

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ БАССЕЙНЫ И РЕГИОНЫ СИБИРИ

ТУНГУССКИЙ БАССЕЙН



**РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ**

**ОБЪЕДИНЕННЫЙ ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ.
ГЕОФИЗИКИ И МИНЕРАЛОГИИ**

**КОМИТЕТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ПО ГЕОЛОГИИ И ИСПОЛЬЗОВАНИЮ НЕДР**

**СИБИРСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ,
ГЕОФИЗИКИ И МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ**

С Е Р И Я

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ БАССЕЙНЫ И РЕГИОНЫ СИБИРИ

В ВОСЬМИ ВЫПУСКАХ

Вып. 1. Нефтегазогеологическое районирование территории Сибири; Вып.2. Западно-Сибирский бассейн; Вып.3. Енисей-Хатангский бассейн; Вып.4. Лено-Вилуйский бассейн; Вып.5. Тунгусский бассейн; Вып.6. Байкитский регион; Вып.7. Непско-Ботуобинский регион; Вып.8. Иркутский бассейн

Главный редактор
А.Э. Конторович

Редакционная коллегия
В.В.Гребенюк, Н.П.Запивалов, Л.Л.Кузнецов, Н.В.Мельников,
В.С.Старосельцев, В.С.Сурков, А.А.Трофимук, Г.С.Фрадкин,
А.В.Хоменко, Г.Г.Шемин

НОВОСИБИРСК 1994

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ БАССЕЙНЫ И РЕГИОНЫ СИБИРИ

ВЫПУСК 5

ТУНГУССКИЙ БАССЕЙН

НОВОСИБИРСК 1994

УДК 550(571.51)553.98
Н583

Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 5. Тунгусский бассейн / Конторович А.Э., Старосельцев В.С., Сурков В.С. и др. [Редкол.: гл. ред. А.Э.Конторович]. - Новосибирск, 1994. -91 с.

ISBN 5-7623-0926-6

Рассмотрены основные черты стратиграфии, тектоники и истории геологического развития Тунгусского осадочного бассейна. Приведена характеристика нефтематеринских толщ и нефтегазопроизводящих горизонтов. Описаны месторождения углеводородов, открытые в бассейне к 1992 г. Даны направления дальнейших исследований.

Рассчитана на геологов, занимающихся изучением и оценкой перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов древних платформ.

Авторский коллектив

А.Э.Конторович, В.С.Старосельцев, В.С.Сурков, А.В.Хоменко,
А.С.Ефимов, С.А.Кащенко, А.И.Ларичев, Н.В.Мельников,
В.А.Кринин, В.Д.Накаряков, В.Г.Сибгатуллин

Рецензенты

В.А.Соловьев (НГУ), А.К.Башарин (ОИГГМ СО РАН)

ISBN 5-7623-0926-6

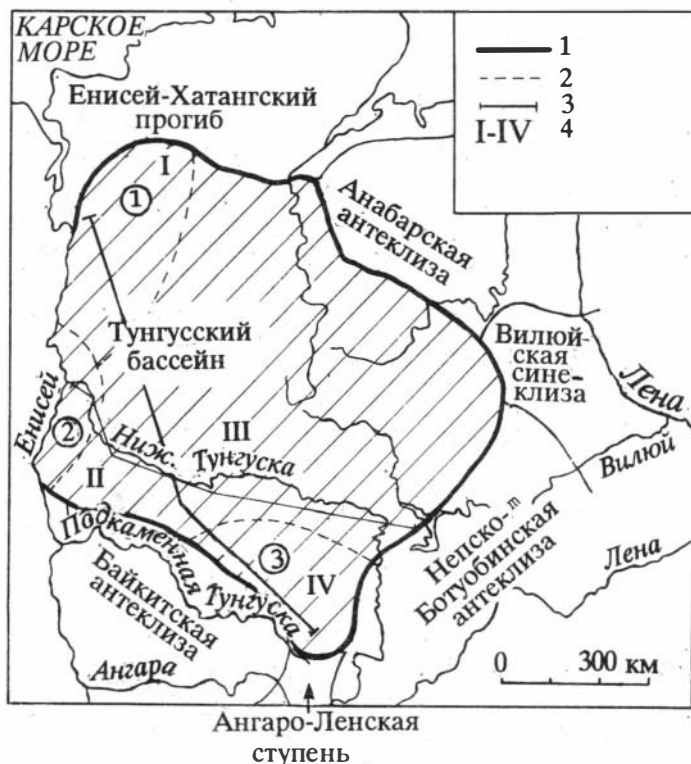
© ОИГГМ СО РАН, 1994
© СНИИГГиМС, 1994

Тунгусский осадочный бассейн (ОБ) занимает центральную и западную части Сибирской платформы (рис. 1). На западе его граница совпадает с границей Сибирской платформы, вдоль которой расположены крупные валлообразные поднятия северо-северо-восточного простирания, на востоке - склон Анабарской антеклизы, на юго-востоке - Непско-Ботуобинская антеклиза, на юге - Ангара-Ленская ступень и на юго-западе - Байкитская антеклиза. Площадь бассейна около 1 млн км², объем осадочного выполнения не менее 4,5 млн км³. В его пределах наблюдается почти полный разрез верхнепротерозойских, палеозойских и нижнемезозойских отложений, мощность которых колеблется от 3,5 до 8,5 км.

ИСТОРИЯ ИЗУЧЕНИЯ БАССЕЙНА

Тунгусский бассейн был впервые выделен С.В.Обручевым в 1918 г. Долгое время сведения о его геологии базировались на редких маршрутных исследованиях. В 30-х годах начались целенаправленные поиски угольных месторождений, располагающихся в непосредственной близости к наиболее крупным рекам. В процессе поисков были обнаружены скопления твердых битумов и жидкая нефть в карбонатных породах палеозоя, обнаженных в долинах рек Сухая Тунгуска и Летняя. Эти находки и выявление крупной брахиантклинали в бассейне р.Сухая Тунгуска позволили положительно оценить перспективы Туруханского района на нефть и газ. В 1939 г. на Сухотунгусской площади была пробурена первая в Тунгусском ОБ скважина, вскрывшая разрез до глубины 564 м.

Отсутствие конкретных результатов бурения и преобладающие в тот период взгляды о низких перспективах нефтегазонасыщенности докембрийских и нижнепалеозойских отложений послужили причиной отрицательной оценки района на нефть и



Р и с. 1. Положение Тунгусского осадочного бассейна в структуре Сибирской платформы:

1 - граница осадочного бассейна; 2 - границы географических районов (цифры в кружках): 1 - Игаро-Норильского, 2 - Туруханского, 3 - Ванаварского; 3 - линии геологических разрезов (см. рис. 10,11); 4 - местоположение сводных стратиграфических разрезов (см.рис.8).

газ. В результате бурение было прекращено. В последующем сотрудниками Академии наук СССР были выполнены маршруты по рекам Нижняя и Подкаменная Тунгуска, по материалам которых получены самые общие представления о геологическом строении территории. В конце 40-х годов началась сис-

тематическая мелко- и среднемасштабная геологическая съемка, продолжающаяся на некоторых участках до сих пор. Эти работы позволили создать первые стратиграфические схемы, получить представление о современной структуре верхних горизонтов осадочного чехла, выявить общие черты магматизма. Обобщение полученных сведений, сделанное сотрудниками ГИН АН СССР и ВСЕГЕИ, позволило вновь вернуться к проблеме нефтегазоносности Тунгусского ОБ и достаточно высоко оценить перспективы отдельных участков его западной окраины.

Систематическое целенаправленное изучение геологии и нефтегазоносности региона началось со второй половины 50-х годов сотрудниками ВНИГРИ, СНИИГГМСа, ВСЕГЕИ, ИГиГ СО АН СССР, НИИГА. Силами ВАГТа продолжалось среднемасштабное геологическое картирование. Результаты исследований позволили заложить основу современных представлений о стратиграфии, тектонике, истории развития и магматизме региона. В этот период выявлен ряд битумопроявлений не только в осадочной, но и в эффузивной части платформенного чехла, что в совокупности с представлениями о геологическом строении позволило сделать вывод о потенциальной нефтегазоносности осадочных толщ.

В 1959 г. начато бурение первой в бассейне Большепорожской опорной скважины на р. Нижняя Тунгуска в устье р. Ерачимо. В это же время проводится поисковое бурение в при-сводовой части Сухотунгусского вала, где на Сухотунгусской, Нижнелетнинской и Володинской площадях получены промышленные притоки нефти и газа. Эти работы завершились в 1976 г. открытием небольших по запасам Подкаменного и Сухотунгусского месторождений.

В 60-х годах бурение смещается на восток. Начато бурение Туринской опорной скважины и профиля колонковых скважин в среднем течении р. Нижняя Тунгуска, что позволило получить первые сведения о строении верхней части разреза (ВЧР) и петрофизических свойствах пород. Позднее бурятся параметрические скважины - Тутончанская, Учамская, Вивинская, Кирамкинская, Кислоканская. К этому же времени относится нача-

ло региональных геофизических работ в западной части Тунгусского осадочного бассейна.

В результате получены первые сведения о литологии и стратиграфии нижних горизонтов осадочного чехла (девон - нижний кембрий), насыщенности его интрузиями траппов, заложены основы литофациального и тектонического районирования. Высокая насыщенность осадочного разреза интрузиями траппов и сложность геологического строения послужили причиной невысокой в целом оценки перспектив нефтегазоносности Тунгусского региона.

В 1969 г. специалистами СНИИГГиМСа и треста "Красноярскнефтегазразведка" обобщены все имеющиеся геолого-геофизические данные и составлен первый технико-экономический доклад, в котором рассматривалась нефтегазоносность в том числе и Тунгусского осадочного бассейна. В нем дан значительно более высокий, чем ранее, прогноз ресурсов углеводородов Тунгусского ОБ, выполнено нефтегазогеологическое районирование и определены основные направления поисковых работ.

В последующие годы геолого-разведочные работы проводятся более интенсивно. Резко увеличиваются объемы сейсмо-, грави- и электроразведочных работ в западной, южной и восточной частях региона. Начинаются средне- и крупномасштабные сейсмические исследования на положительных структурах, выявленных региональными работами по нижним стратиграфическим уровням кембрия. На некоторых из них ставятся параметрические скважины на востоке ОБ (Усть-Илимпейская, Хонская, Моровская и др.) и поисковое бурение на западе (Таначинская, Моктаконская, Нижнетунгусская и др. площади) и юге территории (Ванаварская и Собинская площади).

В центральной части бассейна параметрическое бурение ведется на Вакунайской, Намурской и Амнуннаканской площадях. В результате на западе Тунгусского бассейна открыты в 1987 г. Таначинское газовое, а в 1989 г. - Моктаконское газонефтяное месторождения. В 1990 г. получен промышленный приток газа из скв. Усть-Дельтулинская-214. Все эти притоки углеводородов (УВ) дали нижекембрийские толщи. В верхних горизонтах чехла в колонковых скважинах получены выбросы газа

на Холминской и Делимакитской площадях из карбонатных силурийских отложений.

На юге территории в 1981 г. открыто крупное газонефтяное Собинское месторождение, разведка которого окончена в 1989 г. Ценность его повышается из-за промышленного содержания гелия в составе свободного газа. Вместе с разведочными работами здесь продолжали параметрическое бурение, в процессе которого открыты Пайгинское нефтегазовое месторождение, а также Желиндуковская и Верхнеджелиндуковская газонефтяные залежи.

На севере Тунгусского бассейн пробурены Ледянская и Чириндинская параметрические скважины. Они вскрыли соответственно отложения рифея и кембрия, что позволило уточнить состав и строение осадочных толщ. В Ледянской скважине в отложениях девона и силура отмечены прямые признаки нефтегазоносности.

На территории Тунгусского бассейна уже пробурено более 100 глубоких и 200 колонковых скважин. Через весь бассейн проведены профили глубинного сейсмозондирования. Центральная и южная части территории охвачены региональными сейсмическими исследованиями, на многих участках выполнены детальные сейсмо-, грави- и электроразведочные работы.

Комплексные исследования региона позволили сотрудникам научно-исследовательских и производственных организаций достаточно высоко оценить перспективы нефтегазоносности этого сравнительно плохо изученного осадочного бассейна [Трофимук, 1991]. Ими выполнено литофациальное районирование для всех стратиграфических подразделений чехла, нефтегазгеологическое районирование, предварительная оценка влияния интрузий на нефтегазоносность вмещающих толщ, отдельный прогноз нефте- и газоносности и намечены первые достоверные зоны нефтегазонакопления.

Таблица 1

Региональная стратиграфическая схема вендских и кембрийских отложений
Тунгусского осадочного бассейна

Система	Отдел	Ярус	Горизонт	ЛИТОФАЦИАЛЬНЫЕ ЗОНЫ							Фомич-Аргасалинская
				Игаро-Норильская	Туруханская	Суринг-даконская	Тынепская	Илимпейская	Катангская	Сюгджерская	
КЕМБРИЙСКАЯ	Верхний			тукаландинская	усть-пеляднинская	усть-пеляднинская	эвенкийская	эвенкийская		чарголская 290	томпокская 80-100
				550-570	140-240	140-240				джуктинская 410	эйринская
				чопкинская	летнинская	летнинская	410-480	540		бордонская 220	400
	Средний	Амгинский					олечиминская 50-110				
							солосно-карбонатная толща 110-130		эвенкийская 80	метегерская 260	
				Зелидеевский	шумнинская	таначинская 80-250	серых известняков	литвинцевская	литвинцевская	ичерская	кындинская
	Нижний	Тойонский	Наманский		костинская	дельтулинская	200-210		280	40	
			Чарский				толща глинистых известняков	ангарская	ангарская	чарская	
		Вотомский	Эмяксинский			булайская	булайская	олекминская	булайская	олекминская	
			Урицкий	360-400		100-110	100-110	100	60-70	толбачанская	
		Атдабанский	Толбачанский	краснопожская		суринглаконская 80-100	сурингдаконская	толбачанская 580	бельская		
			Эльганский			бурусская 280-380	бурусская	эльганская 50	530	эльганская 50	
		Томмотский	Усолецкий	190-250		абакунская 70-80	абакунская	аргиллитодолмитовая толща	усольская	нелбинская 50	500-650
				сухарихинская 10	1550	марская 70-120	марская			юрегинская 130	медвежья 100
						моктаконская 80-200	моктаконская		460	билирская 130	немакитдалдынская
						ясенгская 20-35	ясенгская				
	Вендская		Даниловский	сухарихинская	тэтерская	тэтерская	тэтерская		тэтерская	юряхская	130-150
					45-50	50-60	50-60		60-70	80	
					45-50	50-60	50-60	?	80-120	кудулахская	
			Тирский		катангская	катангская	катангская		катангская	успунская	
					70-100	90-110	90-110		100-150	80-110	
Вендская			Непский		оскобинская 10-30				оскобинская	бюкская	
									80-140	170-220	
									ванаварская		
									60-150		
				рифей	рифей	фундамент	?	?	рифей	фундамент	?

Валекская
30

1



2

1 - название свиты и ее мощность в м; 2 - перерывы в осадконакоплении.

ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ ФОРМИРОВАНИЯ ТУНГУССКОГО ОСАДОЧНОГО БАСЕЙНА

Бассейн выполнен верхнепротерозойскими, палеозойскими и нижнемезозойскими отложениями. В соответствии со "Стратиграфическим кодексом ..." [1992] они расчленены на частные стратиграфические подразделения, сопоставленные с международной стратиграфической шкалой. Мы пользуемся стратиграфическими подразделениями частного обоснования - свитами, что соответствует "Решениям Всесоюзного стратиграфического совещания по докембрию, палеозою и четвертичной системе Средней Сибири" [1983] и "Решениям четвертичного межведомственного регионального совещания по уточнению и дополнению стратиграфических схем венда и кембрия внутренних районов Сибирской платформы" [1989].

Рассматриваемый регион как самостоятельный осадочный бассейн заложен в конце раннего палеозоя. Однако невозможно объективно оценить его нефтегазоносный потенциал без рассмотрения более ранних периодов геологического развития.

Консолидация кристаллического фундамента в западной части Сибирской платформы, частью которой является Тунгусский ОБ, завершилась в конце среднего протерозоя. Начало позднепротерозойского эпикратического этапа характеризуется накоплением рифейских отложений в условиях неустойчивого геодинамического режима, переходного к собственно платформенному. В раннем рифее осадконакопление происходило, вероятно, в условиях передового прогиба, расположенного на северо-западе бассейна, где накапливались кремнисто-карбонатные осадки. На остальной территории существовала суша [Гришин и др., 1989].

В среднем рифее прогибание охватило всю территорию Тунгусского ОБ. В это время здесь накапливается мощная толща осадочных пород. На окраинах бассейна они представлены преимущественно терригенными породами - песчаниками, алевролитами и аргиллитами. На северо-западе в разрезе присутствуют основные эффузивы, на юге - карбонатные породы. В западной части бассейна среднерифейские отложения начинаются с мощной толщи аргиллитов, которые выше сменяются

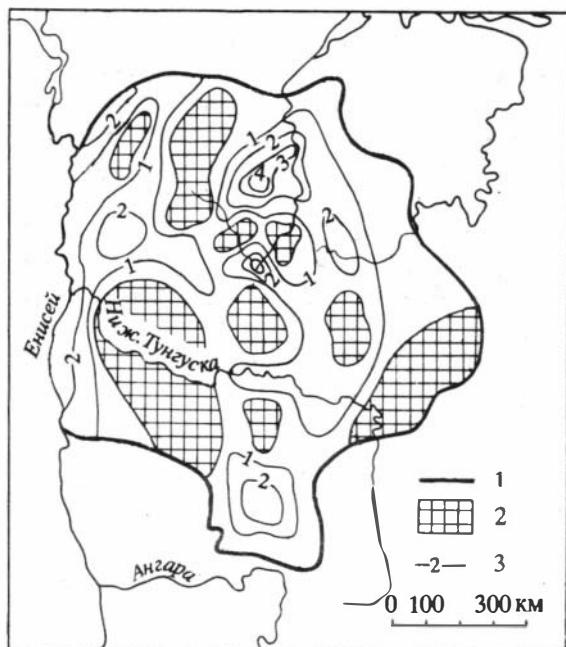
карбонатными породами [Основы..., 1969]. Эволюция осадконакопления и состав отложений позволяют говорить о наступлении собственно платформенного геотектонического режима. В конце среднего рифея окраины Тунгусского бассейна испытали подъем и ранее сформированные толщи были в основном размыты. Не исключено, что этими процессами были охвачены отдельные участки и в центральной части этого бассейна. В позднем рифее вновь начинается общее прогибание, сопровождавшееся накоплением преимущественно карбонатных осадков.

Рифейский этап заканчивается подъемом региона и крупным перерывом в осадконакоплении, сопровождавшимся дислокациями и глубоким размывом сформировавших [Геология нефти ..., 1981].

Резкое отличие рифейских образований от метаморфизованных пород фундамента и перекрывающих венд-кембрийских отложений, достаточно высокая степень дислоцированности и вторичной преобразованности пород, региональные поверхности несогласий, отделяющие рифей от сопредельных толщ позволяют рассматривать рифейский осадочный комплекс как самостоятельное структурное подразделение. Распространение и мощность сохранившихся к настоящему времени рифейских толщ показаны на рис. 2.

В начале раннего венда почти на всей территории Тунгусского ОБ продолжает существовать континентальный режим. Лишь на северо-западе (в Игаро-Норильской литофациальной зоне) накапливаются глинисто-карбонатные отложения сахаринской свиты. В конце этого периода начинается прогибание на крайнем юге и востоке, где формируются терригенные толщи, выделенные в ванаварскую свиту. В дальнейшем прогибание охватило весь регион, где сформировался единый седиментационный бассейн и накапливались сульфатно-карбонатные породы. Они расчленены на ряд стратиграфических подразделений (табл.1). Судя по составу и строению толщ, осадконакопление происходило в условиях мелководного эпиконтинентального бассейна, на северо-западе переходящего в открытое мелкое море.

В раннекембрийскую эпоху в южной половине Тунгусского ОБ располагался мелководный эпиконтинентальный бас-



Р и с. 2. Схема распространения рифейских отложений в Тунгусском осадочном бассейне [Гришин и др., 1989]:

1 - граница бассейна; 2 - области отсутствия рифейских отложений; 3 - изопахиты (в км).

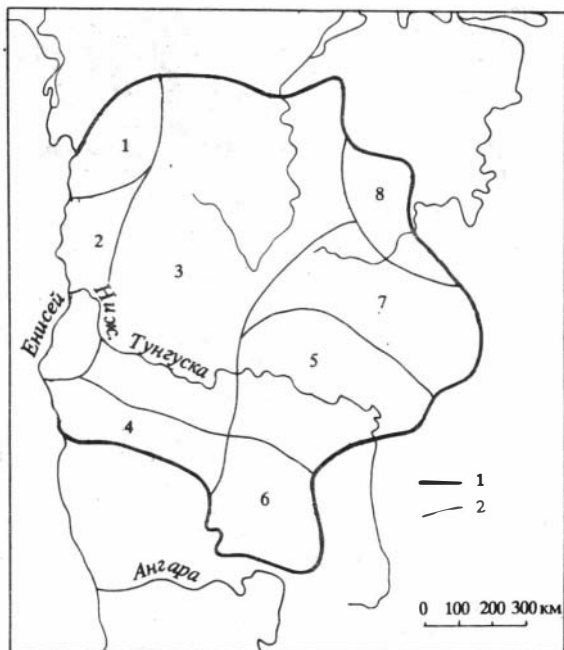
сейн. Периодические изменения глубины и солёности его обусловили чередование пачек и толщ солёносных и карбонатных пород [Писарчик и др., 1975].

В разрезе выделяются несколько карбонатных горизонтов, уверенно прослеженных по всему югу Тунгусского ОБ, что свидетельствует о периодической смене эпиконтинентального солеродного бассейна открытым морем. В северной половине Тунгусского ОБ на всем протяжении раннего кембрия существовал режим мелкого открытого моря, и накапливались преимущественно карбонатные органогенные породы.

На фоне слабо дифференцированного осадконакопления, выделяются две эпохи рифообразования. Наиболее ранняя из них относится к началу кембрия (моктаконский век). В этот период в сочленении Сурингдаконской и Тынепской литофациальных зон (рис.3, табл.1) формируются рифовые банки изометричной формы с высотой построек 150-200 м. Цепочка изо-

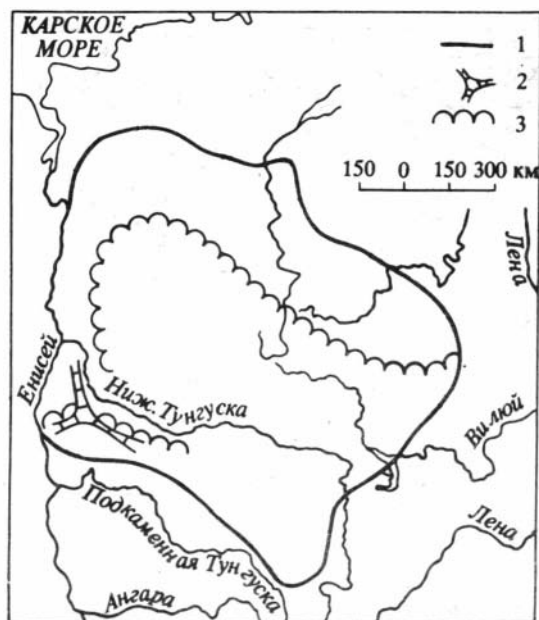
Р и с. 3. Схема литофациально-го районирования вендских и кембрийских отложений Тунгусского осадочного бассейна:

1 - границы бассейна;
2 - границы литофациальных зон; литофациальные зоны:
1 - Игаро-Норильская, 2 - Туруханская, 3 - Сурингдаконская, 4 - Тынепская, 5 - Илимпейская, 6 - Катангская, 7 - Сюнджерская, 8 - Фомич-Аргасалинская.



лированных рифов имеет субширотную ориентировку и протяженность около 300 км. Второй период рифообразования охватил конец раннего - начало среднего кембрия (тойонский - амгинский века). В это время на юге территории сформировался краевой риф высотой более 500 м, переходящий к северу в карбонатную платформу [Мельников и др., 1991]. Высота рифовой постройки достигает 550 м, превышение над карбонатной платформой составляет 100-150 м. На юге амгинский риф пространственно совпадает с моктаконским, но у западного борта Тунгусского ОБ он почти под прямым углом поворачивает к северу и простирается почти до р.Нижняя Тунгуска (рис.4).

Геологические данные по сопредельным областям и особенности развития территории позволяют считать, что подобные же рифовые сооружения развивались в амгинском веке в



Р и с. 4. Схема распространения рифов в кембрии Тунгусского осадочного бассейна:

1 - граница бассейна; 2 - зона распространения мохтаконских рифов; 3 - зона распространения амгинских рифов.

северной части Тунгусского осадочного бассейна [Савицкий, Асташкин, 1978].

Распределение мощностей раннекембрийских толщ свидетельствует о незначительной дифференцированности прогибания. Наиболее погружена Илимпейская фациальная зона, где суммарная вскрытая мощность пород достигает 2200 м, наименее погруженными - Сюгджерская, Туруханская и Катангская, в которых мощность отложений нижнего кембрия составляет 1400-1650 м, и они согласно залегают на вендкембрийских толщах и образуют единую эвапорито-карбонатную толщу.

В начале среднего кембрия режим осадконакопления изменился. В пределах Туруханской и Сурингдаконской зон сформировалась суша, и более ранние карбонатные отложения таначинской и дельтулинской свит и их аналогов были частично размыты. В Тынепской зоне в это время формировалась толща глинистых известняков, в Илимпейской и Катангской зонах - литвинцевская свита, сложенная в первой карбонатами и гли-

нистыми породами, а во второй - карбонатами и солями. В Сюгджерской зоне в это время отлагаются карбонаты ичерской свиты.

В начале майского века почти вся территория Тунгусского бассейна выходит из-под поверхности моря и карбонатные осадки испытывают незначительный размыв. Лишь в Тынепской фациальной зоне продолжается накопление соленосно-карбонатных осадков оленчиминской свиты. Несмотря на то, что в среднем кембрии тектонические движения были более дифференцированы, чем в предыдущие периоды, они не сопровождались активными структурообразующими движениями. Перерыв устанавливается только по отсутствию в разрезе верхнеамгинских - нижнемайских отложений на большей части региона [Мельников и др, 1989]. В конце среднего и позднем кембрии вся территория бассейна вновь испытывает погружение и здесь накапливаются глинисто-карбонатные пестроцветные отложения эвенкийкой свиты и ее стратиграфических аналогов. Дифференциация движений была незначительна. Только на северо-западе начало формироваться (см. рис.6) Игаро-Хетское перикратонное опускание [Старосельцев, Лебедев, 1967].

Таким образом, на большей части Тунгусского осадочно-бассейна в венде и кембрии господствовал мелководный эпиконтинентальный морской бассейн с компенсированным эвапорито-карбонатным типом осадконакопления. Открытое море располагалось в северо-западной части ОБ и лишь в отдельные эпохи проникало на остальную территорию.

Фациальные условия, в которых происходило осадконакопление, в ордовикскую эпоху существенно отличались во времени и по площади. На территории бассейна выделен ряд литофациальных зон с соответствующими типами разрезов (рис.5, табл.2). В каждой из таких зон ордовикская толща расчленена на свиты и подсвиты.

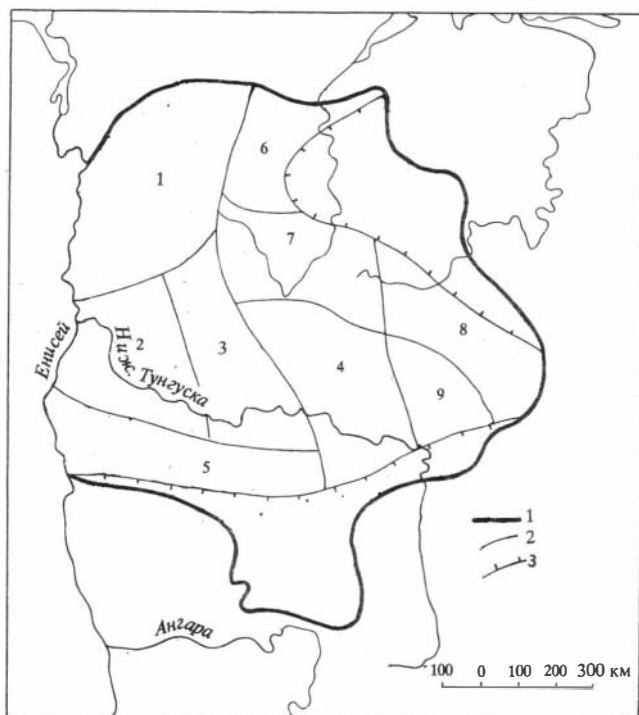
В раннем ордовике продолжалось, как и в позднем кембрии, компенсированное прогибание Тунгусского бассейна. Широкое распространение карбонатных и терригенно-карбонатных пород, содержащих морскую фауну и большое количество водорослевых и строматолитовых построек, позволяет считать, что в начале ордовика в бассейне наступили типично морские усло-

Таблица 2

Региональная стратиграфическая схема ордовикских отложений Тунгусского осадочного бассейна

Система			ЛИТОФАЦИАЛЬНЫЕ ЗОНЫ									
Отдел	Ярус	Горизонт	Игаро-Норильская	Туруханская	Центрально-Тунгусская	Илимпейская	Южно-Тунгусская	Маймечинская	Мойеронская	Мархино-Моркокинская	Вилюйская	
Ордовикская	Верхний	ash	Бурский				бурская 10			делингдинская	оюсутская	
			Нирундинский			нирундинская 20-40	нирундинская 20-30	нирундинская		60	50	
			Долборский			долборская 70-110	долборская 40-50	долборская 40-80	джеромская	хараулахская 40-100	хараулахская 40-100	
	Средний	krd	Баксанский		неручандская	мангазейская	мангазейская	мангазейская			станская	станская
			Чертковский	загорнинская 20-50	20-80	30-160	100-140	30-100				
			Киренско-Кудринский	амарканская 35-40								
		llo	Волгинский	ангирская 25-40				усть-столбовая 10-60		мойеронская		
			Муктэйский	гурагирская		усть-столбовая 20-270		байкитская 5-60		60	80-150	80-150
			Вихоревский	100-220	байкитская 0-90	байкитская 30-80		чуньская	кунтыкахинская 0-50	кочеканская	сохсолохская	
	Нижний	lln	Кимайский					усть-куранская 110-160				
			Угорский	ильтыкская		бабкинская	бабкинская		бисюряхская	160		
			Няйский	410-530	усть-мундуйская	120-170	220-310	100-120	урбуклинская	60-280		
		tre	Лопарский	уйгурская		усть-мундуйская	усть-мундуйская 210-250	пролетарская			оллондинская	балыктахская
			Мансийский	250-280	20-300	130-430	холокитская 20-40	80-140	160	70	110-300	150
Є	Є ₃											

Примечание. Ярусы: O₃ash - ашгильский, O₂krd - карадокский, O₂llo - лландейльский, O₂lln - лланвирский, O₁arg - аренигский, O₁tre - тремадокский. Усл. обозн. см. табл.1.

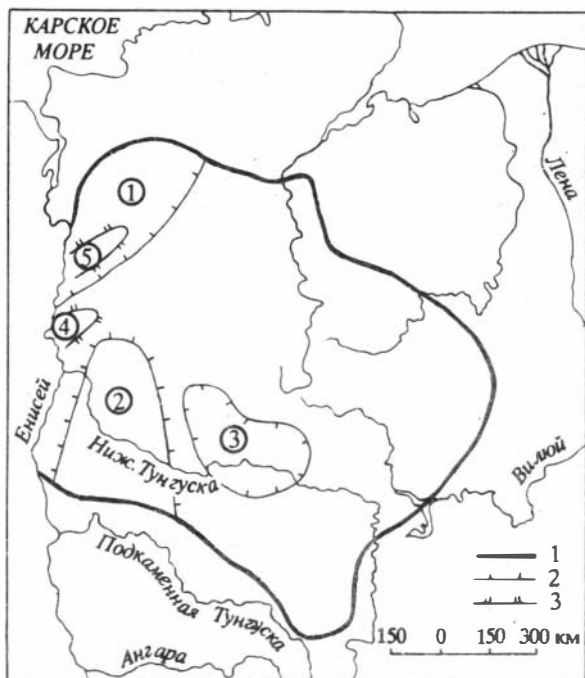


Р и с. 5. Схема литофациального районирования ордовикских отложений Тунгусского осадочного бассейна:

1 - граница бассейна; 2 - граница литофациальных зон.

Литофациальные зоны: 1 - Игаро-Норильская, 2 - Туруханская, 3 - Центрально-Тунгусская, 4 - Илимпейская, 5 - Южно-Тунгусская, 6 - Маймечинская, 7 - Мойеронская, 8 - Мархоно-Моркокинская, 9 - Вилуйская.

вия седиментации. В конце раннего ордовика бассейн осадконакопления, вероятно, обмелел. В породах появляется значительная примесь терригенного материала, пестроцветность, иногда примесь сульфатов. Наиболее мелководной была территория Мойеронской литофациальной зоны, где наряду с терригенно-карбонатными осадками накапливались пласты гипса.



Р и с. 6. Схема расположения крупных конседиментационных структур Тунгусского осадочного бассейна:

Границы: 1 - бассейна, 2 - ранне-среднепалеозойских конседиментационных и 3 - позднепалеозойских структур (цифры в кружках): 1 - Игаро-Хетское краевое опускание, 2 - Бахтинский мегавыступ, 3 - Туринская впадина, 4 - Северореченское и 5 - Рыбинское поднятие.

По всей вероятности, в это время происходило заложение наиболее крупных структур Тунгусского бассейна - Бахтинского мегавыступа и Туринской впадины (рис. 6).

В начале среднего ордовика режим осадконакопления изменился. В Илимпейской и части Южно-Тунгусской и Маймечинской литофациальных зон сформировались области сноса. Устойчивое прогибание сохранилось лишь в Мойеронской и Игаро-Норильской фациальных областях, но и здесь в составе отложений преобладают песчаники. Этот период явился началом воздымания, охватившего большую часть территории бассейна. В вихоревский век седиментация протекала в условиях мелкого эпиконтинентального бассейна с различной скоростью прогибания на различных участках. Середина и конец среднего ордовика также характеризовались общим воздыманием. Неустойчивое прогибание частично сохранилось лишь в Южно- и

Центрально-Тунгусской, Мойеронской, Мархино-Моркокинской и Турухано-Норильской зонах. На остальной территории существовала область сноса. И лишь в конце среднего ордовика (чертовской век) вновь в прогибание вовлекается центральная и восточная части Тунгусского бассейна. Этот режим сохранился и в позднем ордовике. Лишь в самом его конце (бурский век) почти весь Тунгусский бассейн вновь испытывает осушение (кроме Мархино-Моркокинской и Вилуйской зон) и на сравнительно короткое время становится областью сноса.

Таким образом, на протяжении ордовика преобладали условия мелкого эпиконтинентального бассейна и дифференцированного прогибания, которое прерывалось на тот или иной период воздыманием отдельных участков территории [Соколов и др., 1975].

Обособление Тунгусского ОБ как самостоятельной геологической структуры произошло в раннем ордовике. Мощность нижнеордовикских отложений здесь составляет 300-800 м. На прилегающих территориях (Байкитский, Иркутский и Предпатовский ОБ) она не превышает 80-100 м, а в составе пород преобладают терригенные компоненты. При этом сокращение мощности происходит как за счет выпадения нижних горизонтов ордовика по мере приближения к бортам Тунгусского ОБ, так и за счет размыва верхних частей нижнеордовикского разреза.

Континентальный режим, установившийся в конце позднего ордовика, сохранился и в раннем силуре. Отсутствие базальных горизонтов раннего лландовери позволяет считать, что подъем территории и связанные с этим изменения в осадконакоплении укладываются в отрезок времени от конца позднего ордовика до начала среднего лландовери. В дальнейшем территория бассейна испытала общую трансгрессию. Судя по наличию общих форм фауны, Тунгусский бассейн имел сообщение с Таймырским бассейном, но при этом был обособлен что сказалось на своеобразии фаций. В северо-западной части региона в условиях некомпенсированного прогибания началось накопление граптолитовых сланцев. На остальной территории располагался мелководный морской бассейн с компенсированным карбонатным осадконакоплением. В

зоне сочленения этих фациальных зон развивались рифовые постройки высотой до 70 м (чалбышевская и кочумдекская свиты). В центре Тунгусского ОБ в мелководном открытом море накапливалась мощная толща карбонатов и глинистых карбонатов. Судя по мощностям, здесь располагалась наиболее погруженная часть силурийского осадочного бассейна.

На востоке, по мере приближения к Анабарской антеклизе, возрастала роль биогенных известняков. Области сноса в это время располагались за пределами региона и представляли собой низкую сушу [Палеогеография..., 1969].

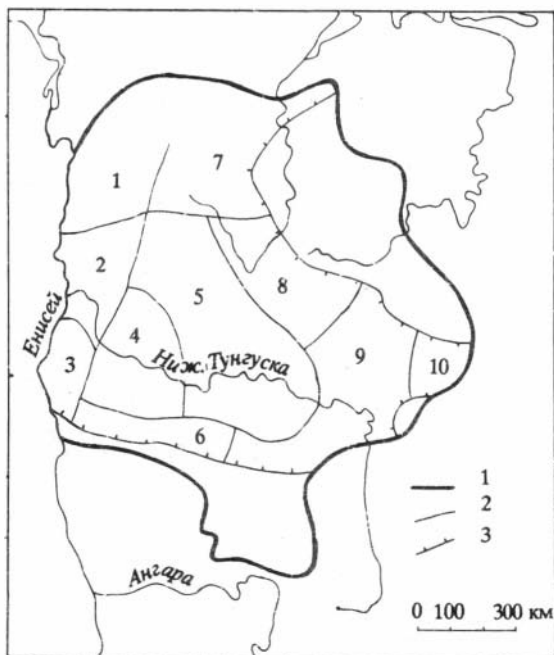
В венлоке на периферии Тунгусского ОБ продолжалось развиваться мелкое открытое море, где формируется толща рифогенных известняков и доломитов (дьявольская свита), широкой полосой окаймляющих Туринскую впадину. В самой впадине сохранился режим интенсивного прогибания и накапливалась толща глинистых известняков орловской свиты. По мере приближения к Анабарской антеклизе отмечается появление в отложениях этого возраста пестроцветных мергелей и сульфатов, что свидетельствует о приближении к области сноса. Области размыва, находящиеся за пределами ОБ, представляли, по всей вероятности, сушу с низким рельефом [Палеогеография..., 1969].

В позднем силуре начинается регрессия моря и площадь осадконакопления сокращается. Областями устойчивого прогибания являются, по-прежнему, северо-западная и центральная части ОБ. На западе в это время накапливаются глинистые доломиты и мергели, иногда гипсоносные, в центральной части - толща глинисто-карбонатных пород с небольшим количеством сульфатного материала. На остальной территории в условиях мелкого моря сформировалась сравнительно маломощная глинисто-мергель-сульфатная пачка пород.

Таким образом, для силурийской эпохи характерна направленная смена режима осадконакопления от нормально-морского с образованием рифовых построек и компенсированным и некомпенсированным осадконакоплением до мелководного прибрежно-морского, когда на территории Тунгусского ОБ формировались глинисто-карбонатно-сульфатные отложения. В самом конце силура - начале девона западная и восточная час-

Р и с. 7. Схема литофациально-го районирования силурийских отложений Тунгусского осадочного бассейна:

1 - граница бассейна;
2 - границы литофациальных зон; 3 - граница современного распространения отложений. Литофациальные зоны: 1 - Игаро-Норильская, 2 - Курейская, 3 - Сухотунгусская, 4 - Сурингдаконская, 5 - Туринская, 6 - Подкаменно-Тунгусская, 7 - Маймечинская, 8 - Мойеронская, 9 - Вилюйская, 10 - Моркинская.



ти ОБ испытали незначительный кратковременный подъем, во время которого самая верхняя часть силурийских отложений была размыта. Литофациальное районирование и стратиграфическое расчленение силурийских отложений Тунгусского ОБ показано на рис.7 и в табл. 3.

В раннем девоне Тунгусский ОБ вновь становится областью осадконакопления. Почти на всей его территории существовал неглубокий эпиконтинентальный морской бассейн повышенной солености, что привело к формированию карбонатно-терригенных осадков с примесью сульфатов. Лишь на северо-западе (Игаро-Хетское краевое опускание) накапливались эвапориты и карбонатные толщи. Не исключено, что солеродный бассейн узкой полосой протягивался к югу вдоль западного борта Тунгусского региона до устьевой части р.Нижняя Тунгус-

Таблица 3

Региональная стратиграфическая схема силурийских отложений
Тунгусского осадочного бассейна

Система	Ярус	Горизонт	ЛИТОФАЦИАЛЬНЫЕ ЗОНЫ									
			Игаро-Норильская	Курейская	Сухотун-гусская	Суригда-конская	Турин-ская	Подкаменнотун-гусская	Маймечинская	Мойерон-ская	Вилуй-ская	Моркин-ская
СИЛУРИЙСКАЯ	ПРЖИД-ЛЬСКИЙ	Холок-ский	постни-чая	доломит-мергеле-вая толща			мирош-кинская		красно-коричневые карбона-ты	холохан-ская		томбин-ская
			70-80	7			90		30	60		
		Тукаль-ский	макусская	тукаль-ская	нимдин-ская	нимдин-ская	нимдин-ская	усасская	водоро-словые извест-няки	янгонин-ская		
			70-120	64	90-120	90-120	70-110	40	20	80		120
	ВЕНЛОК-СКИЙ	Хаком-ский	хюктин-ская	ураглан-ская	дьяволь-ская	дьяволь-ская	орловская	развил-кинская	рифоген-ная	хаком-ская		яраль-ская
			50-70	80	70-90	70-90		30	70	80		70
		Агидий-ский	омнутах-ская	омнутах-ская	валекская	валекская		кулинная	глинис-тые извест-няки	агиджий-ская		куондин-ская
			150-170	120				40	10	40		
	ЛЛАНДОВЕРСКИЙ	Хаастыр-ский	таликинт-ская	таликинт-ская				кочумдек-ска	комкова-тые известня-ки	хаастыр-ская	мемская	
			70	70	60-90	60-90	210-250		30	110		
		Мойеро-кан-ский	граптоли-тая	граптоли-тая	моготин-ская	чалбыше-вская	моготин-ская		серые извест-няки	мойерон-ская		
			70-140	70	60-90	60-90	210-250		30	110		
СИЛУРИЙСКАЯ	ПРЖИД-ЛЬСКИЙ	Холок-ский	80-150	60-180	90	50-70	70-160	70	40	110	140	150
					граптоли-тая		чалбы-шевская		вестроцет-карбонат-ные			

Примечание. Усл. обозн. см. табл.1.

ка. Такие палеоландшафты сохранились на протяжении всего раннего и большей части среднего девона. В конце среднего девона (живетский век) почти на всей территории бассейна установились условия мелкого открытого эпиконтинентального моря с нормальной соленостью, в котором накопилась маломощная (20-25 м) толща органогенных известняков, распространенная на всей его площади. В позднем девоне осадконакопление имело очень неустойчивый характер. Существовали отдельные, локальные области седиментации и сноса, часто менявшиеся местами. Это привело к крайне неравномерному распределению верхнедевонских образований, мощность которых колеблется от 0 до 40-60 м. Лишь на северо-западе на всем протяжении франского и фаменского веков продолжалось устойчивое компенсированное прогибание и накопилась мощная (700-800 м) соленосно-карбонатно-терригенная толща.

В начале раннего карбона вся территория испытала поднятие и частичный размыв ранее сформированных осадков. В позднем турнее вновь установилось неустойчивое прогибание в субконтинентальных условиях. В это же время накопились маломощные пачки (50-70 м) известковистых и глинистых песчаников, имеющих локальное распространение. Только на северо-западе формировалась толща карбонатных пород общей мощностью около 200 м.

Таким образом, от ордовика до раннего карбона происходила постепенная смена режима осадконакопления от морского до субконтинентального. Этот процесс сопровождался многочисленными локальными перерывами и размывами ранее сформированных толщ, что привело их к фациальной пестроте. На этом этапе формировались крупные, но малоамплитудные конседиментационные структуры - Туринская впадина, Игаро-Хетское краевое опускание и Бахтинский межавыступ - что отразилось в фациях и распределении мощностей отложившихся толщ. Возможно, что такое же поднятие существовало и в пределах Катангской седловины [Геология и нефтегазоность..., 1977].

В конце раннего - начале среднего карбона Тунгусский ОБ испытал поднятие и сформировавшиеся образования были в различной степени размывы. Глубина предсреднекаменно-

угольного размыва увеличивается с северо-запада на юго-восток. Если в Игаро-Норильском районе базальные средне-верхнекаменноугольные отложения залегают на нижнем карбоне, то при движении на юго-восток они последовательно ложатся на девонские, силурийские, ордовикские и кембрийские отложения. Такие соотношения могут отражать не только тектонические движения, но и геоморфологию предпозднепалеозойского рельефа. Наряду с этим, на северо-западной окраине бассейна с начала среднего карбона начали формироваться крупные конседиментационные структуры - Рыбинский и Северореченский валы. Их развитие продолжалось до поздней перми (см. рис.6).

В среднем карбоне начинается прогибание территории в субконтинентальных условиях и накопление угленосной формации. Прогибание практически было одновременным, о чем свидетельствует повсеместное распространение средне-верхнекаменноугольных отложений, залегающих на породах различного возраста [Будников, 1976]. Такие условия осадконакопления продолжались на протяжении позднего карбона и перми. В результате накопилась континентальная угленосная толща, представленная переслаивающимися аргиллитами, алевролитами, песчаниками, пластами угля, прослоями гравелитов, конгломератов, редко - калькренитов. По особенностям чередования слоев, остаткам флоры и пресноводной фауны толща расчленена на ряд свит.

Континентальный, а на отдельных участках прибрежно-морской режим осадконакопления обусловил существенную фациальную изменчивость угленосных отложений и проявление многочисленных локальных перерывов в осадконакоплении. На уровне отдельных пластов такие явления происходят иногда на протяжении первых сотен метров, на уровне свит - десятков и сотен километров. В эту эпоху прекращают свое существование ранее сформированные конседиментационные структуры и Тунгусский ОБ входит в гигантскую позднепалеозойскую Тунгусскую синеклизу.

В северной части Тунгусского ОБ в начале раннего триаса начались излияния базальтов. Этот процесс происходил в достаточно спокойной тектонической обстановке, о чем свидетель-

ствуется выдержанность покровов на больших расстояниях. На юге в это время формировалась толща обломочных туфогенных пород. Накопление их происходило, вероятно, на фоне дифференцированных, но малоамплитудных движений, что обусловило колебание их мощности и залегание на различных стратиграфических подразделениях палеозоя. Затем эти процессы затухают, осадконакопление продолжается в условиях пенепленизированной континентальной равнины, при этом накапливается маломощный (20-60 м) слой пестроцветных алевролитов и песчаников с большой примесью вулканокластического материала. Последующая эпоха раннего и начала среднего триаса характеризуется интенсивными излияниями основной магмы и накоплением толщи платобазальтов, мощность которой достигает на севере осадочного бассейна 3,5 тыс. м. К югу количество базальтовых покровов уменьшается. На междуречье Нижней и Подкаменной Тунгуски базальты полностью выклиниваются. В послетриасовое время на большей части ОБ базальты были смяты в обширные пологие складки с углами падения, не превышающими долей градуса. Только на северо-западной окраине сформировались крупные положительные структуры - Хантайско-Рыбинский и Курейско-Бакланихинский мегавалы. Они имеют субмеридиональную ориентировку, углы падения на крыльях достигают 10-15°.

Геологическое развитие Тунгусского ОБ сопровождалось основным интрузивным магматизмом, проявившимся в различные эпохи с разной интенсивностью. Максимальное внедрение траппов приурочено к концу перми - началу триаса. Интрузии весьма разнообразны по составу, морфологии, условиям залегания и образуют своеобразный каркас, пронизывающий весь осадочный чехол. В Тунгусском бассейне сумма толщин пластовых разностей долеритов достигает 1000-1100 м. С внедрением интрузий связано широкое развитие локальных дизъюнктивных нарушений, перестройка доинтрузивного структурного плана, существенный прогрев вмещающих толщ.

Распределение интрузий в целом контролируется особенностями геологического строения, в частности - размещением

I

Эрагема	Система, отдел	Свита	Лито-логия	Мощность, м
KZ	Q			
MZ	T ₁₋₂			До 800
PZ	P ₁₋₂			250-350
	C ₁ ²	br		80-120
	C ₁ ¹			130-200
	D ₃	fk		240-300
		kl		160-260
	D ₂	nk		40
		yuk		100-150
	D ₁	mn		200-260
		rv		110-130
	S ₂	kr		20-30
		zb		160-200
	S ₁	nmd		160-180
		fm		60
	O _{2,3}	dl		120
		vl		120
	O ₁	mg		30-50
	E ₃	tk		200-220
	E ₁₋₂	ck		500-520
PR	V	shn		600
		gm		800
		il		600-800
		rn		100-150
	R	gn		500-560
				190-200
				150-170
				300
				90-400
				90
				2000

II

Эрагема	Система, отдел	Свита	Лито-логия	Мощность, м
KZ	Q			0-40
MZ	T ₁			0-400
PZ	P ₁₋₂			100-600
	C ₁ ²	dk		0-40
	C ₁ ¹	nk-k1		0-70
	D ₂	yuk		0-20
	D ₁	tn		100-130
	S ₂	nm		30-40
	S ₁	nmd		100-150
		dj		70-90
	O ₂	mg		70-100
		chl		50-70
	O ₁	kr		0-40
		nr		40-60
	E ₃	bk		0-70
		um		170-230
	E ₂	up		170-220
	E ₁	lt		180-230
		tn		80-110
		dl		350-450
		bl		90-110
		sr		90-130
		brs		320-400
		ab		50-70
		mrs		60-140
PR	V	mk		80-200
		yas		20-60
	R	tt		40-80
		sb		90-100
				60-80
				0-3000

III

Эратема	Система, отдел	Свита	Лито-логия	Мощ-ность, м
KZ	Q			0 - 200
MZ	T ₁₋₂			0 - 800
				300 - 600
PZ	P ₁₋₂			300 - 600
	D ₃	nk·kl		40 - 70
	D ₂	yuk		0 - 20
		tn		100 - 150
	D ₁	nm		40 - 90
		mr		0 - 150
	S ₂	nmd		100 - 120
	S ₁	or		250 - 270
		mg		140 - 160
		chl		40
		bur		70 - 80
	O ₃	nrd		40 - 60
		db		40 - 60
	O ₂	nr		50 - 80
		kv		60 - 90
		tr		340 - 360
	O ₁	bb		180 - 360
		um		240 - 300
	E ₃	up		320 - 400
	E ₂₋₃	lt		>240

?

IV

Эратема	Система, отдел	Свита	Лито-логия	Мощ-ность, м	
KZ	Q			0 - 40	
MZ	J ₁			0 - 100	
	T ₁			0 - 400	
PZ	P ₁₋₂			0 - 500	
	Є ₂₋₃	ev		150 - 420	
		lt		140 - 300	
	Є ₁	an		370 - 400	
		bl		120 - 140	
		bls		500 - 550	
		us		450 - 500	
	PR	V	tt		140 - 160
			kl		100 - 120
			os		60 - 70
vn				90 - 110	
R				0 - 2000	

	1		7		13
	2		8		
	3		9		
	4		10		
	5		11		
	6		12		

Р и с. 8. Литолого-стратиграфические разрезы Тунгусского осадочного бассейна.

Породы: 1 - четвертичные, 2 - базальты, 3 - туфогенно-обломочные, 4 - песчаники, 5 - алевролиты, 6 - аргиллиты, 7 - мергели, 8 - известняки, 9 - доломиты, 10 - глинистые доломиты, 11 - сульфаты, 12 - соли, 13 - породы фундамента. Части ОБ: I - северо-западная, II - центральная, III - восточная, IV - южная. **Свиты:** br - бурусская, dg - джалтулинская, fk - фокинская, kl - каларгонская, nk - накахозская, yuk - юктинская, mn - мантуровская, tn - тынепская, tv - разведочнинская, kr - курейская, nm - нимская, zb - зубовская, mr - мирошкинская, nmd - нимдинская,

im - имангдинская, dj - дьявольская, vl - валекская, mg - могоктинская, og - орловская, chl - чалбышевская, gt - граптолитовая, bug - бурская, nrd - нирундинская, db - долборская, nr - неручандская, kv - криволуцкая, bk - байкитская, tr - туринская, bb - бабкинская, um - усть-мундуйская, tk - тукаландинская, ur - усть-пелятинская, ck - чопкинская, shm - шумнинская, kr - краснопорожская, lt - летнинская, ev - эвенкийская, tn - таначинская, dl - дельтулинская, lit - литвинцевская, an - ангарская, bl - булайская, sr - сурингдаконская, brs - бурусская, bls - бельская, ab - абакунская, mrs - марская, mk - моктаконская, yas - ясенгдская, us - усольская, sch - сухарихинская, il - излучинская, gn - чернореченская, gp - губинская, tt - тэ-тэрская, sb - собинская, os - оскобинская, kt - катангская, vn - ванаварская.

каналов внедрения и структурным планом территории, существовавшим ко времени внедрения.

Большое количество высокотемпературной основной магмы оказало существенное влияние на коллекторские свойства вмещающих толщ, переформирование путей миграции, катагенез органического вещества, генерацию углекислого газа и сероводорода, а также на фазовое состояние углеводородных флюидов.

Наиболее характерные типы разрезов осадочного бассейна показаны на рис.8.

СТРУКТУРА ТУНГУССКОГО ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА. ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОАКОПЛЕНИЯ. ЛОВУШКИ

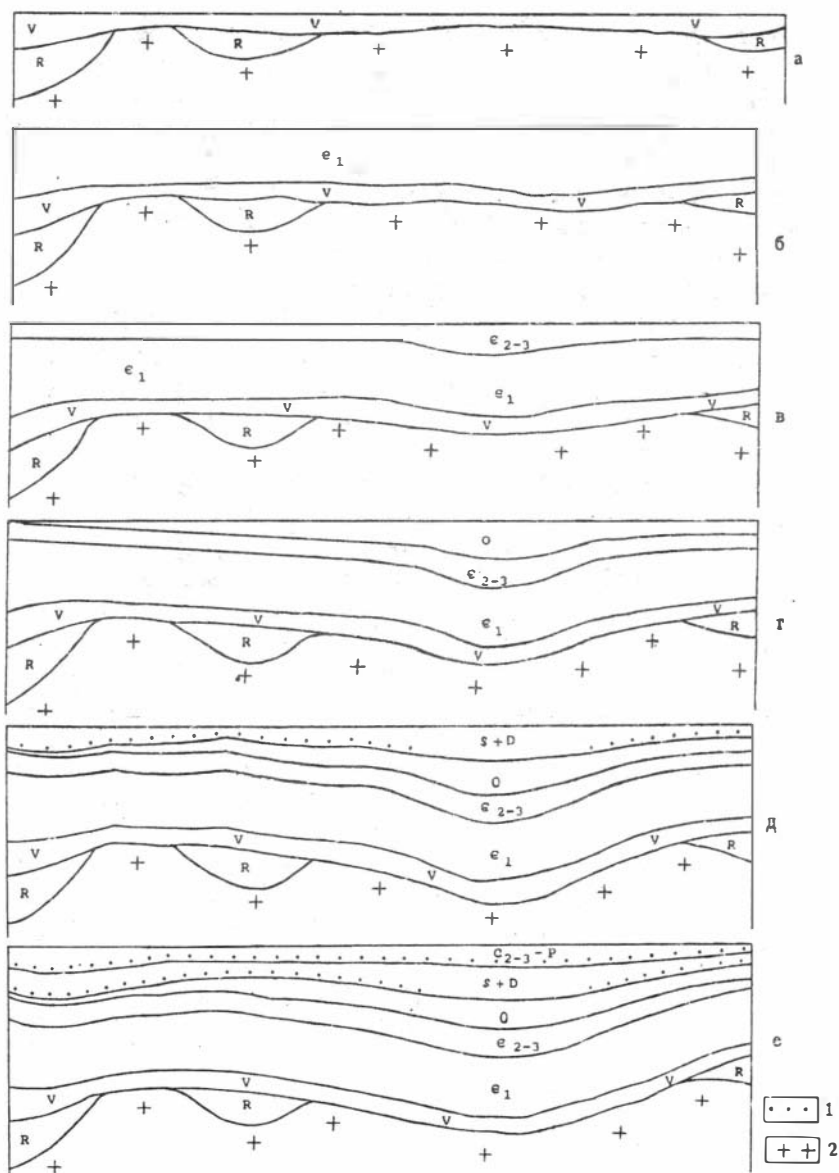
Сложная и длительная история развития, в которой сочетались продолжительные эволюционные эпохи осадконакопления, прерываемые кратковременными крупномасштабными перерывами, сказалась на структуре ОБ, как в палео-, так и в современном плане. Нижний, рифейский структурный комплекс к настоящему времени изучен недостаточно. Можно только отметить, что в нем присутствуют хорошо выраженные структурные элементы различных порядков. Вероятно, в этих толщах широко развиты и дизъюнктивные нарушения, амплитуда которых (по геофизическим данным) достигает тысяч метров.

Как было показано выше, конседиментационные структуры начали, в известной мере проявляться с начала позднего

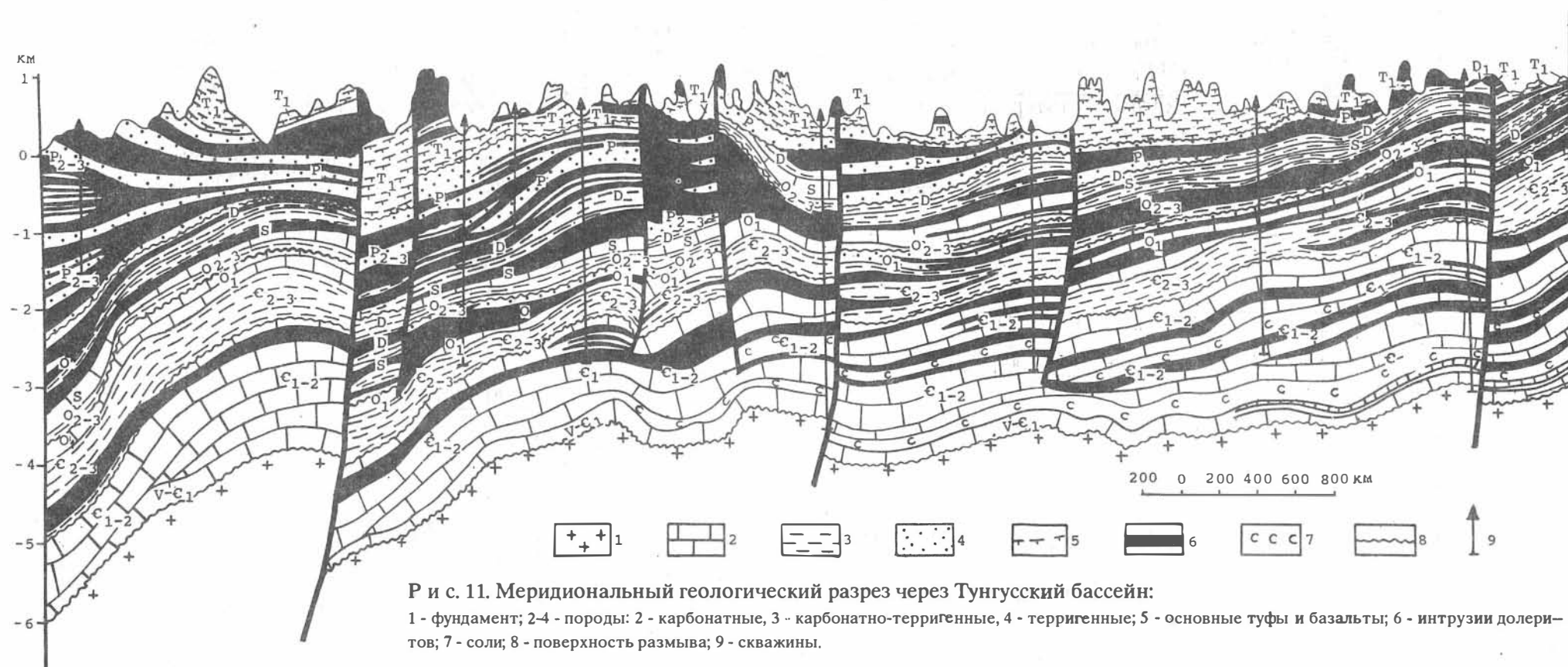
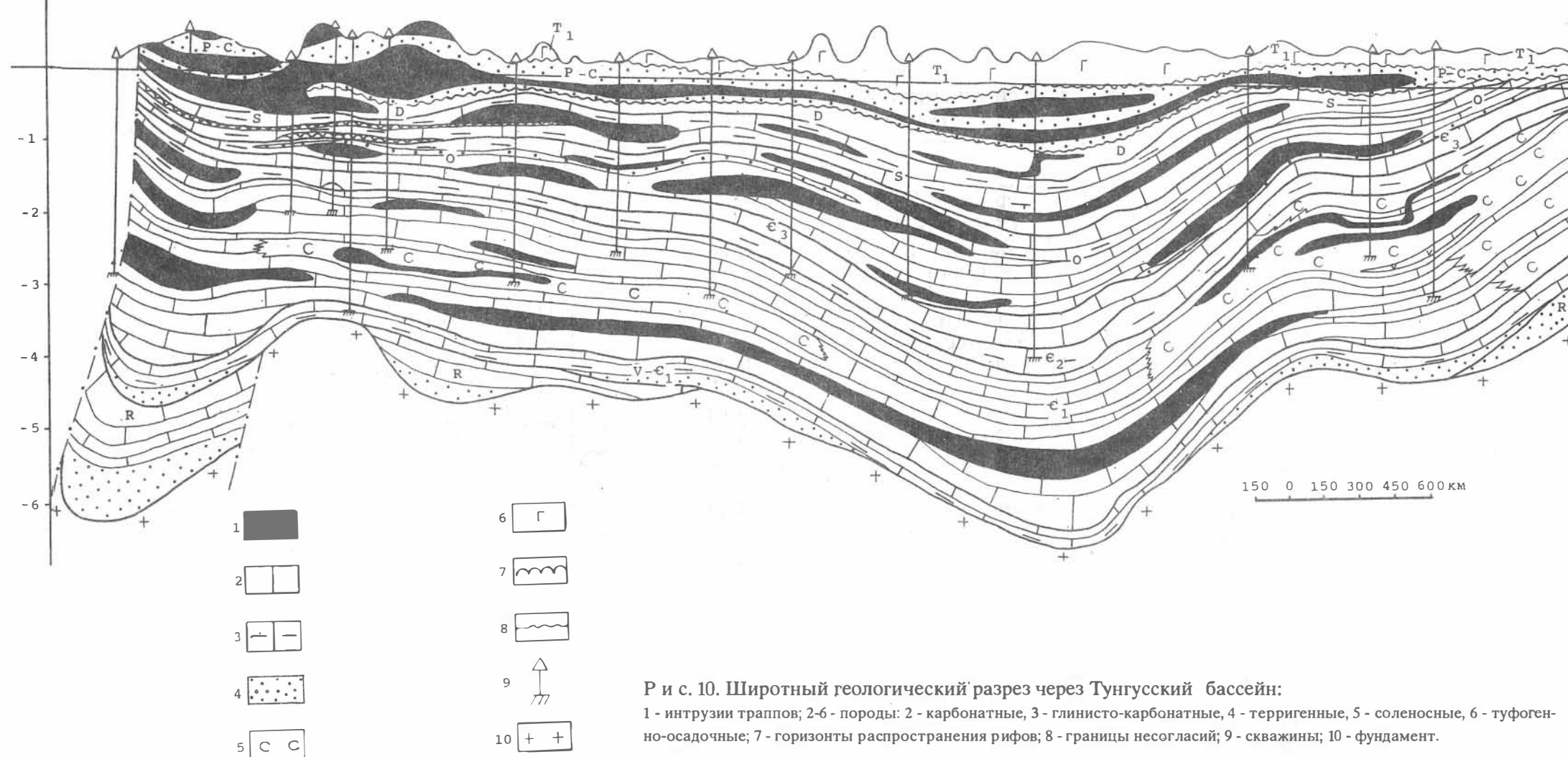
кембрия и унаследованно развивались до конца девона. Это крупные поднятия и опускания - Бахтинский мегавыступ, Иго-ро-Хетское краевое опускание, Туринская мегавпадина. Пермская эпоха характеризуется слабой дифференцированностью движений почти на всем ОБ. На общем спокойном фоне, в известной мере, обособляется Нижнетунгусский прогиб и заканчивается формирование Туринской впадины (см. рис.15). И лишь на северо-западе развиваются хорошо выраженные Рыбинское и Северореченское поднятия (см. рис.6).

В раннем триасе начинается активная эффузивная деятельность на севере и эруптивная на юге. В последующем излияния базальтов охватили всю северную и центральную части осадочного бассейна. После завершения траппового вулканизма на северо-западной окраине сформировались хорошо выраженные Хантайско-Рыбинский и Курейско-Бакланихинский мегавалы. К этому же времени относится массовое внедрение трапповых тел в осадочный чехол, внесших существенные изменения в дотрапповые структуры. Максимальное количество пластовых интрузий приходится на крупные отрицательные структуры, сформировавшиеся к началу внедрения. Это привело к еще большей дифференциации крупных структурных элементов. Более того, внедрение траппов обусловило существенное несовпадение структурных планов стратиграфических подразделений, содержащих пластовые трапповые интрузии резко переменной мощности. Секущие интрузии, развитые на участках перехода силлов с одного уровня на другой, обусловили широкое развитие малоамплитудных локальных дизъюнктивных нарушений, не затрагивающих участков разреза и территорий, не интродуцированных траппами. Все это привело к существенной перестройке ранее сформированного структурного плана, и хотя часть конседиментационных структурных элементов сохранилась до настоящего времени, в целом они не играют заметной роли в процессах формирования конкретных залежей углеводородов [Геология..., 1981]. Развитие структурных элементов и их соотношение друг с другом в настоящее время показаны на рис. 9-11*. Влияние их сказывается, в известной степени, на

* Рис.10,11 см. вклейку.



Р и с. 9. Широтные палеотектонические профили через центральную часть Тунгусского осадочного бассейна: -



а - на начало кембрия; б - на начало среднего кембрия; в - на начало ордовика; г - на начало силура; д - на начало среднего карбона; е - на начало триаса. 1 - границы несогласий, 2 - фундамент.

формировании крупных зон нефтегазоаккумуляции (НГЗ). Поэтому при тектоническом районировании в основу были положены принципы, определяющие закономерности их размещения на территории бассейна. Важнейшее место среди них занимает современная морфология наиболее крупных паликативных дислокаций чехла, суммарная мощность его, возраст и глубина залегания толщ перспективных на нефть и газ. Основными тектоническими элементами Тунгусского ОБ являются крупнейшие и крупные дислокации, различающиеся между собой по мощности и стратиграфической полноте разреза, вещественному его составу, количеству и мощности интрузивных тел. При таком подходе в качестве основных зон НГЗ выделяются крупные положительные структуры, граничащие с такими же крупными депрессиями [Старосельцев, 1989]. Структурное положение основных нефтегазоносных осадочных комплексов показано на приводимых структурных картах и тектонической схеме (рис.12-15). Характеристика наиболее крупных структур приведена в табл. 4.

Крайне слабая изученность Тунгусского ОБ глубоким бурением и детальными геофизическими исследованиями не позволяет в настоящее время полностью районировать бассейн по зонам нефтегазоаккумуляции. Имеющиеся данные позволили пока выделить три таких зоны на разных его участках (рис. 16).

С о б и н с к а я з о н а НГЗ с доказанной промышленной нефтегазоносностью выделена в северной части Катангской седловины и охватывает Собинскую, Пайгинскую, Джелингдаконскую и Верхнеджелингдаконскую площади. Основой для выделения зоны служат материалы глубокого бурения и детальных геофизических работ, а предпосылкой - широкое развитие терригенного резервуара в подошве вендских образований: ванаварская свита содержит до 5 песчаных пластов. Контуры Собинской зоны НГЗ определяются в первую очередь границей распространения ванаварской свиты. Не исключено, что в этой

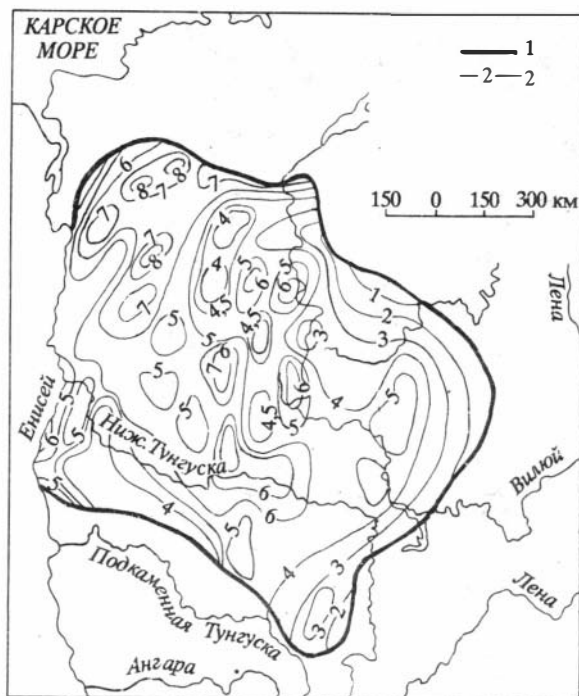
Таблица 4

Характеристика крупных структур Тунгусского осадочного бассейна
[по В.С.Старосельцеву, 1989]

N п/п	Наимено- вание структуры	Максимальная <u>дл. - шир.</u> , км площадь, км ²	Ампли- туда, м	Ориенти- ровка	Углы па- дения на крыльях (моно- клинали)	Отложения	
						в своде (центри- клинали)	на кры- льях
1	Хантайско- Рыбнинский мегавал	<u>250-50</u> 12 000	1700	ССВ	5-10°	C ₂	P ₂ -T ₁
2	Курейско-Бак- ланихинский мегавал	<u>300-30</u> 9000	2000	ССВ	5-10°	C ₁	P ₁₋₃
3	Ламско-Хан- тайский мегапрогиб	<u>250-150</u> 37 000	500	ССВ	1°-0°30'	T ₁	T ₁
4	Путоранский выступ	<u>220-150</u> 33 000	1500	С	1°-0°30'	T ₁	T ₁
5	Верхнеко- чечумская впадина	<u>150-140</u> 21 000	400	Изомет- рична	0°30'	T ₁	T ₁

Э	6	Ядунский свод	<u>160-100</u> 15 000	600	ЗЮЗ	0°30'	T ₁	P ₁₋₂
	7	Туринская мегавпадина	<u>450-450</u> 300 000	1000	Изомет- рична	0°20'	T ₁	P ₁₋₂
	8	Воеволи- Ханский выступ	<u>200-120</u> 20 000	700	ЗЮЗ	0°30'	P ₁	T ₁
	9	Наканновский выступ	<u>100-90</u> 8000	300	Изомет- рична	0°10'	P ₂	T ₁
	10	Собинско-Тэтер- ский выступ	<u>150-150</u> 12 000	1500	ЗЮЗ	0°30'	Є ₂₋₃	P ₂
	11	Нижнечункин- ский выступ	<u>200-120</u> 15 000	500	С	0°20'	O ₁	P ₁
	12	Бахтино-Кондро- минский выступ	<u>120-70</u> 7000	400	ССЗ	0°30'	O ₂	P ₁
	13	Сурингдакон- ский выступ	<u>250-200</u> 40 000	700	ВСВ	0°20'	P ₁	P ₂
	14	Североре- ченский выступ	<u>150-100</u> 12 000	800	ВСВ	0°30'	T ₁	T ₁

П р и м е ч а н и е. Порядковые номера структур соответствуют номерам структур на рис.15.

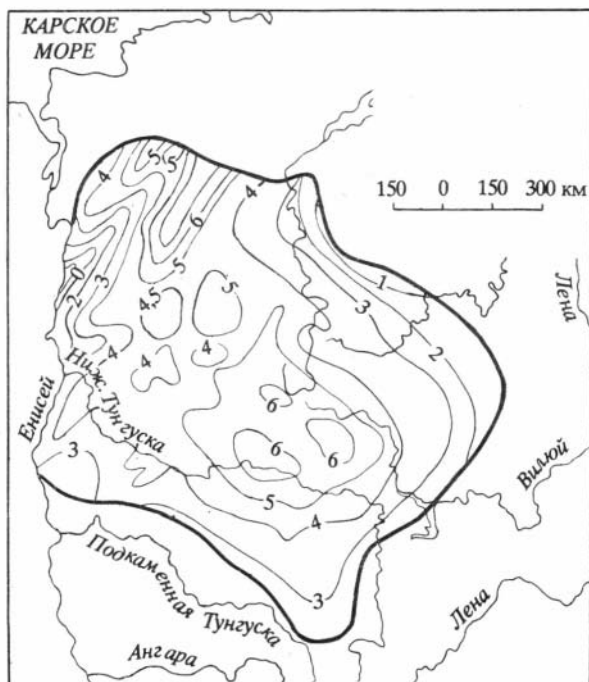


Р и с. 12. Карта рельефа поверхности фундамента Тунгусского осадочного бассейна [по М.П. Гришину и др., 1989]:

1 - границы бассейна,
2 - стратозигипсы (в км).

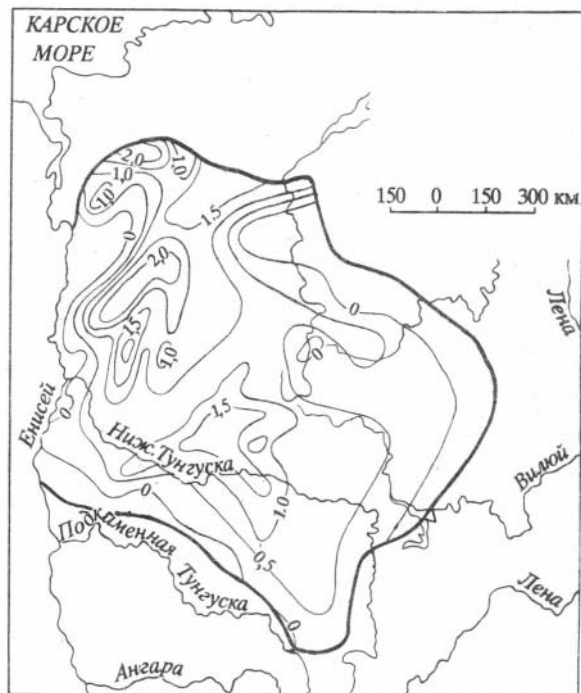
зоне, кроме низов венда, будут продуктивными и отдельные горизонты внутри подстилающей рифейской толщи, особенно в тех случаях, когда они подвергались интенсивному выветриванию во время предвендского перерыва в осадконакоплении. Кроме того, промышленная нефтегазоносность может быть связана с межсолевыми пластами карбонатных пород кембрия, часть из которых является трещинно-поровыми коллекторами. Эти горизонты служат дополнительными объектами нефтегазописковых работ. К настоящему времени в пределах зоны открыты Собинское и Пайгинское газонефтяные месторождения. На Джелингуонской и Верхнеджелингуонской площадях получены небольшие притоки нефти из вендского терригенного резервуара.

Р и с. 13. Структурная карта Тунгусского осадочного бассейна по подошве кембрийских отложений. Усл. обозн. см. на рис. 12.



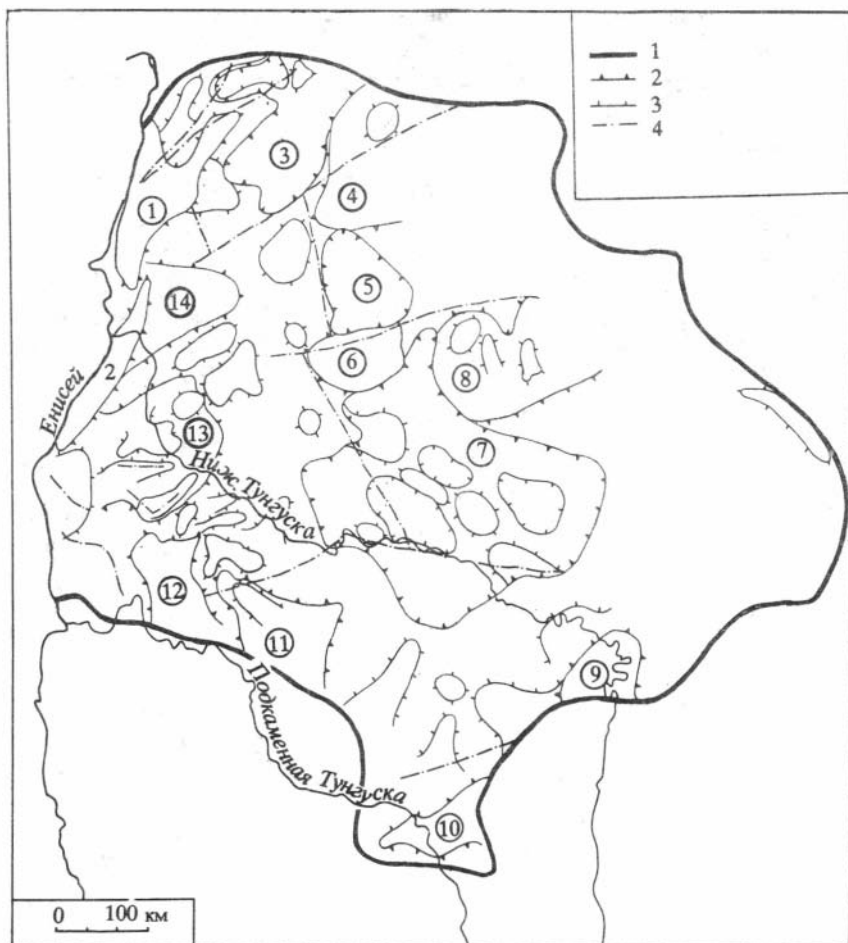
В Ванаварской параметрической скважине отмечены нефтепроявления в отложениях рифея. В карбонатах верхней части усольской свиты нефтепроявление установлено на Копоктинской площади. Типы ловушек: структурны и ловушки вреза.

Т а н а ч и - М о к т а к о н с к а я з о н а Н Г Н с доказанной нефтегазоносностью. В ее пределах открыты Таначинское газовое и Моктаконское нефтегазоконденсатное месторождения. Зона НГН расположена на сочленении Тынепского и Сурингдаконского типов разреза и охватывает Сурингдаконскую, Моктаконскую, Таначинскую и Малькитконскую площади. Основой для выделения зоны служат материалы глубокого бурения и детальных сейсмо-, грави- и электроразведочных работ. Предпосылкой для выделения зоны как единого целого является развитие рифовых построек в низах и верхней части



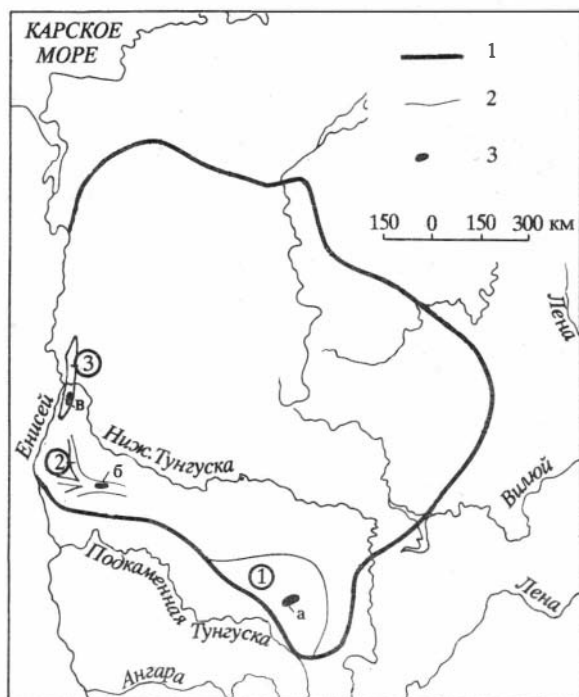
Р и с. 14. Структурная карта Тунгусского осадочного бассейна по подошве среднего карбона. Усл. обозн. см. на рис. 12.

нижекембрийских образований, которые сопровождаются широким распространением коллекторских горизонтов трещинно-порового и трещинно-кавернового типов. Контуры Танахи-Моктаконской зоны НГН определяются границами распространения рифовых построек в моктаконской, дельтулинской и таначинской свитах. Не исключено, что в этой зоне будут продуктивны терригенные отложения венда, вскрытые в одной из скважин на северо-западной границе зоны и прогнозируемые по геофизическим данным на ее юго-западе. Преимущественный тип ловушек здесь рифовый и стратиграфический. Дополнительными объектами поисковых работ служат межсолевые карбонатные пласты в нижнем кембрии, обладающие удовлетворительными коллекторскими свойствами. Кроме того, в пределах этой же зоны колонковым бурением установлены рифогенные



Р и с. 15. Общая схема структуры Тунгусского осадочного бассейна:

Границы: 1 - Тунгусского осадочного бассейна, 2 - крупных структур первого порядка, 3 - более мелких структур; 4 - разрывные нарушения. **Структуры** (цифры в кружках): 1 - Хантайско-Рыбнинский и 2 - Курейско-Бакланихинский мегавалы, 3 - Ламско-Хантайский мегапрогиб, 4 - Путоранский выступ, 5 - Верхнекочечумская впадина, 6 - Ядунский свод, 7 - Туринская впадина; 8-14 - выступы: 8 - Воеволи-Ханский, 9 - Накановский, 10 - Собинско-Тэтэровский,



Р и с. 16. Расположение зон нефтегазоаккумуляции в Тунгусском осадочном бассейне:

Границы: 1 - бассейна, 2 - зон нефтегазоаккумуляции (цифры в кружках): 1 - Собинской, 2 - Таначи-Моктаконской, 3 - Курейско-Бакланихинской; 3 - месторождение углеводородов: а - Собинское, б - Моктаконское, в - Подкаменное.

образования чалбышевской и дьявольской свит (нижний силур), где в керне наблюдалась нефть. Эти объекты изучены пока недостаточно.

Все притоки УВ получены из карбонатных резервуаров, тип ловушек - рифовый, структуры облекания, возможно, структурный.

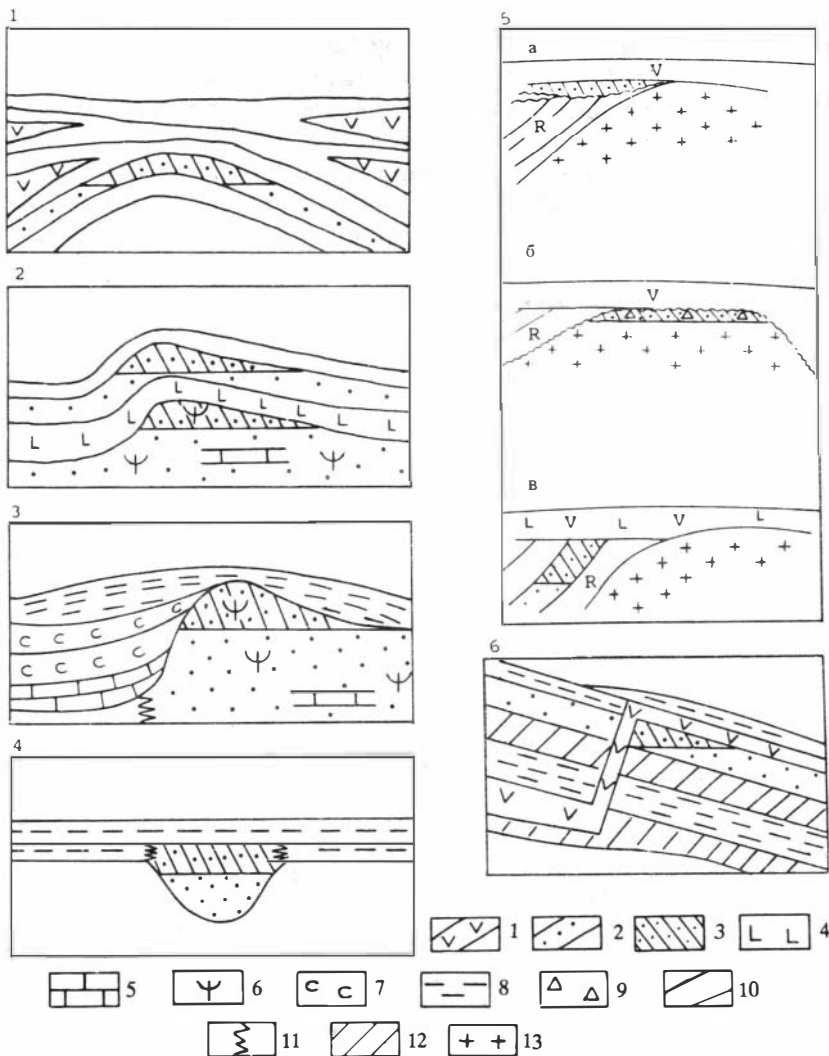
Курейско-Бакланихинская зона НГН расположена на западной окраине Тунгусского ОБ в пределах одноименного мегавала и охватывает Подкаменную, Сухотунгус-

скую, Володинскую, Нижнелетнинскую и Голоярскую площади. Основанием для выделения зоны является развитие здесь крупных положительных структур (на поверхность выходят нижнекембрийские толщи), выявленных в процессе геолого-съёмочных работ и подтвержденных глубоким бурением. В пределах зоны развиты ловушки структурного типа. Коллектор - трещинно-поровый, карбонатный. Тип разреза - карбонатный, соли почти полностью отсутствуют. Контуры зоны определяются границами одноименного мегавала.

К настоящему времени в пределах зоны открыты Подкаменное и Сухотунгусское газовые месторождения, а также Володинское и Нижнелетнинское газопроявления. Притоки получены из верхней части костинской свиты и из платоновской свиты нижнего кембрия.

Слабая изученность Тунгусского осадочного бассейна не позволяет выполнить зональное нефтегазогеологическое районирование на остальной его территории. Вместе с тем, имеются серьезные геологические предпосылки для прогноза зон нефтегазонакопления в центральной и северной частях бассейна.

В первую очередь месторождения углеводородов на севере осадочного бассейна следует связывать с зоной кембрийских рифов (см. рис. 4). Можно предполагать, что строение ловушек здесь будет аналогично ловушкам, выявленным в Таначи-Моктаконской зоне НГН. Представляют интерес и рифогенные толщи в нижнем силуре, также располагающиеся на периферии бассейна (дьявольская и чалбышевская свиты). Не исключено, что подобные отложения на этих уровнях окаймляют крупные положительные структуры в центральной части бассейна. Можно ожидать промышленные скопления нефти и газа в структурных ловушках из карбонатных резервуаров нижнего и среднего кембрия на территории ОБ, перекрытой базальтами. В верхней части осадочного чехла существенный интерес представляют базальные горизонты среднего ордовика, представленные песчаниками (байкитская свита). Эти отложения, по всей вероятности, располагаются в пределах крупных конседиментационных поднятий в центральной и северной частях Тунгусского бассейна. Наконец, возможно, нефтегазоносны будут пермские, преимущественно терригенные отложения,



Р и с. 17. Типы ловушек, распространенных в Тунгусском осадочном бассейне:

1 - интрузии траппов; 2 - породы-коллекторы; 3 - продуктивная часть пласта-коллектора; 4-8 - отложения: 4 - сульфатонесущие, 5 - карбонатные, 6 - рифогенные, 7 - соленосные, 8 - глинистые, 9 - кора выветривания; 10 - пласты осадочные

ных пород; 11 - фациальные замещения; 12 - породы-флюидопоры; 13 - фундамент. **Типы ловушек:** 1 - структурные; 2 - ловушки структур облекания рифов; 3 - рифовые; 4 - ловушки вреза; 5 - литолого-стратиграфические: а - выклинивания, б - коры выветривания, в - несогласия; 6 - ловушки, образованные траппами.

широко развитые в центральной и северной частях бассейна, перекрытые мощной вулканогенной толщей нижнего триаса. Экранами будут служить непроницаемые туфогенные образования, располагающиеся в подошве триасовых базальтов.

Сложность геологического строения Тунгусского ОБ обусловила многообразие типов ловушек УВ (рис. 17). Структурные ловушки распространены практически повсеместно. К сожалению, резкие структурные несогласия, фиксируемые по различным горизонтам, обусловили локализацию структурных ловушек в определенных стратиграфических подразделениях. Сквозные структурные ловушки практически отсутствуют. В лучшем случае, структура прослеживается на незначительную высоту в вышележащей толще. Такие ловушки бывают замкнутыми и полузамкнутыми, причем преобладают последние. Поэтому структурные ловушки (за исключением случаев, когда они занимают значительную площадь и хорошо выражены) имеют второстепенное значение.

Рифовые ловушки, как указывалось выше, распространены на двух стратиграфических уровнях кембрия и силура на северо-востоке и юго-западе бассейна. Ловушки нижнего кембрийского уровня приурочены к моктаконской свите и распространены на сочленении Тынепской и Сурингдаконской зон. Они представляют собой рифовые банки размером до 200 км² с превышением над межрифовыми образованиями до 50-70 м. Строение асимметричное - один из бортов рифа образует уступ, другой - пологий склон. Рифовые банки этого уровня не имеют четкой пространственной ориентировки и представляют серию изолированных друг от друга рифовых построек, хотя в целом отмечена тенденция к субширотному направлению. Рифовые постройки перекрыты сульфатоносной марской свитой, выше которой залегает карбонатная толща, выделенная в абакунскую свиту, образующую над рифом структуру облекания. Поэтому ловушки нижнего рифогенного уровня являются двухъярусными.

Рифовые ловушки верхнего (амгинского) уровня имеют несколько иное строение. По существующей классификации амгинские рифы представляют собой краевой риф карбонатной платформы [Современные...рифы, 1990]. Установлены они на юго-западе и на северо-востоке Тунгусского бассейна. С внешней стороны это уступ высотой 500-550 м, к окраинам ОБ резко замещающийся на доманикоидные отложения или их аналоги мощностью 40-60 м (фации "голодного" бассейна). К центру ОБ краевой риф переходит в карбонатную платформу, где органогенная толща известняков и доломитов имеет мощность 380-420 м. Внешний склон рифа крутой, внутренний - пологий. Высота уступа над карбонатной платформой 150-170 м. Амгинские рифы перекрываются глинисто-карбонатными образованиями эвенкийской свиты и ее аналогов [Мельников и др., 1991].

В настоящее время выявлен еще один тип стратиграфических ловушек - ловушки вреза, распространенные в Катангской седловине. Они представляют собой узкие, линейно вытянутые сравнительно неглубокие (6-8-12 м) палеоруслы водотоков, располагающихся в рифейских толщах, заполненные базальными вендскими песчаниками (ванаварская свита) и перекрытые сульфат-карбонатными породами среднего венда.

Кроме перечисленных, особенности геологического строения позволяют предполагать на территории Тунгусского ОБ еще ряд ловушек различного типа.

Стратиграфические ловушки могут быть развиты на участках причленения рифейских толщ к выступам фундамента. Именно здесь в венде под сульфатно-карбонатными толщами оскобинской свиты возможно формировались терригенные образования ванаварского уровня. Подтверждением этому служит залегание под оскобинскими отложениями пачки кварцевых песчаников, насыщенных битумами, в западной части бассейна вскрытых одной из скважин.

Ловушки несогласия следует ожидать в рифейских толщах, перекрытых сульфатноносным вендом. Пласт-коллектор, выходя под тем или иным углом к поверхности несогласия, даст локальный резервуар. Возможность их появления на участках развития рифейских толщ подтверждается наличием подобных ловушек в Байкитском бассейне.

Своеобразными стратиграфическими ловушками могут служить и коры выветривания, развитые на поверхности фундамента и перекрытые сульфатоносными вендскими образованиями. Подтверждением этому служит базальная залежь Верхнечонского месторождения (Предпатомский бассейн), связанная с ловушкой этого типа.

И, наконец, разветвленный трапповый каркас, широко пронизывающий осадочные толщи, создал сеть своеобразных локальных ловушек [Старосельцев, 1978]. В настоящее время установлено, что приконтактные зоны интрузий траппов обладают хорошими коллекторскими свойствами, а центральные части интрузий практически непроницаемые. Сочетание интрузивного тела с пластом-коллектором по восстанию является по сути локальной ловушкой. Подтверждением этому служат высокодебитные притоки воды из приконтактных зон интрузивных тел.

Основные нефтегазоматеринские формации

В осадочном чехле Тунгусского бассейна содержатся толщи, обогащенные рассеянным органическим веществом и обладающие высоким нефтегазоматеринским потенциалом [Бажнова и др., 1971; Геохимия..., 1972; Органическая геохимия..., 1981; Ларичев, 1982].

В основу определения катагенетической преобразованности аквагенного нерастворимого органического вещества (НОВ) положена классификационная шкала, разработанная А.Э.Конторовичем и Л.И.Богородской по элементному составу НОВ [История залежей..., 1978] и приведенная в соответствии со шкалой отражательной способности витринита (табл. 5).

Отложения рифейского возраста исследуемой территории формировались в принципиально различных тектонических и палеогеографических условиях. На большей ее части развивались платформенные бассейны, которые разделялись зонами поднятий. На северо- и юго-западе они соединялись с окраинно-кратонными прогибами, а на востоке - с авлакогенными бассейнами [Гришин и др., 1989]. На протяжении рифейского периода

Таблица 5

Элементный состав аквагенного нерастворимого органического вещества для соответствующих этапов и подэтапов катагенеза [по А.Э.Конторовичу, Л.И.Богородской, 1991]

Этапы катагенеза	Подэтапы катагенеза	Градации углефикации углей	$R_o^B, \%$ **	Элементный состав, %		
				С	Н	О+Н+S
Мезокатагенный (МК)	Ранний МК ₁ ¹	Д	0,45-0,60	<u>74,6-74,2*</u> 74,4	<u>7,2-8,8</u> 8,0	<u>18,2-17,0</u> 17,6
	, МК ₁ ²	Г	0,60-0,85	<u>78,2-77,8</u> 78,0	<u>7,0-8,6</u> 7,8	<u>14,8-13,6</u> 14,2
	Средний МК ₂	Ж	0,85-1,15	<u>82,7-82,4</u> 82,5	<u>6,8-8,2</u> 7,5	<u>10,5-9,4</u> 10,0
	Поздний МК ₃ ¹	К	1,15-1,55	<u>85,3-85,2</u> 85,2	<u>6,5-7,8</u> 7,2	<u>8,2-7,0</u> 7,6
	МК ₃ ²	ОС	1,55-2,00	<u>87,5-87,6</u> 87,6	<u>6,0-6,8</u> 6,4	<u>6,5-5,6</u> 6,1
	Ранний АК ₁	Т	2,00-2,50	<u>89,0-89,2</u> 89,1	<u>5,3-6,0</u> 5,7	<u>5,7-4,8</u> 5,2
Апокатагенный (АК)	Средний АК ₂	ПА	2,50-3,50	<u>91,0-91,2</u> 91,1	<u>4,5-4,9</u> 4,7	<u>4,5-3,9</u> 4,7
	Поздний АК ₃	А	3,50	<u>93,0-93,0</u> 93,0	<u>3,4-3,8</u> 3,6	<u>3,6-3,2</u> 3,4

* Над чертой - колебания значений, под чертой - средние значения.

** Отражательная способность витринита.

площадь и конфигурация внутриплатформенных бассейнов и суши непрерывно изменялись. Временами, вероятно, вся территория покрывалась мелким морем, где накапливались терригенные, терригенно-карбонатные и карбонатные осадки мощностью от 0 до 1 и реже 2 км. Условия накопления и сохранения ОБ при этом были малоблагоприятными. В то же время в окраинно-кратонных бассейнах на северо- и юго-западе, а также в авлакогенах формировались мощные толщи терригенных (в том числе глинистых), терригенно-карбонатных и карбонатных пород мощностью до 4-5 км. Условия накопления и сохранения ОБ в них были более благоприятны, что обусловило характер его распределения. Для большей части территории характерно относительно низкое содержание $C_{\text{орг}}$, составляющее 0,05-0,20 и реже 0,30-0,50%. Количество $C_{\text{орг}}$ увеличивается с востока на запад, где появляются мощные толщи (500-1000 м) аргиллитов и карбонатов, обогащенных ОБ. Содержание $C_{\text{орг}}$ достигает 0,5-1,0 %. Породы бедны битумоидами, количество которых не превышает тысячных долей процента. Органическое вещество сверхзрелое и достигло этапов MK_3 -АК катагенеза.

Начало венда ознаменовалось крупной морской трансгрессией. Накопление осадков и ОБ происходило в мелководном эпиконтинентальном морском бассейне. На северо-западе и западе территории отложения венда представлены глинистыми, глинисто-карбонатными и карбонатными породами. Количество $C_{\text{орг}}$ в этих породах колеблется от 0,05 до 4,0 % (средн. 0,3 %), причем наибольшее содержание наблюдается в мергелях и глинистых известняках. Рассеянные битумоиды составляют всего лишь 0,005 % на породу.

На западе ОБ количество $C_{\text{орг}}$ в породах колеблется от 0,01 до 1,50 % (средн. 0,15 %), содержание битумоидов в породах изменяется от 0,001 до 0,08 % (сред. 0,01 %). Для этих отложений характерно региональное распространение миграционных битумоидов как в рассеянной, так и в концентрированной форме - в виде натеков по трещинам, насыщения наиболее пористых участков, каверн и т.д. Отдельные горизонты являются неплохими коллекторами трещинно-порового и трещинно-кавернового типов. Из этих пород были получены непромышленные притоки нефти на Сухотунгусской площади. По оценкам палео-

глубин погружения пород платоновской свиты и другим косвенным данным можно предположить, что заключенное в них ОВ находится на этапе $МК_2$ катагенеза, а ОВ пород венда на северо-западе - на подэтапе $МК_3^1$ катагенеза.

Нижне-среднекембрийские отложения формировались в двух основных типах хемогенной седиментации - сульфатно-карбонатной (северная часть региона) и галогенно-карбонатной (южная часть региона). Солеродный бассейн был ограничен зоной распространения рифогенных фаций. Наиболее высоким нефтегазоматеринским потенциалом обладает шумнинская свита, распространенная в Игаро-Норильской зоне. В ней содержание $C_{орг}$ возрастает вверх по разрезу и колеблется от 0,02 до 1,90% (средн. 0,30 %). Количество рассеянных остаточных битумоидов в этом горизонте очень низкое и не превышает 0,009 % на породу. Органическое вещество ниже- и среднекембрийских отложений Игаро-Норильского района находится, вероятно, на подэтапе $МК_3^1$ катагенеза.

Костинская свита и ее аналоги представлены доломитами и подчиненными им известняками. Отдельные горизонты этой свиты обладают хорошими коллекторскими свойствами. В них встречены миграционные битумы различного масштаба - от редких включений и жил до крупных нефтяных залежей, разрушенных в зоне гипергенеза. Содержание $C_{орг}$ в отложениях костинской свиты изменяется от 0,01 до 0,1 %, а битумоидов - от тысячных долей процента до 0,02 % на породу. Повышенные концентрации $C_{орг}$ в верхней части костинской свиты обусловлены обогащением этих горизонтов миграционными битумоидами.

Самой интересной в разрезе костинской свиты является ее верхняя часть, представленная тонкослоистыми известняками и доломитами. Содержание $C_{орг}$ в этих породах колеблется от 0,01 до 5,70 % на породу. Для них характерно и повышенное содержание битумоидов (до 0,8 % на породу). В бассейне рек Летняя и Сухая Тунгуска в этих отложениях описаны многочисленные следы миграции битумов. Органическое вещество костинской свиты, вероятно, достигло этапа $МК_2$ катагенеза.

В бассейне Нижней Тунгуски и на северо-востоке территории среднее содержание органического углерода в нижнекембрийских отложениях составляет 0,1 % на породу, а битумоидов - от 0,001 до 0,04 %. Для разреза северо-востока Тунгусского бассейна характерно наличие многочисленных следов миграции битумов. Органическое вещество кембрийских отложений в это районе находится, вероятно, на подэтапе $МК_1^2$ катагенеза.

Чопкинская свита, составляющая нижнюю, большую по толщине часть разреза среднего-верхнего кембрия, представлена глинисто-алевритистыми известняками и мергелями. Содержание $C_{орг}$ в них колеблется от 0,04 до 3,10 % на породу. Максимальные концентрации его фиксируются в нижней части свиты. Количество битумоидов в среднем составляет 0,006 - 0,02 %. На некоторых участках фиксируются следы миграционных битумов. Их особенностью является чрезвычайно высокое содержание УВ (73 %) и низкое - асфальтенов (2,2 %). Органическое вещество чопкинской свиты находится на этапе $МК_2$ и подэтапе $МК_3^1$ катагенеза.

На западе и на северо-востоке ОБ отложения верхнего кембрия представлены сероцветными оолитовыми и органогенно-обломочными известняками, содержание органического углерода в них не превышает сотых долей процента. Породы в участках улучшения коллекторских свойств насыщены битумом.

Вышележащие карбонатные отложения ордовика и силура характеризуются сравнительно низкими значениями содержания $C_{орг}$ (в пределах сотых и десятых долей процента на породу). Среди них иногда встречаются маломощные прослои терригенно-карбонатных пород с повышенным содержанием $C_{орг}$, достигающим 1-2 %. Количество битумоидов обычно не превышает сотых долей процента.

Наиболее обогащенной ОБ в разрезе силурийских отложений является толща "граптолитовых сланцев". Содержание $C_{орг}$ в ней иногда достигает 10 %, а битумоидов - 0,3 % на породу. В этой толще наблюдаются микроскопления битумов в виде жидких включений в полостях карбонатных конкреций и раковин наутилоидей. Хлороформенный экстракт этих включений содержит 68 % УВ, причем на метановонафтеновую фракцию при-

ходится 51 %, а асфальтены не превышают 5 %. Степень катагенетической преобразованности ОВ ордовиковских и силурийских отложений достигла подэтапа $МК_1^2$, а на северо-западе - этапов $МК_2$ - $МК_3$ катагенеза.

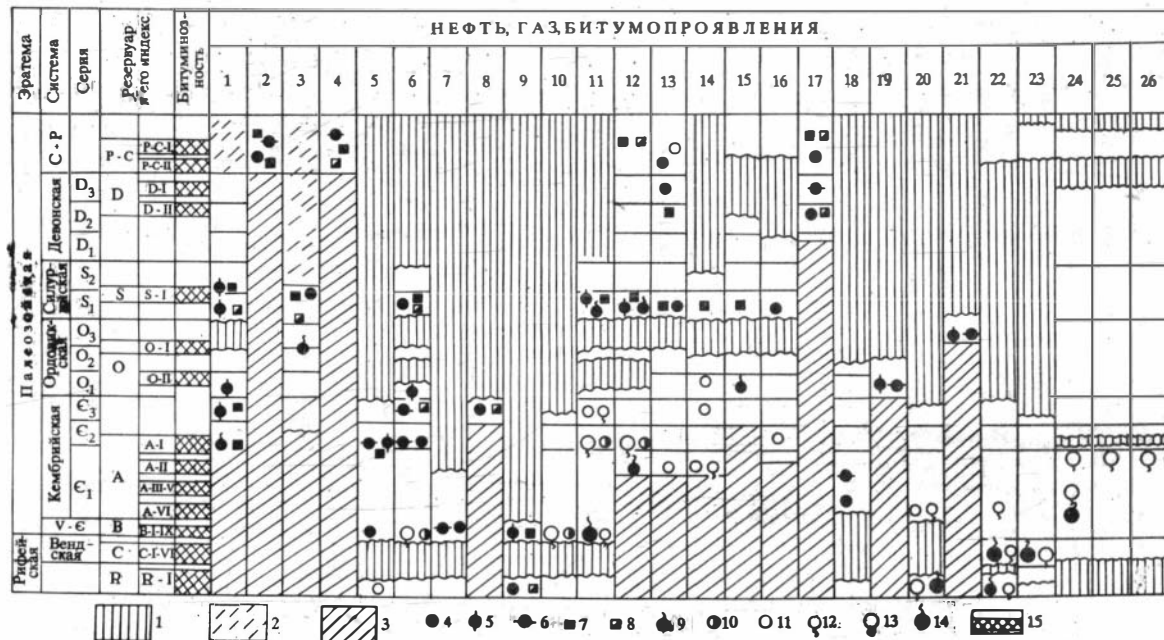
В терригенно-карбонатных сульфатоносных образований девока и нижнего карбона $C_{орг}$ в среднем составляет 0,12 %, а иногда достигает 4,5 %. Содержание битумоидов колеблется от тысячных до сотых долей процента. В пестроцветных терригенных отложениях количество $C_{орг}$ колеблется от 0,02 до 0,1 %, а битумоидов 0,002-0,005 %. Степень катагенетической превращенности ОВ девонских отложений на большей части территории достигла подэтапа $МК_1^2$ катагенеза, а на северо-западе - этапа $МК_2$ катагенеза.

Каменноугольные и пермские отложения характеризуются высокими содержаниями террагенного (гумусового) органического вещества (III тип ОВ). Количество $C_{орг}$ в них колеблется от 1,0 % в песчано-алевритовых до 1,7-2,3 % в глинистых породах и, соответственно, количество битумоидов в первых колеблется от 0,005 до 0,02 и во вторых - от 0,02 до 0,03 %. Степень катагенетической превращенности ОВ в верхнепалеозойских отложениях на большей части территории бассейна находится на этапе $МК_1$ катагенеза и лишь на северо-западе (в Норильском районе) достигает этапа $МК_2$ катагенеза.

Резервуары и покрышки

По материалам бурения и испытания скважин, изучения литологии и физических свойств горных пород в кернах скважин и в обнажениях обрамления Тунгусского ОБ в осадочном разрезе выделяется ряд продуктивных и перспективных нефтегазовых резервуаров (рис. 18).

В настоящее время не существует единой системы индексации резервуаров нефти и газа для западной части Сибирской платформы. В Предпатомском и Иркутском бассейнах, где открыты первые крупные месторождения углеводородов, была принята следующая их индексация: А - резервуары кембрия, Б - резервуары карбонатной части венда, В - терригенной части



Р и с. 18. Схема стратиграфической локализации нефтегазобитумопроявлений в резервуарах Тунгусского осадочного бассейна:

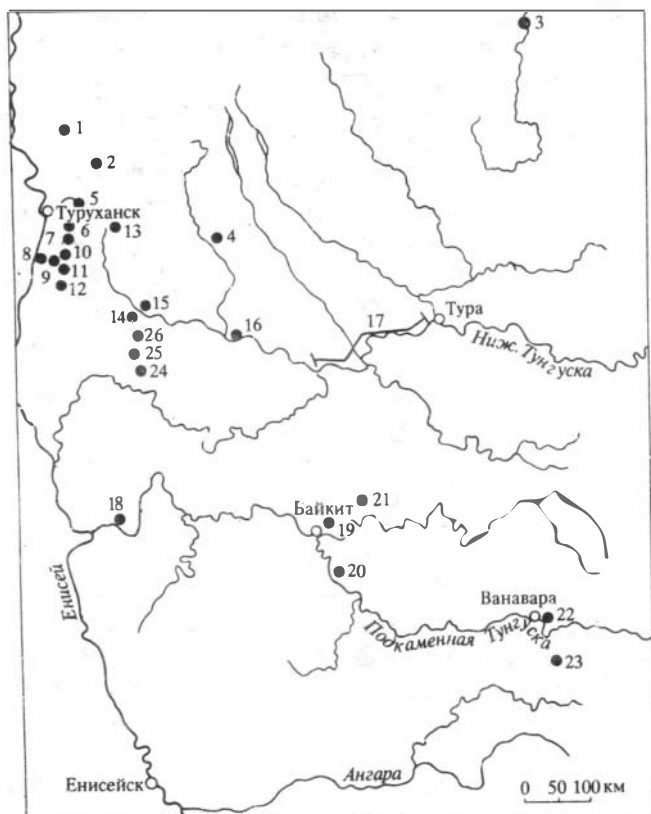
1 - отложения отсутствуют вследствие древнего или современного размыва; 2 - неисследованная часть разреза; 3 - не вскрытая скважинами часть разреза; 4 - битумопроявления; 5 - мальта; 6 - асфальт; 7 - антракосолит; 8 - керит; 9 - пленка, слабый приток нефти; 10 - газоконденсат; 11 - повышенные газонакопления; 12 - слабый приток газа; 13 - промышленный приток газа; 14 - промышленный приток нефти; 15 - битуминозные пласты; 1-26 см. на рис. 19.

венда. Каждому резервуару давался порядковый номер сверху вниз. Тунгусский осадочный бассейн имеет значительно больший стратиграфический диапазон нефтегазоносности. Поэтому для кембрийских и вендских отложений и ниже сохраняется индексация, принятая в Предпатомском бассейне, а для остальной части разреза резервуар индексируется знаком системы, к которой он принадлежит и порядковым номером сверху вниз.

Р и ф е й с к и й р е з е р в у а р является самым нижним в осадочном чехле и залегает непосредственно на фундаменте. Внутреннее строение рифейских отложений изучено недостаточно и только на окраинах Тунгусского ОБ, поэтому они объединены в единый рифейский резервуар. Мощность его от 0 до 4 км. Флюидопорами служат глинистые и глинисто-карбонатные горизонты в рифее.

В пределах Хантайско-Рыбнинского мегавала терригенные породы отличаются низкими значениями открытой пористости: в песчаниках 0,3-2,3 %, в алевролитах и аргиллитах, соответственно, 0,6-1,8 %. В центральной части Курейско-Бакланихинского мегавала в доломитах шорихинской свиты средняя пористость составляет 0,9 % при колебании от 0,3 до 3,0 %. В карбонатах нижнетунгусской свиты средняя пористость составляет 2,8 % при колебаниях от 0,3 до 22,4 %. Наиболее высокие ее значения обусловлены вторичной пористостью, которая, вероятно, возникла в результате перекристаллизации карбонатов, а также в период предвендского перерыва в зоне дезинтеграции. С последней связаны проявления асфальтовых битумов на Сухотунгусском вале (рис. 19).

В е н д с к и й р е з е р в у а р изучен в западной части Тунгусского бассейна и в Катангской седловине. В западной части бассейна терригенный коллектор встречается в основании платоновской и сухарихинской свит мощностью от 0 до 100 м. В Норильском районе вскрыты два пласта (1-2 м) песчаников с открытой пористостью 1,2 и 2,4 %. В Туруханском районе на Голыарской площади в низах платоновской свиты залегает песчаник мощностью 17 м. Средняя пористость их 9 % при максимальных значениях до 15 %. На Сухотунгусской площади выявлен песчаник мощностью 0,5 м, пористость которого 1,5 %.



Р и с. 19. Схема расположения основных нефтегазобитумопроявлений в Тунгусском осадочном бассейне:

Антиклинали: 1 - Курейская; 4 - Бильчанская, 5 - Голоярская, 8 - Усть-Сухотунгусинская, 9 - Сухотунгусинская, 19 - Байкитская. **Площади:** 6 - Нижнелетнинская, 7 - Верхнелетнинская, 10 - Володинская, 11 - Сухотунгуская, 12 - Сигово-Подкаменная, 15 - Ногинская, 18 - Лебяжинская, 20 - Куюмбинская, 26 - Нижнетунгусская. **Скважины:** 13 - Тунгусская, 14 - Анакитская, 16 - Тутончанская, 22 - Ванаварская. **Месторождения:** 23 - Собинское и Пайгинское, 24 - Моктаконское, 25 - Таначинское. **Обнажения:** 2 - р. Колю, 3 - р. Мойеро, 21 - р. Ниж.Чунку. 17 - Нижнетунгусский колонковый профиль.

Терригенные отложения, изученные в обнажениях, характеризуются более высокой пористостью. Так, на западном склоне Анабарского массива она составляет 8-20 %, на Хантайско-Рыбинском и Курейско-Бакланихинском мегавалах, соответственно, 1-4 и 13-15 %.

Флюидоупором служат вышележащие глинистые и глинисто-карбонатные пласты венда и венд-кембрия. Промышленные скопления УВ в вендском терригенном комплексе (ванаварская свита) установлены на Катангской седловине на Собинском и Пайгинском месторождениях, где выделяется пять пластов коллекторов.

Венд-кембрийский терригенно-карбонатный резервуар включает тэтэрскую свиту и ее стратиграфические аналоги - верхи платоновской и сухарихинской свит на западе и северо-западе. Скважинами этот комплекс изучен в пределах Курейско-Бакланихинского мегавала и Суригдаконского свода. Породы имеют среднюю пористость 2,9 % (в единичных образцах до 12 %), низкую проницаемость (менее $0,01 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$); в то же время они обладают высокой трещинной емкостью. На Сухотунгусской площади из трещинных коллекторов получены притоки нефти до $10 \text{ м}^3/\text{сут}$; на Нижнелетнинской площади - газа до 22 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ и нефти до $0,2 \text{ м}^3/\text{сут}$; на Володинской площади газа с конденсатом - до 13 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ (см. рис. 18, 19).

Кембрийский резервуар. В южной части Тунгусского ОБ выделяется ряд проницаемых пластов карбонатных пород - осинский и балыхтинский в усольской свите, христоворовский в низах бельской свиты, атовский в верхней половине среднебельской подсвиты, биркинский в верхах булайской свиты и бильчирский в верхней части ангарской свиты. Все эти горизонты представляют коллекторы трещинно-порового типа толщиной 20-100 м. Пористость их низкая (1-3 %), но иногда достигает 8-18 %. Пласты солей являются флюидоупорами.

В западной части Тунгусского ОБ и на восточном его обрамлении (западный склон Анабарской антеклизы) выделяется костинско-кындынский карбонатный резервуар, в объеме, соответственно, костинской и кындынской свит (до 1500 м), представленных рифогенной толщей доломитов, реже извест-

няков. Этот резервуар распространен, вероятно, и в центральной части бассейна. Пористость колеблется от 1,5 до 26,0 % . В нем открыто Подкаменное месторождение газа (Сухотунгусский вал). В северо-западной части бассейна этот резервуар сменяется плотными карбонатными породами, обладающими низкими коллекторскими свойствами.

В зоне фациального замещения кембрийских соленосно-карбонатных отложений карбонатными выделяются два региональных резервуара: нижний (межсолевой) и верхний (надсолевой). Флюидоупором между ними служат сульфатно-галогенно-карбонатные породы сурингдаконской свиты. Нижний (межсолевой) резервуар представлен галогенно-карбонатными и карбонатными породами абакунской и бурусской свит, а на юге - усольской и бельской свитами. В нем выделяются четыре пласта коллекторов: осинский, нижпетунгусский, кочумдекский и подсолевой.

Осинский пласт (A-VI) выделяется в низах усольской свиты и ее аналогов и представлен сульфатоносными, пористо-каверновыми, водорослевыми доломитами толщиной от 200 до 40 м. Значения открытой пористости изменяются от 3 до 11 %, а проницаемости - от $0,02 \cdot 10^{-12}$ до $121 \cdot 10^{-12}$ м³. С этим пластом связана залежь нефти на Моктаконской площади (см. рис. 18).

В бельской свите и ее аналогах выделяется три пласта - нижнетунгусский (A-V), кочумдекский (A-IV) и подсолевой (A-III). Первый из них толщиной до 80 м имеет пористость от 1 до 13 %, составляя в среднем 9 %, проницаемость от $0,01 \cdot 10^{-12}$ до $9 \cdot 10^{-12}$ м³. С этим пластом в Таначино-Моктаконской свите связаны притоки газированной пластовой воды, конденсата и газа.

Пласт A-IV (кочумдекский) и A-III (подсолевой) приурочены к нижебельской подсвите.

Кочумдекский пласт сложен доломитами с включениями и прослоями сульфатов в нижней части, пористо-каверновыми, на отдельных участках органогенными. В верхней части проницаемого пласта прослои пористых органогенных известняков достигают мощности от 0,5 до 10 м. Общая мощность пласта от 34 до 120 м. Средняя пористость пород равна 9,4 % при колебаниях от 1,2 до 25,6 %; значения проницаемости изменяются в широких пределах - от $0,01 \cdot 10^{-12}$ до $52,5 \cdot 10^{-12}$ м², в среднем

составляя $24,5 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$. Во всех скважинах Сурингдаконского свода получены притоки пластовой, часто газонасыщенной воды, а в Моктаконской скв.1 - приток пластовой воды и газа с конденсатом. Экранами этих пластов являются сульфатно-карбонатные породы. Подсолевой пласт А-III мощностью от 20 до 60 м сложен доломитами водорослевыми, пористыми. Пористость пород колеблется от 1 до 10 %, а газопроницаемость - от $0,01 \cdot 10^{-12}$ до $6,5 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$. При испытании пласта получены притоки пластовой воды, насыщенной газом. Флюидоупорами этих пластов являются сульфатно-карбонатные и сульфатно-галогенно-карбонатные породы.

Верхний (надсолевой) резервуар в пределах Сурингдаконского свода выделяется в объеме булайской, дельтулинской, таначинской и летнинской свит, а на юге - в объеме булайской, ангарской и эвенкийской свит. Экраном служат, соответственно, глинистые породы летнинской и эвенкийской свит. В составе верхнего резервуара прослеживаются два проницаемых пласта: сухотунгусский (А-II) и таначинский (А-I). В каждом из этих горизонтов выделяются несколько пластов коллекторов, разделенных маломощными регионально невыдержанными пластами - флюидоупорами сульфатно-карбонатных пород. Сухотунгусский пласт (А-II) приурочен к булайской свите. Толщина его колеблется от 20 до 60 м. Проницаемая часть представлена преимущественно доломитами с прослоями известняков. Породы водорослевые, пористые. Значения пористости изменяются от 0,6 до 12,4 %. В дельтулинской свите выделяется ряд пластов коллекторов, пористость которых изменяется от 5 до 28 %, а проницаемость - от $0,01 \cdot 10^{-12}$ до $107 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$. Они пока индексации не имеют. Таначинский пласт (А-I) мощностью 80 м представлен преимущественно известняками водорослевыми, пористыми, трещиноватыми, с прослоями доломитов. Пористость пород изменяется от 5 до 27 %, а проницаемость от $0,01 \cdot 10^{-12}$ до $28 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$. Из этого горизонта на Нижнетунгусской, Таначинской и Моктаконской площадях получены притоки газа и газоконденсата (см. рис. 19).

Ордовикский перспективный комплекс включает чуньский резервуар (О-II), представленный песчаниками байкитской свиты мощностью до 120 м и мангазейский резервуар (О-II). На

севере значения открытой пористости в байкитских песчаниках изменяются от 0,5 до 18,0 % при средних значениях от 4,2 до 18,0 % и средней проницаемости от $0,03 \cdot 10^{-12}$ до $2,06 \cdot 10^{-12}$ м². На Нижнетунгусской площади значения пористости изменяются от 0,7 до 16,0 % при средних значениях от 5,0 до 9,0 % и средней проницаемости от $0,3 \cdot 10^{-12}$ до $87 \cdot 10^{-12}$ м². Южнее, на Бахтинской площади пористость изменяется от 0,2 до 25,0 %, а газопроницаемость от $0,01 \cdot 10^{-12}$ до $489 \cdot 10^{-12}$ м².

Песчаники в ряде случаев подверглись интенсивному воздействию высоких температур внедрившихся интрузий. Коллекторские свойства пород изменяются по мере удаления от контакта с интрузией. В среднем только 10 % мощности свиты обладают полезной емкостью.

В силурийском нефтегазовом комплексе выделяется резервуар в объеме венлокского яруса (S_1). Проницаемой частью в нем являются кораллово-строматолитовые и водорослевые известняки и доломиты венлокского яруса. Экраном служат глинистые и сульфатные карбонаты и мергели лудловского яруса верхнего силура. Средние значения открытой пористости колеблются от 0,7 до 4,3 % при максимальных значениях до 14,4 %. Проницаемость не превышает $0,34 \cdot 10^{-12}$ м². С этими комплексами связаны многочисленные нефте-, газо- и битумопроявления. На Сухотунгусской площади в них содержится крупная асфальтовая залежь.

В девонском перспективном комплексе (Д-1) установлен юктинский зональный резервуар мощностью 20-40 м, он представлен карбонатными породами одноименной свиты, флюидоупор - карбонатно-сульфатными и карбонатно-терригенными породами накахозской свиты верхнего девона мощностью до 20 м. Открытая пористость карбонатных пород изменяется от 1 до 3 %, иногда повышается до 10-20 % в пористо-каверновых органогенных доломитах и известняках. В юктинском резервуаре широко распространены коллекторы порово-трещинного и трещинного типов. Характерно для данного резервуара отсутствие регионально выдержанных пластов-коллекторов. Проницаемость карбонатных пород изменяется от $0,04 \cdot 10^{-12}$ до $0,03 \cdot 10^{-12}$ м². С этим резервуаром связаны нефтепроявления в рудниках Норильского района и редкие включе-

ния асфальтовых битумов в керне скважин Тунгусского бассейна.

Пермский и средневерхнекаменноугольный (C_{2-3} - Р) резервуар представлен неравномерным чередованием пачек песчаников, алевролитов, глинистых пород и пластов каменного угля. В разрезе отсутствуют регионально выдержанные пласты песчаных пород. В северо-западном направлении песчанистость разреза снижается и песчаные осадки сменяются алевролитами, аргиллитами, глинами и карбонатными породами. Мощность пачек песчаников достигает 50-120 м, а общая мощность их от 120 до 300 м. В южных и юго-восточных районах пористость достигает 25-30 %, а на северо-западе менее 15 %. Толщина глинистых пластов (флюидоупоров) колеблется в пределах от 0,5 до 20 м. В районах, насыщенных траппами, песчаники, подвергшиеся термальному воздействию, имеют более низкие коллекторские свойства. Пористость в них снижается до 21 %.

ИСТОРИЯ НЕФТЕГАЗОГЕНЕРАЦИИ

В основу реконструкций истории нефтегазогенерации и формирования залежей углеводородов в Тунгусском ОБ положены представления о зональности нефтегазообразования, которые получили развитие в работах Н.Б.Вассоевича, В.С.Вышемирского, А.Э.Конторовича, С.Г.Неручева, А.А.Трофимука, В.А.Успенского и др. На их основе А.А.Трофимук и А.Э.Конторович [1973] предложили палеогеохимический метод определения основных этапов формирования залежей нефти и газа. Опираясь на него, в 1976 г. А.Э.Конторович, С.А.Кащенко, А.И.Ларичев, В.У.Петраков, О.Ф.Стасова и другие впервые провели анализ истории нефтегазообразования и формирования залежей нефти и газа в докембрийских и палеозойских отложениях Сибирской платформы. Для подобных реконструкций сибирскими геологами под руководством А.Э.Конторовича [1976, 1977]. была предложена для Тунгусского бассейна следующая глубинная зональность: верхняя зона интенсивного газообразования (ВЗГ) - 500-1700 м, зона начала и прогрессивного разви-

тия процессов нефтеобразования (ЗНПН) - 1500-3200 м, главная зона нефтеобразования (ГЗН) - 3200-4500 м, зона затухания процессов нефтеобразования (ЗЗПН) - 4500-5400 м, нижняя зона интенсивного газообразования (НЗГ) - 5100-6500 м.

Реконструкция палеотемператур в отложениях осадочного чехла Тунгусского ОБ была осуществлена по методике Л.А.Польстер, Ю.А.Висковского и др. [Историко-генетический метод..., 1984].

Изучив содержание и тип рассеянного органического вещества в осадочных толщах, его современную зрелость, авторы получили возможность количественно определить массу эмигрировавших из нефтематеринских пород углеводородов. Количество эмигрировавших углеводородов подсчитывалось по следующим формулам:

$$\text{для нефти } Q_{\text{эм}} = 2\rho H \beta C_{\text{орг.ост.}} C_{\text{орг}} \frac{K \cdot 10^2}{1-K} \text{ т/км}^2,$$

где ρ - плотность пород, т/м³; H - толщина, м; $C_{\text{орг}}$ - содержание органического углерода (в % на породу); $\beta C_{\text{орг.ост.}}$ - величина отношения битумоида остаточного к $C_{\text{орг}}$, %; K - коэффициент эмиграции;

$$\text{для газа } Q_{\text{г}} = \frac{1-\chi}{\chi} \gamma \rho H \frac{C_{\text{орг}}}{C_{\text{г}}} 10^4 \text{ т/км}^2,$$

где χ - доля органического вещества, сохранившаяся при достижении им определенного этапа катагенеза; γ - количество углеводородов газов (в % на сумму летучих, образовавшихся при достижении этого же этапа катагенеза); $C_{\text{г}}$ - % углерода в ОВ. Обоснование методики дано ранее [Конторович, 1976].

Рифейский терригенный, терригенно-карбонатный и карбонатный комплексы характеризуются длительной и сложной историей нефтегазообразования. К концу позднего рифея отложения внутриплатформенных бассейнов находились в ВЗГ и лишь на севере своей нижней частью вошли в ЗНПН при температурах до 60-80 °С. В окраинно-кратонных бассейнах на за-

паде и в авлакогенных бассейнах на востоке отложения комплекса находились в ВЗГ и ЗНПН, а нижние горизонты вошли в ГЗН и были прогреты до 170 °С (рис. 20-22).

Следовательно, к этому времени в рифейских отложениях в окраинных бассейнах интенсивно протекали процессы газо- и нефтеобразования. В благоприятных условиях в них могли формироваться газовые, нефтегазовые и нефтяные залежи.

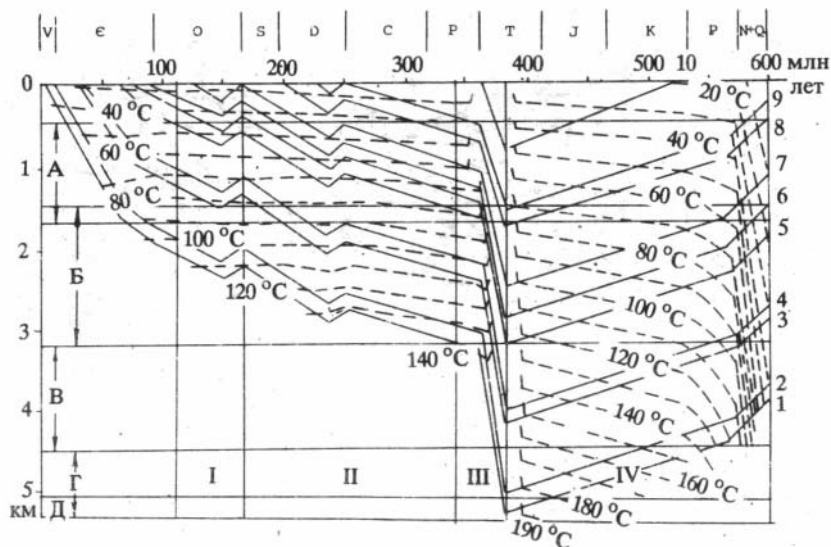
Однако в предвендское время произошла инверсия территории Тунгусского ОБ, сопровождаемая значительными тектоническими деформациями с последующей глубокой эрозией рифейских отложений. К этому времени интенсивность процессов нефтегазообразования значительно снизилась.

Процессы нефтегазообразования в рифейских отложениях вновь возобновились в фанерозое там, где ОБ пород сохранило свой генерационный потенциал. В кембрийскую эпоху вся территория была вовлечена в длительное и устойчивое прогибание, в результате которого рифейские отложения на большей части региона в пределах приподнятых участков вновь вошли в ГЗН, а нижние горизонты в крупных впадинах и краевых прогибах достигли нижней зоны газообразования, температуры в которой достигали порядка 230 °С. Такая же картина сохранилась и концу позднего палеозоя, хотя интенсивность* нефтегазообразования неоднократно замедлялась в ордовике и девоне вследствие регрессии.

За время триасового прогибания процессы нефтеобразования на большей части Тунгусского ОБ начали затухать, и отложения комплекса вошли в НЗГ, а в пределах Туринской и Верхнекочечумской впадин и Ламско-Хантайского мегапрогиба своей нижней частью даже опустились ниже нее.

Таким образом, к концу триаса рифейские отложения максимально реализовали свой нефтегазоматеринский потенциал. Интенсивность эмиграции жидких УВ на большей части территории не превышала 150-300 тыс. т/км² и лишь в пределах крупных впадин достигла 600 тыс. т/км². Интенсивность генера-

* Под интенсивностью следует понимать количество жидких и газообразных УВ, образовавшихся в нефтегазоматеринских толщах с площади в 1 км².

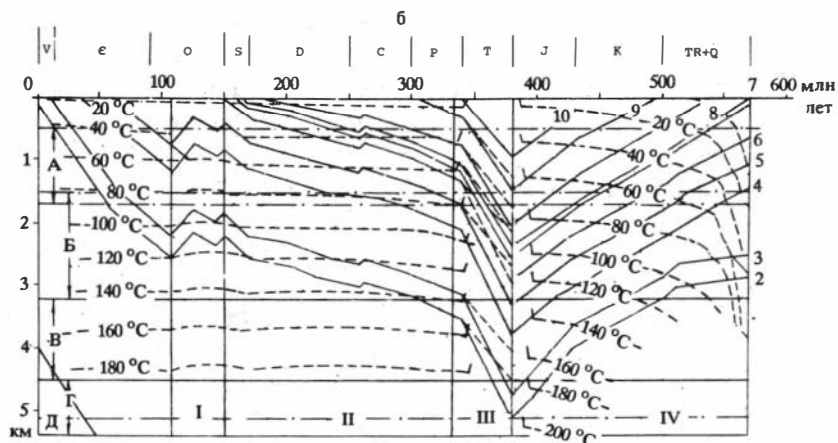
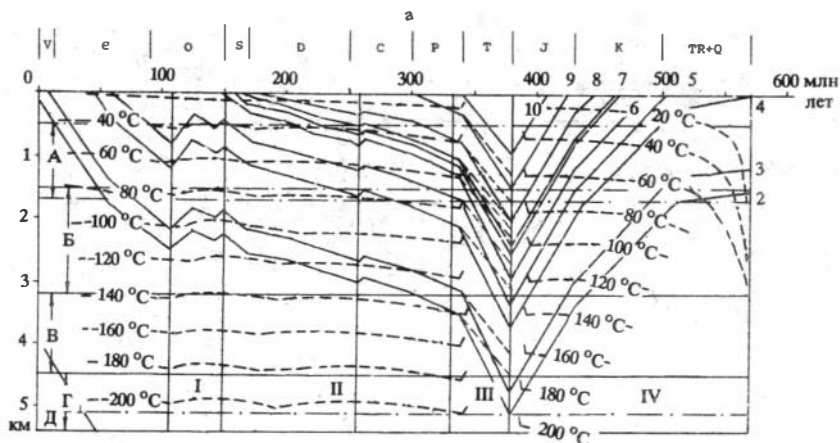


Р и с. 20. Реконструкции палеотемператур и история нефтегазообразования в осадочном чехле Сурингдаконского структурного выступа:

А - верхняя зона интенсивного газообразования, Б - зона начала прогрессивно-го развития процессов нефтеобразования, В - главная зона нефтеобразования, Г - зона затухания процессов нефтеобразования, Д - нижняя зона интенсивного газообразования. Этапы формирования залежей: 1 - раннепалеозойский, II - средне-верхнепалеозойский, III - время проявления траппового магматизма, IV - мезозойско-кайнозойский этап формирования, переформирования и разрушения залежей. Границы стратиграфических подразделений: 1 - подошва рифея; 2-5 - кровля: 2 - рифея, 3 - венда, 4 - булайской свиты, 5 - ангарской свиты нижнего - среднего кембрия; 6-10 - подошва: 6 - ордовика, 7 - силура, 8 - девона, 9 - верхнего палеозоя, 10 - триаса.

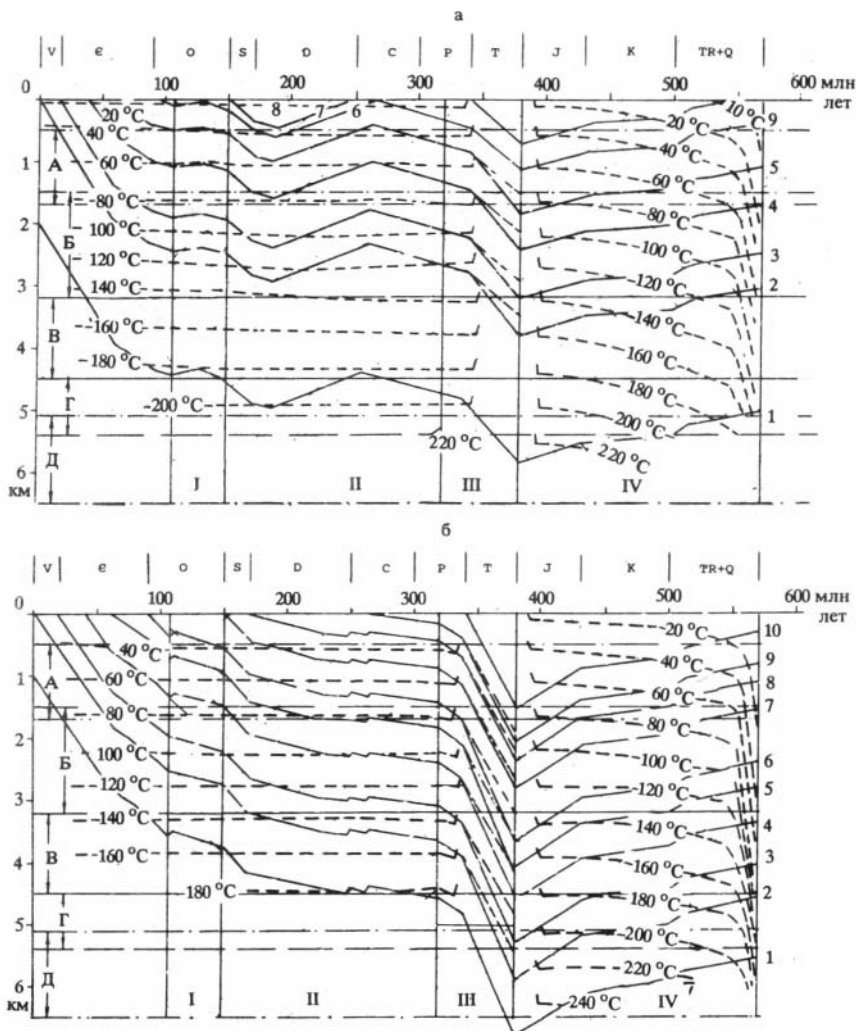
ции углеводородных газов колеблется от 100 до 750 млн $\text{м}^3/\text{км}^2$, достигая во впадинах и прогибах 20 млрд $\text{м}^3/\text{км}^2$.

Вендский терригенный, терригенно-карбонатный и карбонатный комплексы распространен почти повсеместно. Отложения комплекса в течение практически всего кембрия находи-



Р и с. 21. Реконструкция палеотемператур и истории нефтегазообразования в осадочном чехле Володинского (а) и Сухотунгусского (б) поднятий. Усл. обозн. см. на рис. 20.

лись в условиях устойчивого погружения. Процессы нефтегазообразования в отложениях комплекса начались еще в кембрии. Уже в булайское время они прошли верхнюю зону газообразования и к концу ангарского времени даже находились в ЗНПН.



Р и с. 22. Реконструкция палеотемператур и истории нефтегазообразования в осадочном чехле Катангской седловины (а) и Туринской впадины (б). Усл. обозн. см. на рис. 20.

Температура пород достигала 80-100 °С. В ГЗН они погружались в конце позднего силура. В течение девона и верхнего

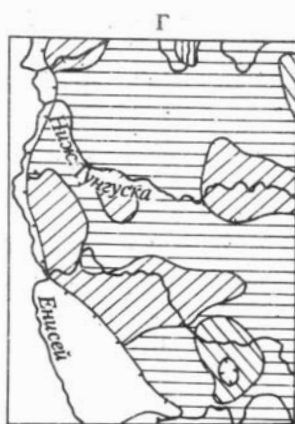
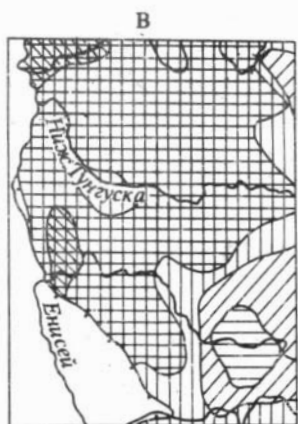
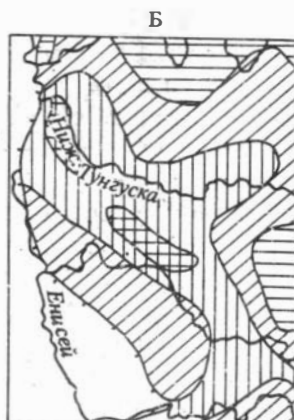
палеозоя отложения комплекса на большей части территории находились в ГЗН, и лишь в самых погруженных частях Верхнекочечумской впадины (4700 м) и Ламско-Хантайского мегапрогиба (4500-5000 м) они вошли в зону затухания процессов нефтеобразования (см. рис. 20-22). В результате мезозойско-кайнозойского прогибания процессы нефтегазообразования в вендских отложениях на юго-востоке территории начали затухать. В пределах Туринской впадины к северу и северо-западу от нее породы вошли в НЗГ, и в них интенсивно развивались процессы газообразования как за счет глубокого катагенного преобразования ОВ, так и за счет деструкции нефти, образовавшейся в дотриасовое время. Глубины погружения здесь достигли 6-7 км, температура - 220-260 °С.

Максимальная интенсивность эмиграции жидких УВ - 5 млн т/км² приурочена к центральной и северо-западной частям региона. В южном направлении значения интенсивности эмиграции жидких УВ закономерно уменьшаются до 30-50 тыс т/км². К концу триаса усилились и процессы газообразования. Максимальная интенсивность генерации углеводородных газов (УВГ) (до 1000-1500 м³/км²) приурочена к центральной и северо-западной частям региона, а минимальная - к югу (рис. 23).

Во время максимального погружения этих отложений в пределах сводов и прилегающих к ним впадинах существовали условия, благоприятные для сохранения газовых залежей. На остальной территории (междуречье Нижней и Подкаменной Тунгуски) условия были благоприятны для сохранения нефтегазовых, газоконденсатных и газовых залежей.

Нижне-среднекембрийские отложения представлены на севере преимущественно карбонатными, а на юге - галогенно-карбонатными отложениями. Наиболее высоким нефтегазопроизводящим потенциалом обладали отложения шумнинской свиты нижнего - среднего кембрия. Генерация УВ в них происходила в условиях устойчивого погружения. Если верхние горизонты находились еще на стадии диагенеза, то нижние уже вошли в ВЗГ и частично в ЗНПН.

На конец ордовикского периода нижние горизонты отложений на всей территории находились в ЗНПН, а верхние - не



150 0 150 300 450 600 км



Р и с. 23. Схематические карты масштабов эмиграции битумоидов в отложениях венда и кембрия:

А - венд, Б - усольская свита и ее аналоги. В - ленский и амгинский ярусы кембрия (бельская, булайская, ангарская свиты и их аналоги), Г - средний-верхний кембрий. Количество эмигрировавших битумоидов (в тыс. т/км²): 1 - 5-10; 2 - 10-20; 3 - 20-50; 4 - 50-100; 5 - 100-200; 6 - 200; 7 - 500-1000; 8 - граница современного распространения отложений.

вышли из ВЗГ. Температура прогрева в них в основном не превышала 120 °С. К концу позднего палеозоя нижние горизонты отложений на всей территории, за исключением Катангской седловины, находились в ГЗН. В Катангской седловине эти горизонты не вошли из ЗНПН (см. рис. 20-22).

Верхняя часть ниже-среднекембрийских отложений к концу позднего палеозоя на большей части ОБ находилась еще в ЗНПН и лишь в северо-западной части региона (Ламско-Хантатский прогиб) они вошли в ГЗН.

Таким образом, в начале триаса отдельные горизонты находились в различных зонах нефтеобразования. За время триасового погружения в отложениях комплекса довольно интенсивно протекали процессы нефтеобразования. В пределах Катангской седловины только нижняя часть отложений вошла в ГЗН, а верхняя не вышла из зоны ЗНПН. Севернее почти вся толща погрузилась в ГЗН, а затем в зону затухания процессов нефтеобразования, а на крайнем северо-западе даже прошла ее, войдя в нижнюю зону газообразования.

Интенсивность эмиграции жидких УВ в отложениях уольской свиты и ее возрастных аналогов увеличилась с юга на север от 15 тыс. т/км² в Катангской седловине до 200 тыс. т/км² на севере (см. рис. 23). Интенсивность генерации углеводородных газов в этих отложениях к концу позднего палеозоя на большей части территории не превышала 5 млн м³/км². Более высокая интенсивность генерации газов (до 30 млн м³/км²) фиксируется в Катангской седловине, Туринской и Верхнекочевумской впадинах и Ламско-Хантатском мегапрогибе. К концу триасового периода интенсивность газообразования возросла в северной части региона до 250 млн м³/км² (рис. 24).

В отложениях шумнинской свиты и ее возрастных аналогов в северной части региона интенсивность эмиграции жидких УВ достигает максимальных значений 5-10 млн т/км², постепенно снижаясь в юго-восточном направлении, в сторону Катангской седловины, до 30-50 тыс. т/км² (см. рис. 23).

Интенсивность генерации углеводородных газов в северной части региона достигала более 750 млн м³/км². Невысокая генерационная продуктивность толщ фиксируется в юго-восточ-

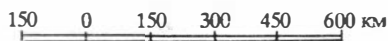
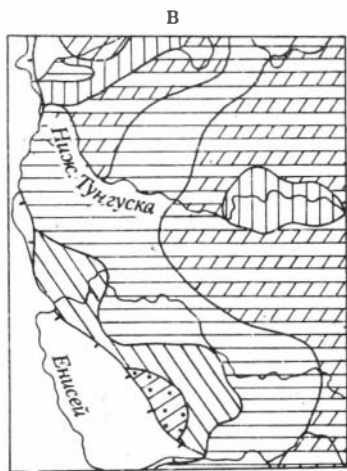
ной части территории, достигая в пределах Катангской седловины 10-50 млн м³/км² (см. рис. 24).

Таким образом, условия, существующие на время максимального погружения ниже-среднекембрийского комплекса на юге региона являются благоприятными для формирования нефтяных скоплений, а в северной части - нефтегазовых, газоконденсатных и газовых скоплений. В пределах Ламско-Хантайского прогиба и Анамского свода отложения перспективны для обнаружения в них только газовых УВ.

Средне-верхнекембрийский комплекс по литологическому составу и условиям седиментации осадков подразделяется на два типа разрезов, близких по условиям формирования: южный (эвенкийский) и северный (летнинско-пелядкинский). Первый из них представлен красноцветными карбонатными и частично сульфатоносными породами мощностью до 400-600 м, сформировавшимися в прибрежно-континентальных и лагунных условиях, крайне неблагоприятных для накопления и захоронения ОВ. В позднекембрийскую эпоху на севере отлагались сероцветные водорослевые и оолитовые известняки с прослоями пестроцветных доломитов (усть-пелядкинская свита и ее аналоги).

В раннем ордовике отложения среднего и верхнего кембрия были вовлечены в устойчивое погружение, которое в среднем и верхнем ордовике неоднократно сменялось воздыманием. В силуре - перми отложения комплекса на большей части ОБ находились в ВЗГ, и лишь на северо-западе они вошли в ЗНПН; в пределах Ламско-Хантайского прогиба они достигли ГЗН.

Наиболее важный этап в истории нефтегазообразования в средне-верхнекембрийском комплексе приходится на триасовое время, когда мощные трапповые излияния сопровождались интенсивным прогибанием всей территории. Вероятно, часть газовых и значительная часть жидких скоплений углеводородов, сформировавшихся в дотриасовое время, была разрушена. В триасе эти толщи погрузились на максимальные глубины, которые на севере и северо-западе составляли более 4,5 км и находились в зоне затухания процессов нефтеобразования. На остальной, большей части ОБ, в отложениях комп-



Р и с. 24. Схематические карты масштабов образования углеводородных газов в отложениях:

А - венд, Б - усольская свита и ее аналоги, В - ленский и амгинский ярусы кембрия (бельская, булайская, ангарская свиты и их аналоги), Г - средний-верхний

кембрий. Количество образовавшихся углеводородных газов (в млн $\text{м}^3/\text{км}^2$): 1 - 1, 2 - 1-5, 3 - 5-10, 4 - 10-20, 5 - 20-50, 6 - 50-100, 7- 100-200; 8 - граница современного распространения отложений.

лекса интенсивно развивались процессы нефтеобразования (см. рис. 20-22).

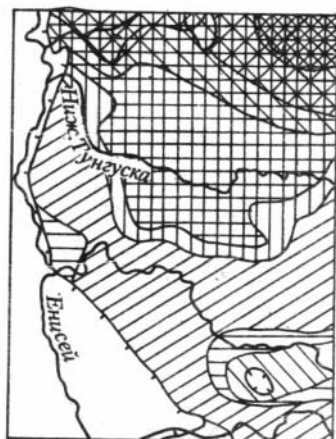
Масштаб эмиграции жидких углеводородов на севере был высоким и достигал максимальных значений 2-3 млн $\text{т}/\text{км}^2$ в районе Ламско-Хантайского прогиба, Анамского свода и Верхнекочечумской впадины. На юге территории (Катангская седловина) масштаб эмиграции был низким и не превышал, в основном, 50 тыс. $\text{т}/\text{км}^2$ (рис. 25).

Интенсивность генерации углеводородных газов на юге региона также была низкой и не превышала 30 млн $\text{м}^3/\text{км}^2$, а на севере и северо-западе она достигала 2000 млн $\text{м}^3/\text{км}^2$ (см. рис. 24).

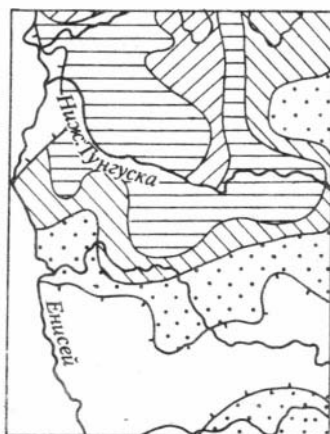
В центральной и северной частях бассейна в отложениях комплекса условия были благоприятны для сохранения нефтяных и нефтегазовых скоплений УВ.

Ордовикско-силурийский комплекс сформировался в условиях эпиконтинентального бассейна с периодической сменой трансгрессивных и регрессивных этапов. К началу триаса они не вышли из верхней зоны газообразования, а в пределах Катангской седловины даже находились в зоне диагенетического преобразования ОВ. В дальнейшем, после максимального погружения (конец триаса), процессы нефтегазообразования в отложениях ордовика и силура значительно усилились. В главную зону нефтеобразования ордовикско-силурийские образования были вовлечены в Туринской впадине (см. рис. 22). В районе Ламско-Хантайского прогиба и Анамского свода эти отложения вошли в зону затухания процессов нефтеобразования. С начала траппового магматизма скопления углеводородов в этих отложениях были, вероятно, разрушены. Об этом свидетельствуют многочисленные проявления метаморфизованных битумов (керитов и антраксолитов) в пределах структур западного обрамления Тунгусской синеклизы, являющихся продуктом термаль-

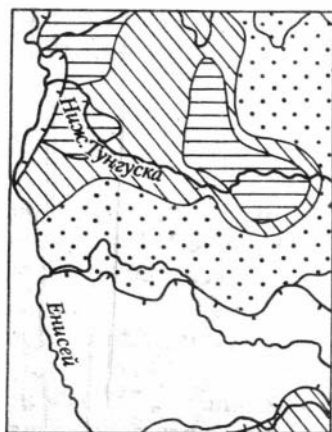
А



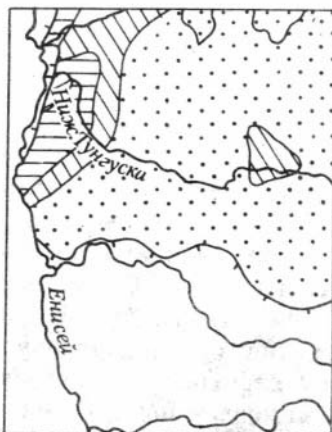
Б



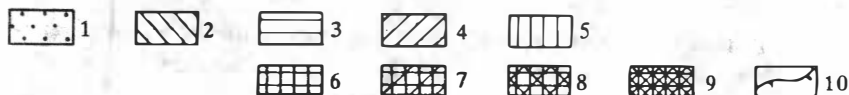
В



Г



150 0 150 300 450 600 км



Р и с. 25. Схематические карты масштабов эмиграции битумоидов в отложениях верхнего кембрия, ордовика и силура:

А - верхний кембрий, Б - нижний ордовик, В - средний-верхний ордовик, Г - нижний силур (граптолитовые сланцы). Количество эмигрировавших битумоидов (в тыс. т/км²): 1 - 5; 2 - 5-10; 3 - 10-50; 4 - 50-100; 5 - 100-200; 6 - 200-500; 7 - 500-1000; 8 - 1000-2000; 9 - 2000-5000; 10 - граница современного распространения отложений (штрихи в сторону отсутствия).

ного воздействия внедрившихся интрузий на жидкие углеводороды.

В послетриасовое время для территории Тунгусского ОБ характерно общее воздымание, наиболее активно проявившееся в его краевых частях, что вовлекло эти отложения в зону гипергенеза, а в некоторых районах привело к частичной или полной их эрозии. Естественно, что эти условия не благоприятствовали сохранению залежей нефти и газа.

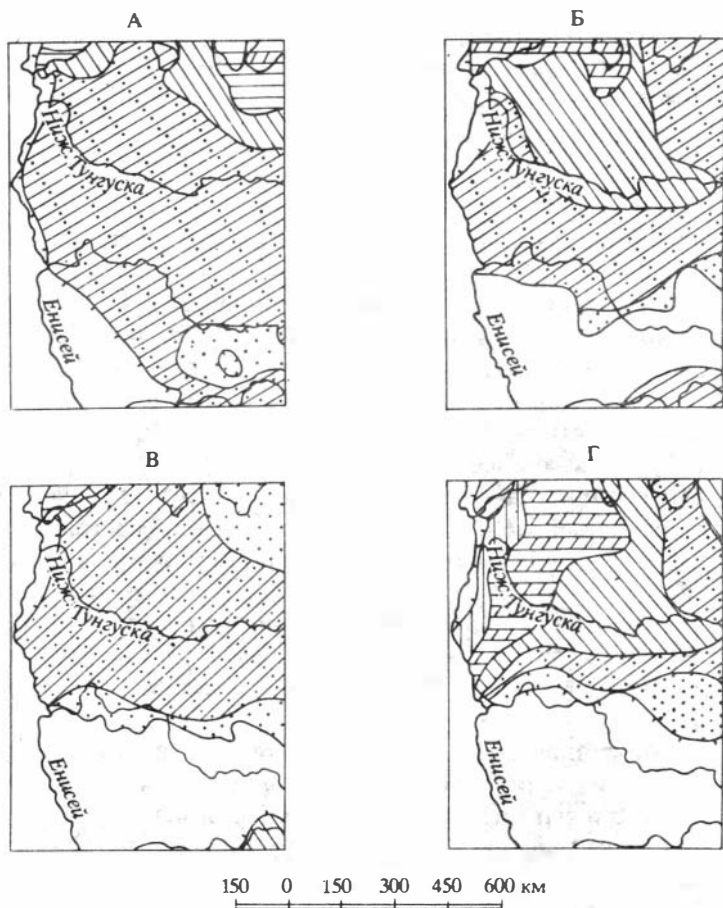
Интенсивность эмиграции битумоидов из отложений нижнего ордовика в юго-восточной части региона составляла 30-50 тыс. т/км², постепенно увеличиваясь в северо-западном направлении до 200 тыс. т/км² в Туринской впадине и достигая 0,5-1 млн т/км² в Ламско-Хантайском прогибе (см. рис. 25).

В этом же направлении изменялась и интенсивность генерации углеводородных газов от 10-30 до 500-600 млн м³/км² (рис. 26).

Аналогичная схема распределения плотностей генерации характерна и для средне-верхнеордовикских отложений. Интенсивность эмиграции жидких УВ изменяется от 30 до 100 тыс. т/км², а углеводородных газов от 30 до 500 млн м³/км² (см. рис. 25,26).

В граптолитовых сланцах нижнего силура интенсивность эмиграции УВ изменялась с юго-востока на северо-запад от 50 до 500 тыс. т/км², газа - от 10 до 100 млн м³/км². В карбонатной части силура интенсивность эмиграции изменялась от 5 тыс. т/км² на юге до 1000 тыс. т/км² на севере. В этом же направлении изменялась и интенсивность генерации УВ газов от 25 до 500 млн м³/км² (см. рис. 25, 26).

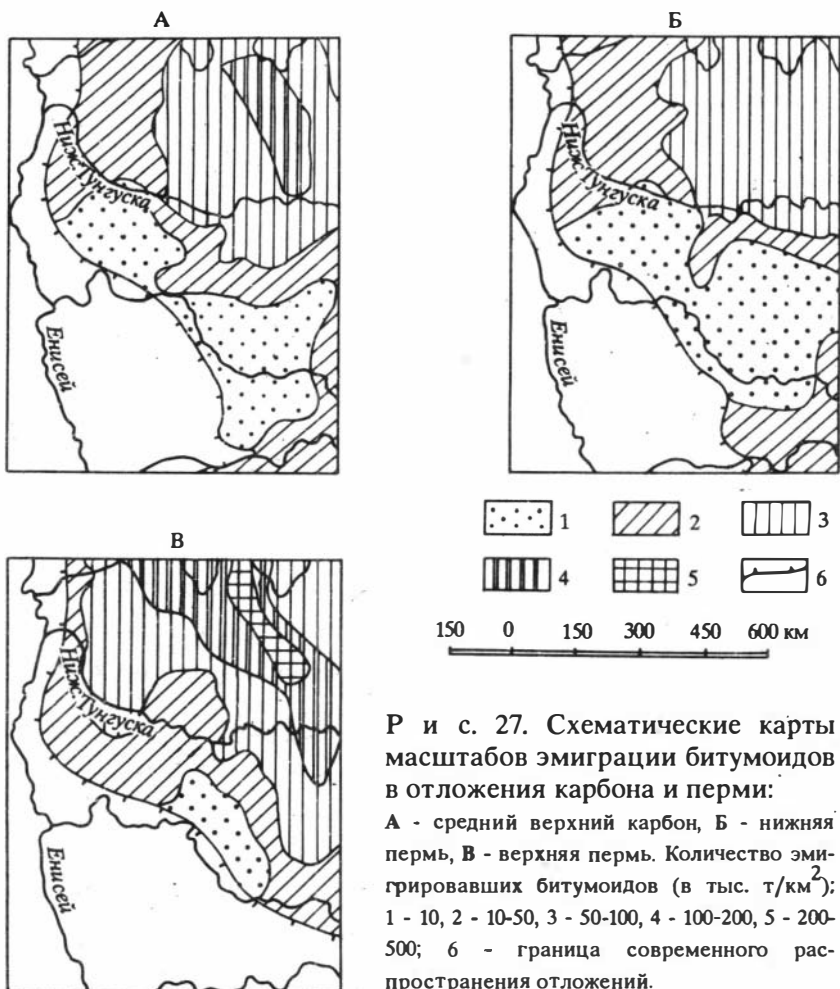
Таким образом, на большей части территории распространения ордовикских и силурийских отложений во время



Р и с. 26. Схематические карты масштабов образования углеводородных газов в отложениях:

А - верхний кембрий, Б - нижний ордовик, В - средний-верхний ордовик, Г - граптолитовые сланцы нижнего силура. Количество образовавшихся углеводородных газов (в млн $\text{м}^3/\text{км}^2$) 1-8 - см. на рис. 24.

максимального погружения условия были благоприятными для формирования и сохранения нефтяных и нефтегазовых скоплений. В наиболее погруженной северо-западной части ОБ в них

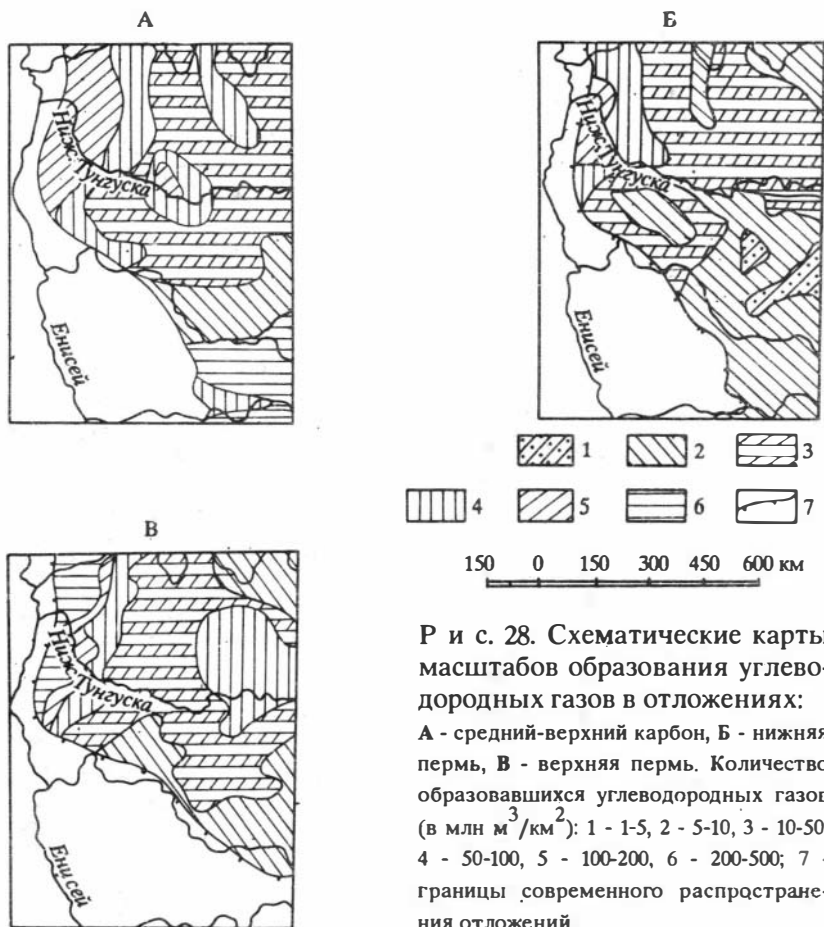


Р и с. 27. Схематические карты масштабов эмиграции битумоидов в отложения карбона и перми:

А - средний верхний карбон, Б - нижняя пермь, В - верхняя пермь. Количество эмигрировавших битумоидов (в тыс. т/км²): 1 - 10, 2 - 10-50, 3 - 50-100, 4 - 100-200, 5 - 200-500; 6 - граница современного распространения отложений.

могут находиться только нефтегазовые и газоконденсатные залежи УВ.

Девонские и нижнекаменноугольные отложения за время позднепалеозойского и триасового погружения на большей части территории прошли ВЗГ и достигли ЗНПН, и лишь на севе-



ро-западе (Норильский район) ГЗН. В них могут сохраниться нефтегазовые, а на северо-западе газонефтяные и нефтяные скопления УВ.

Угленосные отложения карбона и перми также достигли на большей части территории ЗНПН, и лишь на севере - ГЗН. Соответственно, масштаб генерации углеводородов в них на большей части территории был велик (рис. 27, 28).

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

Основные этапы миграции

Закономерности пространственного распределения битумов в разрезе и по площади, изменение их состава, приуроченность к антиклинальным структурам и зонам разрывных нарушений свидетельствует о том, что на рассматриваемой территории широко протекали процессы вертикальной и латеральной миграции нефти.

Выделено пять основных этапов миграции УВ: поздне-рифейский, палеозойский (дотрапповый), позднепалеозойский-раннемезозойский (трапповый и посттрапповый), мезозойско-кайнозойский и новейший. Третий этап подразделяется на три стадии: высокотемпературную гидротермальную, среднетемпературную гидротермальную и низкотемпературную гидротермальную [Баженова, Кащенко, 1971].

Критериями выделения этапов миграции явились пространственные взаимоотношения различных классов битумов с теми или иными геологическими образованиями (структурами, интрузиями, гидротермальными минеральными комплексами и т.д.), формирование которых происходило в разное геологическое время. При этом учитывался относительный возраст трещин, выполненных битумами, степень преобразованности последних, а также взаимоотношения различных классов битумов. Выделяемые этапы миграции нельзя полностью отождествлять с этапами формирования залежей - для достоверного суждения о формировании последних в настоящее время пока нет данных: эти этапы представляют лишь этапы поступления нефти в те участки, где сегодня их можно наблюдать в самих залежах, на пути к ним и в ореолах их разрушения.

Условия и этапы формирования залежей нефти и газа

Условия формирования залежей нефти и газа в рифейских и палеозойских толщах Тунгусского ОБ уже более двадцати лет привлекают внимание исследователей. Опираясь на палеогеохимический метод, в 1976 г. впервые была произведена ре-

конструкция истории формирования залежей УВ в докембрийских и палеозойских отложениях Сибирской платформы [История залежей..., 1978].

Развитие Тунгусского бассейна проходило преимущественно в условиях длительного опускания с периодическими инверсионными этапами и связанными с ними структурными перестройками и формированием ловушек, а также проявления широкого по своим масштабам траппового магматизма.

Наиболее древняя эпоха интенсивного нефтегазообразования в отложениях рифея происходила в позднем рифее в пределах авлакогенов и передовых прогибов, где они имели значительную толщину. Нижние горизонты рифея здесь достигали ГЗН, а верхние находились в ВЗГ. О процессах нефтегазообразования в довендское время свидетельствуют находки различных по своему составу битумов. В пределах большей части Тунгусского ОБ, где отложения комплекса не превышали 2 км, преобладали процессы газообразования. В течение длительного континентального перерыва в осадконакоплении и перестройки структурного плана значительная часть сформировавшихся залежей углеводородов была переформирована либо разрушена. Современные перспективы нефтегазоносности рифея можно связать с более поздними этапами в зонах генерации УВ в фанерозое, где ОБ сохранило в той или иной мере генерационный потенциал.

Второй этап нефтегазообразования в отложениях рифея, венда, венд-кембрия и нижнего кембрия имел место в ордовике (см. рис. 20-22). К этому времени в ГЗН вошли и более верхние горизонты рифея в передовых прогибах и авлакогенах, а нижние горизонты достигли НЗГ. Отложения венда и нижнего кембрия нижней своей частью находились в ЗНПН, а верхней - в ВЗГ. В формировавшихся ловушках в ордовикское время происходила аккумуляция углеводородов. Интенсивность процессов нефтегазообразования увеличивалась в течение силура, девона и позднего палеозоя. Отложения венда и нижнего кембрия во впадинах и прогибах к этому времени достигли ГЗН, образования рифея полностью вошли в ГЗН, а нижние горизонты даже прошли ее. На большей платформенной части бассейна отложения комплекса находились в ГЗН.

Третий этап интенсивного нефтегазообразования в отложениях рифея, венда, нижнего кембрия имел место в перми и раннем триасе. В процессы нефтегазообразования были вовлечены и вышележащие отложения ордовика, силура, девона, карбона и перми. В предтриасовое время произошла инверсия территории, сопровождавшаяся глубоким размытием обрамления Тунгусского ОБ. Существенная перестройка структурного плана создала благоприятные условия для миграции и переформирования залежей нефти и газа.

В этот этап в отложениях нижнего палеозоя формировался единый очаг нефтегазообразования. Реализация в них ГЗН приходится на разные моменты пермо-триасовой истории бассейна. Основные зоны нефтенакопления приурочены к сводовым поднятиям и структурным выступам. Указанные комплексы являются преимущественно нефтеносными, поскольку на большей части территории они не погружались в ЗНГ.

Четвертый этап в истории формирования залежей УВ связан с позднепалеозойским и триасовым трапповым магматизмом. С одной стороны, процессы воздействия траппового магматизма привели к разрушению части залежей, а с другой - интенсифицировали нефтеобразование, подняв глубину ГЗН до пермских отложений.

Пятый этап истории залежей связан с послетриасовой общей инверсией и выводом части палеозойских толщ в зону гипергенеза или на поверхность. Именно эти процессы привели к образованию всей гаммы битумов, к рассеиванию УВ из древних и формированию более молодых залежей. В условиях подъема территории происходило снижение пластовых давлений и температур, что способствовало интенсивной дегазации пластовых вод и выделению из них значительных объемов УВГ, которые могли аккумулироваться в залежи.

Итак, в пределах Тунгусского бассейна основные скопления нефти связаны с отложениями нижнего - среднего кембрия, ордовика и силура. Вендские и рифейские отложения в основном газоносны. На территории Катангской седловины нефтеносными являются и вендские и в меньшей степени - нижне-среднекембрийские отложения.

Основные месторождения

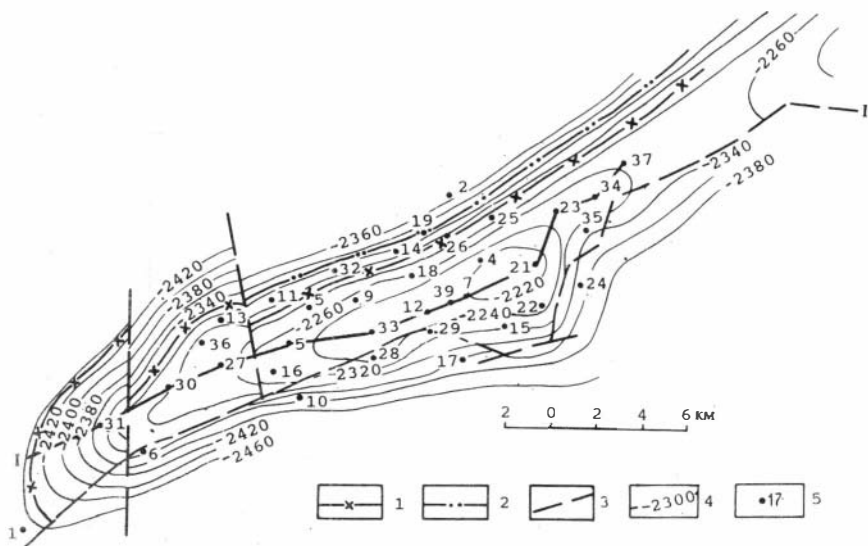
На территории Тунгусского ОБ открыто несколько месторождений нефти и газа, из которых три заслуживают наибольшего внимания.

Собинское нефtekонденсатное месторождение располагается в бассейне р.Катанга (Подкаменная Тунгуска) в 35 км южнее пос.Ванавара и приурочено к Собинскому валообразному поднятию, осложняющему юго-западное окончание Собинско-Тэтэрского выступа.

Месторождение открыто в 1981 г. поисковой скважиной. Разведка окончена в 1988 г. Всего здесь пробурено 15 поисковых и 18 разведочных скважин глубиной от 2621 до 3016 м. Продуктивным комплексом служат терригенные отложения ванаварской свиты, в которой обособляются пять продуктивных горизонтов В-I, В-II, В-III, В-IV и В-V, представленных песчаниками и разделенных слоями и пачками аргиллитов мощностью 5-35 м. Месторождение многозалежное - всего выявлено и разведано шесть залежей нефти и газа с конденсатом. Залежи пластовые, сводовые, литологически и тектонически экранированные. Пластовое давление несколько превышает гидростатическое, а температуры изменяются от +29 до +32 °С. Продуктивное поле приурочено к сводовой части Собинского поднятия. Пласты-коллекторы В-III - В-V, расположенные в подошве ванаварской свиты, образуют единую залежь с общим контактом.

В северном крыле поднятия, в пласте В-III, в результате локальной глинизации коллектора сформировалась самостоятельная залежь, литологически экранированная. Дизъюнктивными нарушениями Собинское поднятие расчленено на ряд блоков, в пределах которых выделились самостоятельные залежи в пластах-коллекторах В-I и В-II обособляются. Об этом свидетельствуют различия в гипсометрическом положении газонефтяных и водонефтяных контактов в одних и тех же пластах-коллекторах и присутствие различных флюидов в одноименных пластах-коллекторах в различных блоках (рис. 29,30).

Центральный блок охватывает сводовую часть месторождения. В нем разведано три залежи - единая залежь в пластах

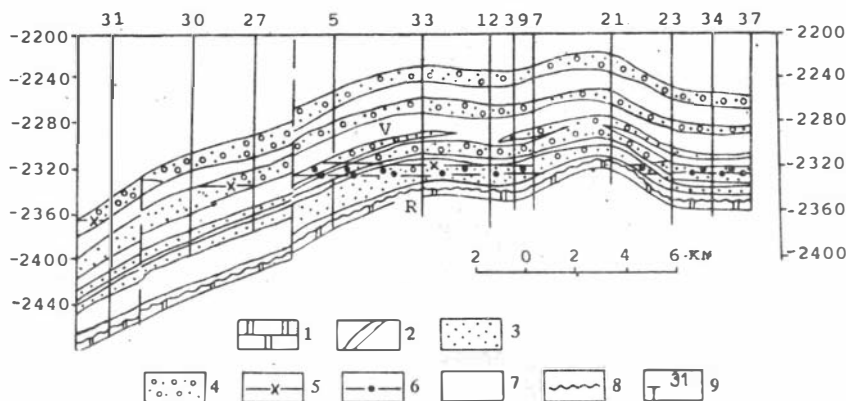


Р и с. 29. Структурная карта Собинского месторождения по подошве пласта В-I [Нефтегазоносность..., 1990]:

I-I - линия геологического разреза; 1 - контур газоносности и 2 - нефтеносности; 3 - разрывные нарушения; 4 - стратоизогипсы (в метрах); 5 - скважины и их номера.

В-III, В-IV, В-V и пластах В-I, В-II. В пределах всего блока пласты-коллекторы сложены песчаниками, реже - алевролитами. Пористость их колеблется от 2,3 до 25 %, проницаемость достигает $40 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Газонефтяной контакт (ГНК) зафиксирован на абсолютной отметке -2314 м, водонефтяной (ВНК) - на отметке -2322 м. Общая высота залежи 48 м, из них нефтяной оторочки - 8 м. Залежь среднедебитная, по запасам нефти и газа - крупная. Резко преобладают запасы газа.

Залежь в пласте В-II однопластовая, литологически экранированная. По восстанию пласт В-II замещается на глинистые алевролиты, то же самое происходит по простиранию пласта. На севере залежь ограничена контуром нефтегазоносности. Притоки газа при испытании пласта достигали 90 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$, нефти - $0,7 \text{ м}^3/\text{сут}$. Газонефтяной контакт условно проведен на



Р и с. 30. Геологический разрез Собинского месторождения [Нефтегазоносность..., 1990]:

1 - доломиты; 2 - прочие осадочные породы; 3 - пласт-коллектор; 4 - продуктивная часть пласта-коллектора; 5 - контур газоносности и 6 - нефтеносности; 7 - разрывные нарушения; 8 - поверхность несогласия; 9 - скважина и ее номер.

абсолютной отметке -2381 м, водонефтяной -2425 м. Высота залежи 85 м, в том числе нефтяной части - 44 м.

Пласт В-II сложен песчаниками пористостью от 7 до 22 %, проницаемостью $0,6-125 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Участки с улучшенными коллекторскими свойствами приурочены к своду структуры. Мощность пласта колеблется от 5,5 до 19 м. Залежь однопластовая, тектонически экранированная, нефтегазоконденсатная. Притоки газа составляли от 80 до 225 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. Нефтяная оторочка вскрыта восьмью скважинами, притоки нефти достигали $28 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Водонефтяной контакт расположен на абсолютной отметке -2342 м, ГНК -2294 м. Высота залежи 94 м, в том числе нефтяной оторочки 48 м. Залежь среднедебитная, по запасам газа средняя. Запасы нефти небольшие.

Пласт В-I сложен песчаниками, пористость их колеблется от 8,5 до 16 %, проницаемость от $0,1-162 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Тип коллектора поровый. Мощность пласта меняется от 15 до 26 м. Залежь

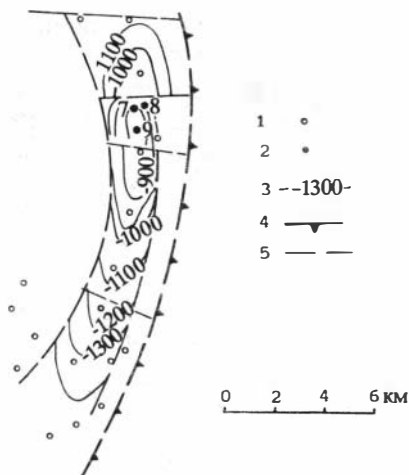
нефтегазоконденсатная, пластовая, сводовая, тектонически экранированная, на юге и западе она ограничена разломами, на севере и востоке - контуром нефтегазоносности. Притоки газа колеблются от 48 до 345 тыс. м³/сут. Нефтяная оторочка расположена на севере и северо-востоке блока. На западе и на юго-западе залежь ограничена разломами. Приток нефти составил 27 м³/сут. ВНК установлен на отметке -2322 м. Высота залежи составляет 109 м, в том числе нефтяной оторочки - 16 м. Залежь среднедебитная, по запасам газа средняя. Запасы нефти небольшие.

Западный блок охватывает западную периклиналь Собинского поднятия. Содержит две залежи в пластах В-I и В-II, газоконденсатные, пластовые, тектонически экранированные. Из залежи пласта В-II получен приток газа 120 тыс. м³/сут. Газоводяной контакт установлен на отметке -2334 м. Высота залежи 12,3 м.

Из пласта В-I приток газа составил 183 тыс. м³/сут. Газоводяной контакт установлен на отметке -2334 м. Высота залежи 39 м.

Нефть пласта В-I имеет плотность 816-836 кг/м³. Содержание твердых парафинов 1,6-5,9 %, серы 0,28 %, смолы и асфальтенов мало. Нефть пласта В-II имеет плотность 824-852 кг/м³, содержание серы до 2,7 %. Нефть пласта В-IV имеет плотность 847 кг/м³, содержание твердых парафинов 1,28 %. В свободных газах содержание (в %): метана 62,7-65,8, этана 4,56-4,96, пропана 1,66-2,11, бутанов 0,61-0,92, пентанов и высших углеводородов 0,54-1,02, азота 23,14-25,69, углекислого газа 0,03-0,23. Конденсаты имеют плотность 697-716 кг/м³, содержание серы 0,02-0,06 %, смол 0,07-0,26 % [Нефтегазоносность..., 1990].

Подкаменное месторождение приурочено к одноименному поднятию на оси Курейско-Бакланихинского мегавала. Представляет собой брахиантиклиналь субмеридионального простирания, крылья которой ограничены дизъюнктивными нарушениями. Сводовая часть структуры разбита на ряд блоков системой субширотных малоамплитудных дизъюнктивов (рис. 31). Размеры поднятия 19 x 4 км, амплитуда по кровле костинской свиты достигает 500 м. В верхней части карбонатов костинской свиты выявлены два сложных пласта резервуа-



Р и с. 31. Структурная карта Подкаменного месторождения по подошве верхнекостинской свиты [Нефтегазодность..., 1990]:

1 - скважины без притоков; 2 - скважины с притоками углеводородов; 3 - стратоизогипсы (в метрах); 4 - крупные и 5 - локальные разрывные нарушения.

ра А-I и А-II. Из первого получен приток метана дебитом 54,5 тыс. м³/сут, из второго - приток пластовой воды и 1,4 м³/сут нефти. В горизонтах-коллекторах пластовые давления несколько превышают гидростатические, пластовые температуры составляют от 8 до 18 °С. Залежь сводовая, литологически и тектонически экранированная. По запасам газа средняя [Нефтегазодность..., 1990).

Моктаконское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на западе Тунгусского бассейна, в 280 км юго-восточнее устья р.Нижняя Тунгуска, в южной части Сурингдаконского выступа. Открыто в 1987 г. поисковой скв. 1, где при испытаниях получены притоки газа из таначинской свиты (резервуар А-I), газа с конденсатом из абакунской свиты (резервуар А-V) и нефти из моктаконской свиты (резервуар А-VI).

Сложный блоковый характер верхней части разреза, интенсивная насыщенность интрузивными телами различной ориентировки и мощности сильно затрудняют ведение поисковых и разведочных работ. Несмотря на то, что на месторождении

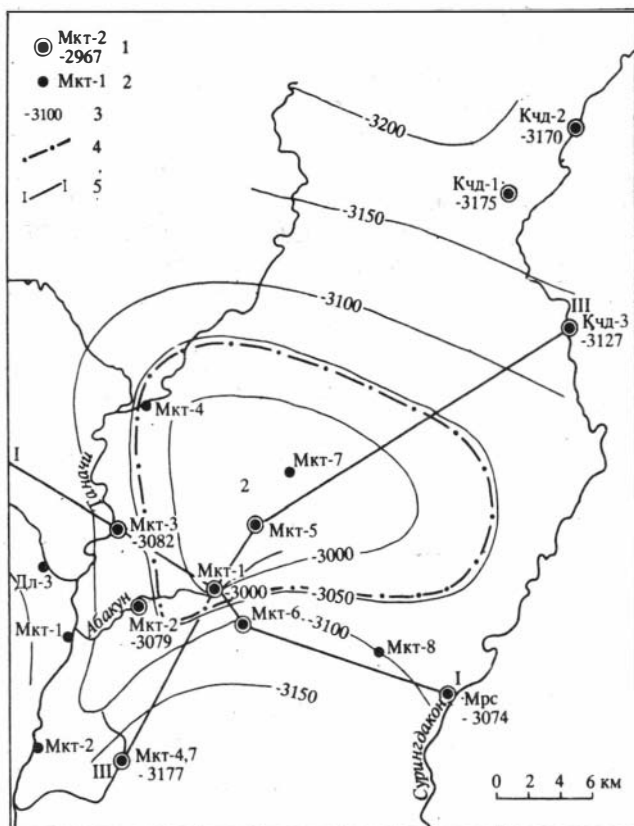
в 1991 г. было пробурено 6 поисковых скважин, оно находится в начальной стадии изучения.

По данным глубокого бурения и детальных сейсмо- и гравиразведочных работ месторождение приурочено к рифовой банке, расположенной в моктаконской свите. Имеет округлые очертания, почти изометрической формы. Высота ее над межрифовыми толщами составляет около 100 м. От соседней Таначинской рифовой банки отделена узкой седловиной, в которой выявлен межрифовый сульфатно-доломитовый комплекс отложений. Коллектор карбонатный, трещинно-поровый и трещинно-каверновый, пористость колеблется в пределах 3-11 % (рис. 32).

Покрышкой служит сульфатно-карбонатная толща марской свиты, мощность которой достигает 60 м, над ней залегает следующий резервуар - трещинно-кавернозная абакунская свита, образующая вместе с марской и перекрывающей нижней частью бурусской свиты структуру облекания над Моктаконской рифобанкой. Тип коллектора - карбонатный, трещинно-поровый, пористость, по данным геофизических исследований в скважинах (ГИС), составляет 11-13 % (рис. 33-35).

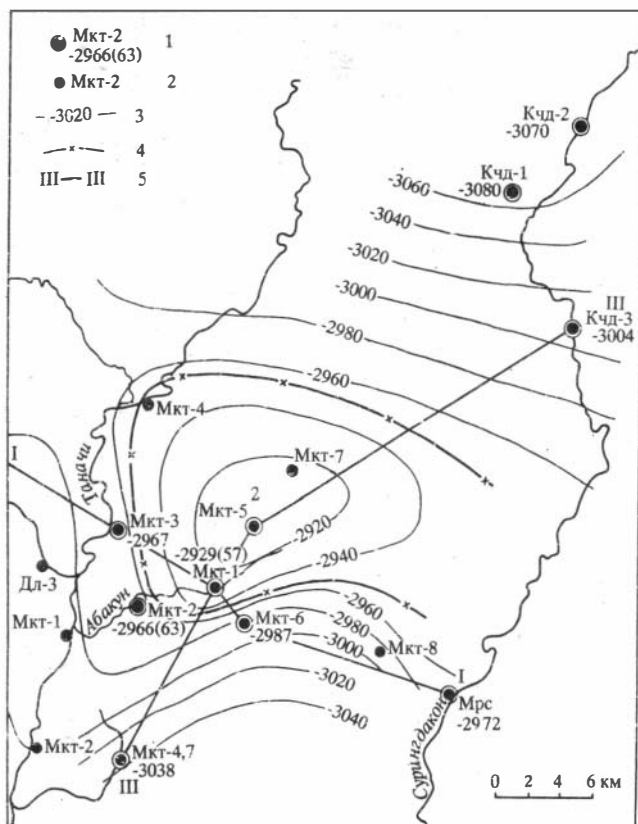
Верхняя часть месторождения (дельтулинская и таначинская свиты) представляет собой краевой риф карбонатной платформы. Высота рифового выступа над толщей замещения около 500 м, над карбонатной платформой - около 150 м. Тип коллектора трещинно-каверновый. Пористость составляет 5-15 %, проницаемость достигает $30 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Моктаконское месторождение можно классифицировать как рифовое многозалежное, залежи сводовые, массивные, литологически экранированные. При испытании резервуара А-I был получен приток газа до 330 тыс. м³/сут. Пластовое давление на абсолютной отметке -1679 м составляет 23,9 МПа. Газоводяной контакт (ГВК) не установлен, но по результатам испытаний можно предполагать, что он находится ниже отметки -1723 м. Состав газа (в %): метан 43,5, этан 2,7, пропан 0,99, бутаны 0,53, углекислый газ 33,5, азот 3,0. Судя по геологической модели, залежь массивная, сводовая, литологически экранированная, среднедебитная, запасы не подсчитывались. Газоконденсатная залежь вскрыта на отметке -2929 м в резервуаре



Р и с. 32. Структурная карта Моктаконского месторождения по кровле одноименной свиты:

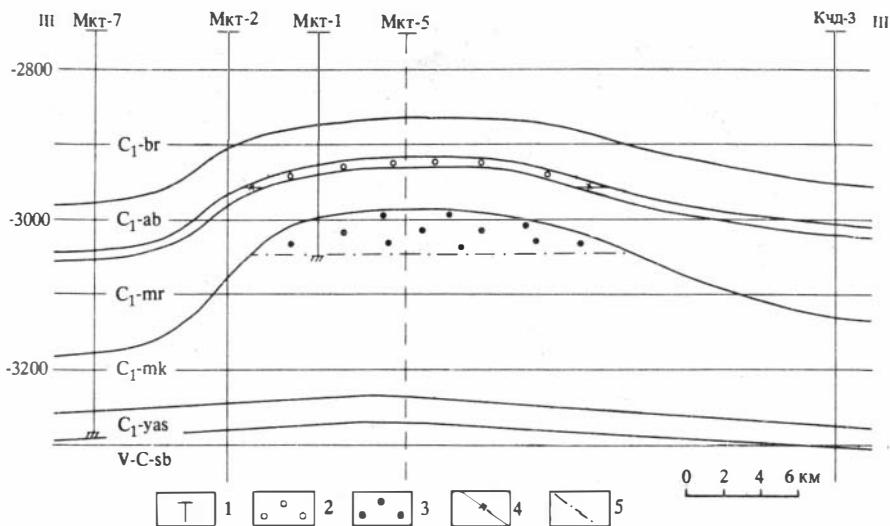
1 - глубокие скважины, их номера, отметка продуктивного горизонта (в метрах); 2 - колонковые скважины и их номера; 3 - стратизогипсы кровли моктаконской свиты (в метрах), 4 - контур нефтеносности; 5 - линии геологических разрезов. Площади: Мкт - Моктаконская, Мрс - Марская, Кчд - Кочумдекская, Дл - Делимакитская.



Р и с. 33. Структурная карта Моктаконского месторождения по подошве продуктивной пачки абакунской свиты:

1 - глубокие скважины, их номера, отметка продуктивного горизонта, в скобках - мощность (в метрах); 2 - колонковые скважины и их номера; 3 - стратозиогипсы и их отметки (в метрах); 4 - контур горизонта; 5 - линии геологических профилей.

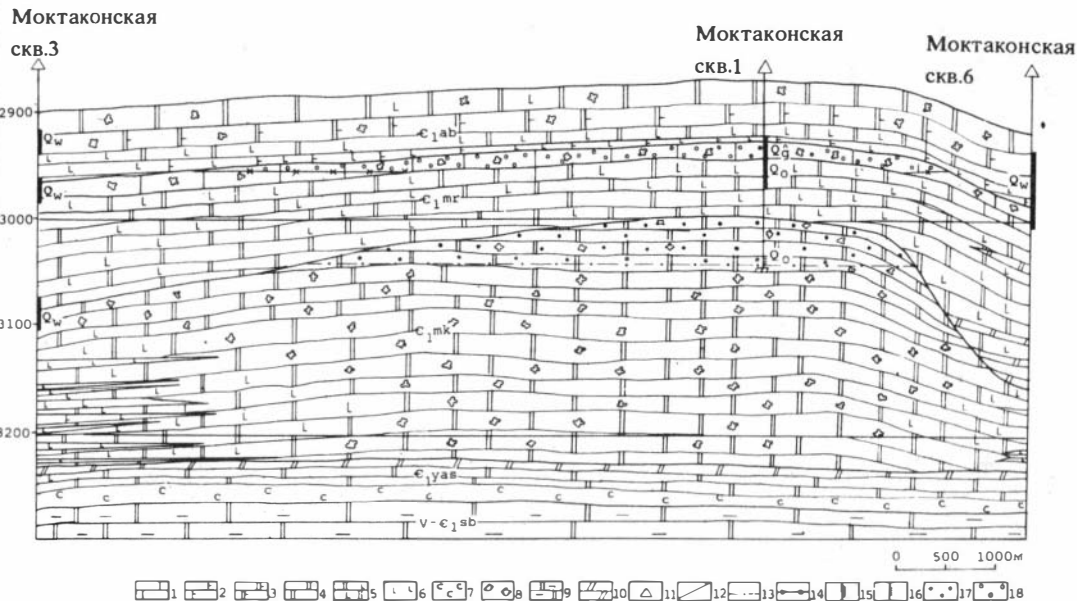
А-V (кровля). Продуктивный горизонт образует над нижерасположенной рифобанкой структуры облекания и в общих чер-



Р ис. 34. Геологический разрез Моктаконского месторождения по линии III-III (см. рис. 32):

1 - скважина и ее номер; 2 - газоконденсатная залежь; 3 - нефтяная залежь. Свинты: br - бурусская, ab - абакунская, mr - марская, mk - моктаконская, yas - ясенгская, sb - собинская.

тах повторяет морфологию рифовой постройки. Площадь залежи может меняться в зависимости от выбора отметки газоводяного контакта. Судя по различию уровня пластовых вод в соседних скважинах Моктаконская 2 и 3, ГВК будет расположен на отметке -2950 м. В этом случае контуры залежи значительно расширяются. При испытании получены притоки газа 1,6 млн м³/сут, конденсата - 1200 м³/сут. Состав газа (в %): метан 75,24, этан 9,63, пропан 3,2, азот 9,3, углекислый газ 0,7. Содержание сероводорода весьма незначительно. Конденсат имеет желтый цвет, плотность 834 кг/м³, начало кипения 77 °С, конец кипения 356 °С, остаток 2 %. Содержание смол в нем 0,2 %, серы 2,0 %, твердых парафинов 1,0 %. Групповой углеводородный состав конденсата фракции 150-200 °С: ароматических УВ 73,2%, нафтеновых 5,4 %, метановых 21,4 % на фракцию. Залежь



Р и с. 35. Геологический разрез Моктаконского месторождения по линии I-I (см. рис. 32):

1 - известняки; 2 - известняки доломитовые; 3 - доломиты известковистые; 4 - доломиты; 5 - доломиты сульфатоносные; 6 - сульфаты; 7 - соли; 8 - каверны; 9 - доломиты глинистые; 10 - мергели; 11 - скважины; 12 - границы свит; 13 - предполагаемый водонефтяной и 14 - предполагаемый газонефтяной контакты; 15 - интервалы опробования; 16 - интервалы испытаний. Залежи: 17 - нефтяная, 18 - газоконденсатная. Свиты см. на рис. 34. .

пластовая, сводовая, высокодебитная, по запасам газа - средняя. Высокий метаморфизм конденсата этой залежи объясняется существенным прогревом площади месторождения интрузиями траппов, а также возможной близостью к нему магмоподводящего канала, выявленного на Моктаконской площади в верхней части разреза.

Нефтяная залежь вскрыта в резервуаре А-VI. Представление о морфологии кровли нефтеносного горизонта позволяет прогнозировать строение нефтяной залежи. Условный ВНК проведен на отметке -3045 м. При таком (явно завышенном) положении площадь нефтяной залежи составит 190 км^2 , высота 45 м.

Нефть высокосернистая (серы 2,04), удельный вес ее $813-832 \text{ кг/м}^3$, содержит смол 6,54 %, твердых парафинов 1,1 %. В составе сернистых соединений много меркаптанов. Газ, растворенный в нефти, содержит (в %): метана 52,9, этана 19,6, пропана 10,01, бутанов 7,54, азота 2,5, углекислого газа 1,84, сероводорода 1,02, водорода 0,8. Залежь среднедебитная, пластовая, сводовая, массивная, по запасам нефти - крупная.

НАПРАВЛЕНИЯ ДАЛЬНЕЙШИХ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ РАБОТ

Тунгусский осадочный бассейн - уникальный гигантский объект для поисков нефти и газа в Лено-Тунгусской нефтегазонасной провинции. По многим особенностям он не имеет аналогов в мире. Его специфичность состоит, во-первых, в том, что фанерозой здесь представлен наиболее полно по сравнению с другими бассейнами. Это создало благоприятные предпосылки для нефтегазонасности не только верхнего протерозоя, но и всех систем палеозоя. Таким образом, Тунгусский бассейн характеризуется максимальным в Лено-Тунгусской нефтегазонасной провинции потенциальным стратиграфическим этажом нефтегазонасности. Второй особенностью является резкое преобладание в отложениях кембрия нормально-морских образований над эвапоритовыми. Это обусловило значительно больший генерационный потенциал нефтематеринских пород, с одной стороны, и создало более благоприятные условия для вертикаль-

ной миграции углеводородов (отсутствие соляных флюидоупоров в кембрии) - с другой. Третьей особенностью Тунгусского бассейна является его исключительно высокая насыщенность интрузиями траппов. По существу, он является эталонным для изучения нефтегазоносности траппосодержащих бассейнов.

Несмотря на то, что в совокупности эти факторы носят, несомненно, противоречивый характер, они способствовали формированию и сохранению гигантских скоплений углеводородов на большей части бассейна.

Распределение начальных геологических ресурсов углеводородов в бассейне по стратиграфическим комплексам приведено в табл. 6, из нее видно, что основная масса углеводородов - 64,6 % начальных ресурсов нефти и 61,5 % ресурсов свободного газа сосредоточено в бассейне в

Таблица 6

Распределение начальных геологических ресурсов нефти и газа в Тунгусском бассейне по стратиграфическим комплексам

Стратиграфический комплекс	Ресурсы, %		
	нефть	газ	УУВ
Пермь	6,4	3,4	4,9
Девон	1,7	1,0	1,3
Силур	10,0	4,0	7,2
Ордовик	19,4	9,1	14,6
Кембрий	45,2	52,4	48,8
Верхний венд - нижний кембрий	7,2	9,3	8,1
Венд	7,3	16,8	11,6
Рифей	2,8	4,0	3,5
Всего:	100	100	100

отложениях нижнего палеозоя. Второе место в углеводородном потенциале занимают отложения докембрия - 30,1 % ресурсов газа и 17,3 % ресурсов нефти. В отложениях верхнего палеозоя

содержится 18,1 % ресурсов нефти и 8,4 % ресурсов газа. В бассейне выделяется три нефтеносные области [Конторович и др., 1976] Северо- и Южно-Тунгусская и Катангская. Перспективы нефтегазоносности верхнего палеозоя связаны главным образом с первой из них.

Несмотря на огромные перспективы, Тунгусский бассейн является одним из наименее изученных осадочных бассейнов Сибирской платформы. Буровые и детальные геофизические работы сосредоточены на двух небольших участках - Собинско-Тэтэрском и Сурингдаконском выступах, расположенных на южной и западной окраинах бассейна. Вся остальная территория бурением изучена очень слабо - к 1991 г. здесь имелось 20 глубоких скважин, сильно удаленных друг от друга.

В настоящее время в Собинской и Таначи-Моктаконской зонах нефтегазонакопления открыто по крупному месторождению УВ, эксплуатация которых рентабельна даже при нынешней экономической ситуации. Исходя из этого, дальнейшие геолого-разведочные работы должны развиваться по двум направлениям:

- продолжение поиска крупных и гигантских месторождений в Собинской ЗНГН с терригенным коллектором в базальных горизонтах венда; здесь можно ожидать различные типы ловушек: структурные, расположенные к северу от Собинского месторождения, и стратиграфические, располагающиеся в зоне выклинивания терригенного венда на борту Непско-Ботуобинской антеклизы;

- в Таначи-Моктаконской зоне продолжить поиски крупных, а, возможно, и гигантских месторождений рифового типа;

- на остальной территории Тунгусского ОБ выполнить региональные геофизические работы и параметрическое бурение, которое охватило бы все крупные структурные элементы бассейна.

Таким образом, параллельно с поисковыми работами необходимо продолжить региональное изучение геологии нефти и газа Тунгусского бассейна.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Баженова Т.К., Кащенко С.А. Основные этапы миграции нефти в Тунгусском нефтегазоносном бассейне//Геология нефтегазоносных районов Сибири. - Новосибирск, 1971. - С. 130-136. (Тр. СНИИГГиМСа; Вып. 137).

Баженова Т.К., Вожов В.И., Гурари Ф.Г. и др. Главные критерии перспектив нефтегазоносности запада Сибирской платформы//Проблемы нефтеносности Сибири. - Новосибирск: Наука, 1971. - С. 3-27. .

Будников В.И. Закономерности осадконакопления в карбоне и преми запада Сибирской платформы. - М.: Недра, 1976. - 134 с.

Геология и нефтегазоносность Лено-Тунгусской провинции/Под ред. Н.В.Мельникова. - М.: Недра, 1977. - 205 с. (Тр.СНИИГГиМСа. Сер. нефт.геол.; Вып. 228).

Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э.Конторовича, В.А.Суркова, А.А.Трофимука. - М.: Недра, 1981. - 552 с.

Геохимия нефтегазоносных толщ кембрия Сибирской платформы/Под ред. А.Э.Конторовича - Новосибирск, 1972. - 111 с. (Тр. СНИИГГиМСа; Вып. 139).

Гришин М.П., Контэрович А.Э., Ларичев А.И. и др. Рифейские осадочные бассейны Восточно-Сибирской провинции // Осадочные бассейны и нефтегазоносность. - М.: Наука, 1989. - С. 3-27.

Историко-генетический метод оценки перспектив нефтегазоносности/Польстер Л.А., Висковский Ю.А., Николаенко В.А. и др. - М.: Недра, 1984. - 200 с.

История залежей нефти и газа в верхнедокембрийских и нижне-среднепалеозойских отложениях Сибирской платформы/ Конторович А.Э., Бабин Н.М., Богородская Л.И. и др. - Новосибирск, 1978. - С. 61-97. (Тр. СНИИГГиМСа; Вып. 264).

Конторович А.Э. Теоретические основы объемно-генетического метода оценки потенциальных ресурсов нефти и газа // Материалы по геохимии нефтегазоносных бассейнов Сибири. - Новосибирск, 1970. - С. 4-5 (Тр. СНИИГГиМСа; Вып. 95).

Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. - М.: Недра, 1976. - 250 с. (Тр. СНИИГГиМСа; Вып.229).

Конторович А.Э., Мельников Н.В., Старосельцев В.С. Нефтегазогеологическое районирование Сибирской платформы //Геология нефти и газа. - 1976. - №2. - С.6-16.

Конторович А.Э. Исторический подход при количественной оценке перспектив нефтегазоносности//Основные проблемы геологии и геофизики Сибири. - Новосибирск, 1977 - С.46-57. (Тр. СНИИГГиМСа; Вып. 250).

Ларичев А.И. Условия накопления и закономерности распределения органического вещества в рифейских отложениях Сибирской платформы//Новые данные по геологии и нефтегазоносности Лено-Тунгусской провинции. - Новосибирск, 1982. - С. 96-111.

Мельников Н.В., Егорова Л.И., Килина Л.И. и др. Стратиграфия кембрия Бахтинского мегавыступа//Геология и геофизика. - 1989. - № 3. - С. 9-21.

Мельников Н.В., Килина Л.И., Кринин В.А., Хоменко А.В. Нефтегазоносность нижнекембрийских рифов Сурингдаконского свода//Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа. - Новосибирск: Наука, 1991. - С. 180-189.

Нефтегазоносность древних продуктивных толщ запада Сибирской платформы/Битнер А.К., Кринин В.А., Кузнецов Л.Л. и др. - Красноярск, 1990. - 114 с.

Органическая геохимия палеозоя и допалеозоя Сибирской платформы и прогноз нефтегазоносности/Баженова Т.К., Белецкая С.Н., Беляева Л.С. и др./Под ред. К.К.Макарова, Т.К.Баженовой. - Л.: Недра, 1981. - 211 с.

Основы геологии и нефтегазоносность запада Сибирской платформы/Сулимов И.Н., Баженова Т.К., Будников В.И. и др. - Л.: Недра, 1969. - 206 с.

Палеогеография северо-запада Сибирской платформы/Бгатов В.И., Марков Е.П., Матухина В.Г., Рампель Г.Г. - Новосибирск, 1969. - С. 17-33.

Писарчик Я.К., Минаева М.А., Русецкая Г.А. Палеогеография кембрия Сибирской платформы. - Л.: Недра, 1975. - 196 с.

Решения Всесоюзного совещания по разработке унифицированных стратиграфических схем докембрия, палеозоя и четвертичной системы Средней Сибири. Ч. 1. Докембрий и нижний палеозой. - Новосибирск, 1983.

Решения Всесоюзного совещания по разработке унифицированных стратиграфических схем докембрия, палеозоя и четвертичной системы Средней Сибири. Ч. 2. Средний и верхний палеозой. - Новосибирск, 1989.

Савицкий В.Е., Асташкин В.А. Рифовые системы кембрия Западной Якутии // Сов. геология. - 1978. - N 6. - С. 27-37.

Современные и ископаемые рифы. Термины и определения / Журавлева И.Т., Космынин В.Н., Кузнецов В.Г. и др. - М.: Недра, 1990. - 183 с.

Старосельцев В.С., Лебедев В.М. О перикратонном опускании на северо-западе Сибирской платформы // Материалы по региональной геологии Сибири. - Новосибирск, 1967. - С.88-92.

Старосельцев В.С. Влияние посттрапповых тектонических движений на миграцию углеводородов в Тунгусской синеклизе // Геология и геофизика. - 1978. - N 9. - С. 49-58.

Старосельцев В.С. Тектоника базальтовых плато и нефтегазоносность подстилающих отложений. - М.: Недра, 1989. - 236с.

Стратиграфический кодекс СССР / Жамойда А.М., Ковалевский О.П., Моисеева А.И., Яркин В.И.. - Л.: ВСЕГЕИ, 1992. - 153 с.

Стратиграфия ордовика Сибирской платформы/. Отв. ред. Б.С.Соколов, Ю.И.Тесаков. - Новосибирск: Наука, 1975. - 251 с.

Трофимук А.А., Конторович А.Э. Вышемирский В.С. Успехи органической теории происхождения нефти // Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых. - Новосибирск: Наука, 1973. - С. 32-42.

Трофимук А.А. Проблемы развития газонефтедобывающей промышленности СССР // Теоретические и прикладные вопросы геологии нефти и газа. - Новосибирск, 1991. - С.6-14.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ИСТОРИЯ ИЗУЧЕНИЯ БАСЕЙНА	5
ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ ФОРМИРОВАНИЯ ТУНГУССКОГО ОСАДОЧНОГО БАСЕЙНА	10
ВНУТРЕННЯЯ СТРУКТУРА ТУНГУССКОГО ОСАДОЧНОГО БАСЕЙНА. ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОАКОПЛЕНИЯ. ЛОВУШКИ	28
Основные нефтегазоматеринские формации	43
Резервуары и покрышки	48
ИСТОРИЯ НЕФТЕГАЗОГЕНЕРАЦИИ	56
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ	73
Основные этапы миграции	-
Условия и этапы формирования залежей нефти и газа .	-
Основные месторождения	76
НАПРАВЛЕНИЯ ДАЛЬНЕЙШИХ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ РАБОТ	86
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	89

Доп. темат. план самостоят. изд. СО РАН
на 1994 г. (монографии)

Научное издание

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ БАССЕЙНЫ И РЕГИОНЫ СИБИРИ

Выпуск 5

ТУНГУССКИЙ БАССЕЙН

Утверждено к печати

Ученым советом Института геологии СО РАН

Редактор Р.Н.Ильина
Художественный редактор М.И.Ляшенко
Технический редактор О.М.Вараксина
Художник обложки А.С.Шорин

Подписано к печати 01.03.94.

Формат 60x84/16. Бумага тип. N 2. Гарнитура таймс. Офсетная печать.

Печ.л. 5,35 + 1 вкл. Уч.-изд.л. 5,9. Тираж 500 экз. Заказ N 37.

Новосибирск, 90, Университетский просп., 3,
ОИГГМ СО РАН, УОП