАМ – Верхнеамнуанканская, Вк – Вакунайская, ВМ – Верхненемдинская, ЗМл – Западно-Малькитконская, ЗНг – Западно-Ногинская, Им – Имбинская, Ирб – Ирбуклинская, Кчд – Кочумдекская, Мл – Малькитконская, Мкт – Моктаконская, Мр – Марская, НТ – Нижнетунгусская, Он – Онёкская, Пм – Пойменная, Св – Светлая, Срл – Сурингдаконская, Тт – Тутончанская, Ттн – Тэтэнчимминская, Тнч – Таначинская, УДл – Усть-Дельтулинская, УК – Усть-Кочумдекская, Уч – Учаминская, Хл – Холминская, Хрн – Хуриндинская, Чс – Чисковская

На основании анализа литологического состава пород по керну скважин, состава нефтей и газов, площадей распространения интрузивного магматизма очерчены границы распространения в таначинской свите (горизонт-коллектор А-I) газов с повышенными содержаниями CO_2 и H_2S , конденсатов и нефтей ароматико-метанового состава, наметились границы распространения Таначи-Моктаконской зоны нефтегазонакопления (рис. 6.4).

Л. А. Анисимов обоснованно считает: «...если открыта одна такая залежь, с большой степенью вероятности можно утверждать, что будет открыта провинция сероводородсодержащих газов» [3]. В данном случае это целиком и полностью касается выделяемой нами Таначи-Моктаконской ЗНГН по отложениям таначинской, а также бурусской и абакунской свит кембрия и их аналогов.

Используя геолого-геохимическую информацию и данные работы [16], можно спрогнозировать распространение наименее ароматизированных нефтей и конденсатов, а также газов, содержащих минимальное количество кислых компонент в составе свободных газов залежей (рис. 6.5).

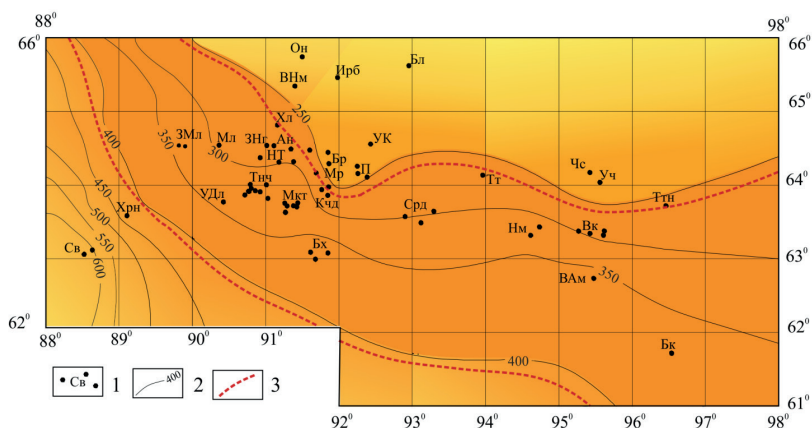


Рис. 6.5. Схема изопакит бурусской и абакунской свит нижнего кембрия и их аналогов (горизонты А-IV и А-V); 1 – площади параметрического и поискового бурения; 2 – изопакиты перспективных интервалов бурусской и абакунской свит и их аналогов; 3 – перспективная зона на поиски нефти и газа в горизонтах А-IV–А-VI. Перечень площадей глубокого бурения см. на рис. 6.4

Изучив геологические и геохимические процессы формирования жидких УВ-флюидов кембрия Бахтинского мегавыступа, можно сделать вывод, что залежи нефти и конденсата Таначинского газоконденсатного и Моктаконского нефтегазоконденсатного месторождений содержат глубоко преобразованные флюиды весьма сложного химического состава и представляют собой высокотехнологичное сырье для нефте- и газохимии. Ресурсы этого сырья будут сосредоточены главным образом в пределах Таначи-Моктаконской ЗНГН [26; 81], поэтому ниже рассмотрим, какие должны быть температуры, чтобы изменить структуру и состав компонентов жидких углеводородных флюидов и осуществить разрыв химических связей в органическом веществе.

6.4. Температуры углеводородных систем

Для разрыва связей $-C-C-$ (углерод – углерод) в твердом ОВ необходима энергия не менее 50–60 кал/моль при температуре 320 °С [59]. Анализ карты температур Лено-Тунгусской НГП, выполненный И. В. Литвиновой [44], показал, что таких температур в разрезах осадочных пород, где на западе Сибирской платформы выявлены залежи УВ, нет. Кроме того, известны материалы замера температур в Кольской сверхглубокой скважине на забое 12 262 м, где температура составила 220 °С. Температуры более 320 °С на юге Сибирской платформы, видимо, все-таки были, и они связаны с формированием рифтов.

Формирование рифтов в перми – триасе сопровождалось излияниями и интрузиями огромных масс базитовой магмы (Старосельцев, 1996), что привело к аномально высокому и неравномерному прогреву (от фоновых значений до 200–500 °С) значительной части осадочного чехла Сибирской платформы (Kontogovich et al., 1997; Гордеева и др., 1999). Этот аномальный температурный режим оказал огромное влияние на формирование новых вторичных залежей, преобразование и во многих случаях разрушение существовавших в конце перми залежей углеводородов.

Косвенным показателем, что температура в 320 °С является критической, служат данные анализов нефтей. При нагревании нефтей выше 300 °С каких-либо новообразований углеводородов практически не

наблюдается [59]. Отсюда вывод, что залежи нефти Центральной Сибири в процессе своего формирования температурный интервал до 320 °С уже давно прошли. Видимо, нужно искать другой источник энергии, кроме температурного. Таким источником, по мнению И. И. Нестерова, является спиновая молекулярная энергия, которая имеется в самом органическом веществе [58].

Другим косвенным критическим показателем служит температура при внутрислоистовом горении «нефтяного кокса», составляющая 350–370 °С и выше, а также температура самовоспламенения нефти. Анализ температур самовоспламенения нефти шестидесяти образцов из разных месторождений России показал интервал изменения от 223 до 320 °С при среднем значении 247 °С. Тепловое самовозгорание вещества в пласте при отсутствии кислорода возникает в результате самонагревания под воздействием скрытого или внешнего источника нагрева. Самовоспламенение возможно в том случае, если количество тепла, выделяемого в процессе самоокисления, будет превышать отдачу тепла в окружающую среду, т. е. в принципе в природе такие процессы возможны.

В органическом веществе осадочных горных пород установлена внутримолекулярная энергия, связанная с нарушением электронного обмена вокруг смежных ядер углерода, измеряемая приборами электронно-парамагнитного резонанса (ЭПР). Взаимодействие между спиновыми магнитными моментами электронов и ядер проявляется также и в ядерном магнитном резонансе (ЯМР). Он вызывает расщепление магнитных уровней энергии электрона во внешнем поле и обуславливает сверхтонкую структуру линий ЭПР, что может быть другим – не тепловым – источником образования углеводородов. Таким источником является, как показал И. И. Нестеров (2009 г.), спин-спиновое взаимодействие. Это взаимосвязь между спиновыми магнитными моментами микрочастиц. Такой обмен является релятивистским эффектом, он приводит к ряду важных процессов в атомах, молекулах и твердых телах с выделением большого количества тепла, перерождению углеводородной системы и корректировке ее возраста. В свете изложенного интерес представляют возможный возраст углеводородных систем и их связь с геологическими эпохами тектогенеза и периодами активизации бомбардировок Земли галактическими кометами.

6.5. Возраст углеводородных систем

Вопрос возраста нефти до сих пор остается дискуссионным. Проблема в 2000-х гг. стала обсуждаться в связи с установленными фактами восполнения запасов углеводородов на ряде старых месторождений нефти и газа России и появлением в научной литературе полигенных теорий происхождения нефти [7; 9–13; 34; 62].

На смену недавно преваляровавшим осадочно-миграционной, неорганической и полигенной теориям образования нефти пришла биосферная концепция нефтегазообразования [12], по которой возраст промышленных скоплений нефти на нашей планете вряд ли *старше плейстоцена*, начавшегося 2,588 млн лет назад и закончившегося 11,7 тыс. лет назад.

В свете решаемой задачи необходимо понять или принять точку зрения на происхождение нефти и газа: что считать временем скопления нефти и газа в ловушке, а что – возрастом нефти. За возраст нефти чаще всего принимают возраст материнских пород [76], для определения которого используются современные данные жидкостной хроматографии и масс-спектрометрии нефти по установлению углеводородного состава. При этом допускается, что углеводородный состав нефтей хотя и закономерно эволюционирует со временем, но некоторые параметры его состава сохраняют в нефти первичный ее материнский облик.

Приведем *методику оценки возраста нефти и газа*. В связи с тем что конкретные способы и приемы определения возраста залежи по новым теориям неизвестны, а в условиях платформ наиболее достоверным, с точки зрения автора настоящей работы, наряду с палеоструктурным методом, остаются геохимические методы, были использованы наиболее известные методики, позволяющие решать задачи определения возраста нефти и газа, базирующиеся на изучении углеводородного состава индивидуальных компонентов бензиновой фракции и уровня катагенетической превращенности нефти. Такие методы предложили А. Ф. Добрянский (1948 г.), А. Н. Резников (1967 г.), А. Янг и др. (1977 г.). Геохимический метод определения возраста нефти А. Н. Резникова основан на оценке степени превращенности нефтей P_n в период их нахождения в зоне катагенеза, которая фиксируется по изменению относительного содержания нафтеновых (Н), парафиновых (М) и аро-

матических (А) углеводородов в бензиновой фракции (н. к. 150–200 °С). Коэффициент превращенности Π_n вычисляется им по формуле

$$\Pi_n = \frac{A \cdot M^3}{H^4}. \quad (6.9)$$

Между Π_n и произведением абсолютного возраста толщи T , заключающей нефть, в зависимости от величины пластовой температуры $T_{пл}$ им установлена регрессионная связь, описываемая уравнениями:

$$T_n = \frac{7\,450}{\left(0,242 + \frac{1}{\Pi_n}\right) T_{пл}} \quad (6.10)$$

и

$$T_r = \frac{1\,200}{\left(1,40 + \frac{1}{\Pi_n}\right) T_{пл}}, \quad (6.11)$$

где T_n и T_r – возраст залежи нефти и газа.

Точность определения возраста по первой формуле оценивается ± 3 млн лет, по второй – ± 2 млн лет.

В случае соответствия геохимического возраста нефти (газа) абсолютному возрасту отложений нефть принято считать сингенетичной продуктивной толще, формирование нефтяного скопления связано с латеральной миграцией.

При более древнем возрасте нефти, чем вмещающие породы, принималось, что нефть образовалась ранее пород и попала в них в результате вертикальной миграции из подстилающих более древних отложений.

Если возраст нефти моложе возраста вмещающей толщи, это указывает на интенсивное разрушение залежи или более молодой источник, чем вмещающие породы-коллекторы.

Следует иметь в виду, что точность полученных данных зависит от состава и качества первичного материала, порой очень неоднородного и противоречивого, поэтому все первичные данные подвергались экспертным оценкам и фильтровались. Кроме того, учитывался генетический тип РОВ, на основе которого расчеты проводились только для нефтей фациально-генетического типа А (источник – морское сапропе-

левое ОВ [78]) и Б (источник – гумусово-сапропелевое ОВ) по классификации Ал. А. Петрова.

При оценке возраста жидких углеводородных флюидов и термодинамических расчетах газоконденсатных систем требуются значения пластовых температур, которые большей частью отсутствуют, так как для площадей, где давно уже не ведутся геологоразведочные работы, данные каротажа просто утеряны, в актах на испытание этот параметр не указан. В связи с этим по имеющимся фактическим данным были составлены графики изменения температуры от глубины для продуктивной части разреза (рис. 6.6).

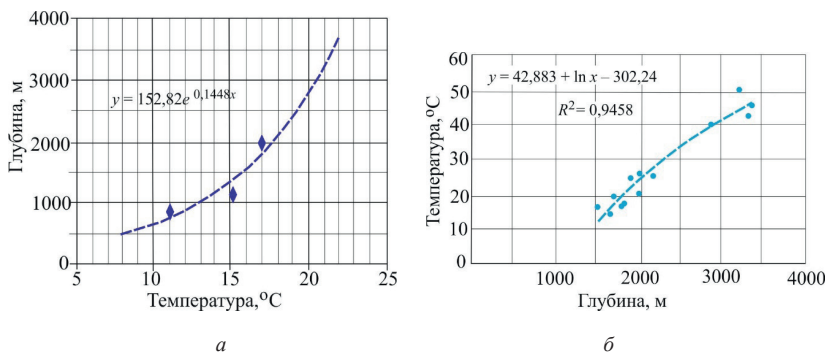


Рис. 6.6. Графики зависимости пластовых температур от глубины: а – для Турухано-Норильского СНГР; б – для Тынепской литолого-фациальной зоны Южно-Тунгусской НГО

При отсутствии фактических данных о пластовых температурах они прогнозировались по приведенным графикам.

Для определения возраста газов применен приближенный *гелий-аргоновый метод*, основанный на явлении накопления в подземных водах гелия, выделяющегося из пород при распаде радиоактивных изотопов урана и тория. Рассчитав количество гелия, переходящего в течение года из пород в воду, В. П. Савченко вывел формулу для нахождения относительного возраста газа и воды, в которой он растворен [71]. Впоследствии формула была преобразована А. Л. Козловым (1950) для определения возраста свободного сухого газа. Принципиальное уравнение этого метода имеет вид

$$T = K (\text{He}/\text{Ar}), \quad (6.12)$$

где K – постоянный коэффициент.

Однако, как выяснилось позже, аргон попадает в подземные воды не только из атмосферы, он также образуется в земной коре за счет радиоактивного распада изотопа калия, не учитываемого в приведенной формуле. В связи с этим возможности применения метода значительно снижаются.

Для получения точных значений гелий-аргонового отношения необходимо определять долю радиогенного аргона в составе газов с помощью изотопного анализа, который для изученных проб выполнен не был. В большинстве анализов газа аргон определен совместно с кислородом, такие анализы не пересчитывались и были исключены из исследований, поэтому экспериментальное количественное его определение ограничено.

Тем не менее при наличии кондиционных проб метод может быть использован для определения возраста газов относительно крупных стратиграфических комплексов или для отличия современных болотных газов от газов глубинного (нефтяного) происхождения. Несмотря на то что метод является наименее точным, он все-таки позволяет совместно с данными о составе углеводородной части газов получить представление об эволюции газовых и газоконденсатных систем Центральной Сибири.

Геохимический возраст газоконденсатов и нефтей Куюмбинского месторождения приведен в табл. 6.3 и 6.4. В свете полученных данных возраст нефти пласта Р1-2а–д Куюмбинского месторождения может быть датирован верхним рифеем (R_3). Возраст нефти моложе возраста вмещающих толщ, что может указывать на образование нефти из подстилающих нефтематеринских пород мадринской толщи ($R_{1\text{мдр}}$).

По более древнему возрасту явно выделяются нефти Северо-Куюмбинской и Куюмбинской залежей, их возраст 959–995 млн лет, в то время как нефти Камовской, Терско-Камовской и Южно-Куюмбинской залежей значительно моложе – 850–893 млн лет. В этом контексте уместно отметить, что по степени зрелости нефти Куюмбинской и Северо-Куюмбинской залежей близки. Средний возраст нефтяных залежей Куюмбинского месторождения оценивается в 917 млн лет.

Таблица 6.3

Расчет геохимического возраста нефтяных залежей пласта PI-2a–д Куюмбинского НГКМ

Скважина	Интервал, м	Залежь	Содержание УВ во фракции 150–200 °С, % на фракцию			Возраст залежи, млн лет
			ароматических (А)	нафтеновых (Н)	метановых (М)	
К-305	2 493–2 503	Северо-Куюмбинская	1,39	11,08	87,53	995
К-227	2 525–2 536	Камовская	1,79	15,7	82,51	850
Тк-507	2 382–2 390	Терско-Камовская	3,14	16,67	80,14	887
К-2	2 389–2 442	Куюмбинская	2,12	13,47	84,38	959
К-220	2 388–2 401	Южно-Куюмбинская	2,56	15,86	81,59	893
Средний возраст по месторождению (917,0±3,0) млн лет						917

Таблица 6.4

Расчет геохимического возраста газоконденсатных залежей Куюмбинского НГКМ

Скважина	Залежь	Пласт	$T_{пл}$, °С	Содержание УВ во фракции 150–200 °С, % на фракцию			Возраст залежи, млн лет
				ароматических (А)	нафтеновых (Н)	метановых (М)	
К-305	Северо-Куюмбинская	PI-2е	25,3	7	15,55	77,45	33
		PI-2ж	27				30
К-206	Южно-Куюмбинская	PI-2a–д	25,6	7,75	21,49	70,76	32
Т-502			Терская	27	12,78	25,29	76,51

Возраст газовых конденсатов этого месторождения, определенный по содержаниям отдельных групп углеводородов (табл. 6.4), для разных залежей составляет 30–33 млн лет, что соответствует рюпельскому веку верхнего олигоцена (Р₃r). То есть наблюдается очень большое несоответствие возраста газов газовой шапки и нефтяной подушки. Нефть недонасыщена газом, отношение $P_{нас}/P_{пл}$ составляет 0,91. Это указывает на процессы разрушения рифейской залежи или на новообразования его из глубинных источников. И в том и в другом случае необходимы дополнительные изотопные исследования. При периодическом поступлении новых порций углеводородов из глубинного источника логично предположить изменение изотопного и углеводородного состава растворенных газов.

Возраст нефти и газа пласта Р1-2д Юрубчено-Тохомского НГКМ определен по методу А. Н. Резникова на основе оценки степени превращенности нефтей П_н в период их нахождения в зоне катагенеза, которая фиксируется по изменению относительного процентного содержания нафтеновых, парафиновых и ароматических углеводородов в бензиновой фракции (150–200 °С).

Расчеты, выполненные по данной методике, указывают на стратиграфический возраст нефти – средний рифей (табл. 6.5). Пласт Р1-2д приурочен к юрубченской толще, датируемой средним рифеем, т. е. возраст нефти данного пласта, определенный по его геохимическим параметрам, совпадает с возрастом вмещающей толщи.

Таблица 6.5

Результаты расчета среднего возраста нефти залежи Р1-2д
Юрубчено-Тохомского месторождения

Скважина	Интервал, м	Содержание УВ во фракции нефти 150–200 °С, % об.			Возраст нефти T _n , млн лет
		ароматических (А)	нафтеновых (Н)	метановых (М)	
Юр-22	2 336–2 350	9	12	79	1 118,60
Юр-25	2 314–2 320	12	14	74	1 104,10
Юр-14	2 427–2 432	8	15	77	1 078,40
Юр-64	2 300–2 305	9	18	73	1 014,50
Юр-50	2 463–2 466	9	10	81	1 130,40
Средний возраст, млн лет	1 089,2±3,0				

Наблюдаемое соответствие геохимического возраста нефти абсолютному возрасту отложений может свидетельствовать о сингенетичности нефти продуктивной толще.

Газы, растворенные в нефти пласта PI-2д, имеют геохимический возраст 839 млн лет, что соответствует низам верхнего (позднего) рифея. Так как возраст растворенных в нефти газов моложе возраста вмещающей толщи и нефти, это может указывать на разрушение газоконденсатно-нефтяной залежи юрубченского пласта.

Массовые определения аргона в пробах свободного газа, к сожалению, отсутствуют, поэтому воспользуемся для расчетов *возраста газа пласта PI-2д* единичными сохранившимися в архивах инструментальными определениями СНИИГТиМС, выполненными в 1983–1986 гг. (табл. 6.6).

Таблица 6.6

Исходные данные для определения геохимического возраста газов в отложениях рифея – венда ЮТМ (по Конторовичу, 2003)

Скважина	Интервал, м	Возраст вмещающих пород (пласт)	Тип газа*	Содержание инертных газов, % об.		Возраст газов по формуле В. П. Савченко [71], млн лет	Стратиграфический возраст
				He	Ar		
Юр-22	2 127–2 205	V _{sb} (Б-VI)	РВ	0,206	0,091	174	Средняя юра (J ₂)
	2 210–2 251	V _{кzg} (Б-VII)		0,218	0,020	171	
Юр-4	2 227–2 273	R _{2jr} (PI-2д)	СП	0,177	0,06	227,2	Середина позднего триаса (T _{3n})
Юр-2	2 210–2 251		С	0,210	0,05	323,4	Ранний карбон (C _{1s})

*РВ – газ, растворенный в воде, отобранный при исследовании с применением комплекта испытательного инструмента (КИИ), СП – спонтанный газ, отобранный на устье, С – свободный газ.

Следует иметь в виду, что «аргон в подземных водах может быть не только метеогенным, но и радиогенным» [51]. Тем не менее полученные данные четко указывают на возрастную и глубинную дифференциацию газа в пластах, т. е. можно предположить наличие процессов активизации вертикальной миграции газов во время киммерийской и герцинской эпох складчатости.

Такой вывод подтверждается данными геологической съемки листа Р-47. Ранний карбон на этой территории присутствует в эрозионных окнах среди туфоловых образований триаса. Локальные разрозненные пятна юрских пород с размывом залегают на различных уровнях перми и нижнего триаса и перекрываются с размывом кайнозойскими образованиями [32].

Используя геохимический метод определения возраста нефти, основанный на оценке степени превращенности нефтей P_n в период их нахождения в зоне катагенеза, которая фиксируется по изменению относительного процентного содержания нафтеновых ($H = 25,49\%$), парафиновых ($M = 49,56\%$) и ароматических ($A = 24,95\%$) углеводородов в бензиновой фракции (н. к. 122–150 °С), определим **возраст нефти и конденсатов** в отложениях кембрия **Таначинско-Моктаконской зоны** нефтегазонакопления (табл. 6.7).

По имевшимся в распоряжении автора данным, отсутствует температура пласта, поэтому она определена из эмпирического уравнения, выведенного по фактическим данным для Тынепской литолого-фациальной зоны:

$$y = 42,883 \ln(x) - 302,34, \quad (6.13)$$

где y – пластовая температура, °С; x – глубина, на которую осуществляется прогноз температуры, м.

Согласно этой формуле при величине достоверности аппроксимации $R^2 = 0,9458$ пластовая температура меняется от 19,5 до 45,0 °С.

В свете полученных значений параметров возраст Моктаконской залежи (А-VI) нефти по формуле (6.13) составит 472,7–514,3 млн лет, что соответствует нижнему ордовику – верхнему кембрию. Возраст конденсата составляет 19,3–20,3 млн лет, что соотносится с олигоценом (P_3).

Возраст конденсата пласта А-I Таначинской ГК залежи 42,4–43,9 млн лет, что соответствует эоцену верхнего палеогена (P_2).

Таким образом, нефть и конденсат всех пластов обоих месторождений не сингенетичны продуктивной толще. Возраст нефти и конденсата моложе возраста вмещающей толщи, что в условиях проявления траппового магматизма может указывать на интенсивное разрушение залежи.

Исходные данные и расчеты возраста залежей нефти и конденсата Таначинского ГКМ и Моктаконского НГКМ

Скважина	Интервал отбора пробы, м	Температура отбора фракции, °С	Пласт	Тип флюида*	Углеводородный состав фракций, %			Пластовая температура $T_{пл}$, °С	Возраст T_b , млн лет	Стратиграфическая принадлежность			
					Ароматические (А)	Нафтеновые (Н)	Метановые (М)						
Тнч-2	1 880	150	А-I	К	49,3	13,9	36,8	20	42,4	Р ₃ – эоцен			
Тнч-3	1 833–1 842	200			62,28	7,18	30,54	19,5	43,9				
Мкт-1	3 207–3 257	125	А-V	К	56,15	11,54	32,31	42	20,3	Р ₂ – олигоцен			
		130			69,1	13,26	17,46		19,3				
		200			77,01	7,73	15,26		20,2				
	3 303–3 326	125	А-VI		Н	9,59	23,46		66,95		45	472,7	О ₁
	3 311	200				26,85	22,69		50,45			514,3	Є ₃

* К – конденсат, Н – нефть.

Видимо, образование моктаконской залежи нефти произошло в результате проявления байкальского тектогенеза при реформировании древней вендской нефтяной залежи, которая испытывает разрушение до настоящего времени, и обязано оно альпийскому циклу тектогенеза и интенсивным метеоритным бомбардировкам на сопредельных территориях в позднем мелу – палеогене. В настоящее время радиологическими методами установлено (Масайтис, 1998), что Попигайский метеоритный кратер образовался ($35,7 \pm 0,2$) млн лет, кратеры Логанча и Беенчима – (40 ± 20) млн лет, а кратер Чукча – (75 ± 25) млн лет назад.

По ограниченному объему имеющихся данных, в Таначи-Моктаконской зоне нефтегазонакопления результаты расчетов, выполненных М. Б. Букаты, показывают наличие резкой неравновесности свободных газов с подземными водами (общий коэффициент насыщения $0,18-0,26$), причем с учетом индивидуальных соотношений фугитивностей разных газов это касается в первую очередь наиболее легких углеводородов, М. Б. Букаты здесь прогнозируется преобладание обстановки геохимической неустойчивости залежей нефти и газа, диффузионно рассеивающихся в окружающих водах на современном этапе [18].

Возраст газов, конденсатов и нефти Турухано-Норильского СНГР рассчитан по двум пробам, характеризующим сходный глубинный интервал 1 250–1 326 и 1 327 м в отложениях костинской свиты нижнего кембрия, вскрытых скважинами Вл-1 и Нлт-1.

Для определения возраста свободного сухого газа по пласту в упомянутых скважинах использована формула (6.12), согласно которой возраст газа в залежи, вскрытой скважиной Вл-1, составит

$$(0,135:0,062) \cdot 25 \cdot 10^6 = 55,7 \text{ млн лет,}$$

а для залежи, вскрытой скважиной Нлт-1, он будет равен

$$(0,086:0,039) \cdot 25 \cdot 10^6 = 55,1 \text{ млн лет.}$$

В обоих случаях это стратиграфический диапазон, соответствующий началу танетского века палеоцена нижнего палеогена (P_1t).

Залежь газа локализована в более древних отложениях, значит, можно допустить, что она образовалась в результате миграционных процессов.

Газоконденсатные исследования не проводились в связи с низким абсолютно свободным дебитом газа (9,13 тыс. м³/сут), хотя конденсат скапливался в мернике при промывке скважины.

В выполненном анализе индивидуального состава бензиновой фракции (120–150 °С) этого конденсата метановых углеводородов содержится 90,07 %, нафтеновых – 8,88 %, ароматических – 1,05 %.

Используя эти данные и расчетные формулы для газа, определим коэффициент углеводородной превращенности P_r (он равен 0,0081) и скоррелируем его на возраст залежи.

Возраст газоконденсатной залежи, вычисленный по формуле (6.11), на основании приведенных выше данных достигает (60,87±2,00) млн лет, что соответствует по геохронологической шкале времен нижнему датскому веку нижнего палеоцена. Погрешность в определении возраста по газу и конденсату составляет (60,87 – 55,70) 5,17 млн лет, что для данного случая несущественно.

Возраст газа в залежи значительно меньше возраста отложений, в которых она локализована, что может указывать на разрушение данной залежи. Косвенным подтверждением тому может служить наличие битумов в естественных обнажениях этой территории. Разрушение залежей началось, скорее всего, у рубежа последней (65 млн лет [75] – начало кайнозоя) астероидно-метеоритной бомбардировки Земли и соответствует альпийской (<60 млн лет) фазе складчатости [23].

На основании полученных данных по возрасту газов становится ясно, что все газовые и газоконденсатные залежи Курейско-Бакланихинского мегавала начали формироваться в посттриасовое время, так как именно в это геологическое время, по мнению И. П. Варламова (1976 г.), сформировались ловушки, которые относятся к типу антиклинальных, тектонически экранированных. Наиболее активно неотектонические процессы, продолжающиеся до настоящего времени, сказались на развитии Нижнелетнинского и Сухотунгусского поднятий (Распутин, 1987).

Геохимический возраст нефти отложений костинской свиты кембрия на Сухо-Тунгусской продуктивной площади определен по четырем пробам нефти, отобраным в разное время (табл. 6.8).

Из сведений, приведенных в таблице, видно, что геохимический возраст залежей, локализованных в кембрии на данной территории, значительно более древний, чем возраст вмещающих их отложений. Это свиде-

тельство того, что в данной ситуации исследованы остатки разрушенных нижнерифейских материнских нефтей, скопившихся в результате последних этапов тектогенеза в вышележащих ловушках в отложениях кембрия.

Таблица 6.8

Геохимический возраст нефти залежей Сухо-Тунгусской площади

Параметр	Скважина и интервал отбора пробы, м		
	Ст-1		Ст-3
	2 550	2 559–2 191	2 428
Продуктивные отложения	Є _{1-2.kst1}		
Температура пласта $P_{пл}$, °С	19,2	19,3	19
Содержание бензиновых УВ, % на фракцию:			
метановых	62,9	66,9	74,54
нафтеновых	18,2	16,72	18,92
ароматических	18,9	16,38	6,53
Геохимический возраст нефти T_n , млн лет	1 462,4	1 496,5	1 355,32

Этот факт хорошо подтверждается наличием «катагенетического несогласия между отложениями рифея и венда – кембрия, на основании чего можно сделать вывод о генерации УВ рифейскими нефтематеринскими толщами в этом районе еще в рифейское время» [8].

Возраст газов Нижнеангарского СГР определен в конденсатной залежи пласта А-V-3+4 Абаканского и Беряμβинского газоконденсатных месторождений. В этом пласте изучен групповой углеводородный состав конденсата, что позволило вычислить возраст залежи, используя метод определения возраста газа, основанный на оценке степени превращенности газов в период их нахождения в зоне катагенеза, фиксируемой по изменению относительного процентного содержания нафтеновых, парафиновых и ароматических углеводородов (табл. 6.9).

Возраст газоконденсатной залежи обоих месторождений составляет около (28 ± 2) млн лет, что соответствует верхнему отделу палеогена – хатский век олигоцена (P_3h). Возраст газа в залежи значительно меньше возраста отложений, в которых она локализована, что может указывать на формирующуюся залежь, так как давление насыщения равно пластовому ($P_{нас} = P_{пл}$).

Таблица 6.9

Углеводородный состав конденсата Беряmbинского и Абаканского ГКМ

Месторождение	Пласт	Пластовая температура, °С	Углеводородный состав конденсата, %			Возраст, млн лет
			Метановые	Нафтенновые	Ароматические	
Беряmbинское	А-V-3+4	22	42	32	26	28,1
Абаканское		22,3				27,5

Косвенным подтверждением тому может служить увеличение наполненности ловушек газом снизу вверх по пластам, которое составляет 66,2 % (А-V-3+4), 69,9 % (А-V-2) и 73,3 % для пласта А-V-1. Формирование залежей происходит в результате проявления деформаций под влиянием современной сейсмичности. На сегодня она составляет для бассейна р. Ангары 7 баллов по шкале MSK-64 при повторяемости 1 раз в 10 000 лет [37].

Возраст залежей газа и нефти Собинского месторождения определен по ограниченному числу проб. Расчет возраста залежей свободного сухого газа пластов ванаварской свиты венда Собинского газоконденсатного месторождения осуществлен исходя из единственного кондиционного лабораторного определения аргона в пласте Вн-I.

Из измеренных значений (He – 0,186; Ar – 0,068 % об.) средний возраст газов составит 68,4 млн лет (маастрихский век позднего мела K₂m). Аргон в анализах определен совместно с криптоном, ксеноном и неоном, сумма которых в составе воздуха в среднем составляет 0,001 92 % об. Если учесть данное обстоятельство, возраст повысится незначительно, т. е. до 69,4 млн лет, что соответствует тому же маастрихскому веку позднего мела. Здесь аналогично Турухано-Норильскому СНГР разрушение залежей началось, скорее всего, в результате проявления последней [75] (начало кайнозой – конец палеозой) астероидно-метеоритной бомбардировки Земли и соответствует ламирийской фазе складчатости (>60 млн лет) [23]. Фрагментарные поля отложений конца мезозоя (K₂) на территории месторождения картируются в верховьях р. Пайги.

Вычисленный возраст газа из газоконденсатной залежи значительно меньше возраста отложений, в которых она локализована, что может указывать прежде всего на разрушение данной залежи.

Месторождение имеет нефтяную оторочку, в которой изучен углеводородный состав нефти, поэтому оценим и возраст нефти в оторочке.

Исходные данные, принятые для расчета возраста нефти ванаварских пластов Собинского месторождения, приведены в табл. 6.10.

Таблица 6.10

Расчет возраста нефти в отложениях венда Собинского месторождения

Скважина	Интервал отбора пробы, м	Углеводородный состав фракций до 200 °С, %			Пластовая температура $T_{пл}$, °С	Возраст T_n , млн лет	Стратиграфический возраст
		Ароматические	Нафтеновые	Метановые			
Сб-32	2 648–2 652	4,0	10,0	86,0	32	946,7	Низы позднего рифея (R_3)
Сб-7	2 596–2 602	2,0	13,0	85,0	31	977,2	
Средний возраст нефти в пластах ванаварской свиты (V_{vn})						962±3	

При указанных в табл. 6.10 параметрах возраст нефтяной залежи составит (962±3) млн лет, что соответствует верхнему рифею. Возраст нефтяной залежи больше возраста вмещающих ее пород. В данной ситуации при более древнем возрасте нефти, чем вмещающие породы, можно предположить, что нефть попала во вмещающие вендские породы, возраст которых 542–630 млн лет, в результате вертикальной миграции из подстилающих рифейских нефтематеринских отложений.

Наличие путей фильтрации нефти подтверждается присутствием прямо в центре Собинского месторождения крупной трубки взрыва [21]. Благодаря наличию трубки взрыва произошло полное разрушение первичной нефтяной залежи. О. В. Ивченко с соавторами [36], В. В. Самсонов, А. И. Ларичев [73], Р. С. Сахибгареев, А. Д. Виноградов [74] на ряде месторождений Непско-Ботуобинской антеклизы и Собинском ГКМ в Катангской седловине выявили древние водонефтяные контакты, свидетельствующие о первичном нефтяном насыщении. В дальнейшем при активизации тектонических подвижек произошло вытеснение нефти газом. По данным О. В. Ивченко и других [36], древние ВНК отмечаются и внутри нефтяной залежи, т. е. ловушка заполнялась нефтью, как минимум, два раза, при этом нефть метаморфизовалась, на что указывают коэффициенты К. Томпсона и В. К. Шиманского, индивидуальный углеводородный состав нефти в оторочке (см. табл. 2.13).

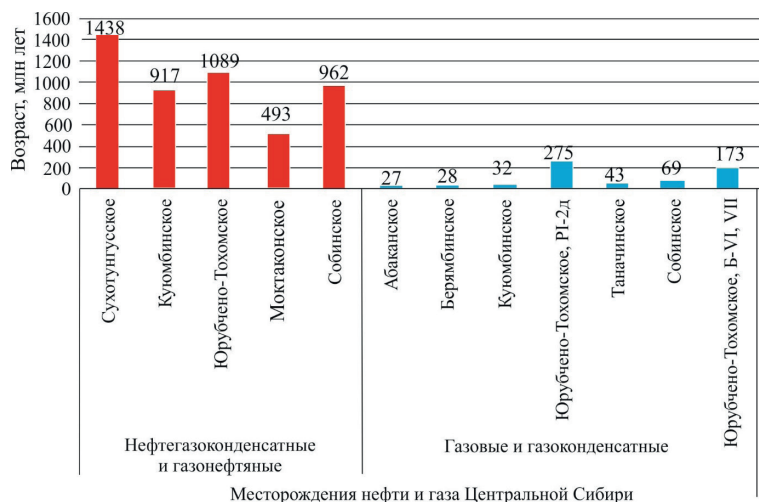


Рис. 6.7. Средний возраст залежей нефти и газа месторождений Центральной Сибири

Полученные результаты указывают на эпигенетичность нефтяной и газоконденсатных залежей этого месторождения вмещающим породам и происходящие процессы деградации газоконденсатной системы.

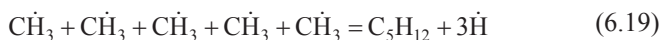
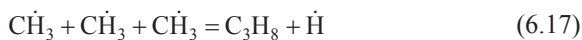
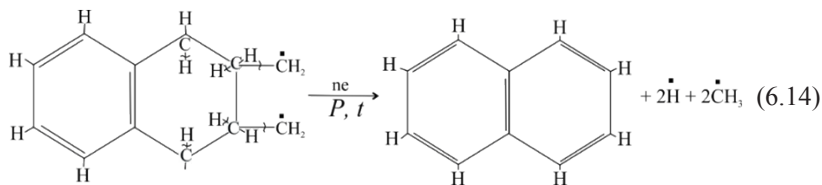
Анализ рис. 6.7 показывает, что процесс формирования газовых скоплений начался в поздней перми во время проявления герцинского цикла тектогенеза и продолжается по настоящее время благодаря высокой сейсмичности территории. Залежи нефти на большей части территории Байкитской антеклизы и Катангской седловины сформировались в верхнем рифее – венде и в нижнем ордовике на территории Бахтинского мегавыступа.

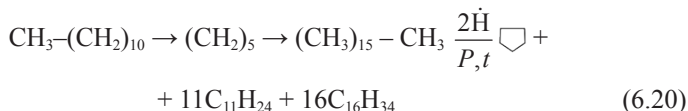
Таким образом, становятся понятными высокая термическая зрелость нефти и многие геохимические аномалии в составе газов (корреляции гелий – азот, диоксид углерода – метан в газах залежей Собинского и Куломбинского месторождений, установленные ранее разными исследователями (Дробот, 1974; Донцов, 2009), прямая корреляция содержания водорастворенных газов $\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{S}$ и обратная $\text{N}_2 + \text{R}$ в зависимости от гидродинамической напряженности системы $P_{\text{пл}}/P_{\text{уг}}$ (Сokolov, 1989), где $P_{\text{уг}}$ – условное гидростатическое давление.

6.6. Геолого-геохимические процессы современного нефтегазообразования

Различия в возрасте нефтяных систем в разных блоках, обратная корреляция между метаном и диоксидом углерода в газах Куумбинского НГКМ, парагенезис гелия и азота в газах Собинского ГКМ, значительные содержания 12- и 13-метилзамещенных алканов в нефти при почти полном отсутствии реликтов 12- и 13-метилалканов C_{19} – C_{30} в органическом веществе, напряженная тектоническая обстановка в пределах обоих месторождений и другие факторы указывают на наличие процессов современного нефтегазообразования, в первую очередь на подток глубинного гелия и диоксида углерода, нарушающего парагенезис метана и диоксида углерода.

Согласно исследованиям И. И. Нестерова [56–60; 62], основой процесса преобразования ОВ в углеводороды является дробление молекул с длинными цепями атомов углерода и кольцевыми молекулами в более мелкие при протекании радикальных реакций, которые широко развиты в природных системах [2]. Принципиальная схема образования газообразных и жидких углеводородов из твердого органического вещества с парамагнитными центрами, расположенными на концах алифатических цепей молекул [57], имеет вид

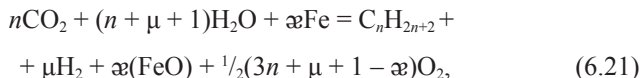




Кроме того, нефтегазоматеринские отложения имеют время формирования осадочных пород на 3–4 порядка меньше периода погружения бассейна седиментации [42], т. е. за короткий промежуток времени должны быть преобразованы сами вмещающие породы, сгенерированы углеводороды и сформированы их залежи [2]. Однако для разрыва связи углерод – углерод (–C–C–) требуется энергия 50–60 ккал/моль при температуре 300–320 °С. Таких температур в седиментационных бассейнах при отсутствии базитового магматиза на глубинах 5–6 км при геологическом развитии никогда не было [2]. Поэтому можно предположить, что сохранению углеводородных систем Куюмбинского месторождения способствуют современные процессы и абиогенный фактор вносит существенный вклад в сохранение ресурсной базы этого сложно построенного месторождения.

Факты современного пополнения запасов старых выработанных месторождений и изменение состава нефти в процессе ее добычи установлены на многих месторождениях, в том числе и в Западной Сибири [12; 61]. В ходе разработки «старая» нефть, примеси непереработанной органики и хемофоссилий заменяются накапливающейся в залежи УВ новой нефтью поликонденсационного синтеза, т. е. в продукции скважин все большую долю начинает занимать «молодая» легкая нефть, на что указывает присутствие в нефти изотопа C^{14} . Заполнение ловушек Ромашкинского месторождения новыми порциями нефти установлено М. Н. Мингазовым [53].

Учитывая выявленный антагонизм метана и диоксида углерода и молодой возраст газовых залежей, обратимся к первому следствию биосферной концепции, т. е. феномену дегазации недр. Это явление состоит в интенсивной разгрузке через земную поверхность газов, среди которых доминируют те же газы, что и в газах Куюмбинского месторождения CH_4 , H_2 , CO_2 и N_2 , способствующие поликонденсационному синтезу метана и его гомологов из CO_2 и H_2O , сопровождается образованием большого количества свободного водорода. Эта химическая реакция применительно к синтезу *n*-алканов может быть представлена феноменологической формулой [12; 27]:



где n – число атомов углерода в молекуле n -алканов; μ и α – стехиометрические коэффициенты.

Реакция синтеза УВ из CO_2 и H_2O происходит с участием «активного» водорода и становится энергетически возможной лишь при достаточно полном удалении из системы кислорода и наличии катализаторов, каковых во вмещающих породах этого месторождения большое множество. В породах земной коры эти функции могут выполнять разные химические элементы и их соединения. Донорами углерода при синтезе являются водорастворенный CO_2 и ОВ, а донором водорода – вода.

Возможность поликонденсационного синтеза УВ на поверхности водонасыщенной минеральной матрицы пород, механически активированной сейсмическими и микротектоническими процессами, обоснована теоретически и доказана в экспериментах В. И. Молчановым (1992), Н. В. Черским и В. П. Царевым (1984).

В качестве совершенно независимого подтверждения указанных генетических взаимоотношений углекислого газа и метана является характер сильной ($K_k = 0,791$), близкой к прямой, зависимости между $\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4}$ и $\delta^{13}\text{C}_{\text{CO}_2}$, установленной в 2009 г. В. В. Донцовым.

Приуроченность гелия Собинского ГКМ к газам, богатым азотом, не может быть объяснена особым свойством ОВ (Дж. Ш. Роджерс, 1985 г.), из которого образовался газ, и наводит на мысль, что гелий и азот каким-то образом связаны между собой. На Земле гелий образуется в результате альфа-распада тяжелых элементов (альфа-частицы, излучаемые при альфа-распаде, – это ядра гелия-4 [88]. Часть гелия, возникшего при альфа-распаде и просачивающегося сквозь породы земной коры, захватывается природным газом. Ассоциация гелия с азотом в природных газах, в газах из минеральных источников, так же как и в газах, выделяемых горными породами, может быть объяснена тем, что азот – химически недействительный газ, и поэтому вполне естественно, если он сопровождается другими типичными инертными газами, какими являются гелий, аргон, криптон и др.

Значительный разброс возраста газов в разных районах за счет глубинных источников подтверждают и данные исследования изотопного состава углерода газов.

Изотопный состав углерода жидких и газообразных углеводородов Сибирской платформы в разное время и с разными целями изучался И. С. Старобинцем [85], С. И. Голышевым [30], Т. К. Баженовой с соавторами и др. [16; 65; 82]. Первичные аналитические определения этих исследований, которые после группирования по нефтегазоносным областям использованы автором, опубликованы в научных и производственных отчетах ВНИИЯГГ, ныне ВНИИГеоИнформСистем; ВНИГНИ, СНИИГГиМС, ОАО «Енисейнефтегаз» (табл. 6.11).

Из данных табл. 6.11 следует, что с учетом погрешности определений относительно стандарта PDB, равной $\pm 0,5\%$, во всех изученных структурно-тектонических элементах существенно разнятся значения $\delta^{13}\text{C}$ для жидких и газообразных углеводородов, т. е. данные по изотопному составу углерода могут служить критерием раздельного прогноза нефти и газа с учетом зональности изменения изотопного состава углерода жидких углеводородов и газов. ИСУ для нефти в Байкитской НГО варьирует от $-32,2$ до $-34,9\%$, в Катангской НГО – от $-29,9$ до $-33,7\%$, в Турухано-Норильском СНГР – от $-30,7$ до $-31,5\%$, в Южно-Тунгусской НГО – от $-30,8$ до $-35,3\%$. ИСУ для газа изменяется в Байкитской НГО от $-37,8$ до $-42,7\%$, в Катангской НГО – от $-37,8$ до $-41,1\%$, в Южно-Тунгусской НГО – от $-30,8$ до $-35,3\%$. По газу в зависимости от возраста наблюдается четкое «утяжеление» изотопного состава углерода. Данные по «утяжеленным» изотопным составам углерода метана (разброс значений $\delta^{13}\text{C}$ от $-49,0$ до $-33,4\%$) может быть подтверждением наличия вероятного глубинного источника углеводородов газа.

Для конденсатов какой-либо четкой дифференциации по возрасту вмещающих толщ и районам не наблюдается, что объясняется однофазным состоянием системы в пласте, конденсация начинается во всех случаях в поверхностных условиях.

Таким образом, приведенные значения $\delta^{13}\text{C}$ по нефти и газам Центральной Сибири для трех районов – Байкитская, Катангская и Южно-Тунгусская НГО – могут быть рекомендованы в качестве критериев раздельного прогноза.

Таблица 6.11

Изотопный состав углерода газов и жидких углеводородов рифейских и венд-кембрийских отложений Центральной Сибири

Элемент нефтегазогеологического районирования (тектонический)	Тип флюида	Изотопный состав $\delta^{13}\text{C}$, ‰ метана / ‰ нефти во вмещающих отложениях		
		Рифея	Венда	Кембрия
Байкитская НГО (Камовский свод Байкитской антеклизы)	Нефть	<u>От -32,2 до -34,9</u> -32,8	-	-
	Конденсат	-32,2		
	Газ	<u>От -37,8 до -42,7</u> -40,75		-49,0
Катангская НГО (Катангская седловина)	Нефть	-	<u>От -29,9 до -33,7</u> -33,04	-
	Конденсат		<u>От -30,3 до -34,2</u> -32,2	
	Газ		<u>От -37,8 до -41,1</u> -39,6	
Турухано-Норильский СНГР (Курейско-Бакланихинский мегавал)	Нефть	-	-	<u>От -30,7 до -31,5</u> -31,1
	Конденсат			-33,0
	Газ			-
Южно-Тунгусская НГО (Бахтинский мегавыступ)	Нефть	-	-	-34,0
	Конденсат			-30,8
	Газ			<u>От -30,8 до -35,3</u> -33,4

6.7. Высокотехнологичные ресурсы углеводородов и гелия

Проведенный анализ состава углеводородных флюидов и закономерностей их формирования в различных геолого-геохимических условиях Центральной Сибири показал, что в нефти, конденсате и газах присутствуют в промышленных концентрациях ароматические углеводороды, пропан, бутаны, пентаны $C_{5+высш}$ и гелий, поэтому рассмотрим возможные плотности этих ресурсов в разрезе крупных элементов нефтегазогеологического районирования данной территории.

Ресурсный потенциал ароматического углеводородного сырья в составе жидких УВ фракций н. к. до 200 °С представлен в табл. 6.12.

Таблица 6.12

Потенциальные некатегоризованные ресурсы ароматических компонентов нефти и конденсата в залежах, оцененных по категории C_1 (2009 г.)

Месторождение	Виды возможного сырья					Итого ароматических УВ, тыс. т
	Бензол C_6H_6	Толуол $C_6H_5-C_2H_3$	Этилбензол $n-C_6H_5-C_2H_3$	Ксилолы (диметилбензолы) $C_6H_4(CH_3)_2$	Нафталин C_8H_{10}	
Юрубчено-Тохомское	1 994,6	3 379,8	110,8	603,9	0	6 089,1
Куюмбинское	2 145,6	3 635,6	119,2	649,6	0	6 550,0
Терско-Камовское	897,3	1 520,4	49,8	272,7	0	2 739,1
Собинское	10 408,3	0	0	0	1 710,7	12 119,0
Пайгинское	3 113,3	0	0	0	511,7	3 625,0
Всего	18 559,1	8 535,7	279,9	1 525,3	2 222,4	31 122,3

Отнесение к одной условной группе некатегоризованных ресурсов обусловлено в первую очередь отсутствием обоснованных аналогов с разведанными запасами и невозможностью в данный период произвести учет влияния технологических факторов на степень извлечения ароматических компонентов из нефти или конденсата и использованием данных различных лабораторий.

Расчеты количества нелокализованных ресурсов ароматических углеводородов сложного состава Q_i в нефтях и конденсатах произведе-

ны исходя из оцененных ранее ресурсов $C_3 + D$, а по месторождениям из известных текущих запасов $Q_{н,к}$ для категорий $C_1 + C_2$

$$Q_i = (Q_{н,к} \cdot C_i) \cdot 100, \quad (6.22)$$

где C_i – концентрация искоемых ароматических веществ в нефти и конденсате, % на нефть или конденсат.

Некатегорированные потенциальные ресурсы – это ожидаемые суммарные количества отдельных специфических компонентов нефтей, конденсатов или газов, отдельные компоненты которых в обозримой перспективе могут быть востребованы нефтегазохимической промышленностью.

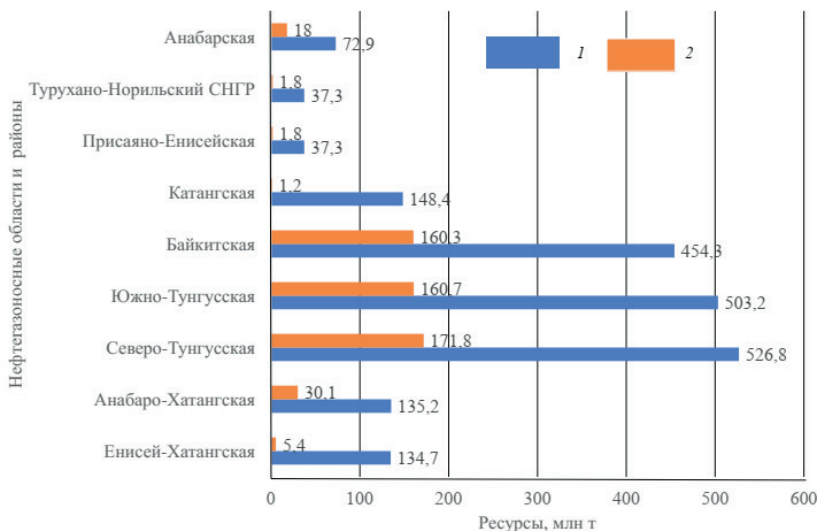


Рис. 6.8. Распределение ресурсов ароматических углеводородов по элементам нефтегазогеологического районирования Центральной Сибири [17]: 1 – геологические ресурсы; 2 – извлекаемые

Наибольшие ресурсы ароматических углеводородов будут обнаружены в трех нефтегазоносных областях (рис. 6.8). Это Северо- и Южно-Тунгусская, Байkitская нефтегазоносные области с наибольшей концентрацией во флюиде 10–15 % и более в Южно-Тунгусской, Анабарской и Анабаро-Хатангской НГО (рис. 6.9).

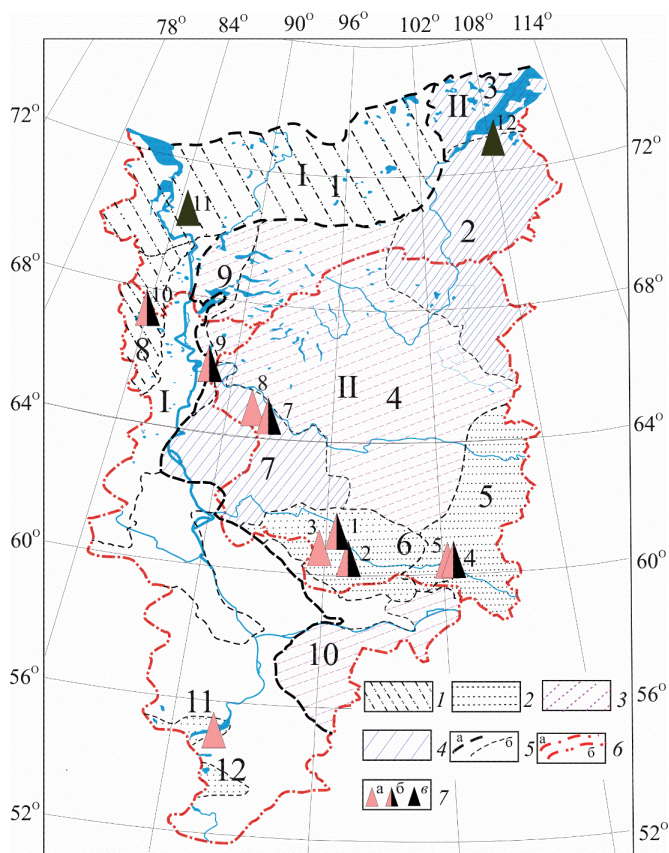


Рис. 6.9. Прогнозная схема распределения ароматических углеводородов в нефтях и конденсатах Центральной Сибири: 1–4 – содержание в нефти и конденсате ароматических углеводородов, %: 1 – менее 1,0; 2 – 1–5; 3 – 5–10; 4 – 10–15 и более; 5 – границы: а – нефтегазоносных провинций, б – нефтегазоносных областей и районов; 6 – административные границы: а – Красноярского края, б – административных районов; 7 – ключевые месторождения УВ: а – газоконденсатные, б – нефтегазоконденсатные, в – нефтяные (1 – Кузюбинское, 2 – Юрубчено-Тохомское, 3 – Оморинское, 4 – Собинское, 5 – Пайгинское, 6 – Моктаконское, 7 – Таначинское, 8 – Сухо-Тунгусское, 9 – Ванкорское, 10 – Пайяхское, 11 – Нордвикское, 12 – Ново-Михайловское). Нефтегазоносные провинции: I – Западно-Сибирская, II – Лено-Тунгусская. Нефтегазоносные области и районы: 1 – Енисей-Хатангская, 2 – Анабарская, 3 – Анабаро-Хатангская, 4 – Северо-Тунгусская, 4 – Южно-Тунгусская, 5 – Катангская, 6 – Байкитская, 7 – Южно-Тунгусская, 8 – Пуртазовская, 9 – Турухано-Норильский СНГР, 10 – Присяяно-Енисейская, 11 – Северо-Минусинская, 12 – Южно-Минусинская

Нефти Енисей-Хатангской НГО на фоне нефтей других территорий сильно обеднены ароматическими углеводородами. Это может свидетельствовать о наименьшем воздействии на них вторичных геодинамических (*PVT*) процессов в последующей (после аккумуляции в залежах) истории их развития. По данным изучения нефтей из скважин Среднеяровской и Турковской площадей, содержание ароматики в нефтях не превышает 0,418 % на нефть. В составе ароматики присутствует почти весь ряд главных ароматических компонентов нефти.

В нефтях Катангской НГО основное содержание ароматических углеводородов приходится на фракцию н. к. 200 °С – 17,6 %, выход бициклических ароматических углеводородов составляет 2,88 %, в том числе нафталины – 1,9 %, мононафтеннафталины – 0,83, динафтеннафталины – 0,15 %.

В нефтях Байкитской НГО в Юрубчено-Тохомской зоне нефтегазонакопления спектр ароматических компонентов уже, и он представлен бензолом (0,72 %), толуолом (1,22 %), этилбензолом (0,04 %), ксилолами (0,218 % на нефть). На территории Южно-Тунгусской НГО к настоящему времени открыта только одна нефтяная залежь в пласте А-VI на Моктаконском месторождении. Содержание ароматических УВ, по результатам анализов, аномально и составляет 14,3 % на нефть, в том числе бензол – 5,7 %, толуол – 8,43 %.

В составе ароматической фракции конденсатов аналогичных компонентов больше, чем в нефти. Так, в конденсатах во фракции 122–150 °С на долю ксилолов приходится 28,8 %, толуола – 11,8 %, этилбензола – 5 %. Выход фракции 122–150 °С по ароматическим УВ составляет 49,3 %.

Нефти из меловых отложений Большехетского мегавала разнообразны и четко подразделяются на две группы. К первой относятся нефти, залегающие на небольших глубинах, это тяжелые (0,92–0,93 г/см³) смолистые нефти; ко второй группе – легкие (0,83–0,87 г/см³) малосмолистые нефти.

По составу УВ нефти первой группы относятся к нефтям с нафтеновым основанием с высоким содержанием аренов. Нефти второй группы метаново-нафтеновые. В их дистилляте 11–18 % ароматических, 27–49 % нафтеновых и 34–61 % метановых УВ.

Нефти и конденсаты Турухано-Норильского самостоятельного нефтегазоносного района достаточно специфичны и имеют свои особенности в распределении ароматических компонентов.

В дистиллятной части (до 500 °С) нефтей ароматические УВ составляют 9,87 % на нефть. Конденсаты же, в отличие от таначинских, характеризуются относительно пониженным содержанием аренов (6,7 % во фракции до 125 °С и 15,8 % во фракции 125–150 °С) при среднем содержании аренов 10,4 % на конденсат.

Более высокое содержание ароматических УВ в конденсатах по отношению к нефтям может свидетельствовать об их вторичном происхождении при геотермических процессах, проявившихся в период траппового магматизма [17].

Прогнозные ресурсы гелия для территории Центральной Сибири оцениваются впервые. В качестве возможной товарной продукции в составе свободных газов можно рассматривать гелий только тех районов, где его концентрация превышает 0,10 % об., хотя согласно известным классификациям практическое применение могут иметь газы и с более низкой концентрацией гелия [93].

Таблица 6.13

Вид зависимостей гелия и азота для разных районов нефтегазогеологического районирования

НГО	Тип газа	Уравнение для расчета содержаний гелия в газе
Катангская	Свободный газ залежей	$y = 0,7384 \ln x - 1,7602$
	Газ, растворенный в нефти (попутный газ)	$y = 0,1267 \ln x - 0,1039$
Байкитская	Газ, растворенный в пластовых водах	$y = 0,0679 \ln x - 0,0439$
	Свободный газ залежей	$y = 0,2012 \ln x - 0,2694$

Основой для определения ресурсов гелия служили результаты исследования глубинных и поверхностных проб на месторождениях УВ и из отдельных скважин, а также литературные источники и результаты прогноза гелиеносности газов (табл. 6.13) по зависимостям, установленным автором ранее, исходя из корреляционных связей гелия и азота:

$$\text{He} = f(\text{N}_2), \quad (6.23)$$

где N_2 – объемное содержание азота в газах различных типов (свободные, растворенные в воде или нефти).

Проведенный обобщающий анализ гелиеносности свободных и попутных газов месторождений и проявлений углеводородов на территории Центральной Сибири показал, что гелиеносность газов весьма повышенная в большинстве нефтегазоносных областей и приуроченных к ним месторождениях нефти и газа (рис. 6.10).

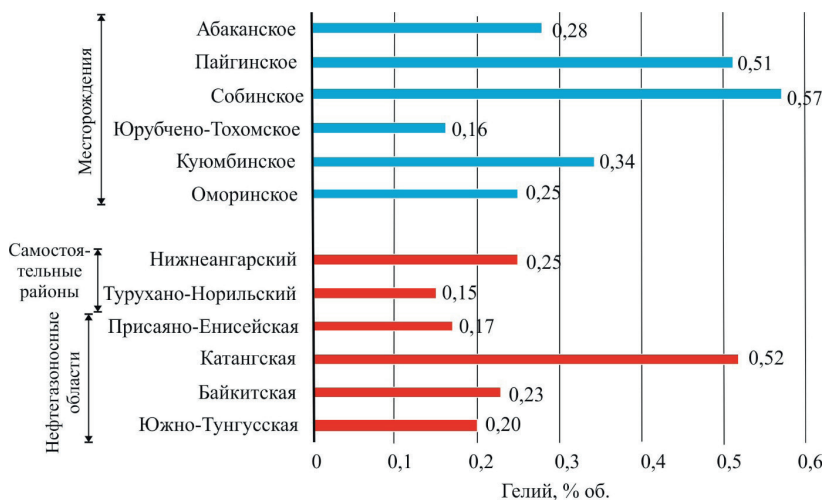


Рис. 6.10. Средние концентрации гелия в газах отдельных районов и месторождений Центральной Сибири

Проблеме гелия уделено внимание по двум причинам:

- объемы потребления гелия в мире устойчиво растут (4–6 % в год), запасы качественного газогелиевого сырья интенсивно уменьшаются, поэтому гелий Восточно-Сибирских месторождений может быть в перспективе востребован;
- концентрация гелия в газах рифея и венда намного превышает промышленные, поэтому его извлечение будет эффективным, особенно с привлечением новых мембранных технологий.

Изучение концентрации гелия в газах и оценка его ресурсов могут быть выполнены по формуле

$$Q_{\text{He}}^r = Q_{\text{He}}^b = (Q_{\text{He}}^p \cdot \text{He})/100, \quad (6.24)$$

где Q_{He}^r – начальные геологические ресурсы гелия в недрах, тыс. м³;
 Q_{He}^b – балансовые ресурсы (запасы) гелия, подлежащие учету, тыс. м³;
 Q_{He}^p – геологические ресурсы газа свободного или попутного, тыс. м³;
 He – среднее содержание гелия в газе, % об.

Исходя из оцененных по приведенной методике ресурсов гелия, площадей нефтегазоносных областей и районов были вычислены плотности ресурсов гелия (рис. 6.11).

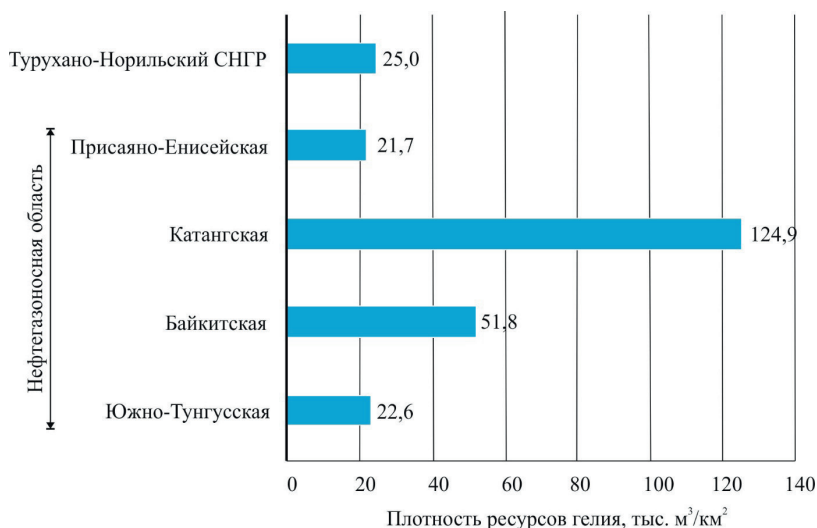


Рис. 6.11. Прогнозная плотность ресурсов гелия

Из рисунка следует, что самая высокая плотность ресурсов гелия наблюдается в Катангской НГО – 124,9 тыс. м³/км², что в 2,4–5,8 раза больше, чем в соседних нефтегазоносных областях.

В связи с большими ресурсами гелия в южных районах к настоящему времени в Центральной Сибири в первую очередь необходимо должным образом изучить запасы гелия по Оморинскому, Куюмбинскому, Юрубчено-Тохомскому месторождениям. При доразведке этих и Агалеевского, Абаканского, Имбинского и Ильбокичского месторож-

дений должно уделяться особое внимание качеству опробования и проведения анализов на гелий, так как разброс значений в пробах одного месторождения часто выше 10 %, что не соответствует инструктивным требованиям.

Ресурсы для производства продуктов нефтегазохимии в современном мире, несомненно, останутся востребованными на длительную перспективу. Наиболее перспективным сырьем для нефтехимической промышленности будущих периодов могут стать как природный газ, так и газовый конденсат, поскольку подавляющая часть месторождений УВ относится к многофазным.

Свободный газ Собинского месторождения содержит в промышленных концентрациях этан, пропан, бутаны и гелий.

Содержание гелия в свободных газах Собинского месторождения уникально высокое – 0,68 % [69].

По материалам сайта ОАО «Газпром», строительство завода по извлечению гелия, а значит, и всех других попутных компонентов будет осуществлено на Дальнем Востоке РФ. В этом случае произойдет разрыв мест извлечения попутных компонентов, так как газ сепарации и стабилизации конденсата будет добыт на месторождениях, а оставшаяся часть $C_{5+высш}$ вместе с гелием будет извлекаться на Дальнем Востоке. При этом, в случае извлечения гелия из всего объема добываемого на Чаяндинском, Ковыктинском, Хандинском и Собинском месторождениях газа его объем будет сравним с уровнем всей его мировой добычи [93]. Возникает вопрос о хранении добытого гелия, поскольку, вероятнее всего, не сразу будет найден потребитель на весь его объем. Выход в этом случае – хранение гелия в подземном хранилище. Наилучшие условия для создания такого хранилища имеются в Нижнеангарском СНГР, где в осадочных отложениях присутствуют мощные пласты солей. В качестве хранилища гелия возможно использование также одного из блоков Чаяндинского или Хандинского месторождений с небольшими начальными запасами газа [69].

В разработку введены Куюмбинское и Юрубчено-Тохомское месторождения Красноярского края с возможным подключением Собинского месторождения. Пластовая нефть этих месторождений характеризуется сравнительно высоким газосодержанием, при добыче планируемых 15 млн т нефти будет ежегодно добываться попутного

газа более 2 млрд м³. Содержание C_{2+высш} в этих газах еще более высокое, чем в пластовом газе указанных месторождений (табл. 6.14).

В отличие от растворенного в нефти газа, в данном случае свободный газ содержит гелий в промышленных концентрациях. Содержание C_{2+высш} в свободном газе также выше промышленных кондиций (табл. 6.15). Ожидаемая величина объемов добычи попутного газа при этом, по прогнозам, может составить до 20 млрд м³/год, т. е. будет сравнима с показателями эксплуатации крупного газового месторождения.

Таблица 6.14

Содержание полезных компонентов в газе, растворенном в нефти, месторождений юга Центральной Сибири на 1 млрд м³ газа [69], тыс. т

Месторождение	Этан C ₂ H ₆	Пропан C ₃ H ₈	Бутаны <i>n</i> -C ₄ H ₁₀ + <i>i</i> -C ₄ H ₁₀
Юрубчено-Тохомское Куюмбинское	227,5	154,7	64,8
Собинское Пайгинское	135,0	99,6	51,2

Таблица 6.15

Содержание полезных компонентов в свободном газе месторождений юга Центральной Сибири на 1 млрд м³ пластового газа [69]

Месторождение	Этан C ₂ H ₆	Пропан C ₃ H ₈	Бутаны <i>n</i> -C ₄ H ₁₀ + <i>i</i> -C ₄ H ₁₀	C _{5+высш}	Гелий, млн м ³
	тыс. т				
Юрубчено-Тохомское	91	43	31	151	2,9
Куюмбинское					1,7
Собинское	59–89	38–48	34–44	45–47	6,8
Пайгинское					

Отдельно рассмотрим Собинское нефтегазоконденсатное месторождение. Как указывалось ранее, свободные газы залежей этого месторождения значительно отличаются от свободного газа других месторождений региона по своему составу. Содержание гелия и азота в этих газах аномально высокое и достигает 0,68 и 27,8 % соответственно. Таким образом, этот газ будет иметь промышленную ценность только после извлечения азота либо после кратного разбавления его другим газом

с более низким содержанием азота. Второй вариант маловероятен, так как в этом случае необходим кратный объем газа, добавляемого к газу Собинского месторождения.

Высокий ресурсный потенциал южных районов Лено-Тунгусской НГП свидетельствует о том, что потенциально открываемые месторождения в этой части региона будут содержать гелиеносные газы. Это позволяет нарастить сырьевую базу гелия и проектируемых гелиевых заводов.

По оценкам В. П. Якуцени [93], текущие мировые ресурсы гелия в природных газах с учетом средневзвешенного содержания гелия (0,075 %) составляют 55,2 млрд м³. Из этого следует, что в пределах территории только Центральной Сибири сосредоточено более 54 % мировых ресурсов гелия.

Резюмируя результаты исследования данной главы, сделаем основные выводы по ней.

Газовые системы изученных месторождений находятся на стадии разрушения или формирования под воздействием сейсмотектонических процессов, активизировавших феномен дегазации недр.

Нефтяные системы более стабильны, однако они тоже подвержены процессам вертикальной и ближней латеральной миграции.

Первичная нефтяная залежь Собинского ГКМ полностью разрушилась, сохранив лишь реликты древнего водонефтяного контакта.

Процесс разрушения нефтяных и газовых систем подтверждается конкретными геологическими ситуациями (трубки взрыва, сейсмичность территории, современная геологическая обстановка и др.).

Возраст газов во многих случаях сопоставим с эпохами складчатости в истории Земли и новейшими кометными бомбардировками. Известно, что в плиоцен-плейстоценовое время Сибирская платформа испытала подъем поверхности на 200–1 000 м [5].

Появление метильных групп алканов C₁₉–C₃₀ объясняется наличием бактериологического фильтра и является специфической особенностью древних нефтей юга Сибирской платформы, чему способствуют радикальные реакции, развитые в природе.

Образованию молодых газов на современном этапе развития Курумбинского НГКМ способствует поликонденсационный синтез метана и его гомологов.

Парагенезис гелия и азота на Собинском ГКМ объясним тем, что азот и гелий – неактивные газы, поэтому естественно их параллельное накопление при наличии источника тяжелых элементов, подверженных процессам альфа-распада. На Собинском месторождении таковыми являются аргиллиты и алевролиты ванаварской свиты венда и выступы гранитогнейсов фундамента, которые фиксируются по аномалии гравиметрической кривой Δg (Битнер, 1987).

Большие по масштабам и столь яркие признаки преобразованности скоплений УВ, в том числе и нефтяной залежи горизонта А-VI, могли быть обеспечены только разрушающейся залежью значительных масштабов. Быстротечность процессов фазово-ретроградных изменений обеспечивалась исключительно при вертикальной миграции. Наиболее вероятный уровень локализации материнской залежи – подусольские отложения. Разрушенное скопление данных уровней могло сохранить первоначальный состав УВ. Процессы термометаморфизма привели в первую очередь к резкому увеличению вязкости и смолистости остаточного флюида, его полной дегазации, что обусловило превращение УВ остаточной залежи в малоподвижный флюид. Последнее определяет возможное открытие в подусольских отложениях залежей вязких нефтей.

Изучение физико-химических свойств УВ флюидов и процессов, контролирующих их образование, позволяет прогнозировать области, к которым будут приурочены скопления нефти и конденсата с относительно пониженной ароматичностью [82]. К ним, прежде всего, относятся районы, расположенные южнее, западнее и северо-западнее Танагинско-Моктаконской зоны. В связи с этим наиболее перспективными для поисков нефтей и конденсатов, близкими по свойствам к нефтям и конденсатам рифея – венда юго-западных районов Сибирской платформы, следует считать группу поднятий на территории Кузьмовского мегавыступа, где насыщенность разреза траппами до уровня –2 000 м не превышает 10–20 %, а сульфатоносность кембрийского галогенно-карбонатного разреза снижается [16].

Наибольшими ресурсами гелия обладает Катангская седловина. Область максимального содержания ароматических продуктов – 10–15 % и более приурочена к центральной части Бахтинского мегавыступа.

Изотопный состав углерода $\delta^{13}\text{C}$ является надежным показателем раздельного прогноза нефти и газа в Центральной Сибири.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Месторождения углеводородов Центральной Сибири сложны по фазовому и углеводородному составу, возрасту залежей, степени зрелости и сохранности, метаморфизму углеводородов.

В отложениях нижнего кембрия – рифея сформировались нефти двух фациально-генетических типов, источником которых служило в основном гумусо-сапропелевое бактериогенное органическое вещество. Фациально-генетические условия терригенного венда Катангской седловины и терригенно-карбонатного кембрия Бахтинского мегавыступа привели к формированию нефти типа А, в рифейских карбонатах обнаруживаются нефти типа Б. По полученным геохимическим коэффициентам глубинные условия осадконакопления варьируют от лагунных до глубоководных и в основном мелководно-морских с восстановительной средой, меняющейся от умеренно-восстановительной до сильно восстановительной. В лагунных условиях сформировалась нефть ванаварских пластов, что подтверждается распределением трицикланов. Подтверждением существования преимущественно мелководных условий образования рассеянного органического вещества на Байкитской антеклизе могут быть также установленные В. В. Богдановым с соавторами (2009 г.) пониженные концентрации трициклических терпанов t_{23} относительно аналогичных t_{24} , характерных для глубинного морского осадконакопления. На Байкитской антеклизе глубинные морские условия в зоне формирования органического вещества в нефтематеринских толщах, возможно, отсутствовали, так как отношение t_{24}/t_{23} в нефтях Куюмбинского месторождения здесь больше единицы. Преобладают мелководно-морские отложения и сильновосстановительная среда.

Степень зрелости нефтей высокая и увеличивается от нефтей кембрия, они наименее зрелые, к рифею, что отображается в значениях коэффициента $K_m C_6$, который для нефти венда и рифея составляет, соответственно, 0,20 и 0,91.

По групповому углеводородному составу нефти являются преимущественно метановыми. В составе метановых углеводородов нефтей доминируют нормальные алканы. Нафтеновые и ароматические углеводороды занимают подчиненное положение.

Реликтовые углеводороды представлены широким спектром углеводородов, особенностью состава биомаркеров которого является наличие 12- и 13-метилалканов.

В конденсате и нефти во фракциях 125–200 °С Таначи-Моктаконской зоны нефтегазонакопления отмечаются высокие содержания аренов. Для конденсатов во фракции н. к.–125 °С велико отношение концентраций циклогексана к циклопентану ЦГ/ЦП = 17,38; содержания серы повышенные и очень высокие – 1,65–6,58 %. Обогащенность флюидов сернистыми соединениями и аренами, вероятнее всего, связана с процессами осернения их в условиях прогрева сульфатно-карбонатных пород траппами. Процессы сульфатредукции, способствовавшие генерации сероводорода, окислению и осернению органического вещества, затронули углеводороды, растворенные в пластовых водах и впоследствии аккумулярованные в скоплениях. Ореолы углекислых сероводородосодержащих газов, растворенных в пластовой воде и зафиксированных вокруг продуктивных площадей, свидетельствуют об участии углеводородных скоплений в процессах восстановления сульфатов.

Сравнение сернистых углеводородных флюидов с нефтями и конденсатами районов, где траппы на уровне продуктивных отложений отсутствуют, позволяет утверждать, что достаточно высокотемпературные процессы прогрева пород и флюидов привели к возникновению широкой гаммы сераорганических соединений сложного состава.

В целом конденсаты изученных месторождений очень легкие и содержат до 93,0 % бензиновых углеводородов, они практически нацело выкипают до 250–296 °С.

Давление начала конденсации в пластах всех изученных залежей значительно ниже, редко близко к пластовому, т. е. в пласте залежи однофазовые.

Газы отражают геодинамические, термобарические и литолого-фациальные условия недр, подчинены процессам газовой зональности. Так, в сульфатно-карбонатном комплексе кембрия Бахтинского мегавыступа в жестких термобарических условиях сформировались газы, содержащие диоксид углерода и сероводород; в терригенных отложениях венда Катангской седловины присутствуют высокогелиеносные газы; в терригенно-карбонатных коллекторах венда зоны Ангарских складок газы азотные и высокоазотные. В карбонатных отложениях рифея

Байкитской антеклизы превалируют газы, имеющие преимущественно углеводородный состав. По содержаниям тяжелых углеводородов $C_{2+высш}$ распространены газы от сухих до высокожирных и отражают фазовый состав газоконденсатных и газовых систем.

Все исследованные нефти в различной степени недонасыщены газом, во всех случаях давление насыщения существенно ниже и реже близко к пластовому. Нестабильность пластовых систем может указывать на их современное разрушение и переформирование.

Нефти рифея – кембрия Центральной Сибири пригодны для получения прямогонных дизельных и керосиновых топлив, требуют предварительного обессеривания, остаток свыше $350\text{ }^{\circ}\text{C}$ отвечает требованиям для производства малосернистого мазута топочного марки 100. Нефти содержат относительно небольшой процент прямогонных низкооктановых бензинов.

Интерпретация процессов формирования месторождений нефти и газа в древних продуктивных комплексах Центральной Сибири на основе как осадочно-миграционной, так и популярных в настоящее время abiогенной гипотезы и биосферной теории нефтегазообразования не позволяет однозначно объяснить многие особенности состава углеводородов, достоверно оценить время формирования скоплений, признаки недавнего палеогенового газонакопления, максимальную дальность боковой (латеральной) миграции углеводородов и др. Поэтому нет необходимости объяснять все многообразие процессов нефтегазообразования и накопления углеводородов какой-либо одной теорией. По мнению Х. Д. Гердберга (1958 г.), детали происхождения одной нефти могут быть совершенно иными, чем другой [29].

Наметившаяся связь событий современных кометных бомбардировок Земли с возрастом газоконденсатных систем и корреляционные зависимости состава газов наводят на мысль, что существует современное пополнение газовых залежей из глубинного источника. Окончательную точку зрения в решении проблемы современного нефтидогенеза под воздействием глубинных процессов, происходящих в недрах, можно будет сформировать, видимо, только после детальных исследований флюидов, в том числе углубленного изучения изотопии основных компонентов нефти, свободного и попутного газа и конденсатов, включая гелий и диоксид углерода, что позволит более объективно оценить роль и масштабы современного влияния «глубинного» фактора на процессы нефтегазонакопления в недрах.

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Авдеева Л. А., Ращепкина Н. С. О создании отечественного Банка качества нефти // Нефтяное хозяйство. – 1996. – № 4. – С. 63–65.
2. Александров В. М. Радикальные реакции – основной механизм реализации нефтегазогенерационного потенциала отложений // Булатовские чтения : сб. ст. – 2018. – С. 32–36. – URL: <http://id-yug.com/index.php/ru/bulatovread/bulatov2018/2018-v1?id=981>.
3. Анисимов Л. А. Геохимия сероводорода и формирование залежей высокосернистых газов. – М. : Недра, 1976. – 160 с.
4. Антоновская Т. В. Термогазовая хроматография на скважине // Добыча углеводородов: геология, геофизика, разработка месторождений. – 2013. – Спецвып. – С. 102–104.
5. Артюшков Е. В. Плиоцен-четвертичные поднятия земной коры на континентах как результат инфильтрации в литосферу из нижележащей мантии // Докл. АН РФ. – 2012. – Т. 445, № 6. – С. 656–662.
6. Ахмедова А. Р., Серебренникова О. В., Шиганова О. В. Состав углеводородов нефтей центральной части Восточной Сибири // Журн. Сиб. федер. ун-та. Сер.: Химия. – 2018. – Т. 11, № 2. – С. 230–248.
7. Аширов К. Б., Боргест Т. М., Карев А. Л. Обоснование причин многократной восполняемости запасов нефти и газа на разрабатываемых месторождениях Самарской области // Изв. Самар. НЦ РАН. – 2000. – Т. 2, № 1. – С. 166–173.
8. Бакай Е. А. Нефтематеринские рифей-кембрийские отложения Туруханского поднятия (Восточная Сибирь) : автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – М., 2012. – 22 с. – URL: <http://geo.web.ru/db/msg.html?mid=1186186&uri=part07.html>.
9. Баренбаум А. А., Багалин О. Ю. О фазовых преобразованиях углеводородов в процессе глобального геохимического круговорота // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Ч. I: Нефтегазовая геология в XXI веке. – 2001. – С. 40–42.
10. Баренбаум А. А., Климов Д. С. Экспериментальное измерение скорости разрушения карбонизированной воды при геосинтезе // Тр. ВЕСЭМПГ. – М. : ГЕОХИ РАН, 2015. – С. 347–351.

11. Баренбаум А. А. Научная революция в проблеме происхождения нефти и газа // Георесурсы. – 2014. – № 4 (59). – С. 3–9.
12. Баренбаум А. А. О возрасте нефти в залежах // Георесурсы. – 2017. – Т. 19, № 1. – С. 30–37.
13. Баренбаум А. А. Современное нефтегазообразование как следствие круговорота углерода в биосфере // Георесурсы. – 2015. – № 1 (60). – С. 46–53.
14. Барташевич О. В. Нефтегазопроисхождение битуминология. – М. : Недра, 1984. – 244 с.
15. Битнер А. К., Кринин В. А., Распутин С. Н. Геологические и геохимические особенности формирования Танагинско-Моктаконской зоны нефтегазоаккумуляции // Геология и геофизика. – 1991. – № 2. – С. 89–93.
16. Битнер А. К. Особенности геологии и геохимии триады «нефть – конденсат – газ» залежей Южно-Тунгусской нефтегазоносной области и перспективы их комплексного использования. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2010. – 113 с.
17. Битнер А. К. Оценка стоимости недр с целью обоснования основных направлений эффективного использования ресурсов углеводородов и их лицензирования // Актуальные вопросы природопользования и пути эффективного освоения минеральных ресурсов Эвенкии. – Тура ; Красноярск, 2001. – С. 49–53.
18. Букаты М. Б. Прогнозирование нефтегазоносности рифейно-нижнекембрийских отложений западной части Сибирской платформы на основе изучения водно-газовых равновесий // Геология нефти и газа. – 1997. – № 1. – URL: <http://geolib.narod.ru/OilGasGeo/1997/11/Stat/stat03.html/>.
19. Валяев В. М. Арктические и приарктические регионы: специфика процессов нефтегазоаккумуляции // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. – 2010. – Вып. 1 (1). – 19 с.
20. Вынту В. Технология нефтехимических производств. – М. : Химия, 1968. – 352 с.
21. Геологическая карта СССР. Карта дочетвертичных образований. Масштаб 1 : 1 000 000. Лист Р-48, 49 – Ванавара / под ред. Е. К. Ковригиной, Н. С. Подгорной. – Л. : ВСЕГЕИ, 1989.

22. Геологические предпосылки прироста минерально-сырьевой базы Юрубчено-Куюмбинского центра нефтедобычи / Н. В. Мельников, Е. В. Смирнов, М. А. Масленников [и др.] // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58, № 3–4. – С. 586–601.

23. Геологический словарь. Т. 3. – СПб. : ВСЕГЕИ, 2010. – 432 с.

24. Геология нефти и газа Сибирской платформы / под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука. – М. : Недра, 1981. – 550 с.

25. Геолого-геохимические условия формирования нефтегазовых месторождений в древних толщах Восточной Сибири / Б. А. Соколов, В. А. Егоров, В. Д. Накаряков, А. К. Битнер [и др.] ; под ред. Б. А. Соколова. – М. : Изд-во МГУ, 1989. – 192 с.

26. Геолого-технологические аспекты освоения углеводородного сырья Таначи-Моктаконского перспективного нефтегазоносного района / А. К. Битнер, А. В. Беляева, О. П. Бережная [и др.] // Геология, геофизика и минеральное сырье Сибири : материалы 2-й науч.-практ. конф. / отв. ред. С. П. Зайцев. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2015. – Т. 2. – С. 166–168.

27. Геосинтез в проблеме происхождения нефти и газа / С. Н. Закиров, Э. С. Закиров, А. А. Баренбаум [и др.] // Передовые технологии разработки, повышения нефтеотдачи месторождений и исследования скважин (отечественный и мировой опыт) : тр. VIII Междунар. технол. симпозиума. – М. : Ин-т нефтегаз. бизнеса, 2013. – С. 43–46.

28. Геохимия нефтей, конденсатов и газов рифей-вендских и кембрийских отложений Сибирской платформы / М-во геологии СССР; ВостСибНИИГГиМС / сост. Д. И. Дробот, Р. Н. Преснова, А. Э. Конторович [и др.]. – М. : Недра, 1988. – 242 с.

29. Гердберг Х. Д. Геологические аспекты происхождения нефти. – М. : Недра, 1986. – 124 с.

30. Голышев С. И. Стабильные изотопы в нефтегазовой и рудной геологии : избр. тр. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2010. – 165 с.

31. Гордеева А. О. Критерии прогноза нефтегазоносности Южно-Тунгусской области с высоким развитием траппового магматизма (Лено-Тунгусская провинция) : дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Новосибирск, 2011. – 271 с.

32. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1 : 1 000 000 (третье поколение). Серия Ангаро-Енисейская.

Лист Р-47 – Байкит / А. С. Варганов, Н. Н. Попова, О. В. Сосновская [и др.] // Объяснительная записка под ред. Е. И. Берзон. – СПб. : Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2015. – 359 с. – URL: <https://docplayer.ru/68298123-Gosudarstvennaya-geologicheskaya-karta-rossiyskoy-federacii.html>.

33. Дегтярев В. Н. О Банке качества нефти // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 3. – С. 62, 63.

34. Дмитриевский А. Н. Полигенез нефти и газа // Докл. Академии наук. – 2008. – Т. 419, № 3. – С. 373–377.

35. Иванов Ю. А., Мясникова И. П. Новые аспекты перспектив нефтегазоносности северных районов Сибирской платформы // Геология нефти и газа. – 2000. – № 3. – URL: <http://geolib.narod.ru/Journals/OilGasGeo/2000/03/content.html>.

36. Ивченко О. В., Поляков Е. Е., Ивченко М. В. Влияние разрывной тектоники на нефтегазоносность вендско-нижнекембрийских отложений южных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская антеклизы и сопредельные территории) // Вести газовой науки. – 2016. – № 1. – С. 40–61.

37. Карта ОСП-97D. – URL: <http://seismos-u.ifz.ru/personal/osp-97d.htm>.

38. Козлов В. А. Метилирование ДНК клетки и патология организма // Медицинская иммунология. – СПб. : РО РААКИ, 2008. – Т. 10, № 4–5. – С. 307–318.

39. Конторович А. Э., Старосельцев В. С., Мельников Н. В. Нефтегазогеологическое районирование Сибирской платформы // Геология нефти и газа. – 1976. – № 2. – С. 6–16.

40. Конторович А. Э., Тимошина И. Д. Насыщенные углеводороды – биомаркеры в нефтях и битумонасыщенных породах докембрия Катангской нефтегазоносной области // Геология нефти и газа. – 2009. – № 1. – С. 92–100.

41. Конторович А. Э., Тимошина И. Д., Филиппов Ю. А. Состав углеводородов – биомаркеров в нефтях рифея Байкитской антеклизы // Геология нефти и газа. – 2011. – № 5. – С. 78–83.

42. Кукал З. Скорость геологических процессов : пер. с чеш. – М. : Мир, 1987. – 246 с.

43. Кушниров В. В., Убайходжаев Т. И., Соколов В. И. Использование различных параметров углеводородных газожижкостных систем для оптимизации нефтегазопоисковых работ в карбонатных продуктивных комплексах // Геология нефти и газа. – 1993. – № 9. – URL: <http://geolib.ru/OilGasGeo/1993/09/Stat/stat04.html/>.

44. Литвинова И. В. Температурное поле осадочного чехла Лено-Тунгусской НПП // Геология, геофизика и минеральное сырье Сибири : материалы 2-й науч.-практ. конф. / отв. ред. С. П. Зайцев. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2015. – Т. 2. – С. 71–73.

45. Ломако П. М. Масштабность генерации углеводородов сложного состава в нефтегазоносных бассейнах: обзорная информация // Нефтегазовая геология, геология и геофизика. – М. : ВНИИОЭНГ, 1985. – 49 с.

46. Мазгаров А. М., Корнетова О. М. Сернистые соединения углеводородного сырья. – Казань : Казан. ун-т, 2015. – 36 с.

47. Масленников М. А. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности ванаварской свиты на территории Байкитской нефтегазоносной области : автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук : 25.00.12. – Новосибирск, 2015. – 20 с.

48. Мельников Н. В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (стратиграфия, история развития) / М-во природ. ресурсов РФ, СНИИГГиМС. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2009. – 148 с.

49. Мельников Н. В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (стратиграфия, история развития). – 2-е изд., доп. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2018. – 177 с.

50. Мельников Н. В., Мельников П. Н., Смирнов Е. В. Зоны нефтегазонакопления в районах проведения геологоразведочных работ в Лено-Тунгусской провинции // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 52, № 8. – С. 1151–1163.

51. Методы обработки и интерпретации результатов гидрогеологических исследований в нефтегазопоисковых целях / М. И. Суббота, В. Ф. Клейменов, Е. В. Стадник [и др.]. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Недра, 1980. – 271 с.

52. Милешина А. Г., Калинко М. К., Сафонова Г. И. Изменение нефтей при фильтрации через породы. – М. : Недра, 1983. – 175 с.

53. Мингазов М. Н., Стриженов А. А., Мингазов Б. М. Неотектонические аспекты дегазации геоструктур Татарстана // Георесурсы. – 2012. – № 5 (47). – С. 51–55.
54. Модели строения месторождений нефти и газа Южно-Тунгусской нефтегазоносной области / Е. Н. Кузнецова, А. О. Гордеева, Л. Н. Константинова [и др.] // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 91–100.
55. Мухаметшин Р. З., Галеев А. А. Диагностика древних водо-нефтяных контактов инструментальными методами // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 10. – С. 28–33.
56. Нестеров И. И. Искусственное формирование залежей нефти и газа // Вестн. РАН. – 1994. – Т. 64, № 2. – С. 115–122.
57. Нестеров И. И. Нефть черных сланцев // Изв. вузов. Нефть и газ. – 1997. – № 5. – С. 46–52.
58. Нестеров И. И. Проблемы геологии нефти и газа второй половины XX века. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2007. – 608 с.
59. Нестеров И. И. Фундаментальные основы формирования залежей нефти и природных газов, их поисков, разведки и разработки // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50, № 4. – С. 425–433.
60. Нестеров И. И., Шпильман В. И. Теория нефтегазонакопления. – М. : Недра, 1987. – 232 с.
61. Нефтегазовые месторождения – саморазвивающиеся и постоянно возобновляемые объекты / Р. Х. Муслимов, Н. Х. Гулимов, И. Н. Плотникова [и др.]. // Геология нефти и газа. – 2004. – Спецвып. – С. 43–49.
62. Нефтегазоносность глинистых пород Западной Сибири / И. И. Нестеров [и др.]. – М. : Недра, 1987. – 256 с.
63. Нефтегазоносность древних продуктивных толщ запада Сибирской платформы / А. К. Битнер, В. А. Кринин, Л. Л. Кузнецов [и др.]. – Красноярск : КФ СНИИГиМС, 1990. – 114 с.
64. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири / А. Э. Конторович, В. С. Старосельцев, В. С. Сурков [и др.] // Тр. СНИИГиМС. – Новосибирск, 1994. – Вып. 5. Тунгусский бассейн.
65. Нефтематеринские формации, нефти и газы докембрия и нижне-среднего кембрия Сибирской платформы / Т. К. Баженова, М. В. Дахнова, Т. П. Жеглова ; под ред. д-ра геол.-минерал. наук

А. И. Варламова ; канд. геол.-минерал. наук А. П. Афанасенкова. – М. : ВНИГНИ, 2014. – 128 с.

66. Новые реликтовые алканы нефтей / В. М. Макушина, О. А. Арефьев, М. Н. Забродина [и др.] // Нефтехимия. – 1978. – Т. 18, № 6. – С. 847–854.

67. Полищук Ю. М., Ященко И. Г. Анализ качества нефтей Евразии // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 1. – С. 66–68.

68. Пятницкая Г. Р., Силантьев Ю. Б. Сырьевая база гелия Российской Федерации и перспективы ее развития // Вести газовой науки. – 2013. – № 5 (16). – С. 194–199. – URL: http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/194-199_stranicy_iz_vgn-geologi-2013-v40-16.pdf.

69. Ресурсная база полезных компонентов свободных и попутных газов месторождений Восточной Сибири / А. Б. Фукс, П. Н. Мельников, Ф. А. Мигурский, А. К. Битнер [и др.] // Геология нефти и газа. – 2015. – № 3. – С. 45–49.

70. Рэмсен Э. Н. Начала современной химии : справ. изд. : пер. с англ. / под ред. В. И. Барановского [и др.]. – Л. : Химия, 1989. – 784 с.

71. Савченко В. П., Стадник Е. В., Яковлев Ю. И. Газогидрохимические критерии поисков залежей нефти и газа. – М. : Недра, 1974. – 103 с.

72. Самсонов В. В. Иркутский нефтегазоносный бассейн / под ред. академика А. А. Трофимука. – Иркутск : Вост.-Сиб. кн. изд-во, 1975. – 196 с.

73. Самсонов В. В., Ларичев А. И. Перспективные нефтегазоносные комплексы и зоны южной части Сибирской платформы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – № 3. – URL: http://www.ngtp.ru/gub/4/43_2008.pdf.

74. Сахибгареев Р. С., Виноградов А. Д. Древние водонефтяные контакты как показатели истории формирования разрушенных залежей // Докл. АН СССР. – 1981. – Т. 257, № 2. – С. 445–448.

75. Сиротин В. И. Новое о роли метеоритно-астероидной бомбардировки в истории земли // Вестн. ВГУ. Сер.: Геология. – 2008. – № 1. – С. 158–160.

76. Словарь по геологии нефти и газа. – Л. : Недра, 1988. – 679 с.

77. Современные методы исследования нефтей : справ.-метод. пособие / Н. Н. Абрютин, В. В. Абушаева, О. А. Арефьев [и др.] ; под ред. А. И. Богомолова [и др.]. – Л. : Недра, 1984. – 431 с.

78. Справочник по геохимии нефти и газа. – СПб. : Недра, 1998. – 576 с.
79. Старобинец И. С. Газогеохимические показатели нефтегазонасыщенности и прогноз состава углеводородных скоплений. – М. : Недра, 1986. – 200 с.
80. Старосельский В. И. Этан, пропан, бутан в природных газах нефтегазоносных бассейнов. – М. : Недра, 1990. – 186 с.
81. Стратиграфия кембрия Бахтинского мегавыступа / Н. В. Мельников, Л. И. Егорова, Л. И. Килина [и др.] // Геология и геофизика. – 1989. – № 3. – С. 9–21.
82. Таначи-Моктаконская зона нефтегазонакопления – потенциальный объект совмещенной добычи и переработки / А. К. Битнер, Ю. Н. Безбородов, Е. В. Прокатень, Н. Ф. Орловская // Изв. Том. политехн. ун-та. – 2019. – Т. 330, № 10. – С. 197–208.
83. Тимошина И. Д. Геохимия органического вещества нефтепроизводящих пород и нефтей верхнего докембрия юга Восточной Сибири. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, филиал Гео, 2005. – 166 с.
84. ТУ 39-1623–93. Нефть российская, поставляемая для экспорта. – Введ. 93–02–01. – М. : ИПТЭР АН РБ, 1993 – 11 с.
85. Углеводородный и изотопный состав нефтей и газов западной части Сибирской платформы / И. С. Старобинец, В. С. Лебедев, Л. М. Вишневецкая [и др.] // Геология нефти и газа. – 1980. – № 1. – С. 13–19.
86. Углеводородные и гетероатомные соединения – показатели термической зрелости органического вещества пород и нафтидов / Т. Л. Виноградова, В. А. Чахмачев, З. Г. Агафонов [и др.] // Геология нефти и газа. – 2001. – № 6. – С. 49–55.
87. Филипцов Ю. А. Нефтегазонасыщенность верхнего протерозоя западной части Сибирской платформы : автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук : 25.00.12. – Новосибирск, 2015. – 40 с.
88. Финкельштейн Д. Н. Инертные газы на Земле и в космосе // Инертные газы. – 2-е изд. – М. : Наука, 1979. – 200 с.
89. Фундаментальный базис основных технологий нефтяной и газовой промышленности : материалы Всерос. конф., 24–26 апреля 2007 года / ред. А. Н. Дмитриевский. – М. : ГЕОС, 2007. – 310 с.

90. Чахмачев В. А. Геохимия процесса миграции углеводородных систем. – М. : Недра, 1983. – 231 с.

91. Шиманский В. К. Некоторые закономерности в составе легких метановых и ароматических УВ нефти // Сов. геология. – 1967. – № 5. – С. 37–44.

92. Эшметов Р. З., Салиханова Д. С. Промывка остаточной соли в нефтях с использованием ультразвукового воздействия // Химия и биология. – 2018. – № 2 (44). – 3 с. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/v/promyvka-ostatochnoy-soli-v-neftyah-s-ispolzovaniem-ultrazvukovogo-vozdeystviya>.

93. Якуцени В. П. Сырьевая база гелия в мире и перспективы развития гелиевой промышленности // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2009. – Т. 4, № 2. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/3/15_2009.pdf.

94. Effects of igneous intrusions on the petroleum system: a review / K. Senger, J. Millett, S. Planke, K. Ogata [et al.] // First Break. – 2017. – Vol. 35, № 6. – P. 47–56.

95. Peters K. E., Walters C. C., Moldowan J. M. The Biomarker Guide. – 2nd ed. – Cambridge : Cambridge University Press, 2005. – 1156 p.

96. Schofield N., Holford S. Impact of Volcanic and Igneous Rocks on Hydrocarbon Exploration // AAPG/SEG International Conference and Exhibition, London, England, October 15–18, 2017. – London, 2017.

Научное издание

Битнер Александр Карлович

**ГЕОХИМИЯ НЕФТЕЙ И ГАЗОВ
ЦЕНТРАЛЬНОЙ СИБИРИ**

Монография

Редактор *Л. Г. Семухина*
Компьютерная верстка *О. А. Кравченко*

Подписано в печать 20.08.2020. Печать плоская. Формат 60×84/16
Бумага офсетная. Усл. печ. л. 16,5. Тираж 100 экз. Заказ № 11205

Библиотечно-издательский комплекс
Сибирского федерального университета
660041, Красноярск, пр. Свободный, 82а
Тел. (391) 206-26-16; <http://bik.sfu-kras.ru>
E-mail: publishing_house@sfu-kras.ru