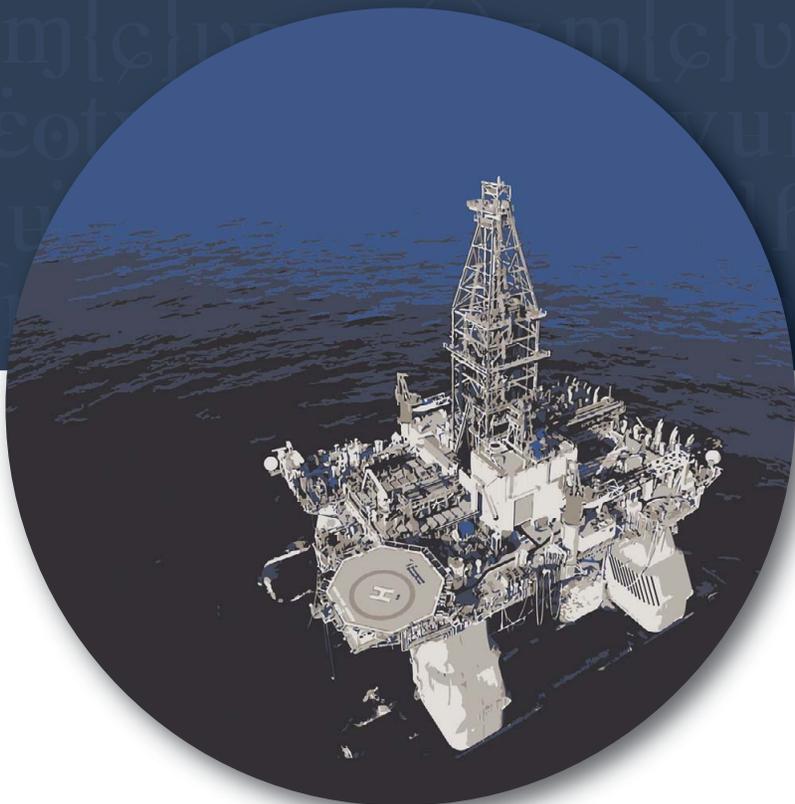




СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
SIBERIAN FEDERAL UNIVERSITY



А. К. Битнер

ГЕОХИМИЯ НЕФТЕЙ И ГАЗОВ
ЦЕНТРАЛЬНОЙ СИБИРИ

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

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, Присяяно-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.

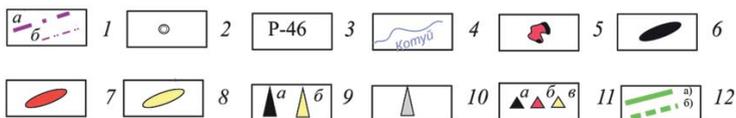
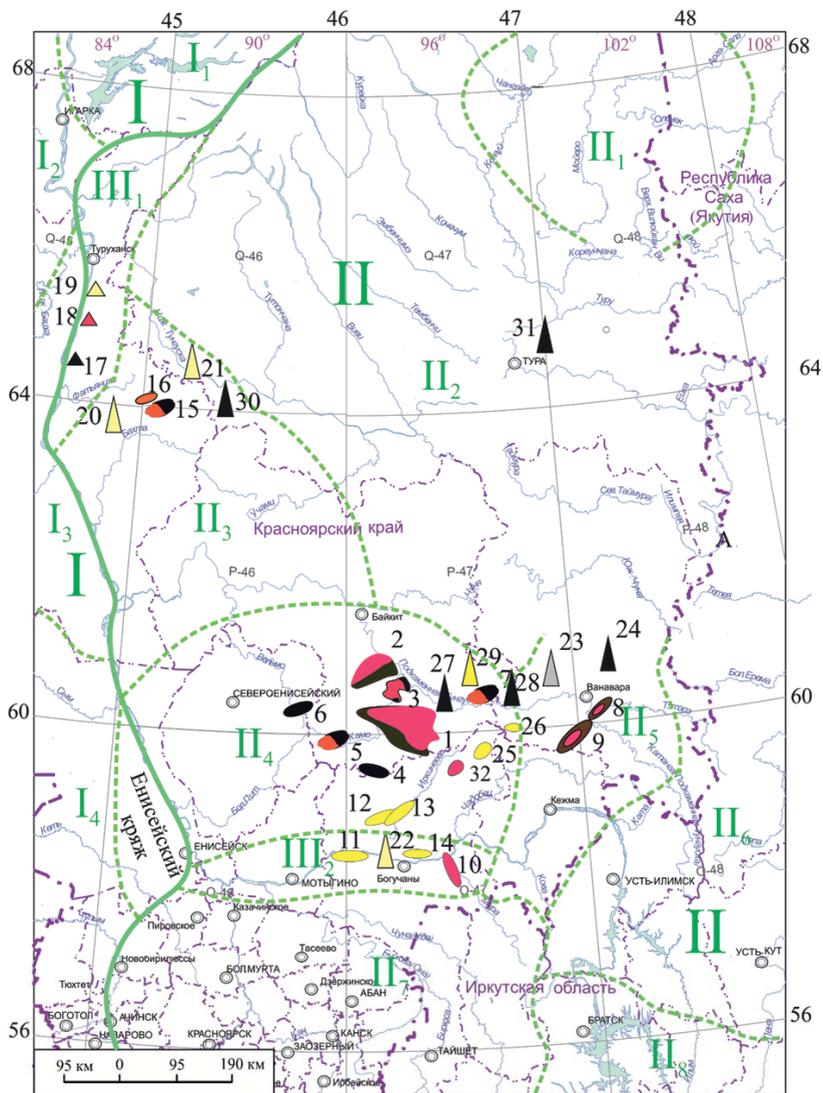


Рис. В.1. Схема изученных нефтяных, газовых месторождений Центральной Сибири: 1 – административные границы: а – субъектов Российской Федерации, б – районов; 2 – административные центры; 3 – номенклатура листов масштаба 1 : 1 000 000; 4 – гидрографическая сеть; 5–8 – месторождения: 5 – нефтегазоконденсатные 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 – Берямбинское (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 Байkitской НГО

Индекс комплекса	Свита, толща	Надгоризонт	Пласт, горизонт	Месторождение								
				Куломбинское	Юрубчено-Тохомское	Оморинское	Борщевское	Камовское	Шулукское	Исчуское	Ново-Юдуконское	
Є ₁	Бельская	–	А-III-A-V				–			–		
	Усольская	Осинский	Б-I									
V-Є ₁	Тэтэрская	Тэтэрский	Б-III-V		–							
	Собинская	Собинский	Б-VI				Н				ГК*	–
V	Катангская	Оморинский	Б-VII	–		ГК						
	Оскобинская	Оскобинский	Б-VIII, Б-IX			НГК			Н	ГН		
	Ванаварская	Ванаварский	Вн-I-V									ГК
R ₃	Ирэмэнская		PI-0									
	Токурская		PI-0									
R ₂	Вингольдинская		PI-1аб	Н								
	Рассолкинская		PI-1вг									
	Юктенская		PI-1д	–								
	Копчерская		PI-1е									–
R ₁	Куломбинская		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].

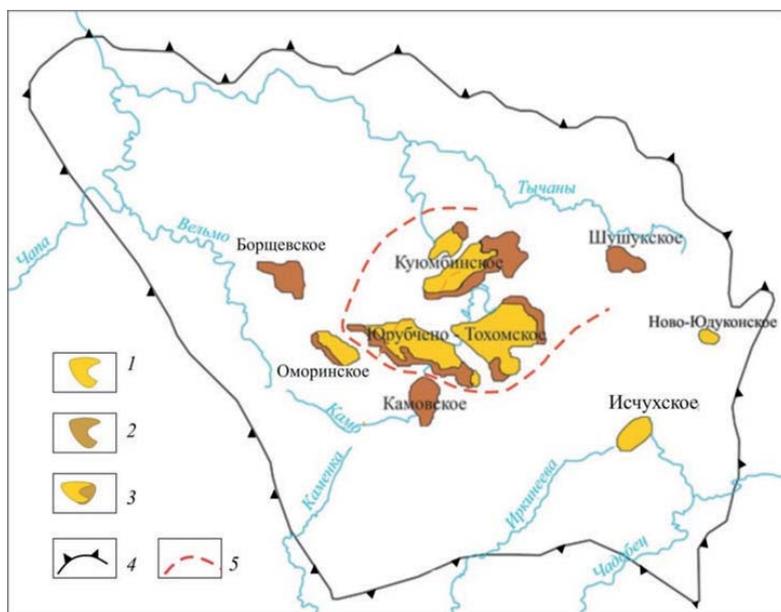


Рис. 1.1. Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления в рифе: 1–3 – месторождения: 1 – газовые; 2 – нефтяные; 3 – нефтегазоконденсатные; 4 – границы Байкитской НГО; 5 – границы Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления

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 ($R_{2\text{ниж}}$), 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 юрубченской 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 УВ</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 ₃ SH	0,000 114	2,1
Этилмеркаптан C ₂ H ₅ SH	0,000 470	11
<i>изо</i> -Пропилмеркаптан (CH ₃) ₂ CHSH	0,000 401	11
Пропилмеркаптан C ₃ H ₇ SH	0,000 106	3,1
Бутилмеркаптан C ₄ H ₉ 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 ВНИИМП 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	21,48
насыщения при температуре пласта	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	136,6
м ³ /т	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	0,822
Вязкость при 20 °С (по ГОСТ 20287-74), мПа·с	8,35
Температура застывания нефти (по ГОСТ 20287-74), °С	-35
Выход, %:	
серы (по ГОСТ 1437-75)	0,22–0,66
серы меркаптановой во фракциях, °С:	
н. к.–120	0,008
120–270	0,0133
180–370	0,0115
фенолов	0,048
смола силикагелевых (по ГОСТ 11858-66)	3,2–3,5
асфальтенов (по ГОСТ 11858-66)	0,4
парафинов (по ГОСТ 11851-66)	0,6–1,05
Содержание солей (по ГОСТ 21534-76), мг/л	–
Радиоактивность, мкР/ч	10
Содержание металлов, мкг/г:	
ванадия V	0,1
никеля Ni	0,2
Температура плавления парафина, °С	52