В.А. Скоробогатов Л.В. Строганов В.Д. Копеев

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ГАЗОНЕФТЕНОСНОСТЬ ЯМАЛА

НЕДРА

GEOLOGICAL STRUCTURE AND GAS AND OIL CONTENT IN YAMAL

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ГАЗОНЕФТЕНОСНОСТЬ ЯМАЛА

V.A. Skorobogatov L.V. Stroganov V.D. Kopeev

GEOLOGICAL STRUCTURE AND GAS AND OIL CONTENT IN YAMAL

Moscow NEDRA 2003

В.А. Скоробогатов Л.В. Строганов В.Д. Копеев

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ГАЗОНЕФТЕНОСНОСТЬ ЯМАЛА

Москва НЕДРА 2003

УДК 553.98.04(571.121)
ББК 26.21
С 44

Скоробогатов В.А., Строганов Л.В., Копеев В.Д.

С 44 Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. — М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. — 352 с.: ил.

ISBN 5-8365-0168-8

Работа посвящена первому опыту комплексного исследования закономерностей геологического строения, размещения и формирования месторождений углеводородов в Ямальской газонефтеносной области Западной Сибири. Детально рассмотрены литолого-стратиграфические особенности палеозойских и мезозойских пород, фильтрационно-емкостные свойства коллекторов и термобарические характеристики меловых и юрских отложений, приведены основные сведения о месторождениях углеводородов. На основе всестороннего изучения органического вещества оценены генерационные возможности осадочных пород. Приведены выполненные по оригинальной методике расчеты объемов генерированных углеводородов по отдельным комплексам пород. Дан прогноз нефтегазоносности и дальнейшего освоения нефтегазоносного потенциала Ямала.

Для специалистов нефтяной и газовой промышленности, а также геологов, занимающихся проблемой оценки нефтегазоносного потенциала малоизученных территорий.

Skorobogatov V.A., Stroganov L.V., Kopeev V.D.

Geological Structure and Gas and Oil Content in Yamal.

Consideration is given to the first experience in complex investigation of geological structure, location, and formation of hydrocarbon deposits in Yamal gas and oil-containing region located in West Siberia. Special consideration is given to lithologic and stratigrathic features of Paleozoic and Mesozoic rocks, filtration and capacity features of collectors, as well as thermobaric performance of Cretaceous and Jurassic deposits; the basic information on hydrocarbon deposits is presented. Generation potentials of sedimentary rocks are estimated on the base of thorough study in organic materials. Volumes of generated gydrocarbon volumes are calculated for some rock complexes with using the original technique. The oil and gas-carrying potential of Yamal region is predicted together with its further development.

Recommended for specialists in oil and gas industry as well as geologists dealing with the problems of estimating oil and gas potential in low-studied areas.

ISBN 5-8365-0168-8

© Скоробогатов В.А., Строганов Л.В., Копеев В.Д., 2003
© Оформление. ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АВПД	аномально высокое пластовое давление
АГАК	автономный генерационно-аккумуляционный комплекс
АГАО	автономный генерационно-аккумуляционный объем пород
АПГН	аккумуляционный потенциал газонефтеносности
ГЗГ	главная зона газообразования
ГЗН	главная зона нефтеобразования
ГКНМ	газоконденсатно-нефтяное месторождение
ГПГН	генерационный потенциал газонефтеносности
ГСЗ	глубинное сейсмическое зондирование
ГФН	главная фаза нефтеобразования
ЗСНГП	Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция
ЗСП	Западно-Сибирская плита
КОВ	концентрированное органическое вещество
КП	коллекторский потенциал
МПТ	максимальные палеотемпературы (°С)
НГБ	нефтегазоносный бассейн
НГЗК	нефтегазоносная зона контакта
НГК	нефтегазоносный комплекс
НГКМ	нефтегазоконденсатное месторождение
НГО	нефтегазоносная область
НГР	нефтегазоносный район
НПР	начальные потенциальные ресурсы
НПТР	Надым-Пур-Тазовский регион
НТРГ	нетрадиционные ресурсы газа
ОПГННС	общий потенциал газонефтенакопления и сохранности
ОПС	органические подвижные соединения
ПКОВ	полуконцентрированное органическое вещество
ПОВ (ОСВ)	показатель отражения витринита (отражательная способность витринита)
ПРР	поисково-разведочные работы
ПУ	подсчетный участок
ПЭУ	полуэталонный участок

РОВ	рассеянное органическое вещество
СТ	современные геотемпературы (°С)
ТРГ	традиционные ресурсы газа
УВС	углеводородные скопления
ФПБ	фаза генерации протонефтяных битумоидов
ЭСКМ	экспертно-статистико-концептуальный метод
ЭУ	эталонный участок
ЯГНО	Ямальская газонефтеносная область
ЯНАО	Ямало-Ненецкий автономный округ

Всем славным геологам, открывшим недра Ямала для России, посвящается

ВВЕДЕНИЕ

Ямал... — арктический полуостров на крайнем севере Западно-Сибирской низменности..., последний подготовленный по запасам углеводородов стратегический резерв для развития газовой промышленности на территории России в первой половине XXI века. Суша, геологически недавно поднявшаяся со дна Карского моря и «геологически — вчера» освободившаяся от мощного ледового покрова эпохи последнего континентального оледенения...

Эх, Ямал да Гыдан — белый снег, да туман,
Голубая пурга и оленьи рога
Здесь и там, здесь и там.
Край суровых мужчин, осетровых путин,
Говорю, не тая, полюбил вас и я,
Мой Ямал, мой Гыдан.
Крики птиц над Обскою губой,
Солнце, спящее длинной зимой,
Стаи уток, летящие с юга,
И слепая волшебница вьюга...

Изучение геологического строения и газонефтеносности недр Ямала началось с 1960—1961 гг. прошлого века, всего на несколько лет позже начала широкомасштабных геологоразведочных работ в северных районах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. И если в Надым-Пур-Тазовском регионе первый промышленный газ был получен в 1962 г. из сеноманского комплекса в Тазовской опорной скважине, первая промышленная нефть — из верхней юры Пурпейской площади (Губкинское месторождение, 1967 г.), то на Ямале первое месторождение углеводородов (УВ), причем нефтегазоконденсатное (нефти больше, чем свободного газа), — Новопортовское — было открыто уже в 1964 г. (газ из сеномана, первый приток нефти из горизонта $ТП_1$ апта — в 1968 г.). В ходе дальнейшего изучения Ямальской газонефтеносной области (ЯГНО) оказалось, что Новопортовское месторождение — гигантское по геологическим запасам УВ, является уникальным, но не характерным не только для Ямала, но и для всех арктических областей Западной Сибири как по геологическому строению, так и по нефтегазоносности и условиям формирования углеводородных скоплений.

В ходе дальнейших поисково-разведочных работ (ПРР), которые наиболее активно проводились на территории ЯГНО с 1965 по 1993 гг. силами Ямальской, Карской и Тамбейской нефтегазоразведочных экспедиций про-

изводственного объединения «Ямалнефтегазгеология» Главтюменьгеологии, было открыто еще 25 месторождений, различных по геологическим запасам и фазовому состоянию УВ-скоплений, преимущественно, газовых и газоконденсатных. Наиболее значительный вклад в изучение недр Ямала внесли генеральный директор ЯНГГ В.Т. Подшибякин, а также геологи А.М. Брехунцов, Л.Ш. Гиршгорн, А.С. Яшуков, В.Д. Копеев, В.Н. Ростовцев, З.Ж. Дурдиев, Б.В. Савельев и многие другие.

Научное обеспечение ПРР, изучение стратиграфии, литологии, тектонического строения, термобарофлюидальных условий, геохимии пород, органического вещества и УВ и обоснование перспектив газонефтеносности осуществлялось коллективами исследователей ВНИГРИ, ЗапСибНИГНИ, ВНИИГАЗа, ВНИГНИ, СНИИГГиМС, ИГИРГИ, ТТЭ Главтюменьгеологии и других институтов. Наибольший вклад в познание недр Ямала внесли В.И. Ермаков, И.И. Нестеров, Н.Х. Кулахметов, В.С. Бочкарев, В.А. Скоробогатов, В.А. Фомичев, Г.П. Евсеев, В.Д. Наливкин, А.С. Фомичев, А.Р. Курчиков, Л.В. Строганов, А.Л.Наумов, Т.М. Онищук, М.Я. Рудкевич, В.В. Потеряева и многие другие.

Суммарные разведанные (доказанные) геологические запасы УВ категории C_1 на Ямале достигли 11,5 млрд. т нефтяного эквивалента (н.э.), в том числе свободного газа более 90 %; предварительно оцененные запасы (категории C_2), требующие доразведки — 4,0 млрд. т. Таким образом, усилиями большого коллектива геологов, геофизиков, буровиков и других специалистов, обеспечивавших проведение поисково-разведочных работ, успешно изучались недра Ямала и подготовлена надежная сырьевая база для добычи газа до 300—330 млрд. $м^3$/год и жидких УВ — до 10—15 млн. т/год, освоение которой позволит России поддерживать национальную добычу газа в первой половине наступившего века и сохранять имидж нашей страны как мировой газовой державы.

Главной целью настоящей работы является обобщение огромного объема геолого-промысловой, научно-исследовательской и экспериментальной информации по геологии и газонефтеносности ЯГНО, накопленной в 1964—1993 гг. и в последнее десятилетие предприятиями Мингео СССР, Минприроды РФ и ОАО «Газпром», в связи с намечающимся в ближайшие годы началом активного широкомасштабного освоения газонефтяного потенциала Ямальской области Западной Сибири.

Главными особенностями геологического строения Ямала, отличающими его от более южных и восточных областей провинции, являются следующие:

повышенная глинистость всего разреза осадочного чехла, аномально высокая угленасыщенность нижнего мела и высокая мористость юрских отложений;

высокая интенсивность пликативной и дизъюнктивной тектоники по апт-неокомской и особенно юрской продуктивным толщам;

исключительная (по апту, альбу, сеноману и низам юры) и преимущественная (средняя юра-неоком) газоносность области;

повышенная и высокая геотермическая и барофлюидальная «напряженность» осадочных толщ неокома и юры на глубинах более 3,0 км.

В основу настоящей работы положены результаты геологического изучения недр Ямальского полуострова, проводившегося в ходе поисково-разведочных работ на газ и нефть, которые осуществлялись нефтегазоразведочными экспедициями ПГО «Ямалнефтегазгеология» в период с 1961 до

конца 90-х годов прошлого века, а в последние 10 лет — предприятием «Надымгазпром». В этих работах, а также в научном обобщении эмпирических фактов и результатов экспериментальных исследований пород нижнего мела и юры авторы принимали самое непосредственное участие.

Анализ и обобщение первичных геолого-геофизических и геохимических материалов, проведенные авторами и другими исследователями, в том числе и в ранний период исследований Ямала (1962—1970 гг.), позволили восстановить условия формирования и эволюции углеводородных скоплений (УВС) в породах апта-сеномана, неокома и юры, объяснить современную картину размещения залежей газа и нефти и обосновать качественный и количественный прогноз газонефтеносности малоизученных районов и зон полуострова.

Вообще, Ямал — переходная, транзитная область между относительно хорошо изученной материковой частью ЗСНГП (Приуралье, Среднее Приобье, НПТР) и практически неизученной акваториальной частью (недра Карского моря), и установленные закономерности и особенности его геологического строения и газонефтеносности помогут прогнозировать многие особенности Карской ГНО, изучение и освоение УВ-потенциала которой начнется уже в период «зрелой» стадии «промышленного» освоения Ямала, т.е. после 2015—2020 гг.

Огромную помощь при подготовке рукописи к изданию оказали С.В. Миронова, С.С. Грунтенко и Т.В. Смирнова. Им — особая благодарность от авторов.

Глава 1
ИСТОРИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ И СОВРЕМЕННАЯ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ НЕДР ЯМАЛА

1.1 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ РАБОТЫ

Ямальский полуостров расположен на крайнем северо-западе Западно-Сибирской низменности, на территории Ямало-Ненецкого автономного округа (рис. 1.1).

Геологические исследования Ямала вплоть до конца 40-х годов носили эпизодический характер, и сегодня они представляют лишь исторический интерес. В этот период по данным разрозненных маршрутных работ были получены первые схематичные представления о геологии четвертичных отложений полуострова, о распространении многолетнемерзлых пород и т.д. К этому времени относится составление первой обзорной геологической карты района работ масштаба 1:2 500 000. С конца 40-х годов геологические исследования в районе становятся более планомерными и целенаправленными.

В 1946—1948 гг. на полуострове Ямал вдоль юго-восточного побережья до пос. Мыс Каменный были проведены инженерно-геологические изыскания под строительство железной дороги экспедицией Желдорпроекта МВД СССР. Около пос. Мыс Каменный была пробурена первая на Ямале скважина глубиной 132,5 м, не вышедшая из многолетнемерзлых пород.

В 1950 г. территория полуострова покрыта маршрутной аэромагнитной съемкой экспедицией института геологии Арктики (НИИГА) под руководством Ю.С. Глебовского и Д.В. Левина.

В 1952—1953 гг. Всесоюзный аэрогеологический трест покрыл южную часть полуострова государственной геологической съемкой масштаба 1:1 000 000. В 1953—1954 гг. проведена региональная аэромагнитная съемка масштаба 1:1 000 000 под руководством Д.В. Левина и С.М. Крюкова (НИИГА). По результатам этих съемок выделены Ямало-Тазовский и Тамбейский районы магнитных полей.

В 1954—1956 гг. в связи с проведением изыскательских работ по выбору створа Нижне-Обской ГЭС экспедиция Гидропроекта проводила мелкое бурение в низовьях р. Оби.

В этот период были опубликованы труды В.Н. Сакса (1948, 1951, 1953), сыгравшие значительную роль в дальнейшем изучении геологии полуострова Ямал и севера Западной Сибири. Дано подробное описание четвертичных отложений, их стратиграфическое расчленение и межрегиональная

корреляция основных стратиграфических горизонтов, охарактеризован ход палеогеографического развития Арктики.

В 1953—1954 гг. проведена геологическая съемка для составления Государственной геологической карты СССР масштаба 1:1 000 000. В северной и центральной частях Ямала съемку выполнял коллектив НИИГА (Ю.Н. Кулаков и др.), а в южной части — коллективы ВАГТа и ВСЕГЕИ. Это была первая работа, систематизировавшая и обобщившая разрозненные сведения о строении Ямала. В результате съемок разработана стратиграфическая схема четвертичных отложений, развивающая идеи В.Н. Сакса, освещены черты геоморфологии и впервые документально установлено сплошное распространение на Ямале четвертичных отложений, изучена их литолого-стратиграфическая характеристика, составлена тектоническая схема. В пос. Новый Порт пробурена скважина № 1 глубиной 504 м, достигшая отложений сеномана.

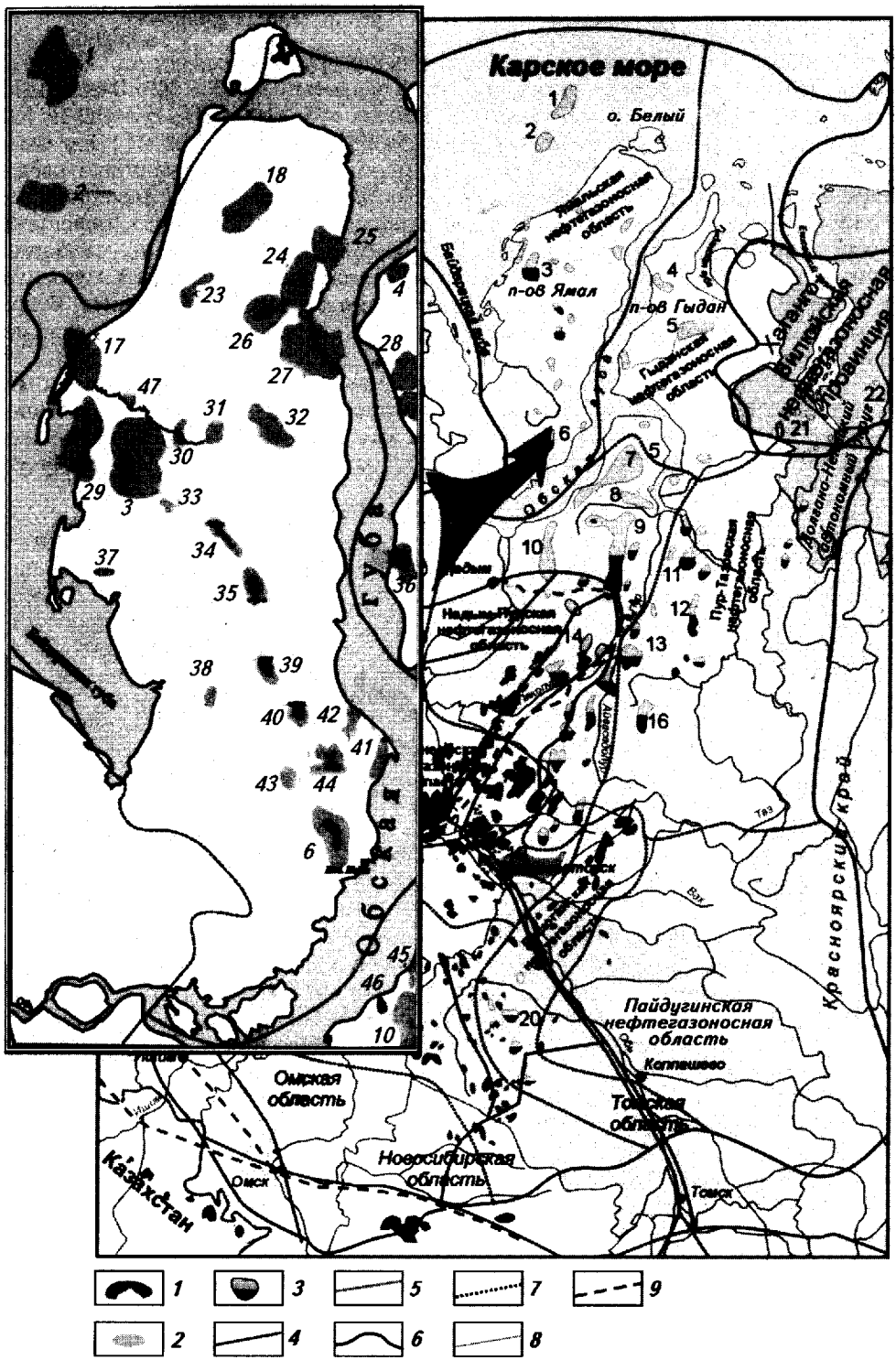
В 1955 г. на севере низменности проведена аэромагнитная съемка масштаба 1:1 000 000 Новосибирским геофизическим трестом (Ю.А. Вильковский и др.). Результаты съемки с общими геологогеоморфологическими данными позволили составить первые схемы тектонического строения северной части Западно-Сибирской плиты.

В 1959—1960 гг. Новосибирский геофизический трест выполнил на севере Западно-Сибирской низменности аэромагнитную съемку масштаба 1:200 000 (Ю.А. Вильковский, А.И. Загородков и др., партия 70/59). Задачей всех этих работ являлось геотектоническое районирование и выделение площадей, перспективных на нефть и газ. По данным съемки проведено районирование аномального магнитного поля. В пределах южного Ямала выделены Щучьинский и Ямало-Юганский районы магнитных полей, различающихся по своей геотектонической природе. Подчеркнута важная роль Байдарацкого глубинного разлома, разделяющего фундамент на две разные по составу зоны. Составлена схема тектоники арктической части Западно-Сибирской низменности.

В 1960—1961 гг. на акватории Обской и Тазовской губ выполнены морские сейсмические исследования, по данным которых были выявлены четыре крупные зоны поднятий: Северо-Щучьинская, Каменно-Трехбугорная, Гыданская и Средне-Ямальская (совместно с Нурминской).

В 1961—1962 гг. на Ямале проведены первые гравиметрические съемки масштаба 1:1 000 000 (ГТГГУ, ЯНКГРЭ, партии 8/61, 33/62, А.З. Лакс и др.). По полученным данным выделены три области гравитационного поля: Щучьинская, Ямало-Надымская, Тадибеяхинская, выделены крупные структурные элементы фундамента, намечены в осадочном платформенном чехле Нурминский мегавал, Северо-Сеяхинская впадина, Средне-Ямальский свод и т.д.

Проведенные магнитные и гравиметрические съемки явились фактической основой для построения в будущем более 80 вариантов схем тектонического районирования фундамента, а количественная интерпретация их позволила составить первые приближенные структурные схемы подошвы осадочного чехла. Практическое для поисков месторождений УВ значение составления тектонических схем заключалось в том, что при этом выделялись отрицательные аномалии магнитного и гравитационного полей, которые в изученных южных районах приблизительно совпадали с обширными локальными поднятиями осадочного чехла, т.е. служили поисковым обоснованием для постановки сейсмических исследований в модификации МОВ.


Карское море
о. Белый
п-ов Ямал
п-ов Гыдан
Пайдугинская нефтегазоносная область
Омская область
Новосибирская область
Томская область
Казахстан
Омск
Томск
Красноярский край
Таз
Вах
1
2
3
4
5
6
7
8
9

Позднее были проведены аэромагнитная съемка масштаба 1:50 000 (Западный геофизический трест, 1979–1980 гг.) и гравиметрическая съемка масштаба 1:200 000 (ПГО «Севзапгеология», 1979–1981 гг.).

В начале 60-х годов в связи с открытием на севере месторождений нефти и газа резко увеличился объем более крупномасштабных геолого-геофизических исследований и на Ямале. Значительное место в этом объеме работ уделялось глубокому поисково-разведочному бурению, а из геофизических методов – сейсмозондированию методом отраженных волн (СЗ МОВ) масштаба 1:50 000 и 1:200 000, по результатам которых были выявлены и намечены ряд объектов для постановки площадных исследований МОВ масштаба 1:200 000. Начался второй, поисковый этап изучения Ямала. В 1960–1963 гг. на юге полуострова Ямал, на юго-восточном погружении Щучьинского выступа были проведены первые площадные сейсморазведочные работы по детализации его строения. По итогам работ было обнаружено наличие слабо очерченного Пуйковского выступа в форме структуры 2-го порядка, имеющего ступенчатое строение, с наличием небольших структур 3-го порядка (Сюнай-Салинская, Яр-Салинская и др.).

В 1963 г. сп 25/63-64 ЯНКГРЭ начаты сейсморазведочные работы МОВ (масштаб 1:100 000) на юге полуострова Ямал для подтверждения локальных поднятий Северо-Щучьинской зоны, выделенных по данным морской сейсморазведки 1960–1961 гг. Работами этой сейсмопартии к северо-западу от пос. Новый Порт была выявлена и подготовлена к глубокому бурению крупная Новопортовская структура.

В 1966–1967 гг. Ямальской сп 23/66-67 ЯНГТ проводятся сейсморазведочные работы МОВ (масштаб 1:100 000) в центральной части полуострова Ямал. По их данным к западу, юго-западу от пос. Сеяха выделены крупная Арктическая и Средне-Ямальская (объединенная с Нурминской) структуры северо-западного простирания. В результате работы сп 23/67-68 ЯНГТ эти структуры были существенно уточнены.

В 1968 г. в результате проведения сейсморазведочных работ СЗ МОВ с применением невзрывных методов масштаба 1:500 000 (сп 40/68) выявлены Сеяхинское и Северо-Сеяхинское локальные поднятия (л.п.).

В 1968–1969 гг. Сеяхинская сейсмопартия 23/68-69 ЯНГТ (А.А. Покровский и др.) выполнила площадные рекогносцировочные сейсмические работы МОВ масштаба 1:200 000, по результатам которых было выделено и оконтурено Бованенковское поднятие, уточнено строение северо-западной периклинали Арктического вала (Нейтинской структуры), построены

Рис. 1.1. Обзорная схема Ямальской газонефтеносной области Западно-Сибирской провинции.

Месторождения: *1* – нефтяное, *2* – газовое, *3* – нефтегазоконденсатное; *4* – газопровод, *5* – нефтепровод; границы: *6* – нефтегазоносной провинции, *7* – нефтегазоносной области, *8* – административная; *9* – железная дорога.

Цифры на схеме (*1–46*) – месторождения: *1* – Русанвское, *2* – Ленинградское, *3* – Бованенковское, *4* – Штормовое, *5* – Гыданское, *6* – Новопортовское, *7* – Ямбургское, *8* – Северо-Уренгойское, *9* – Уренгойское, *10* – Ныдинское, *11* – Заполярное, *12* – Южно-Русское, *13* – Восточно-Таркосалинское, *14* – Губкинское, *15* – Семаковское, *16* – Харамирское, *17* – Харасавейское, *18* – Малыгинское, *19* – Самотлорское, *20* – Северо-Васюганское, *21* – Дерябинское, *22* – Озерное, *23* – Сядорское, *24* – Северо-Тамбейское, *25* – Тасийское, *26* – Западно-Тамбейское, *27* – Южно-Тамбейское, *28* – Утреннее, *29* – Южно-Крузенштернское, *30* – Восточно-Бованенковское, *31* – Верхне-Тиутейское, *32* – Западно-Сеяхинское, *33* – Нерстинское, *34* – Нейтинское, *35* – Арктическое, *36* – Геофизическое, *37* – Байдарацкое, *38* – Усть-Юрибейское, *39* – Средне-Ямальское, *40* – Нурминское, *41* – Каменномысское, *42* – Хамбатейское, *43* – Мало-Ямальское, *44* – Ростовцевское, *45* – Танусалинское, *46* – Сандибинское, *47* – Северо-Бованенковское

структурные карты по отражающим горизонтам (ОГ) Г, М и Б, стратиграфически приуроченным к кровле сеномана, апта и верхней юры соответственно.

В эти годы сейсморазведка начала интенсивно проводиться и в северной части полуострова. В результате работ сп 65/69-70 ЯНГТ (Г.А. Леонов и др.) методом СЗ МОВ масштаба 1:200 000 здесь был выделен по отражающим горизонтам С, Г и М Малыгинский вал северо-восточного простирания, в пределах которого в дальнейшем (сп 23/70-71, И.С. Муртаев и др.) оконтурена и подготовлена к глубокому бурению Малыгинская структура по апт-сеноманским и юрским отложениям и построены структурные карты по ОГ С, Г и М. Работами этой же сейсмопартии исследована и юго-западная периклиналь Преображенского поднятия.

По результатам площадных работ МОВ масштаба 1:200 000 сп 23/69-70, 23/70-71, 23/74-75 ЯНГТ зафиксированы в южной части Малыгинского вала Пяседайская и Сядорская приподнятые зоны, в северной части площади работ выявлены Белоостровное и Преображенское л.п. По данным этих исследований расчленен комплекс отложений юрско-мелового возраста до глубины 4000 м. Южная часть этих работ захватила северную периклиналь Тиутейского структурного носа, выделенного тематическими исследованиями партии оперативного геофизического анализа ТТЭ (В.А. Галунский и др., 1977 г.) по ОГ Б. Позднее Сядорская площадь, включающая Сядорское и Пяседайское л.п., детализирована и подготовлена к глубокому бурению исследованиями МОВ ОГТ в масштабе 1:100 000 Сядорской сп 26/80-81 ЯНГТ (Г.А. Быстрицкая и др.). Исследованиями был охвачен весь перспективный разрез платформенного чехла, от его подошвы до верхнего мела включительно, в интервале глубин 1,5—8 км. В результате проведения в северо-восточной части полуострова сейсморазведочных работ СЗ МОВ с применением механизированного сейсморазведочного комплекса масштаба 1:500 000 работами сп 65/69 был оконтурен Средне-Ямальский свод, осложненный Южно- и Северо-Тамбейским поднятиями, которые были оконтурены, в свою очередь, работами сп 23/69-70. В 1970—1971 гг. в центральной и юго-западной частях полуострова проводятся сейсморазведочные исследования СЗ МОВ масштаба 1:500 000 (ЯНГТ, сп 65/70-71, И.И. Долгих и др.), которыми выявлено и оконтурено Байдарацкое локальное поднятие, а также намечен ряд приподнятых участков. Позднее, в 1977—1978 гг., сейсморазведочными работами МОВ ОГТ в масштабе 1:100 000 сп 23/77-78 (Л.Д. Рябов) было подготовлено к глубокому бурению собственно Байдарацкое и выявлено Западно-Байдарацкое локальные поднятия, а также составлены структурные карты по ОГ Г, М1 и Б. Зимой 1971—1972 гг. сп 23/71-72 ЯНГТ (А.А. Покровская и др.) выполнила детальные сейсморазведочные работы МОВ масштаба 1:100 000 к северо-западу от Новопортовского месторождения. По результатам работ были построены структурные карты по ОГ Г, М1 и Б. Средне-Ямальское и Нурминское поднятия были детализированы. Этой партией были также отработаны единичные профили МОВ масштаба 1:200 000 в основном субширотного направления к юго-востоку от Сабъяхинского и к северу от Новопортовского валов. Сейсмический разрез по профилям был изучен до глубин порядка 4 км и по поверхностям меловых и верхнеюрского ОГ установлено общее региональное погружение в сторону Обской Губы.

Силами сейсмопартий 23/68-69 и 23/72-73 ЯНГТ (А.А. Покровская и др.), проводивших в северо-западной части Ямала площадные поисково-

рекогносцировочные и детальные работы МОВ масштаба 1:200 000, а также благодаря работам сп 65/72 ЯНГТ (И.И. Долгих и др.), проводившей региональные работы СЗ МОВ масштаба 1:500 000 безвзрывным способом с применением механизированного сейсморазведочного комплекса, были выявлены и оконтурены в пределах суши Харасавэйское, Крузенштернское и Бованенковское локальные поднятия. Масштаб съемок 1:200 000. Поднятия были изучены в основном по ОГ Г и М. В неокомской и юрской частях разреза ОГ прослеживались неуверенно, либо вообще не прослеживались. Учитывая высокую перспективность на нефть и газ неокомских и юрских отложений сейсморазведочные работы в северо-западной части Нурминского мегавала были продолжены в зимние периоды 1974—1975 и 1975—1976 гг. В это время сейсмопартии 21/74-75, 23/75-76 и 21/75-76 ЯНГТ (А.С. Яшуков и др.) выполнили детальные исследования МОВ ОГТ масштаба 1:100 000, нацеленные на изучение структурного плана района по неокомско-юрским ОГ, и был отработан региональный профиль МОГТ на полуострове Ямал (А.С. Яшуков, 1974—1976 гг.) (рис. 1.2). Эти работы ознаменовали начало третьего, поисково-разведочного этапа в изучении Ямала — 6- и 12-кратные наблюдения ОГТ на суше и на море. В результате этих работ было в значительной степени уточнено глубинное геологическое строение Харасавэйского, Бованенковского и Крузенштернского месторождений. Харасавэйское поднятие рисовалось вытянутой полузамкнутой структурой, самая возвышенная часть которой располагалась на территории суши, а остальная часть раскрывалась в Карское море. Дальнейшие исследования Харасавэйского поднятия проводились на суше сп 21/76-77, 26/79-80, 26/80-81, 26/81-82 ЯНГТ (А.С. Яшуков и др.) и сп 21/83-84 Заполярной геофизической экспедиции ПГО «Ямалгеофизика» (Л.Н. Быстрицкая и др.), а на море — в 1976—1978 гг. (С.В. Алехин и др.). В результате этих работ Харасавэйское поднятие замкнулось и по площади возросло до структуры 2-го порядка. Теперь Харасавэйский вал имел размеры по осям около 43х15 км, две трети его площади располагались на суше.

Работами этих сейсмопартий выявлен ряд новых локальных поднятий, в том числе Остромысовское — к юго-западу от Бованенковского, Южно-Харасавэйское — к юго-западу от Харасавэйского, Харатское и Восточно-Харасавэйское — к юго-востоку от Харасавэйского, Верхне-Тиутейское — к северо-востоку от Бованенковского, Нерстинское — к юго-востоку от Бованенковского, а также Северо-Бованенковское и Восточно-Бованенковское.

Остромысовское поднятие выделено по отдельным профилям в северной его части и в южной части не разведывалось. В зимний период 1977—1978 гг. здесь проводились площадные сейсморазведочные работы МОВ силами сп 23/77-78 ЯНГТ.

Южно-Харасавэйское поднятие по одиночным профилям выделено через острова Шараповы Кошки. Здесь по материалам сп 21/75-76 выделено два антиклинальных перегиба, которые отвечают, как показали работы сп 21/75-76 и морские сейсмоисследования, выполненные КМАГЭ НП СеверМорГео в 1974—1976 гг., восточному крылу поднятия, названному Южно-Харасавэйским и находящемуся большей своей частью в области шельфовой зоны Карского моря.

Зимой 1978—1979 гг. северо-западное окончание Арктического вала (к северо-западу от Нейтинского месторождения) было пересечено региональным профилем, по которому выполнены маршрутные сейсмоработы МОГТ (Полярная сп 21/78-79, В.П. Довгань и др.) и КМПВ (Ямальская

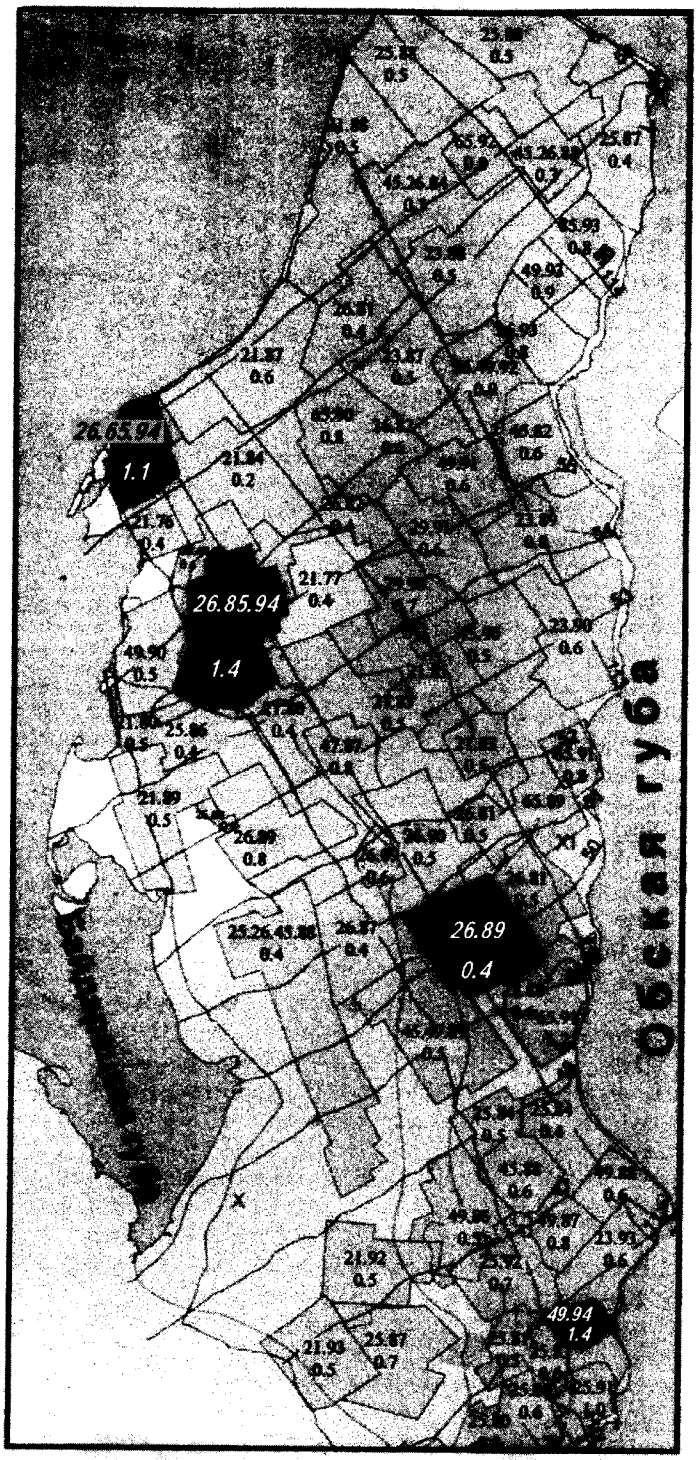


Рис. 1.2. Схема сейсмической изученности Ямальской газонефтеносной области.
На схеме приведены номера партий и годы окончания работ (26.89 и т.д.), а также плотность изученности с учетом предыдущих работ (0,4 и т.д.). Темные участки — участки с наибольшей плотностью сейсмических профилей

сп 25/78-79, В.С. Соседков и др.). В результате работ МОГТ на западном склоне и в своде перегиба, отвечающего северному окончанию Арктического вала (или северо-западной периклинали Нейтинской структуры) установлены разрывные нарушения, затухающие в верхнеюрских и неокомских отложениях. Нарушения совпадают с выделенными по данным КМПВ сп 25/78-79 ЯНГТ разломами в образованиях палеозоя и кровле палеозойского фундамента. Кроме того, была оценена общая мощность платформенных отложений, составляющая в депоцентре Северо-Сеяхинской впадины 8,8 км.

В зимний период 1978—1979 гг. в северной части полуострова Ямал были проведены опытно-методические работы тематической партией 106/78-79. Проектом работ предусматривалось проведение исследований с целью повышения достоверности структурных построений в северной части полуострова Ямал с использованием современных систем обработки данных сейсморазведки. В результате проведенных работ были построены новые структурные карты по отражающим горизонтам в меловых и верхнеюрских отложениях, выявлены аномалии скоростного поля, связанные со структурно-литологическими факторами и газонасыщенностью.

Зимой 1979—1980 гг. Восточно-Харасавэйская сейсмопартия 21/79-80 ЯНГТ (Л.П. Князева и др.) выполнила сейсморазведку МОВ ОГТ масштаба 1:100 000 на площади, примыкающей с юго-востока к Бованенковскому месторождению. Попутно с обработкой материалов по этой площади были пересмотрены и переинтерпретированы материалы сейсморазведки прошлых лет (сп 21/74-75 и 23/75-76) в целом по Бованенковскому валу с целью построения с учетом данных бурения уточненных структурных карт, необходимых для разведки верхнемеловых и неокомских залежей на связанном с этим валом крупнейшем на Ямале нефтегазоконденсатном Бованенковском месторождении. В результате переобработки и ревизии материалов предшествующей сейсморазведки МОВ ОГТ, увязки полученных новых данных с данными глубокого бурения были построены уточненные варианты структурных карт, позволившие детализировать строение газовых и газоконденсатных залежей верхнего мела и неокома и подготовить Бованенковское поднятие к глубокому бурению на более глубокие горизонты неокома и юры.

Следующие площадные работы МОВ ОГТ на Бованенковском л.п. с 24-кратными перекрытиями и по более густой сети профилей масштаба 1:100 000 были проведены в 1985—1986 гг. (сп 26/85-86, 45/85-86, Д.В. Миткалев и др., сп 25/85-86, В.А. Сычев и др.), когда практически была закончена разведка подавляющего большинства газосодержащих залежей, подсчитаны и представлены на утверждение в ГКЗ их запасы. В результате этих исследований были дополнительно построены структурные карты по ОГ Г2, В0, Т2 и Т4, подготовлено к глубокому бурению Северо-Бованенковское л.п., дополнительно изучены Нейтинская, Нерстинская, Остромысовская структуры, выявлены Муртинское, Южно-Муртинское, Саболь-ское, Лытинское и Седское л.п.

К юго-востоку от Бованенковского месторождения сейсмопартией 21/79-80 были отработаны новые профили МОВ ОГТ по достаточно густой сети, отвечающей структурному картированию в масштабе 1:100 000. Изучена зона сочленения Бованенковского и Арктического валов. Результаты работ указывают на сложное строение участка седловины между указанными валами и северо-западного окончания Арктического вала, где выде-

лены две зоны дизъюнктивных дислокаций, имеющих северо-западное простирание. На уровне ОГ Б сочетание дизъюнктивных и пликативных дислокаций обусловило наличие двух поднятий. Юго-западное из них «отсечено» тектоническим нарушением от периклинального окончания Арктического вала. К северо-западу от этого поднятия через узкую неглубокую седловину выделено другое поднятие, ограниченное с северо-востока тектоническим нарушением. Примерно одинаковый их уровень и близкое расположение, одинаково выраженный тип строения позволяют рассматривать их как практически одну структуру, названную Нерстин-ской приподнятой зоной. На уровне залегающего ниже юрского горизонта Т2 оба названных поднятия выделяются как единая структура в контуре общей изогипсы.

В 1979—1980 гг. Новопортовская сп 25 ЯНГТ (В.П. Шипулин) работами МОВ ОГТ масштаба 1:100 000 уточнила геологическое строение центральной и южной частей Новопортовской структуры по меловым и юрским отложениям, к юго-востоку от которой по отложениям нижнего мела и юры выявлен Южно-Ямальский приподнятый участок.

В 1980—1981 гг. Северо-Новопортовская сп 25 ЯНГТ (Н.Н. Приемышев) работами МОВ ОГТ масштаба 1:100 000 уточнила геологическое строение северной периклинали Новопортовской структуры и Южно-Ямальского структурного носа по отложениям юры и мела. Построены структурные карты и схемы по отражающим горизонтам — Г, M_1, B_1, В, Т, T_2, T_4. Отмечено широкое распространение тектонических нарушений, обусловивших блоковое строение нижне-среднеюрской толщи и нижнего мела в северной части Новопортовской структуры.

В 1982—1983 гг. работами МОВ ОГТ масштаба 1:100 000, выполненных Восточно-Новопортовской сп 25 (В.П. Шипулин) ПГО «Ямалгеофизика», детально расчленен разрез и уточнено геологическое строение Восточно-Новопортовской структуры в стратиграфическом диапазоне от верхнего мела до палеозоя.

В 1983—1984 гг. Хамбатейская сп 25 работами МОВ ОГТ масштаба 1:100 000 подготовила к глубокому бурению Хамбатейское и Нулмуяхинское л.п., а также уточнила геологическое строение Нурминского л.п. по всем ОГ осадочного чехла.

В эти же годы силами Ямальской сп 49/83-84 (В.Д. Быков), Средне-Ямальской сп 23/84-85 и Байдарацкой сп 49/84-85 (Д.В. Миткалев) ПГО «Ямалгеофизика» были выполнены шесть региональных профилей с целью расчленения и изучения на полную мощность разреза платформенных отложений на юге Ямальского полуострова.

В 1985—1986 гг. Мало-Ямальская сп 49 работами МОВ ОГТ масштаба 1:100 000 детализировала строение Мало-Ямальского, Нурминского л.п., а также Нурминского мегавала. В зоне сочленения Нурминского и Ростовцевского месторождений выявлено Южно-Нурминское л.п. По результатам работ построены временные разрезы и структурные карты с сечением изогипс 20—40 м.

В 1986—1987 гг. работами МОВ ОГТ масштаба 1:100 000, выполненных Новонейтинской сп 26 (В.А. Сычев) были выявлены и закартированы Западно-Арктическое, Юрахатское, Ясавэйское и другие локальные поднятия Среднего Ямала. Кроме того, Западно-Арктическое локальное поднятие было подготовлено к глубокому бурению по юрским отложениям.

В 1987—1988 гг. работами МОВ ОГТ масштаба 1:50 000, выполненны-

ми Южно-Нулмуяхинской сп 49 (В.А. Ордин), были изучены меловые и юрские отложения в зоне сочленения Нулмуяхинского, Новопортовского, Хамбатейского и Западно-Каменномысского локальных поднятий. Были построены структурные карты по ОГ Г, М, В, Б и Т2 и выявлены и подготовлены к глубокому бурению Юрседайское л.п. (в юрских отложениях) и Уманцевская АТЗ (в неокоме).

В северной части Ямала после проведения сп 45/81-82, 45/82-83 и 23/82-83 региональных сейсмоисследований МОГТ масштаба 1:200 000 и площадной съемки МОВ ОГТ в масштабе 1:100 000 (сп 26,45/83-84 (В.А. Сычев и др.) были получены новые данные, позволившие уточнить геологическое строение Малыгинского вала, Преображенского, Южно- и Северо-Тамбейского л.п. Был охарактеризован платформенный чехол на полную мощность, расчленена неокомская толща, выявлен антиклинальный Южно-Скуратовский перегиб. В результате этих работ подготовлены к глубокому бурению Малыгинское и Северо-Малыгинское л.п., осложняющее северо-восточную часть Малыгинского вала. Площадными сейсмоисследованиями МОВ ОГТ масштаба 1:100 000 сп 25/87-88 выявлено и подготовлено к глубокому бурению Западно-Малыгинское л.п.

Поисковыми площадными сейсморазведочными работами МОВ ОГТ масштаба 1:100 000 Южно-Скуратовской сп 21/87-88 (О.Г. Коблова и др.) выявлены и подготовлены к глубокому бурению расположенные в северо-западной части полуострова Леоновское и Тарминское л.п., выявлены Змеиное, Арктурское, Восточно-Арктурское, Нярклинское л.п., дополнительно изучены Малыгинское, Западно-Малыгинское, Пяседайское и Сядорское л.п.

Поисковыми площадными сейсморазведочными работами МОВ ОГТ Скуратовской сп 25/87-88 исследованы Скуратовское, Южно-Скуратовское, Верхне-Малыгинское, Западно-Малыгинское и Малыгинское л.п.

Площадными сейсморазведочными работами МОВ ОГТ масштаба 1:100 000 Преображенской сп 25/86-87 исследованы следующие структуры северо-восточной части Ямала: Хасалямское, Северо-Преображенское, Южно-Преображенское, Северо-Тамбейское, Верхне-Тамбейское, Северо-Малыгинское л.п., Тыпертояхская приподнятая зона.

Сейсморазведочными работами МОВ ОГТ масштаба 1:100 000 Западно-Сядорской сп 21/86-87 выявлены Западно-Сядорское и Мало-Сядорское л.п., Тиутейский структурный нос.

Сейсморазведочными работами МОВ ОГТ масштаба 1:100 000 Южно-Пяседайской сп 23/86-87 детально изучено геологическое строение мезозойских отложений Западно-Тамбейского вала и зоны сочленения Северо-Ямальского мегавала и Средне-Ямальского свода. Детально изучено и подготовлено к глубокому бурению по меловым и юрским отложениям Мало-Тамбейское л.п. В неокомской части разреза выявлена и подготовлена к глубокому бурению Хариусная структура по горизонту B_1.

Сейсморазведочными работами МОВ ОГТ масштаба 1:100 000 Южно-Сядорской сп 65/89-90 (Г.Л. Шипулина) изучено геологическое строение северо-западной части Сеяхинского мегапрогиба, детально расчленен разрез платформенного чехла в стратиграфическом диапазоне верхний палеозой — верхний мел, выявлено и подготовлено к глубокому бурению Хвойное л.п. по отражающему горизонту H_{00}, выявлены Хребетное, Хороводное, Харпское, Хорейное, Холодное л.п., Южно-Сядорский приподнятый участок.

Сейсморазведочными работами МОВ ОГТ масштаба 1:50 000 Западно-Сеяхинской сп 26/90-91 и Западно-Сеяхинско-Тамбейской сп 49/90-91 ГГП «Ямалгеофизика» выявлен новый структурный элемент 2-го порядка — Центрально-Ямальский вал, в пределах которого выявлены Восточно-Харпское, Западно-Харпское л.п. и Западно-Вэнуйский приподнятый участок, а также выявлен южный купол Мало-Тамбейского л.п. В юрско-меловой части разреза выявлены Восточно-Тиутейский и Северо-Торосный приподнятые участки. Проведена доразведка северной периклинали Западно-Сеяхинского л.п.

Сейсморазведочными работами МОВ ОГТ масштаба 1:50 000 Новопортовской сп 25/90-91 (Д.В. Миткалев) ГГП «Ямалгеофизика» уточнено геологическое строение южной периклинали и юго-восточного склона Новопортовского поднятия, детально расчленены неокомские отложения, выявлена и подготовлена к глубокому бурению Восточно-Новопортовская структурно-литологическая ловушка по отражающим горизонтам $H_{0/20}$, $H_{0/21}$, $H_{0/22}$ и $H_{0/23}$.

Сейсморазведочными работами МОВ ОГТ масштаба 1:50 000 Южно-Ростовцевской сп 25/91-92 (В.А. Ордин) ГГП «Ямалгеофизика» уточнено геологическое строение северной периклинали Новопортовского вала, детально расчленены неокомские и юрские отложения, подготовлено к глубокому бурению по породам юры и мела Ямальское л.п.

Кроме вышеупомянутых исследований в конце 80-х - начале 90-х годов сейсморазведочные работы проводили следующие сейсмопартии:

Восходная сп 25/81-82, МОВ ОГТ, масштаб 1: 100 000;

Нулмуяхинская сп 49/86-87, МОВ ОГТ, масштаб 1:50 000;

Северо-Нулмуяхинская сп 45/87-88, МОВ ОГТ, масштаб 1:50 000;

Северо-Средне-Ямальская сп 45/88-89, МОВ ОГТ, масштаб 1:100 000;

Южно-Средне-Ямальская сп 49/88-89, МОВ ОГТ, масштаб 1:100 000;

Сеяхинская сп 65/88-89, МОВ ОГТ, масштаб 1:100 000;

Тамбейская сп 23/88-89, МОВ ОГТ, масштаб 1:100 000;

Байдарацкая сп 21/88-89, МОВ ОГТ, масштаб 1:100 000;

Западно-Преображенская сп 25/88-89, МОВ ОГТ, масштаб 1:100 000;

Северо-Сеяхинская сп 23/89-90, МОВ ОГТ, масштаб 1: 100 000;

Бованенковско-Крузенштернская сп 49/89-90, МОВ ОГТ, масштаб 1:100 000;

Малыгинско-Ачимовская сп 65/91-92, МОВ ОГТ, масштаб 1:50 000;

Новопортовско-Каменномысская 29/92-93, МОВ ОГТ, масштаб 1:50 000 и другие сейсмопартии.

Особый интерес представляют последние сейсморазведочные работы, выполненные в 1991—1995 годах в пределах Харасавэйского, Бованенковского и группы Тамбейских месторождений.

В пределах Бованенковской площади были выполнены сейсморазведочные работы МОВ ОГТ масштаба 1:50 000 Бованенковской сп 26/93-94, Северо-Бованенковской сп 65/93-94 и Южно-Бованенковской сп 23/91-92. В результате этих исследований существенно уточнены структурные планы по главным углеводородсодержащим пластам мезозойских отложений, оконтурены структуры в пределах Бованенковского л.п. Впервые на площади, главным образом в юрской и палеозойской частях разреза, выделено более двухсот дизъюнктивных нарушений различной степени надежности, протяженности и с амплитудой от единиц до 300 м. Их наличие приводит к усложнению строения юрских пластов и вероятному существованию структурно-тектонических ловушек в продуктивных горизонтах.

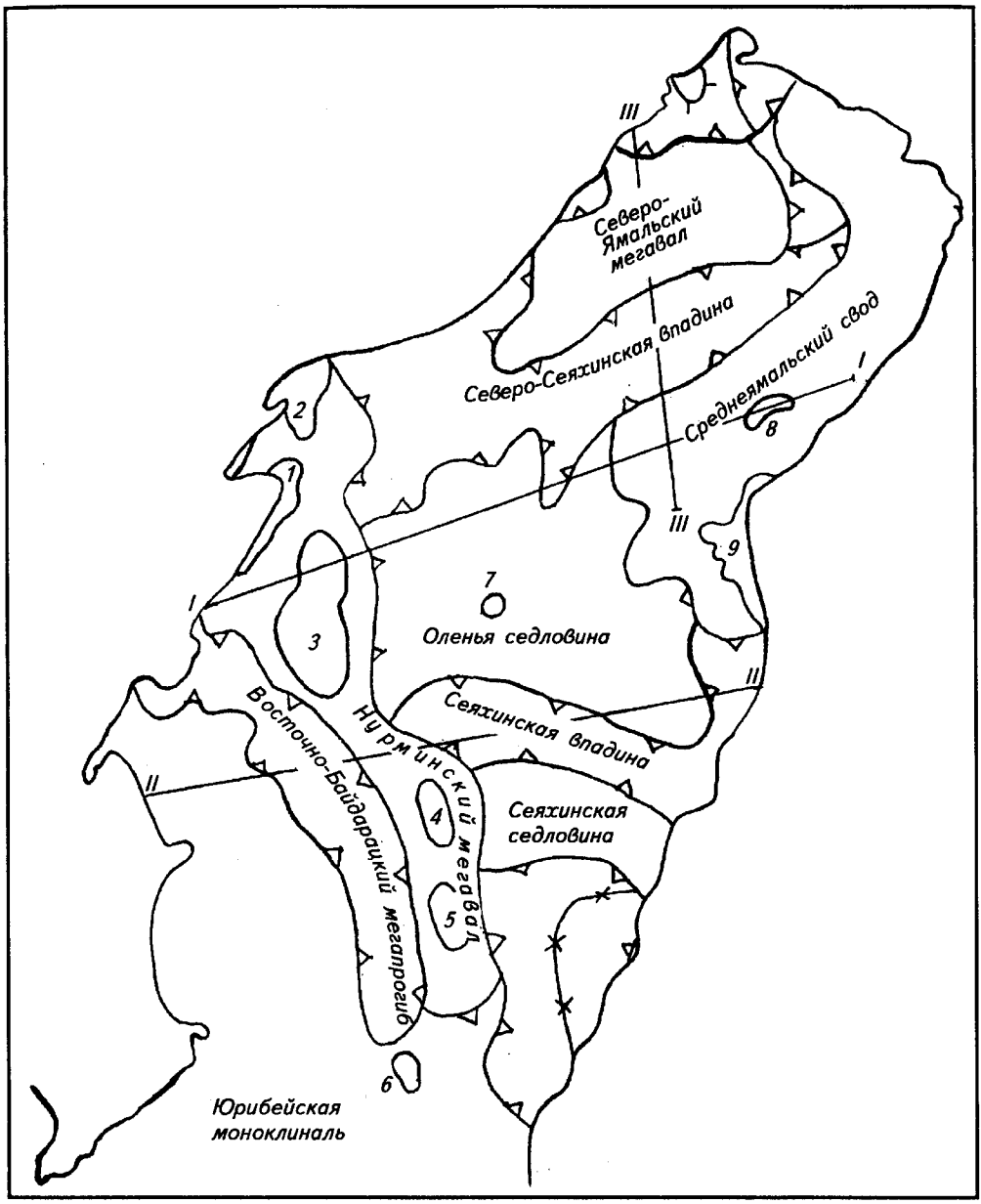


Рис. 1.3. Тектоническая схема Ямала и размещения сейсмических профилей.
Сейсмические профили: *I–I, II–II, III–III*. Месторождения: *1* — Крузенштернское, *2* — Харасавейское, *3* — Бованенковское, *4* — Средне-Ямальское, *5* — Нурминское, *6* — Новопортовское, *7* — Верхне-Тиутейское, *8* — Северо-Тамбейское, *9* — Южно-Тамбейское

В пределах Харасавэйской площади были выполнены сейсморазведочные работы МОВ ОГТ масштаба 1:50 000 Северо- Харасавэйской сп 26/94-95 и Южно-Харасавэйской сп 65/94-95. Необходимость постановки этих работ была определена тем, что уникальное по запасам многопластовое Ха-

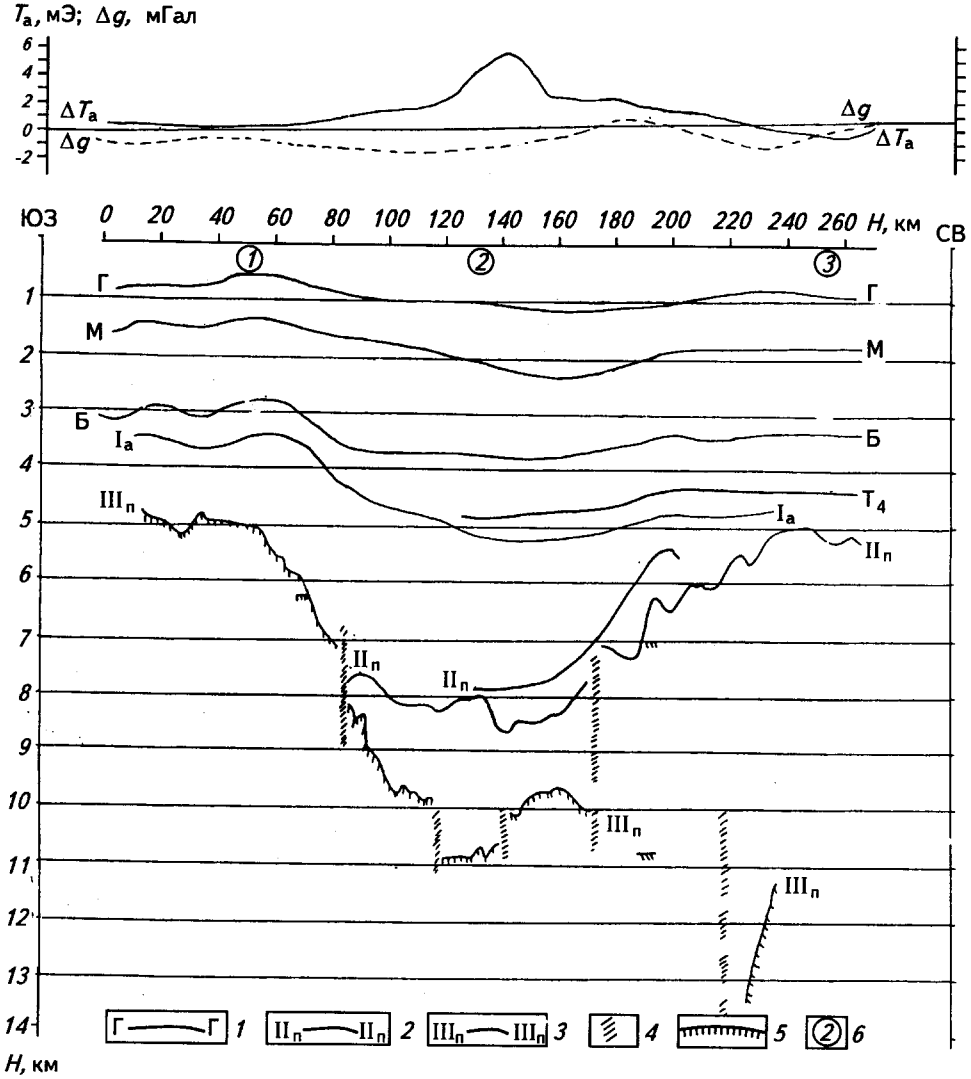


Рис. 1.4. Геолого-геофизический разрез по профилю *I–I* (см. рис. 1.2) (По материалам ПГО «Ямалгеофизика, 1980 г.):

Δg, ΔT_a — соответственно графики гравитационного и магнитного полей; *1* — отражающие горизонты по данным МОВ, МОВ ОГТ; *2* — преломляющие горизонты: $II_п$ — $II_п$ — внутри ПСЭ; *3* — преломляющий горизонт, отождествляемый с кровлей консолидированного фундамента; *4* — разломы; *5* — глубина залегания горизонтов на пересекаемых профилях; *6* — местоположение локальных структур, развитых в отложениях платформенного чехла (цифры в кружках): *1* — Бованенковской, *2* — Оленьей седловины, *3* — Северо-Тамбейской.
Основные опорные отражающие горизонты: Г–Г, М–М, Б–Б, I_a–I_a (отождествляемые соответственно с кровлей сеномана, кровлей апта, кровлей юры, кровлей триаса), T_4 (связан с подошвой глин тоарского яруса, разделяющих джангодскую свиту на верхнюю и нижнюю)

расавэйское месторождение разведывается при крайне слабой геофизической изученности на основе весьма редкой сети преимущественно шестикратных сейсмических наблюдений двадцатилетней давности. По результа-

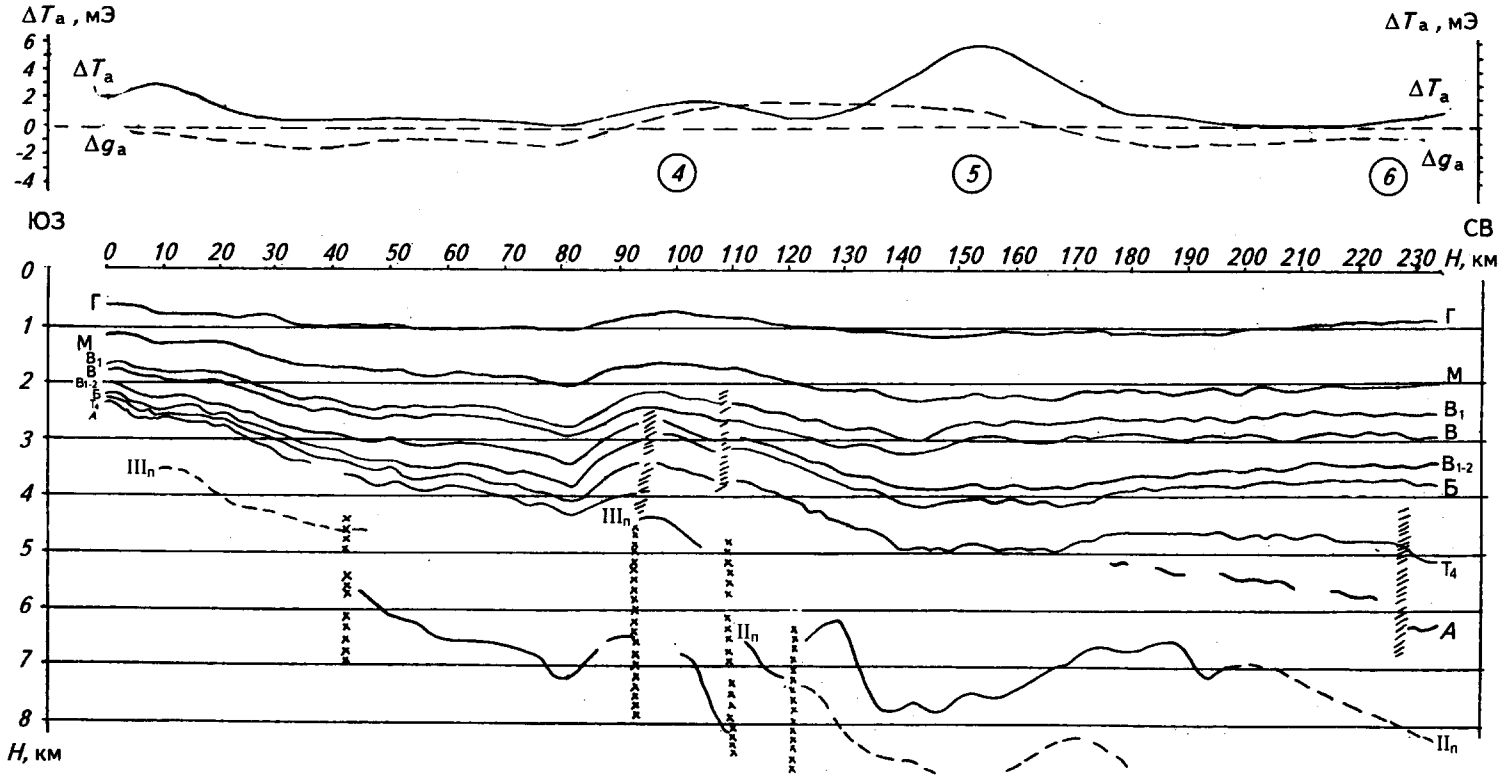
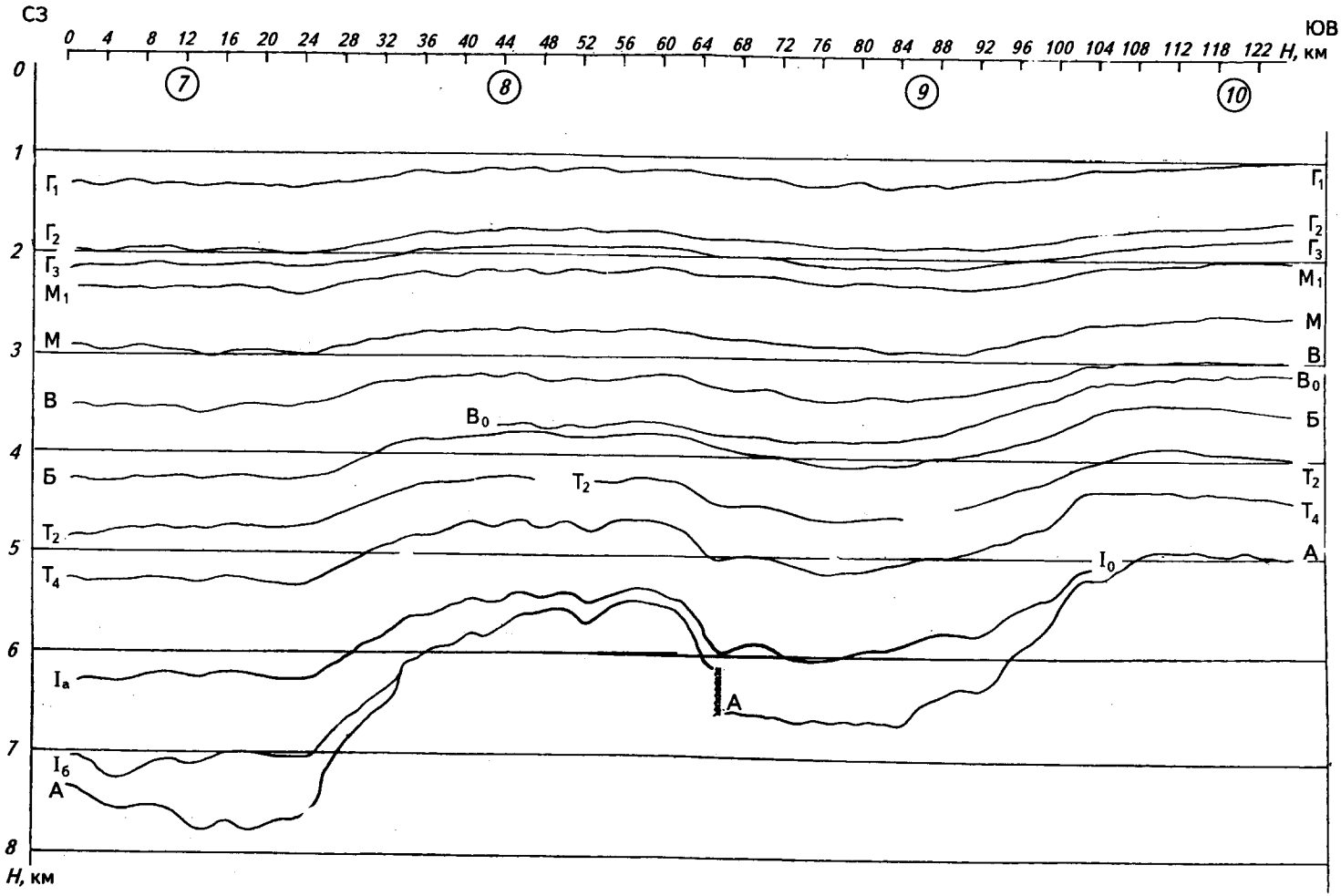


Рис. 1.5. Геолого-геофизический разрез по профилю *II–II* (см. рис. 1.2) (По данным ПГО «Ямалгеофизика», 1986 г.):
Условные знаки см. на рис. 1.3.
Размещение локальных структур (цифры в кружках): *4* — Нейтинской, *5* — Сеяхинской, *6* — Северо-Сеяхинской (поднятие). Основные опорные отражающие горизонты: Г—Г, М—М, В, B_1, Б, А (отождествляемые соответственно с кровлей сеномана, апта, баррема, юры, с подошвой платформенного чехла) и B_{1-2}, T_4 (связаны соответственно с шельфовыми пластами ахской свиты, с подошвой глин тоарского яруса, разделяющих джангодскую свиту на верхнюю и нижнюю), $I_п$ — I_{II} — отождествляемый с кровлей ПСЭ


СЗ
ЮВ
0 4 8 12 16 20 24 28 32 36 40 44 48 52 56 60 64 68 72 76 80 84 88 92 96 100 104 108 112 118 122 H, км
7
8
9
10
0
1
2
3
4
5
6
7
8
H, км
Г1
Г2
Г3
M1
M
B
B0
Б
T2
T4
A
I0
Ia
Iб
A

там проведенных исследований детально расчленен разрез в стратиграфическом диапазоне от верхнего мела до нижней части юрских отложений. Установлено, что большинство залежей полностью раскрывается в Карское море, на берегу которого отчетными работами закартированы наиболее высокие палео- и современные отметки. Кроме того, на крайнем юго-востоке площади, вне прежнего контура Харасавэйского л.п., впервые выявлен Харасавэйский купол. Его высокая перспективность по нижнемеловым отложениям подтверждается непромышленными притоками газоконденсата из пласта $БЯ_2$ на близлежащей Харатской площади. На южной оконечности Харасавэйского л.п., в его прежнем контуре (по учетному паспорту) впервые закартировано Южно-Харасавэйское л.п., в пределах которого по палеоструктурному анализу прогнозируются юрские коллекторы с улучшенными свойствами.

В пределах группы Тамбейских месторождений в 1992—1993 гг. сейсмопартиями 26, 49 и 65 ГГП «Ямалгеофизика» проведены сейсморазведочные работы МОВ ОГТ масштаба 1:50 000, позволившие уточнить и детализировать геологическое строение этой части полуострова. Позже, в 1995 г., в результате переобработки материалов МОВ ОГТ масштаба 1:100 000 по Южно-Тамбейскому месторождению были получены уточненные структурные карты по ОГ Г, $Г_3$, $М_1$, М и Б, которые показали большую, чем предполагалось ранее, структурную раскрытость этого л.п. на восток, в Обскую губу. Впервые оконтурено по ОГ $Г_3$ Прибрежно-Тамбейское поднятие, уточнены границы Восточно-Тамбейского, Бурунного и Южно-Бурунного локальных поднятий.

Таким образом, за весь период изучения на Ямале было выполнено около 35 тыс. километров сейсмических работ. При этом доля новейших сейсморазведочных работ в этом объеме невысока.

Так, на Бованенковском месторождении сейсмопартиями «Ямалгеофизика» в начале-середине 80-х годов проведено чуть более 2 тыс. км профилей, в основном 24-кратных, и только около 800 км — 48-кратных. Зимой 1993—1994 гг. на северо-западном склоне южного купола была проведена детализационная сейсморазведка кратностью 48.

На Новопортовском месторождении результаты старых сейсмических работ в настоящее время неадекватны требованиям построения современной структурно-литологофлюидальной разломно-блочной модели строения юрских и новопортовских залежей и уточнения запасов углеводородов.

На Крузенштернском месторождении сейсморазведочные работы 24-кратные, выполненные в середине 80-х годов, также не позволяют в должной степени надежности построить современные модели неокомских залежей и детализировать их внутреннюю структурно-литологическую неоднородность.

По результатам сейсмических работ проведено тектоническое райони-

---

Рис. 1.6. Геолого-геофизический разрез по профилю III—III (см. рис. 1.2) (По данным ПГО «Ямалгеофизика», 1986 г.).

Условные знаки см. на рис. 1.3.

Размещение локальных структур (цифры в кружках): *7* — Западно-Ямальской седловины, *8* — Малыгинской, *9* — Северо-Сеяхинской (впадина), *10* — Западно-Тамбейской. Основные отражающие горизонты, отождествляемые соответственно с низами альба ($Г_1$, $Г_2$, $Г_3$), кровлей апта (М, $М_1$), кровлей баррема (В, $В_0$), кровлей юры (Б), кровлей тоарского яруса (кровля вымской свиты $Т_2$), с подошвой платформенного чехла, с разрезом тампейской серии ($I_а$, $I_б$), с кровлей триаса (А); горизонт $Т_4$ связан с подошвой глин тоарского яруса, разделяющих джангодскую свиту на верхнюю и нижнюю

рование территории Ямала (рис. 1.3). О глубинном строении недр полуострова позволяют судить сейсмические профили (рис. 1.4 – 1.6).

1.2. ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОЕ БУРЕНИЕ

В настоящее время на территории полуострова Ямал введено в глубокое бурение 55 перспективных, преимущественно положительных структур, и открыто 26 месторождений углеводородов.

Первым на полуострове было открыто ***Новопортовское*** месторождение. Скважина-первооткрывательница № 50, пробуренная в своде поднятия, дала в конце декабря 1964 г. притоки газа с конденсатом из отложений валанжина и юры. В первый период изучения месторождения (1964 – 1969 гг.) было пробурено 29 поисковых и разведочных скважин, вскрывших породы мела, юры и доюрскую толщу, из которых только 15 оказалось продуктивными, и обнаружено 10 залежей УВ: 1 нефтегазоконденсатная в кровле юрского проницаемого комплекса, 6 нефтегазоконденсатных в неокомских отложениях, 1 нефтегазовая в кровле апта, 1 газовая и 1 газонефтяная в породах альба и сеномана. На данном этапе была принята «безразломная» модель строения месторождения. В этот период относительно детально были изучены стратиграфия, литология и многие важные вопросы нефтегазоносности осадочного чехла. В 1969 г. были подсчитаны запасы УВ по 9 объектам, в том числе по горизонтам $ПК_1$ (газ), $ТП_1$ (нефть и газ), $НП_1$, $НП_{2-3}$, $НП_4$, $НП_{5-7}$, $НП_8$, $НП_{9-10}$ и тюменской свите (газ, конденсат).

Одним из основных недостатков работ этого периода является недостаточная изученность строения, распространения и продуктивности нефтяных оторочек. Притоки нефти без газа были получены из интервалов нефтяных оторочек в единичных скважинах и составляли от 3 до 30 $м^3$/сут при динамических уровнях 196 – 1664 м. Недостаточно были изучены и конденсатные характеристики залежей, что не позволило провести точную оценку запасов конденсата.

В 1969 г. поисково-разведочные работы на Новопортовском месторождении были приостановлены и возобновились лишь в конце 1978 г.

На втором этапе поисково-разведочных работ (1978 – 1985 гг.) на месторождении закончено бурением и испытанием еще 80 скважин, позволивших уточнить структурно-литологическую характеристику разреза, морфологию, тип и добывные возможности выявленных ранее залежей и открыть несколько новых скоплений УВ, в том числе в базальных горизонтах юры и верхней части доюрских образований. В 1980 г. произведена переоценка запасов по данным дополнительного бурения двух скважин № 82, 83, в результате испытания которых из интервалов нефтяных оторочек получены притоки нефти из трех объектов (скв. 82 – $НП_{9-10}$, скв. 83 – $НП_7$, тюменская свита). К 1981 г. на месторождении было пробурено 38 поисковых и разведочных скважин. В дополнительно пробуренных скважинах чистые притоки нефти были получены из среднеюрской залежи (скв. 84, скв. 107). При составлении в 1982 г. проекта опытно-промышленной эксплуатации в основу были положены подсчетные планы оценки запасов с изменениями по состоянию 01.07.1982 г. К этой дате на месторождении было пробурено уже 55 скважин. Дополнительно пробуренные скважины не внесли существенной детализации в строение нефтяных оторочек, так

как только пять скважин оказались в контуре залежей. К тому времени не был даже в достаточной степени установлен структурный план месторождения. По кровле коллекторов тюменской свиты выделялся единый свод от скв. 59 до скв. 77. Трехкупольное строение этой структуры было установлено фактически только в 1985 г., после бурения еще пяти скважин. В дополнительных скважинах, пробуренных до 1982 г., в основном, испытаны палеозойские и нижнеюрские отложения и в них открыты газоконденсатные залежи. Из пласта $НП_{2-3}$ в скв. 121 был получен чистый приток нефти дебитом 0,57-4,2 $м^3$/сут из интервала, расположенного ниже ранее принятого ВНК в этой залежи, а из интервала нефтяной оторочки пласта $НП_4$ в скв. 133 был получен приток газа без признаков нефти. Также к значимым результатам, полученным в этот период, следует отнести и открытие нефтяной оторочки высотой 13 м на южной периклинали пласта $НП_1$ (скв. 101).

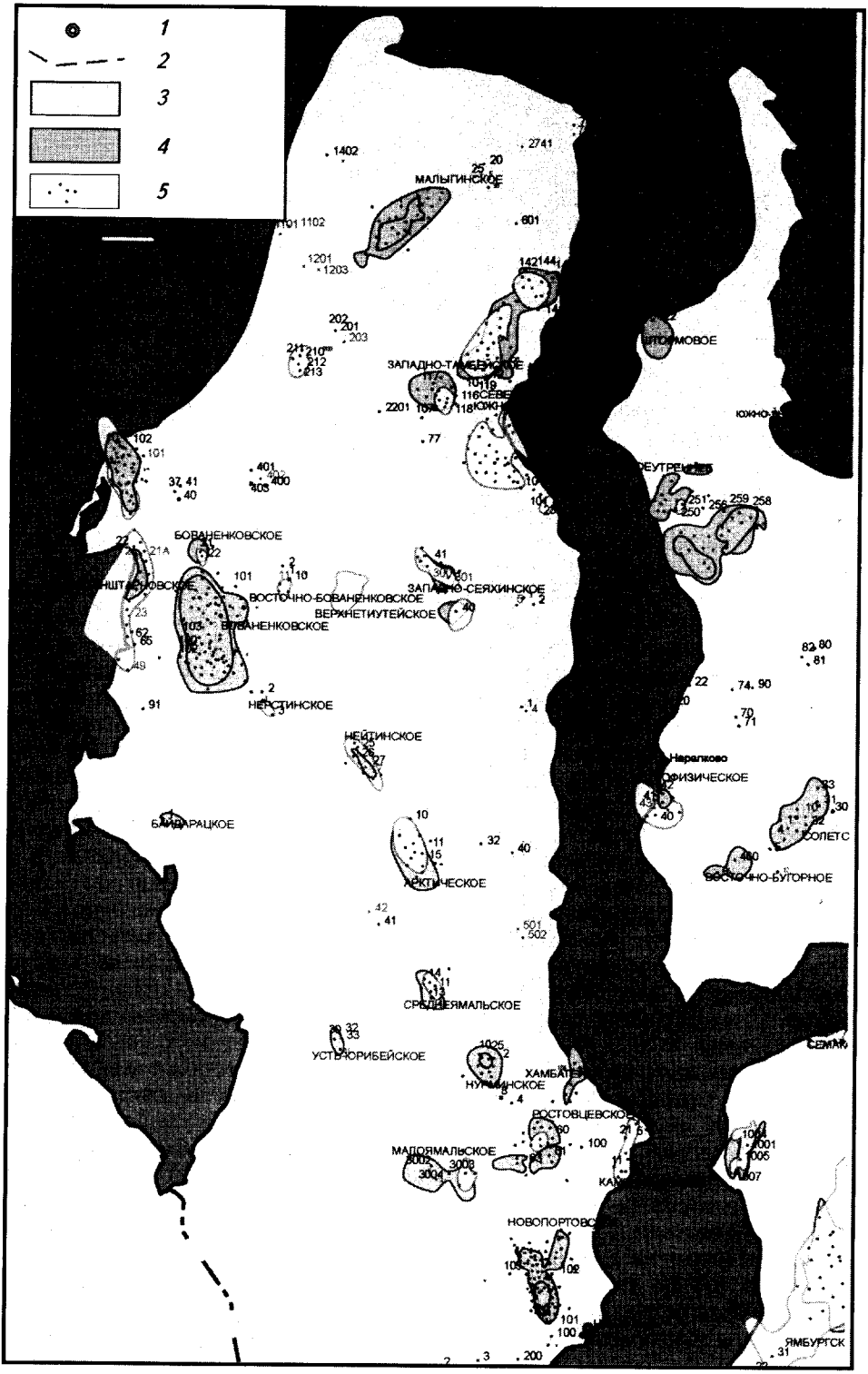
В результате обобщения исходной геолого-промысловой информации по Новопортовскому месторождению с целью определения оптимальных способов разработки продуктивных горизонтов, имеющих нефтяные оторочки, было рекомендовано создание двух опытных участков, на которых было пробурено 20 скважин (9 на первом, юго-западном, и 11 на втором, юго-восточном). Полученные дополнительные геолого-промысловые данные позволили установить, что геологическое строение месторождения значительно сложнее, чем представлялось.

В третий период изучения месторождения (1986—1997 гг.) основные буровые работы были направлены на поиски скоплений УВ в доюрских породах, изучение распространения в них продуктивных участков с высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) коллекторов. К 1990 г. на месторождении палеозойский разновозрастный комплекс был вскрыт в 41 скважине. После получения в ряде пробуренных скважин притоков газа был составлен проект поисковых работ для изучения палеозойского карбонатного комплекса. В 1991—1993 гг. было пробурено шесть дополнительных скважин, вскрывших карбонатный комплекс палеозоя на мощность до 818 м. Несмотря на бурение этих скважин и получение в некоторых из них мощных притоков низкоконденсатного газа, эти работы не привели к открытию залежей промышленного значения и приросту запасов.

За весь период изучения в разрезе Новопортовского месторождения установлена нефтегазоносность в интервале глубин 469—2980 м, подсчитаны запасы по 13 продуктивным пластам (горизонтам), девять из которых содержат нефть: $ТП_1$, $НП_1$, $НП_{2-3}$, $НП_4$, $НП_{5-6}$, $НП_7$, $НП_8$, $НП_{9-10}$, средняя юра ($Ю_2$). Всего пробурено 145 скважин со средним расстоянием между ними 2—2,5 км.

После открытия в 1964 г. первого на Ямале месторождения — Новопортовского — поисковые работы были начаты на расположенных севернее локальных структурах, в пределах которых в 1968 г. было открыто ***Арктическое***, в 1970 — ***Нурминское***, а в 1972 — ***Средне-Ямальское*** нефтегазоконденсатные месторождения.

В 1971 г. в северо-западной части полуострова открыто самое крупное на Ямале по запасам газа и конденсата ***Бованенковское*** месторождение. По результатам бурения первых 55 скважин, пробуренных на месторождении в период с 1971 по 1982 гг., были подсчитаны запасы газа и конденсата по 12 пластам: сеноман, $ПК_9$, $ПК_{10}$, $ХМ_1$, $ХМ_2$, $ТП_{1-6}$, $ТП_{7-8}$, $ТП_9$, $ТП_{10-11}$, $ТП_{12}$, $ТП_{13-14}$, $ТП_{15}$, залегающих до глубины 1800 м. Кроме того, в этот период бы-


1
2
3
4
5
МАЛЫГИНСКОЕ
ЗАПАДНО-ТАМБЕЙСКОЕ
БОВАНЕНКОВСКОЕ
ВОСТОЧНО-БОВАНЕНКОВСКОЕ
ВЕРХНЕТИУТЕЙСКОЕ
ЗАПАДНО-СЕЯХИНСКОЕ
НЕРСТИНСКОЕ
НЕЙТИНСКОЕ
БАЙДАРАЦКОЕ
АРКТИЧЕСКОЕ
СРЕДНЕЯМАЛЬСКОЕ
УСТЬЮРИБЕЙСКОЕ
НУРМИНСКОЕ
РОСТОВЦЕВСКОЕ
МАЛОЯМАЛЬСКОЕ
НОВОПОРТОВСКОЕ
ЯМБУРГСК
Нарадково
ВОСТОЧНО-БУГОРНОЕ

ла установлена нефтегазоносность нижних горизонтов танопчинской свиты ($ТП_{17}$ – $ТП_{24}$), однако степень их изученности не позволила достоверно подсчитать по этим пластам запасы УВ. В 1982–1984 гг. было пробурено шесть разведочных скважин для доразведки этих газоконденсатных залежей.

В 1981 г. пробурена на месторождении скв. 67 – первая присводовая скважина с полным вскрытием юрского комплекса. Однако после аварийного фонтанирования водой с растворенным газом и геологического осложнения скважина была ликвидирована. Газонасыщенность юрских отложений была установлена в 1984 г. по результатам бурения и испытания поисковых скважин в пределах южного (скв. № 97) и северного (скв. 98) куполов. В 1984–1996 гг. бурение поисковых и разведочных скважин осуществлялось, в основном, на юрские отложения. В 1984–1986 гг. открыты газоконденсатные залежи в пластах $Ю_2$, $Ю_3$, $Ю_6$, $Ю_7$, позднее, в 1988 г., скв. 135 и 144 на северном куполе были открыты газоконденсатные залежи в пластах $Ю_{10}$ и $Ю_{12}$. Установлено сложное строение юрских коллекторов, их сильная изменчивость по разрезу и площади. Всего в этот период пробурено 40 скважин, из них 30 со вскрытием юрских отложений. Шесть из этих скважин – № 67, 97, 114, 116, 201, 203 – достигли доюрских образований с максимальной проходкой по ним 516 м в скв. 201.

Всего на Бованенковском месторождении к настоящему времени пробурено 95 поисковых и разведочных скважин. Расстояние между ними составляет 1,6–7,5 км, реже до 10 км на погруженных участках структуры.

В 1988 г. на месторождении начато эксплуатационное бурение на основные газовые залежи $ТП_{1-6}$ в верхней части разреза. Всего пробурено к настоящему времени 68 опытно-экспериментальных скважин и скважин специального назначения.

После открытия в 1971 г. Бованенковского месторождения следующие открытия сделаны в 1974 г. В этом же году были открыты на Ямале два крупных газоконденсатных месторождения – ***Харасавэйское*** и ***Южно-Тамбейское***. Позднее, в 1975 г. открыто ***Мало-Ямальское*** газовое, в 1976 – ***Нейтинское*** и ***Крузенштернское*** газоконденсатные, в 1980 – ***Южно-Крузенштернское*** газовое месторождения. В 80-х гг. открыты следующие месторождения: ***Каменномысское*** газовое (1981), ***Верхне-Тиутейское*** газовое (1982), ***Сядорское*** газовое (1983), ***Северо-Тамбейское*** газоконденсатное (1983), ***Восточно-Бованенковское*** газовое (1985), ***Малыгинское*** газоконденсатное (1985), ***Западно-Тамбейское*** нефтегазоконденсатное (1986), ***Ростовцевское*** нефтегазоконденсатное (1986), ***Тасийское*** газоконденсатное (1988), ***Северо-Бованенковское*** газовое (1988) и ***Западно-Сеяхинское*** газоконденсатное (1989) месторождения.

Нерстинское газовое месторождение открыто в 1983 г. в результате испытания сеноманских отложений в скв. 3. Однако его запасы были поставлены на государственный баланс только в 1995 г.

Поисково-разведочное бурение на Ямале во все годы проводили три

Рис. 1.7. Карта буровой изученности Ямало-Ненецкого автономного округа.
(Составлена по материалам Роскомнедра и Минтопэнерго, 1996 г.):
1 – населенные пункты, *2* – границы административных районов, *3* – контуры сеноманских залежей, *4* – контуры неокомских и юрских залежей, *5* – пробуренные поисково-разведочные скважины

нефтегазоразведочные экспедиции (НГРЭ): ***Карская***, ***Ямальская*** и ***Тамбейская***. Карская НГРЭ проводила бурение скважин на площадях западной части полуострова — от Байдарацкой на юге до Северо-Малыгинской на севере. Силами этой экспедиции открыты и разведаны такие крупные месторождения, как Харасавэйское, Бованенковское, Крузенштернское. Ямальская НГРЭ проводила строительство скважин, в основном, на площадях южной части полуострова. Силами этой экспедиции открыты и разведаны Новопортовское, Ростовцевское и другие месторождения. Тамбейская НГРЭ проводила поисково-разведочное бурение в северо-восточной части полуострова на всех месторождениях Тамбейской группы. Эти экспедиции входили в состав производственного геологического объединения (позже ОАО) «***Ямалнефтегазгеология***», генеральным директором которого до 1997 г. был ***В.Т. Подшибякин***. В 1994 г. Карская НГРЭ вышла из состава ПГО, образовав самостоятельное акционерное общество открытого типа «Карская НГРЭ». В настоящее время все эти предприятия ликвидированы.

С 1993 г. поисково-разведочные работы на Новопортовском, Бованенковском и Харасавэйском месторождениях (после получения соответствующих лицензий) начало вести предприятие «***Надымгазпром***», став основным заказчиком этих работ для Ямальской и Карской НГРЭ. Однако в 1997 г. по ряду причин строительство скважин на этих структурах было практически прекращено, за исключением Харасавэйского месторождения, где находилась в испытании только одна скв. 103. Всего за период с 1992 по 2003 гг. силами ООО «Надымгазпром» пробурено шесть скважин с суммарным объемом проходки 14,5 тыс. м.

Таким образом, площадная и глубинная изученность бурением разреза осадочного чехла Ямала в настоящее время оценивается как высокая, прежде всего по меловым горизонтам — практически все крупные и средние по размерам положительные структуры 3-го порядка разбурены (рис. 1.7). Малоизученными остались лишь склоны крупных структур 1-го и 2-го порядков — мегавалов, сводов, валов и куполовидных поднятий, а также моноклинальные участки на юге, впадины и прогибы в центре и на севере полуострова. Большинство поисковых и разведочных скважин вскрыли породы мелового возраста полностью или в значительной степени (до валанжина). Юрская толща на разную глубину (в основном кровельные горизонты $Ю_2-Ю_3$) вскрыта на 32 площадях 170 скважинами, большая часть которых (около 100) пробурена на Новопортовском и Бованенковском месторождениях. На девяти площадях полуострова вскрыты породы доюрского возраста 67 скважинами, большинство из которых (47) пробурено на Новопортовском месторождении. Всего на Ямале за период с 1964 г. (начало проведения поискового бурения) до настоящего времени пробурено более 700 глубоких поисковых и разведочных скважин. Объем бурения при этом составил около 2 млн. м горных пород.

ГЛАВА 2
ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГОРНЫХ ПОРОД

В геологическом строении полуострова Ямал принимают участие породы от палеозойского до четвертичного возраста, образующие два мегакомплекса отложений: домезозойский преимущественно метаморфический (осадочно-метаморфический) и мезозойско-кайнозойский осадочный (плитный).

2.1. ДОМЕЗОЗОЙСКИЙ («ДОЮРСКИЙ») МЕГАКОМПЛЕКС

Объединяет отложения складчатого фундамента и промежуточного структурного этажа.

Образования складчатого фундамента на Ямале не вскрыты, в связи с чем сведения о его строении основываются, главным образом, на сейсморазведочных материалах. По данным КМПВ, поверхность фундамента располагается здесь на глубинах до 7—8 км (см. рис. 1.3—1.5).

Промежуточный структурный этаж частично вскрыт только на Новопортовском, Восточно-Новопортовском, Усть-Юрибейском и Бованенковском месторождениях, Яр-Салинской, Сюнай-Салинской, Западно-Яротинской и Верхнереченской площадях (рис. 2.1). Здесь он представлен породами палеозойского возраста. В силу малого отбора керна и шлама из редких скважин сведения о вещественном составе доюрских пород фрагментарны. Относительно хорошо доюрский комплекс изучен только на ***Новопортовском месторождении***. В разрезе палеозойских отложений выделены три литостратиграфических комплекса пород: зеленосланцевый, метапесчаниковый и карбонатный, каждый из которых раздроблен разноориентированными системами разломов, по которым соприкасаются сравнительно небольшие по площади геоблоки различного возраста и вещественного состава.

Зеленосланцевый комплекс — литотипы комплекса представлены сланцами, светло-зеленовато-серыми, темно-серыми до черного, сильнодислоцированными, с углами падения слоев по керну 45—50°, трещиноватыми. Состав сланцев разнообразен и определяется по преобладающим эпигенетическим минералам (эпидот-хлорит-кварцевый, кварц-серицит-хлоритовый, карбонатно-хлоритовый). Отложения зеленоцветного комплекса вскрыты скважинами в западной части Новопортовской площади.

Метапесчаниковый комплекс представлен метаморфизованными полимиктовыми и полевошпатово-кварцевыми песчаниками и алевролитами, буровато-серыми, с подчиненными прослойками и линзочками аргиллитов

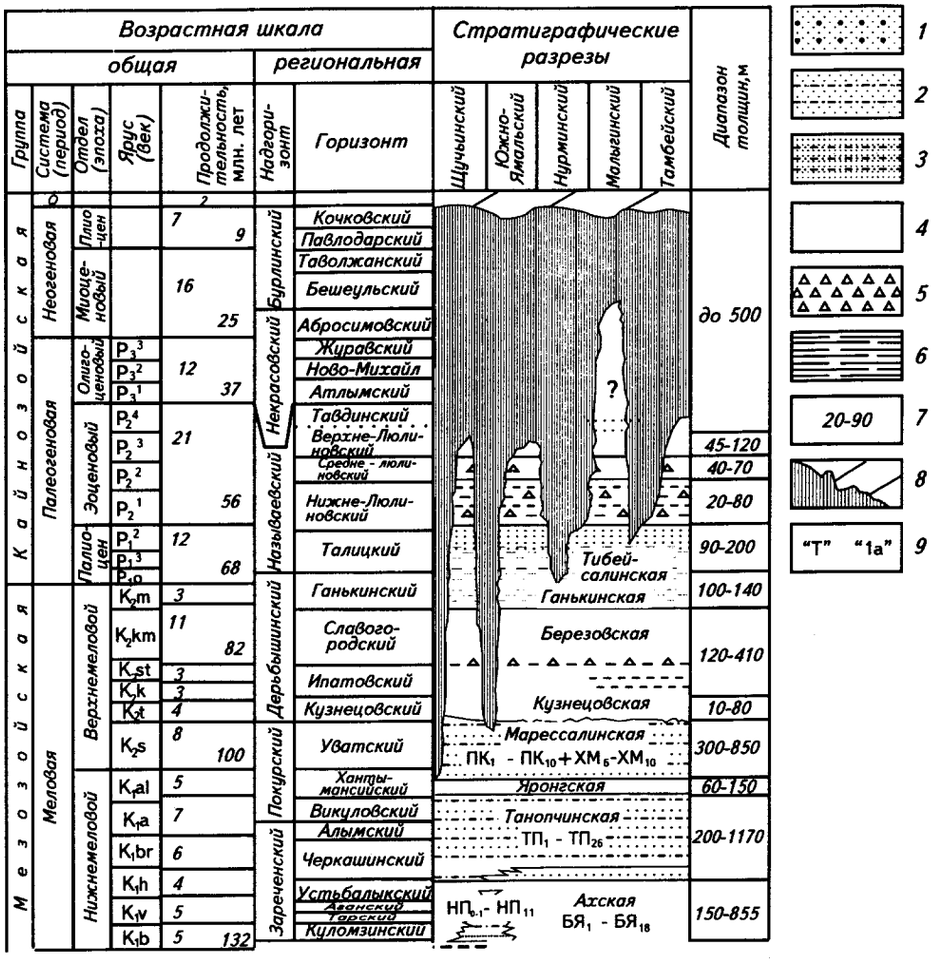
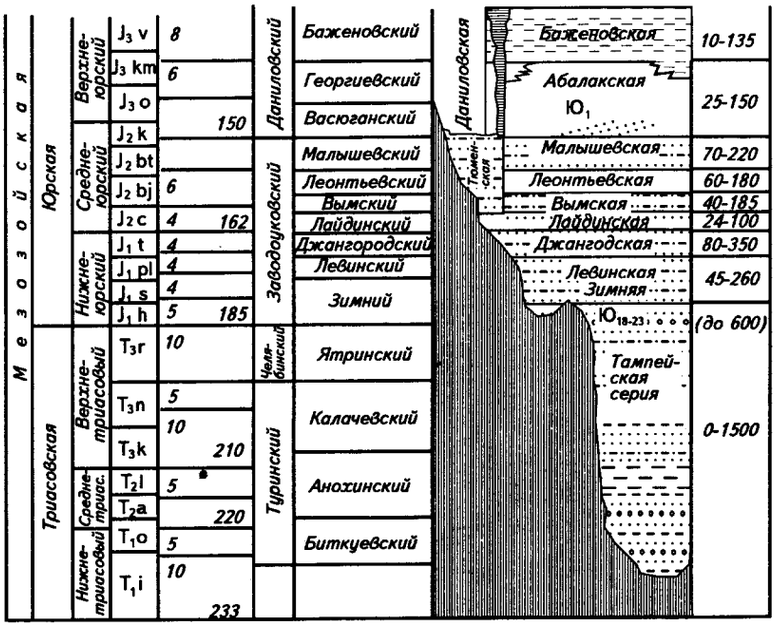


Рис. 2.1. Стратиграфическая схема мезозойско-кайнозойских отложений Ямальской нефтегазоносной области (Составили М.И. Мишульский, Ю.В. Брадучан, З.Д. Ханнанов, 1993 г. С добавлениями по материалам 2003 г.):

1 — преимущественно песчаные отложения и конгломераты; *2* — песчано-алевритовые отложения с прослоями аргиллитов; *3* — переслаивание песчано-алеврито-глинистых пород; *4* — преимущественно глинистые породы; *5* — кремнистые породы; *6* — битуминозные породы; *7* — толщины надгоризонтов и свит серии; *8* — размывы и отсутствие отложений; *9* — приуроченность сейсмических горизонтов



и пелитоморфных известняков. В составе полевошпатово-кварцевых песчаников и алевролитов преобладают мелкокристаллический кварц и минералы преобразования полевых шпатов — каолинит, гидрослюды. Подчиненное количество гидроокислов железа, кальцита, сидерита и лейкоксена дополняют облик измененной породы. Зерна кварца в шлифах — сильно корродированы, нередко образуют кварцево-серицитовые скопления, формирующие отдельные участки сланцеватости породы. Для метапесчаников характерно наличие трещин, заполненных преимущественно кислыми плагиоклазами и, реже, в промежутках между ними — кальцитом. Меньшее количество трещинок заполнено большей частью кальцитом, а плагиоклазы в них имеют подчиненное количество. Текстура пород массивная или слоистая. Породы этого комплекса вскрыты скважинами в центральной части Новопортовской площади. Пространственная разобщенность метапесчаникового и зеленосланцевого комплексов не позволяет установить характер их взаимоотношения. Верхняя граница метапесчаникового комплекса с несогласием перекрывается девонскими карбонатно-терригенными отложениями. Возраст отложений зеленосланцевого и метапесчаникового комплексов условно принят как ордовикско-силурийский.

По заключению Х.А. Иштиряковой (1968 г.), сланцы, вскрытые на Новопортовском месторождении, сходны с аналогичными породами в других регионах Западно-Сибирской плиты. Возраст их датируется ранним палеозоем.

Карбонатный комплекс вскрыт в различных частях Новопортовской площади, но наиболее широко он распространен на восточном крыле поднятия. Спектр литологических типов карбонатного комплекса разнообразен. Среди известняков описаны органогенные, органогенно-детритовые и пелитоморфные разности. Доломиты имеют подчиненное распространение. Ограниченно распространены известковистые аргиллиты.

Известняки светло-серые, серые до черных, скрытокристаллические, массивные, трещиноватые. В.А. Фомичевым отмечается разнонаправленность трещин в известняках с раскрытостью от долей до первых миллиметров. Большая часть трещин заполнена кальцитом. Более крупные трещины заполнены кремнеземом, кварцем.

Известняки обогащены рассеянной обуглившейся органикой (пылевидным углеродистым веществом) (скв. 103, 129, 131), что придает им цвет от темно-серого до черного.

Отложения карбонатного комплекса вскрыты в отрицательных структурно-формационных зонах фундамента и в плане картируются как линейно вытянутые тела с мозаичной рисовкой. Карбонатные породы богаты макро- и микрофауной. Мшанки, криноидеи, спикулы губок, остракоды позволяют считать возраст отложений карбонатного комплекса как силурдевонский, девонский (О.И. Богуш и др., 1989). Слабая освещенность палеозойского разреза бурением вызвала необходимость переосмысления материалов сейсморазведки. Так, интерпретация сейсмопрофилей 002 и 003 в совокупности с данными высокоточной гравиразведки позволила выявить широкое развитие рифогенных образований в карбонатном разрезе палеозоя Новопортовской площади. Работами ЗапСибВНИИГеофизика в разрезе Новопортовского месторождения было закартировано шесть различных по размерам и, как правило, изометричных геологических объектов, имеющих рифогенную структуру. При этом в их размещении установлены следующие закономерности:

подковообразное отображение в плане;

преимущественное размещение закартированных карбонатных построек на пологих бортовых частях крупной палеовпадины.

Такие же органогенные постройки значительной мощности в палеозойском карбонатном комплексе по волновой записи горизонта $II_в$(А) сейсморазведочных работ МОГТ были отмечены Н.Н. Немченко на Западно-Тамбейском поднятии.

Отдельные образцы керна и шлама представлены долерито-базальтами, хорошо раскристаллизованными, с резкоподчиненным количеством вулканического стекла. По описаниям керна эти магматические породы формируют небольшой мощности пластовые тела в карбонатно-глинистых отложениях.

Вопросы палеозойского магматизма детально рассмотрены в работе Е.И. Кудрявцевой «Базитовые интрузии палеозоя и триаса Западной Сибири (сравнительная петрохимия)» (Сб.тр. ГАНГ им. И.М. Губкина, 1993 г.).

Е.И. Кудрявцева относит базитовые палеозойские породы Новопортовской площади (скв. 215) к авгитовым габбро с повышенным (до 15 %) содержанием рудных минералов. Мощности интрузивных тел от 20 до 300 м.

Учитывая положение интрузивных тел в разрезе, предполагается возможным отнести время главной фазы внедрения интрузивных тел к раннему и среднему карбону.

Кроме того, Е.И. Кудрявцева подчеркивает, что именно палеозойские интрузии «весьма разнообразны по составу, возрасту и, видимо, формационной принадлежности», триасовые интрузии северных районов Западно-Сибирского региона таким разнообразием не обладают.

Сланцы — метаморфизованные, эпидот-хлорит-кварцевые, кварц-серицит-хлоритовые, карбонатно-хлоритовые и углистые, распространены преимущественно в западной части месторождения. Коллекторами являются известняки, доломиты и песчаники с песчано-карбонатными брекчиями. Песчаники — метаморфизованные полимиктовые и полевошпатово-кварцевые, с подчиненными прослоями и линзами аргиллитов и известняков. Распространены преимущественно в центральной части месторождения. Карбонаты представлены слабометаморфизованными органогенно-детритовыми, пелитоморфными известняками, доломитизированными известняками и доломитами. Распространены в различных частях Новопортовского вала.

Для всех типов пород характерна значительная трещиноватость. Трещины в карбонатах — разнонаправленные, частично залеченные кальцитом. Раскрытость изменяется от долей до первых миллиметров. По данным керна, трещины направлены под углом 35—45° к оси керна. При сопоставлении данных керна и сейсморазведки установлено, что распространение коллекторов приурочено к отрицательным структурно-морфологическим зонам фундамента, а сами они представляют собой линейно вытянутые тела, имеющие в плане мозаичную рисовку.

Вскрытая мощность палеозойских отложений на Новопортовском месторождении в основном около 50—150 м, в отдельных скважинах достигает 380—776 м. Абсолютные отметки кровли палеозоя изменяются от 2430 м в своде структуры до 3200 м на крыльях.

На ***Усть-Юрибейском*** месторождении (скв. 30) породы палеозойского возраста представлены сланцами.

На ***Сюнай-Салинской*** площади породы палеозойского возраста вскрыты скв. 41, 43 на глубинах 1856 м (а.о. —1835 м) и 1959 м (а.о. —1949) соот-

ветственно. Литологически представлены трещиноватой туфолавой среднего состава.

На ***Западно-Яротинской*** площади отложения палеозойского возраста вскрыты скв. 303 при забое 2764 м на глубину 52 м. Литологически представлены сланцами серыми, тонкослоистыми, с включениями кварца.

На ***Бованенковском*** месторождении породы промежуточного структурного этажа вскрыты в скв. 67, 97, 114, 116, 201, 203.

Скважина 67. Породы «доюрского» комплекса вскрыты в интервале 3363—3423 м (забой), а.о. 3349,96...—3409,96 м.

Описаны четыре шлифа, изготовленные из шлама, поднятого с забоя. Описание выполнено старшим научным сотрудником отдела региональной геологии ЗапСибНИГНИ В.Г. Криночкиным.

Три шлифа — глинисто-кремнистые породы, представляющие собой тонкозернистый агрегат глинисто-кварцевого состава. Величина зерен — сотые доли миллиметра. В составе преобладает кварц, отмечаются каолин, гидрослюда, редко — гидроокислы железа, сидерит, карбонат (кальцит), лейкоксен. Среди тонкозернистой массы наблюдаются крупные корродированные зерна кварца размером 0,1—0,2 мм, реже до 0,7—0,8 мм, а также зерна изометричные или неправильной формы, не окатанные, обычно с волнистым угасанием. Кроме кварца наблюдаются обособления кварцево-серицитовых пород с четкой сланцеватой текстурой. Края таких обособлений неровные, корродированные (как и у крупных зерен кварца).

Один (из четырех) шлифов состоит из зерен низкотемпературного кварца в удлиненных призматического облика кристаллах длиной до 1—1,5 мм (вероятно расшлифована жеодка с мелкими кристалликами кварца, но вмещающая порода в шлиф не попала). Возраст этих пород точно не определен. Не исключено (по аналогии с другими районами Западно-Сибирской низменности), что эти отложения относятся к триасовой коре выветривания.

Скважина 97. Породы «доюрского» комплекса вскрыты в интервале 3210—3478 м (забой), а.о. 3176,96...—3444,96 м.

Для исследования получен один образец объемом менее 1 $см^3$ керна из интервала 3475—3477 м (а.о. 3441,96...—3443,96 м). Описание образца выполнено Т.В. Балабановой (ВНИГРИ).

Порода представлена туфоалевролитом мелко-среднезернистым, сложенным неокатанными обломками кварца и полевого шпата. В кварце нередко наблюдаются мелкие включения цветных минералов, а также пузырьки жидкости и газа. В более крупных обломках по кварцу иногда развивается хлорит либо карбонат; изредка кварц замещается гидрослюдистыми и слюдистыми минералами.

Полевые шпаты в основном подверглись растворению и перекристаллизации с образованием кислого плагиоклаза, отличающегося чистотой и свежестью.

В целом поверхность зерен кварца и полевого шпата сильно корродирована цементирующим веществом, в составе которого преобладает разложенный хлорит. В результате минерального преобразования возникли мелкие пластинки новообразованного биотита и мусковита, присутствующих в породе в заметном количестве.

Характерно наличие в породе трещин, выполненных кислым плагиоклазом, представленным беспорядочно расположенными лейстами. В промежутках между лейстами отмечено присутствие кальцита. Некоторые

трещинки выполнены главным образом карбонатом, в меньшей степени плагиоклазами. В заметном количестве карбонат присутствует в основной массе породы.

Очень характерно для породы большое содержание метаморфизованных углеродистых образований, которые привносились в бассейн осадконакопления гидротермальными растворами. Все сказанное свидетельствует о том, что в целом порода метаморфизована. По своему составу и степени метаморфизма она сходна с верхнедокембрийскими образованиями других районов.

Скважина 114. Породы «доюрского» комплекса вскрыты в интервале 3210—3213 м (а.о. —3199,5...—3212,5 м). Керн отобран в том же интервале. Описание выполнено В.Г. Криночкиным. Порода представлена порфировидным габбро-диабазом темно-зеленого цвета, кристаллическим, сильно трещиноватым (брекчированным). Многочисленные трещины выполнены карбонатом, а по периферии плагиоклазом. Под микроскопом структура порфировидная, основная масса — полнокристаллическая габбро-диабазовая (переходная между габбровой и диабазовой, выраженной в меньшем идиоморфизме плагиоклаза по отношению к пироксену). Состав: плагиоклаз (50 %), моноклинальный пироксен (45 %), вторичные — хлорит, амфибол, карбонат, акцессорные — магнетит, пирит. Порфировидный облик породе придают крупные (до 1,5—2 мм) индивиды пироксена и плагиоклаза и гломеропорфировые скопления зерен пироксена. Основная масса породы состоит из более мелких (0,2—0,5 мм) зерен пироксена и плагиоклаза, между которыми наблюдаются неправильные промежутки, выполненные хлоритом, иногда с мелкими зернами плагиоклаза и пироксена и рудным материалом. Плагиоклаз слабо соссюритизирован, причем во вторичных минералах преобладают серицит и хлорит. Пироксен обычно сильно трещиноват и частично замещен амфиболом (особенно по периферии зерен) и хлоритом.

Описанные породы принадлежат, скорее всего, к классу интрузивных гипабиссальных или жильных пород, возраст — ранний-средний палеозой (?).

Скважина 201. Предположительно палеозойские породы вскрыты в интервале 3184—3700 м (забой). По керну представлены в верхней части (3211—3213 м) алевролитами коричневого цвета, равномернозернистыми, массивными, кварцполевошпатового состава, с прослоями аргиллитов белого цвета, слоистых, окремненных, трещиноватых. Ниже (3255,4—3256,6 м) присутствуют сильно прокварцованные и выщелоченные алевропесчаники буровато-серого цвета, массивные, пористые, кавернозные, трещиноватые. В интервале 3354,3—3355,8 м подняты гальки зеленовато-темного цвета, эффузивного или субвулканического облика, по составу — андезито-базальт. До глубины 3423,6 м идет переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов. В интервалах 3455,0—3465,4 м и 3465,4—3468,4 м залегают мраморизованные известняки, серые до темно-серых, массивные, слоистые, насыщенные углистым материалом, с редкими прослоями черных, углистых аргиллитов.

Скважина 203. Породы «доюрского» комплекса вскрыты в интервале 3396—3484 м (забой). По данным керна интервал 3396—3437 м представлен песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов, гравелитами, базальными конгломератами. По ГИС выделяются проницаемые прослои, пористость по результатам геолого-геохимических исследований шлама до

14 %. Ниже, на глубине 3460 м, вскрыта пачка отложений, представленных доломитами.

Общая мощность промежуточного структурного этажа в пределах полуострова составляет предположительно около 5—7 км.

2.2. МЕЗОЗОЙСКО-КАЙНОЗОЙСКИЙ МЕГАКОМПЛЕКС

Объединяет осадочные отложения платформенного чехла от триасового до четвертичного возраста (рис. 2.2).

ТРИАСОВАЯ СИСТЕМА (Т) (КОРА ВЫВЕТРИВАНИЯ)

В основании комплекса предполагается развитие пород триасового возраста, сложенных континентальными глинисто-песчаными образованиями тампейской серии мощностью до 300 м. Триасовые отложения развиты, в основном, в глубоких депрессиях, например в Сеяхинском мегапрогибе.

На положительных структурах отложения триасового возраста вскрыты лишь на Восточно-Бованенковском месторождении скв. 11 в интервале глубин 3998—4113 м (забой) или на абсолютных отметках —3965,98÷÷4080,98 м. Описание этих отложений дается по материалам геолого-геохимического отряда Карской ПГП (А.М. Юрченков, 1996 г.) на основе исследования керна (интервалы 3990—4000, 4015—4030, 4074—4088 м) и шлама. Породы представлены глинистыми мергелями, обогащенными тонкодисперсным органическим веществом (ОВ), карбонатно-глинистыми полосчатыми (также богатыми органикой) породами флишоидного типа и оливин-пироксеновыми долерито-базальтами. Последние образуют, вероятно, пластообразные тела (силлы, лавовые покровы) типа енисейских траппов. Мергели имеют темно-серый до черного цвет, массивную текстуру. Порода очень хрупкая, часто с раковистым изломом. Иногда рассланцована под углом 45° к оси керна (кливаж). Порода сильно трещиновата — разбита сетью разноориентированных микротрещин мощностью от долей до 2—3 мм (часто залеченных кальцитом), по которым легко раскалывается. При раскалывании образцов ощущается легкий запах углеводородов. Довольно многочисленны хорошо выраженные зеркала скольжения, ориентированные согласно рассланцеванию. Общая карбонатность (кальцит+доломит) колеблется в пределах от 47,3 до 49,8 % (в образцах с прожилками кальцита — до 62 %). По этому показателю порода отнесена к переходным разностям от глинистых мергелей к собственно мергелям. По минеральному составу мергели известковистые, доломит присутствует в очень малых количествах. Нетипичный для мергелей темный цвет породы обусловлен наличием большого количества тонкодисперсного ОВ, а повышенная твердость и плотность — проявленным здесь региональным метаморфизмом, выраженным в уплотнении, рассланцевании и слабой перекристаллизации пород (заполнение трещин минеральным кальцитом). Коллекторские свойства пород низкие и связаны, в основном, с трещиноватостью и рассланцеванием ($k_п$ = 5,7).

Карбонатно-глинистые аргиллитоподобные породы от темно-серого до бархатно-черного цвета, плотные, тяжелые, иногда с раковистым изломом.

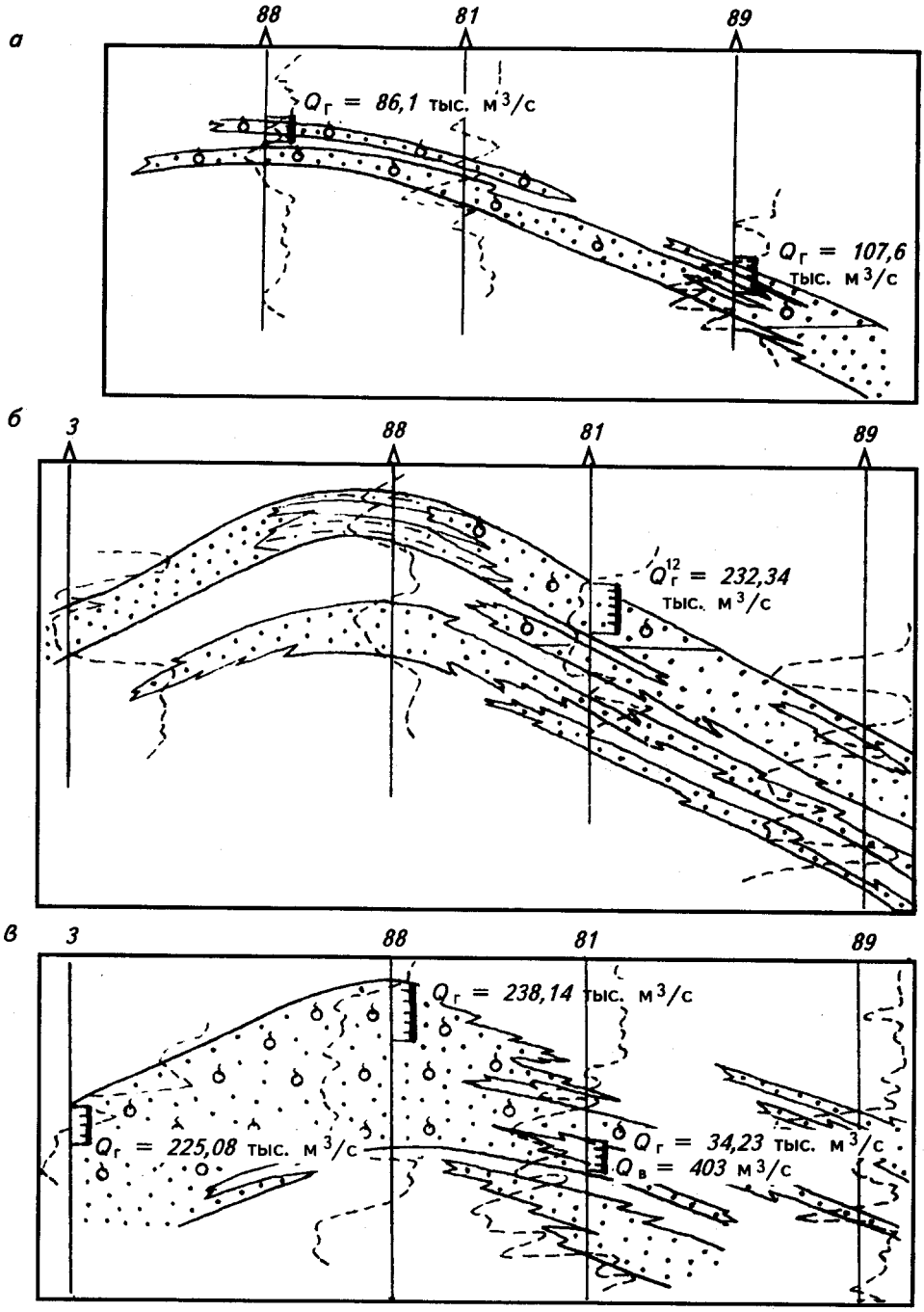


Рис. 2.2. Типы ограничения резервуаров в танопчинской свите Ямала

Обладают полосчатой (псевдослоистой) текстурой, рассланцованы. Полосчатость обусловлена чередованием участков породы, обогащенных карбонатом (глинистый мергель) с практически некарбонатными разностями примерно в равном соотношении. Первые имеют более светлый тон, вторые — черные. Мощность псевдослойков от нескольких миллиметров до 1—2 см. Полосчатость ориентирована под углом 45° к оси керна. Порода рассланцована согласно полосчатости, сильно трещиновата. Трещины разноориентированы, извилисты, иногда со смещением (амплитуда 0,5—1 см), мощность их от долей миллиметра до 3 мм. Подавляющее большинство трещин залечены кальцитом.

Триасовый возраст пород определен в результате палинологического анализа. Типично осадочный чехол слагают терригенные и кремнистые породы юры, мела и кайнозоя.

Характеристика отложений комплекса приводится по основной литолого-стратиграфической разбивке, принятой для ямальских типов разреза юры и мела на пятом Межведомственном региональном стратиграфическом совещании (Тюмень, 18 мая 1991 года) и утвержденной Межведомственным стратиграфическим комитетом СССР 30 января 1991 года. Результаты исследований стратиграфии и литологии осадочного чехла Ямальской области приведены в ряде работ [8, 12, 14, 51, 62, 66, 77, 89, 90, 92—95, 98, 99, 106, 137, 158, 162 и др.].

ЮРСКАЯ СИСТЕМА (J)

Отложения юрского возраста со стратиграфическим (при отсутствии триаса) и угловым несогласием залегают на породах палеозоя и развиты в пределах Ямала повсеместно.

В разрезе нижнесреднеюрской толщи выделяются две серии отложений: заводоуковская ($+J_1h + J_3cl_1$) и большехетская ($+J_1h - J_3cl_1$). На юге полуострова отмечено сходство нижнесреднеюрского разреза как с заводоуковским стратотипом, так и с большехетским разрезом, в котором были определены плинсбахские, тоарские и батские комплексы фораминифер и споро-пыльцы.

На севере полуострова нижнесреднеюрские отложения идентифицируются как большехетская серия, более глинистая, чем в стратотипическом районе. По комплексу фораминифер эти отложения отнесены к плинсбахскому, тоарскому, ааленскому и байосскому векам.

ЗАВОДОУКОВСКАЯ СЕРИЯ ($+J_1h+J_3cl_1$)

В общей характеристике отложений заводоуковской серии отмечается, что разрез сложен чередующимися сероцветными песчаниками, алевролитами и глинами с прослоями углей. Обычными для пород являются: слабая сортировка, обилие обугленного растительного детрита, остатки корней растений, большое разнообразие текстур.

В составе серии, на большей части ее развития, обособлена мощная толща континентальных нижнесреднеюрских отложений, выделяемая по Н.Н. Ростовцеву в ***тюменскую свиту*** ($J_{1-2}tm$).

Отложения свиты полностью вскрыты на Ярудейской, Новопортовской, Западно-Яротинской, Сюнай-Салинской площадях и имеют довольно сложное строение. Наиболее полно отложения тюменской свиты изучены

на Новопортовском месторождении. Разрез тюменской свиты сложен сероцветными терригенными породами. Н.Х. Кулахметов и В.Т. Слепцов [68] выделили в нижнесреднеюрских отложениях Новопортовского разреза четыре толщи:

Нижняя, непосредственно перекрывающая складчатые образования фундамента, представлена аргиллитами темно-серыми до черных, участками известковистыми с маломощными прослоями светло-серых, очень плотных кварц-полевошпатовых песчаников и алевролитов. Цементация в песчаниках и алевролитах глинистая, остаточная, порового типа. Глинистый материал аргиллитов преимущественно каолинитовый, гидрослюдистый. Глины в значительной степени сидеритизированы. Изредка в породах отмечаются обугленные растительные остатки. Мощность толщи изменяется от 70 м (скв. 58) до 130 м (скв. 66).

Вторая толща сложена несколькими пачками песчаников и алевролитов мощностью 20—30 м, с маломощными прослоями сидеритизированных аргиллитов. Песчаники — светло-серые, мелкозернистые, кварц-полевошпатовые, значительно каолинизированные. Алевролиты — темно-серые, серые, глинистые. Обломочный материал песчаников и алевролитов полуокатан, слабо отсортирован. Цемент — гидрослюдисто-каолинитовый, с участками карбонатного, базального и порового типов. В песчаниках и алевролитах отмечается крупная косая, волнистая (часто прерывистая) и линзовидная слоистость, обусловленная намывом растительного детрита и слюд. Аргиллиты — темно-серые с буроватым оттенком. Породы обогащены углистым детритом и отпечатками растений, количество которых увеличивается от алевролитов к аргиллитам. В нижней части толщи выделяется ***тогурская*** пачка в составе одного-двух базальных горизонтов мощностью до 40 м, сложенных грубозернистыми песчаниками, конгломерато-брекчиями, гравелитами, перекрытых глинистой покрышкой с редкими тонкими прослоями песчаников и алевролитов. Мощность толщи изменяется от 117 м (скв. 60) до 129 м (скв. 66).

Третья толща сложена преимущественно темно-серыми и черными, в различной степени алевритовыми аргиллитами. Преобладающие глинистые минералы — хлорит, гидрослюда, каолинит. В виде маломощных прослоев и отдельных пачек отмечаются темно-серые алевролиты и светло-серые песчаники, мелкозернистые, кварц-полевошпатовые. Аргиллиты — сидеритизированы. В разрезе описаны отдельные прослои известняков и известковистых песчаников. Все литологические типы толщи содержат обугленный растительный детрит и в редких прослоях остатки, напоминающие водоросли. Мощность толщи изменяется от 124 м (скв. 58) до 154 м (скв. 66).

Четвертая толща представлена неравномерным чередованием пластов песчаников, алевролитов и аргиллитов (от 1—2 до 6—8 м), обогащенных углистым детритом. Для песчано-алевритовых разностей пород характерна тонкослоистая текстура, волнистая и косая слоистость, а также буроватая окраска. В верхней части толщи отмечаются пачки буровато-серых и серых песчаников мелкозернистых, кварц-полевошпатовых. Песчаники преимущественно мелкозернистые, с небольшой примесью обломков пород. Цемент песчаников и алевролитов каолинитовый, гидрослюдистый, часто с примесью хлорита, карбоната. Тип цементации поровый, реже базальный. Мощность песчаных прослоев изменяется в отдельных участках месторождения от 4 до 45 м, когда они по сути сливаются в единый песчано-

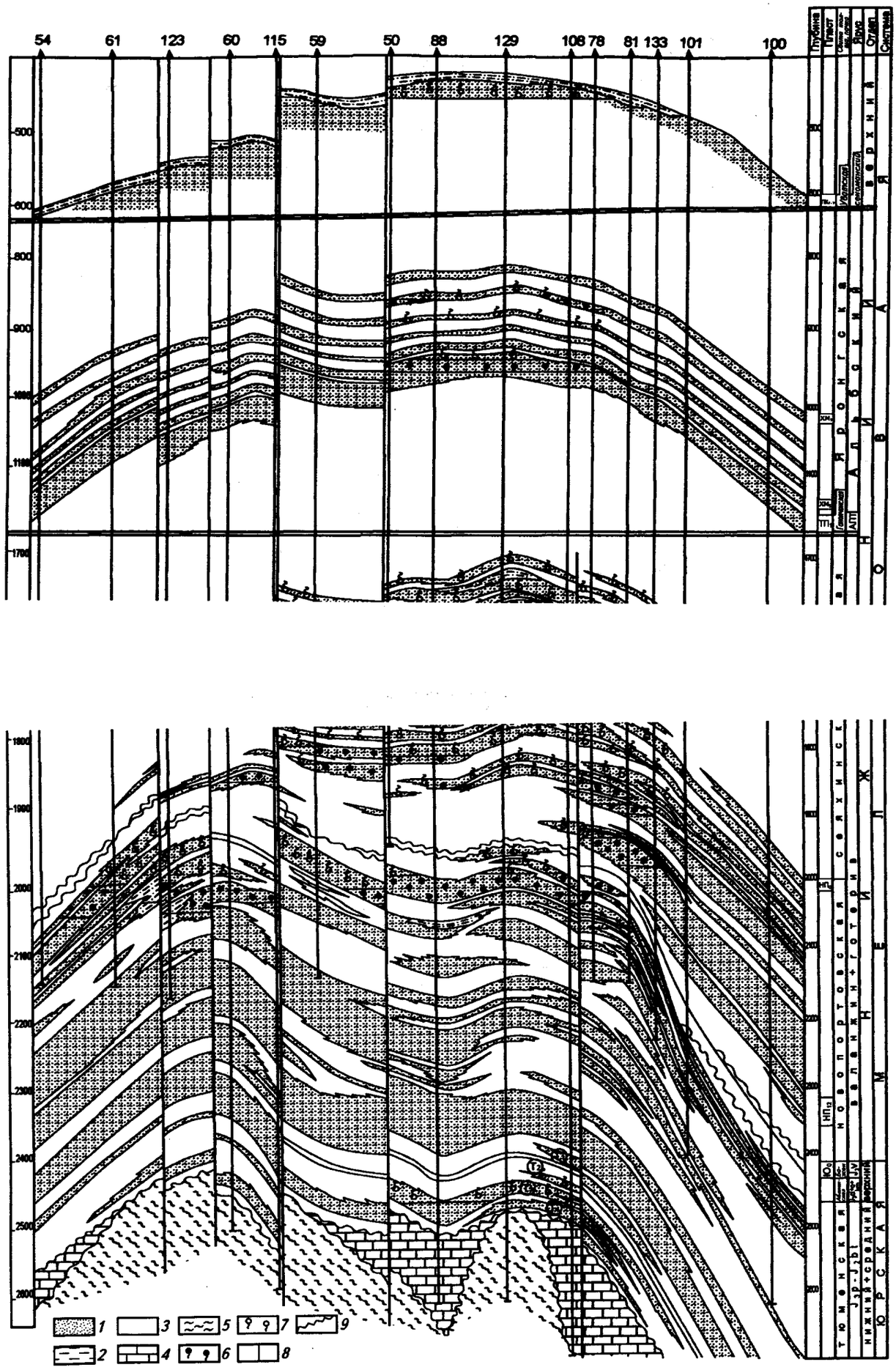


Рис. 2.3. Новопортовское месторождение. Схематический профиль:
1 — песчаники, *2* — алевролиты, *3* — глины, *4* — карбонатные породы, *5* — сланцы, *6* — нефть, *7* — газ, *8* — тектонические нарушения, *9* — несогласное залегание пород

алевролитовый горизонт, однако обычно составляет 10—15 м. Мощность осадков изменяется от 132 м (скв. 58) до 161 м (скв. 66).

Для разреза характерна определенная цикличность, выражающаяся в чередовании существенно глинистых и песчано-алевритовых толщ. Накопление глинистых осадков лейаса-раннего аалена и байоса связано с поступательным трансгрессивным развитием раннесреднеюрского мелководно-морского бассейна на юге Ямальского полуострова.

Проницаемые горизонты свиты индексируются как $Ю_2$—$Ю_{14}$. Главным образом в верхних и средних горизонтах встречаются интервалы до 15—20 м, сложенные тончайшим чередованием песчаников, алевролитов и глин. Глинистость разреза увеличивается книзу. В верхней части тюменской свиты залегают наиболее мощные песчаные горизонты $Ю_2$, $Ю_3$. При сопоставлении разрезов скважин можно сделать вывод о весьма сложном строении песчаных тел. Отмечаются значительные литологические изменения в разрезах на небольших расстояниях. Коллекторы основного нефтегазосодержащего объекта $Ю_{2-3}$ (в пределах опытных участков Новопортовского месторождения — по сближенным скважинам) расчленены на пять самостоятельно формировавшихся горизонтов и имеют индексации $Ю_{2-1}$, $Ю_{2-2}$, $Ю_{2-3}$, $Ю_{2-4}$ и $Ю_3$. Кроме того, выделен пласт $Ю_{2-0}$, имеющий ограниченное распространение (по В.А. Фомичеву). Внутри каждого из этих пластов выделяются от двух до пяти прослоев глин, характеризующихся различной толщиной и протяженностью. В сумме, по всему рассматриваемому разрезу число прослоев коллекторов изменяется от 2 до 22. Эффективные толщины прослоев варьируют от 1,1 до 6,6 м. Характеристика пространственной литологической неоднородности нижнесреднеюрской толщи на Новопортовском месторождении представлена на рис 2.3.

Общая мощность нижнесреднеюрских отложений Новопортовского месторождения изменяется от западного крыла — 497 м (скв. 58) к восточному и северо-восточному — 573 м (скв. 66).

К северу мощность нижнесреднеюрских отложений увеличивается до 1,2—1,6 км (Малыгинская и Тамбейская группы поднятий). В этом же направлении проявляются и литолого-фациальные изменения разреза и переход от континентальных образований к более «мористым» (прибрежно-морским).

Большехетская серия ($+J_1h-J_3cl_1$)

Севернее Новопортовского месторождения (в районе Нурминской площади) континентально-дельтовые отложения заводоуковской серии сменяются преимущественно прибрежно-морскими отложениями большехетской серии, расчлененными по сопоставлению с Усть-Енисейским районом на семь свит (впервые проведено А.Л. Наумовым с соавторами). Эти свиты:

1) зимняя ($+J_1h_1 + J_1p_1$),
2) левинская ($+J_1h_1 + J_1p_2$),
3) джангодская ($+J_1p_2 + J_1t_3$),
4) лайдинская ($+J_1t_3 + J_2a_2$),
5) вымская ($+J_2a_2 + J_2bj_1$),
6) леонтьевская ($+J_2bj_1 + J_2bj_2$),
7) малышевская ($+J_2bj_2 + J_3cl_1$).

Зимняя (береговая) свита. Отложения свиты на Ямале достоверно не вскрыты. Возможно, что эти отложения вскрыты в скв. 11 Арктической

площади на 88 м. По аналогии с Усть-Енисейским районом предполагается, что породы этой свиты представлены на Ямале (на склонах положительных структур и в глубоких депрессиях) преимущественно песчаниками светло-серыми и буровато-серыми с прослоями и пачками алевролитов и аргиллитов. В породах содержатся многочисленные раковины двустворок, комплексы фораминифер. Характерной особенностью свиты является высокая песчанистость (более 50 %), наличие прослоев конгломератов, присутствие конкреций сидерита и пирита, а также тонкого обугленного растительного детрита на плоскостях наслоения.

Мощность свиты предполагается до 50 м.

Левинская свита. Отложения этой свиты вскрыты на Бованенковском, Восточно-Бованенковском (скв. 11), Западно-Тамбейском (скв. 40) и Арктическом (скв. 11) месторождениях. Породы представлены прибрежно-морскими преимущественно темно-серыми, иногда черными глинами с маломощными прослоями алевролитов, глинистых песчаников и конгломератов. В глинах встречаются обугленные растительные остатки. Мощность свиты 51 м на Арктическом, около 100 м на Бованенковском и около 200 м на Восточно-Бованенковском месторождениях.

Джангодская свита. Отложения свиты вскрыты на Бованенковском, Восточно-Бованенковском (скв. 10, 11), Верхнетиутейском (скв. 111), Харасавэйском (скважина 103), Арктическом (скв. 11), Средне-Ямальском (скв. 14), Мало-Ямальском (скважина 3004), Малыгинском (скв. 35, 36, 48) и Западно-Тамбейском (скв. 40) месторождениях. Свита имеет трехчленное строение: в ее составе выделяются две песчаные (верхняя и нижняя) и разделяющая их глинистая (средняя) толщи (подсвиты).

Нижняя подсвита представлена неравномерным переслаиванием заглинизированных песчаников, алевролитов и опесчаненных аргиллитов. На Бованенковском месторождении аргиллиты темно-серые, почти черные, плотные, крепкие; песчаники серые, среднезернистые, массивные, крепкие, известковистые. На Малыгинском месторождении песчаники и алевролиты мелкозернистые, редко среднезернистые, зеленовато-серые, с включениями обугленных растительных остатков и мелких линзочек угля. Проницаемые пласты индексируются как $Ю_{13}-Ю_{15}$.

Средняя подсвита сложена однородными аргиллитами, темно-серыми, преимущественно тонкоотмученными. Отмечается пирит, сидерит.

Верхняя подсвита имеет сходный с нижней толщей литологический состав (переслаивание заглинизированных песчаников и аргиллитов). Аргиллиты темно-серые, сильно песчанистые. Песчаники желтовато-серые, мелкозернистые, слабо глинистые, тонкослоистые. В аргиллитах встречаются отпечатки пелеципод. Проницаемые пласты индексируются как $Ю_{10}-Ю_{12}$.

Мощность каждой из подсвит составляет соответственно 60—115, 30—70, 90—180 м. Общая мощность свиты составляет около 200 м на Малыгинском, около 300 м на Бованенковском, около 330 м на Восточно-Бованенковском месторождениях.

Лайдинская свита. Отложения свиты вскрыты на Бованенковском, Восточно-Бованенковском, Верхне-Тиутейском, Арктическом, Средне-Ямальском, Нейтинском, Харасавэйском, Малыгинском и других месторождениях. В составе свиты выделяются две пачки: нижняя, представленная преимущественно аргиллитами, и верхняя , сложенная песчаниками, алевролитами и аргиллитами.

Аргиллиты нижней части – черные, плотные, крепкие, с тонкой горизонтальной волнистой и линзовидной слоистостью за счет тонких прослоев и линзочек серого алевритового материала. Наблюдается слабая сидеритизация породы, встречаются крупные стяжения пирита и зеркала скольжения. В верхней части встречены отпечатки пелеципод и комплекс фораминифер тоарского яруса.

Верхняя толща свиты представлена песчаниками и алевролитами серыми и светло-серыми, плотными, с косой и волнистой слоистостью. Встречаются прослои светло-серого, мелкозернистого, плотного, хорошо отсортированного песчаника.

Мощность свиты 20–100 м.

Вымская свита. Отложения свиты вскрыты на многих площадях полуострова, Представлены песчаниками и алевролитами, аргиллиты имеют подчиненное значение. Песчаники и алевролиты преимущественно темно-серые, мелкозернистые, плотные, слюдистые, сильно глинистые, с намывами глинисто-углистого материала, с карбонатно-глинистым цементом. Встречаются прослои песчаников серых и светло-серых, средне- и мелкозернистых, плотных. Аргиллиты темно-серые, крепкие, плотные, песчаные. Все породы в той или иной мере сидеритизированы и отличаются обилием углистого материала. Проницаемые пласты индексируются как $Ю_6$–$Ю_7$.

Мощность свиты 100–185 м.

Леонтьевская свита. Представлена аргиллитами темно-серыми, плотными, слабо алевритистыми, с неровным или полураковистым изломом, однообразными по разрезу, с крупными стяжениями пирита. Песчаные прослои весьма немногочисленны и приурочены к верхней части свиты.

Мощность свиты колеблется в пределах от 30 до 170 м.

Малышевская свита. Представлена песчаниками, алевролитами и песчаными аргиллитами. Песчаники серые и светло-серые, средне- и мелкозернистые, средней крепости, с линзами углей. Алевролиты серые и темно-серые, глинистые. Аргиллит темно-серый, сильно песчанистый, имеет подчиненное значение. Встречаются конкреции сидерита. По всему разрезу отмечается обилие углистого материала. Проницаемые пласты индексируются как Ю ($Ю_2$–$Ю_3$).

Мощность свиты 35–220 м. Минимальные значения мощности (до 100 м) характерны для Среднего Ямала, мощности около 100 м характерны для северной части полуострова. Максимальные мощности малышевских отложений (173–220 м) характерны только для Восточно-Харасавэйской площади (скв. 402, 403), где в составе этих пород выделяется четыре коллекторских горизонта ($Ю_{2-5}$) в отличие от остальных площадей, где в этих породах выделяется только два горизонта – $Ю_2$ и $Ю_3$.

Малышевской свитой завершается разрез нижнесреднеюрских отложений. Выше без перерыва залегают породы верхней юры, представленные тремя свитами:

1) даниловской ($+J_3cl_2 + K_1br_1$),

2) абалакской ($+J_3cl_2 + J_3km_3$),

3) баженовской ($+J_3km_3 + K_1br_1$),

объединенными Ю.В. Брадучаном (1985) в один даниловский надгоризонт.

Даниловская свита (J_3d). Объединяет верхнеюрские отложения в крайних южной и юго-западной частях полуострова Ямал. Является возрас-

тным аналогом абалакской и баженовской свит. В ее составе выделяется две подсвиты: нижняя и верхняя.

Нижняя подсвита представлена аргиллитами темно-серыми и серыми, от тонкоотмученных до алевритовых со стяжениями пирита. В верхней части в разной степени аргиллиты глауконитовые с карбонатными конкрециями. Мощность подсвиты до 40 м.

Верхняя подсвита представлена аргиллитами серыми, темно-серыми, местами битуминозными, иногда алевритовыми, с карбонатными конкрециями и стяжениями пирита. Мощность подсвиты до 80 м.

Общая мощность свиты до 120 м.

Абалакская свита (J_3ab). Впервые выделена П.Ф. Ли в 1959 г. в разрезе скважин Абалакской площади. Объединяет часть верхнеюрских отложений (келловейский, оксфордский и кимериджский ярусы) преимущественно морского генезиса в центральной и северной частях полуострова. Представлена аргиллитами серыми и темно-серыми до черных, плотными, крепкими, в различной степени песчанистыми, иногда слабобитуминозными. Глинистые минералы аргиллитов представлены гидрослюдой и смешанно-слойными образованиями. В виде примесей присутствуют каолинит, хлорит и монтмориллонит. Отмечаются тонкие линзовидные прослои глинистых сидеритов, отпечатки аммонитов. В кровле свиты описаны зерна глауконита.

Непосредственно в подошве свиты залегает базальный пласт песчаников (мощностью до 3 м), который обычно рассматривается как граница средней и верхней юры и индексируется как горизонт $Ю_1$. По данным Л.А. Булынниковой и М.В. Корж, формирование песчаного горизонта $Ю_1$ в районе Южного Ямала связано с резким обмелением оксфордского морского бассейна и кратковременным образованием на этой и некоторых других территориях северных районов Западной Сибири прибрежной части шельфа, с последующей трансгрессией уже в конце оксфордского века. Г.А. Алексиным и В.Н. Ростовцевым [1] высказано предположение о том, что аналогичные песчаные и алевролитовые отложения вскрыты на Арктической площади (скв. 16) на погруженных бортах структуры в интервале 3052–3058 м.

М.В. Корж относит терригенные породы горизонта $Ю_1$ района Южного Ямала к аналогам верхней подсвиты васюганской свиты центральных районов.

Мощность отложений свиты увеличивается к северу полуострова от 10–20 м на Новопортовском месторождении до 145 м на Харатской и 147 м на Западно-Малыгинской площадях.

Выше по разрезу отложения абалакской свиты согласно перекрываются породами баженовской свиты.

Баженовская свита (J_3bg). Первоначально выделена Ф.Г. Гурари в 1958 г. по скважинам Саргатской площади как баженовская пачка, а в 1965 г. переведена в ранг свиты. Объединяет часть верхнеюрских отложений (низы кимериджского–волжский ярус) в центральной и северной частях полуострова. На юге полуострова на Новопортовском месторождении юрский разрез вскрыт большим числом скважин, и лишь в шести из них, пробуренных на погружениях структуры, вскрыты аргиллиты баженовской свиты. По-видимому, в наиболее приподнятых участках баженовские аргиллиты были размыты. На Среднеямальской площади, значительно более погруженной, чем Новопортовская, отложения баженовской свиты вскры-

ты в присводовой скв. 14. Разрез отложений баженовской свиты представлен битуминозными аргиллитами, черными, реже буроватыми, темно-серыми, слабоалевритистыми, массивными, плитчатыми и листоватыми. В аргиллитах отмечены находки раковин пелеципод и аммонитов. Глинистый материал представлен в различных соотношениях гидрослюдой и смешанно-слойными образованиями.

Мощность свиты увеличивается от 10—40 м на Новопортовском до 84 м на Харасавэйском (скв. 45) месторождении. Максимальную на Ямале мощность баженовские отложения имеют на Западно-Яротинской площади (132 м).

На юрских породах без перерыва (в большинстве районов Ямала) залегают отложения мелового возраста.

МЕЛОВАЯ СИСТЕМА (К)

Представлена нижним и верхним отделами.

Нижний отдел (K_1)

Отложения части нижнего отдела (неоком—низы апта), по предложению Ю.В.Брадучана, отнесены к зареченскому надгоризонту, представленному ахской и танопчинской (нижняя часть) свитами.

Ахская свита ($+K_1br$ $+K_1v_2$). Отложения берриасского, валанжинского низов готеривского яруса нижнего мела на Ямале объединены в ахскую свиту (K_1ah).

На территории от Нурминской структуры к северу полуострова отложения ахской свиты ранее именовались мегионской свитой. Здесь эти отложения имеют неоднородное строение и по литологическим особенностям разделяются на ряд пачек и толщ. В основании залегает ***подачимовская*** пачка слабобитуминозных аргиллитов мощностью около 100 м. Аргиллиты темно-серые, плотные, тонкослоистые, в различной степени песчанистые, сильно слюдистые, участками слабо сидеритизированные, с неровным изломом. Выше по разрезу аргиллиты перекрываются ***ачимовской*** толщей, представленной переслаиванием серых, светло-серых песчаников и серых, темно-серых алевролитов. Песчаники мелкозернистые, крепкосцементированные, аркозовые, с глинисто-карбонатным или глинистым цементом, с большим количеством обугленных растительных остатков. Песчаные пласты, индексируемые как Ач, отличаются невыдержанностью как по площади, так и по разрезу, и представляют собой линзовидные тела различной протяженности и мощности. Их появление в основном приурочено к склонам крупных поднятий северной части Ямала. Мощность толщи варьирует от полного ее отсутствия до 50—100 м.

Перекрываются ачимовские отложения существенно глинистой толщей мощностью до 300 м (***сеяхинская*** свита). Разрез отложений сеяхинской свиты вскрыт бурением на Арктической, Бованенковской, Нейтинской, Средне-Ямальской и Южно-Тамбейской площадях. В пределах Новопортовского месторождения Л.Н. Зыряновым описан разрез сеяхинской свиты с сильноизменчивыми мощностями. Так в скв. 67, 53 — мощности свиты составляют 67—84 м, соответственно — в сводовой части структуры. На крыльях (скв. 58, 57) мощности увеличиваются до 154—168 м. Предполагается аналогичное увеличение мощностей сеяхинских глин одновременно с гипсометрическим погружением к северу от Новопортовской площади.

В верхней части ахской свиты выделяется песчано-глинистая пачка мощностью до 170 м, представленная песчаниками и алевролитами серыми, светло-серыми, мелкозернистыми, на глинистом или карбонатном цементе, крепкосцементированными. Верхние песчано-алевролитовые пласты этой части свиты выдержаны по разрезу и площади, нижние имеют линзовидное строение и подвержены литолого-фациальной изменчивости. Проницаемые пласты этой части свиты индексируются как $БЯ_1 - БЯ_{18}$.

Завершается разрез отложений ахской свиты глинистым горизонтом мощностью 10–25 м, являющимся аналогом ***чеускинской*** (арктической) пачки.

Общая мощность свиты 400–855 м, максимальное значение – в скв. 1402 Западно-Малыгинской площади. Близкая к максимальной мощность ахской свиты отмечается на Леоновской (833 м, скв. 1203) и Тарминской (829 м, скв. 1102) площадях.

В юго-восточной части полуострова на Ростовцевской, Новопортовской, Сюнай-Салинской, Яр-Салинской и других структурах отложения берриаса, валанжина и низов готерива, объединенные также в ахскую свиту, имеют иное, отличное от северных территорий, строение. Здесь эта толща пород более песчанистая. Основу свиты составляет ***новопортовская толща*** – основной резервуар УВ на Южном Ямале, экранируемый существенно глинистой ***сеяхинской*** пачкой.

Разрез новопортовской толщи представлен песчаниками и алевролитами, содержащими прослои аргиллитов. Причем на Новопортовском месторождении толща включает до 11 песчано-алевритовых горизонтов (индексируемых как $НП_0 - НП_{14}$), разделенных аргиллитами.

Песчаники и алевролиты светло-серые, мелкозернистые, аркозовые с глинистым цементом. Для разреза характерны небольшие прослойки, реже желваки и отложения сингенетичного сидерита, эпигенетического пирита в виде натечных форм, псевдоморфоз, кристаллических зерен.

Л.Н. Зыряновым [51] описаны обломки осадочных пород в аналогичных по составу их вмещающих (обломки глин в глинах, песчаниках и алевролитах; обломки песчаников в песчаниках, алевролитах и глинах; обломки алевролитов в алевролитах, песчаниках и глинах).

Горизонтально-слоистые участки разреза чередуются с косослоистыми. Разрез насыщен обуглившейся растительной органикой вплоть до тонких углистых прослоев толщиной в несколько миллиметров. Л.Н. Зырянов установил две основные специфические черты в характере распространения новопортовской толщи на территории Ямала:

последовательное уменьшение мощности в северном направлении за счет выклинивания отдельных пачек и пластов;

литологическое замещение пористо-проницаемых песчано-алевритовых пластов ($НП_1$, $НП_2$, $НП_3$, $НП_4$) глинистыми.

Автору удалось установить одну главную поверхность размыва в пределах Новопортовской площади, в которую «упираются» песчано-алевритовые пласты $НП_1 - НП_6$, остальные встречены лишь в самой южной части структуры.

Т.А. Ястребова [166] подчеркивает изменчивые условия формирования отложений новопортовской толщи со множеством микрофациальных зон, свойственных прибрежно-морским условиям с активными течениями. Основными образованиями являются дельтовые и конуса выноса. Песчаные осадки такого генезиса характеризуются большой неодно-

родностью, которая затем нивелируется влиянием прибрежно-морских течений.

Мощность свиты в этой части полуострова 150—200 м.

Глубина залегания отложений ахской свиты 1700—2700 м (увеличивается к северу полуострова).

Сложное строение отложений ахской толщи, линзовидный характер песчано-алевритовых ачимовских горизонтов связаны с резким увеличением объема и скорости поступления обломочного материала в бассейн. Приуроченность песчаников к прогибам между поднятиями позволила сделать вывод о том, что вынос терригенного материала происходил по глубоководным желобам. Переносимые пески отлагались не только в основании и на бортах желобов, но и транспортировались вдоль подножья шельфа вдольбереговыми течениями. Анализ зон распространения песчано-алевритового материала свидетельствует о том, что источником обломочного материала для южной части Ямала был Урал, а для северной части Ямала и Гыдана — Таймыр.

Выше залегают отложения танопчинской ($+K_1h_2$ — K_1al_1) свиты.

Танопчинская свита (K_1tnp). Впервые выделена Ю.Н. Карогодиным в 1963 г. в разрезе Танопчинской разведочной скв. 2. Нижняя часть свиты (проницаемые пласты $ТП_{17}$—$ТП_{26}$) входит в состав зареченского горизонта, верхняя часть свиты (проницаемые пласты $ТП_1$—$ТП_{16}$) отнесена к покурскому надгоризонту. Отложения танопчинской свиты — основная продуктивная толща на месторождениях среднего Ямала. Они хорошо изучены на всех его площадях.

В разрезе свиты можно выделить две различающиеся по строению и условиям образования подсвиты: нижнюю — готеривскую и верхнюю — баррем-аптскую.

Нижнюю подсвиту (K_1tnp_1) слагают чередующиеся песчано-алевритовые и глинистые пласты, что достаточно уверенно прослеживается в большинстве скважин, а также на отдельных участках. Песчаники светло-серые, мелкозернистые, аркозовые, на глинистом и глинисто-карбонатном цементе, плотные, крепкие, массивные и тонкослоистые. Глины темно-серые, слюдистые, алевритовые, плотные, содержат углистый детрит. По характеру строения и облику пород предполагается, что эта часть разреза формировалась в изменчивых прибрежно-морских и лагунно-континентальных условиях. Разрез подсвиты с размывом перекрыт регионально выдержанной глинистой пачкой, выделенной как ***нейтинская***, мощностью до 45 м.

Мощность нижней подсвиты танопчинской свиты составляет 200—400 м.

Верхняя подсвита (K_1tnp_2) слагает основную часть разреза танопчинской свиты. Представлена типично угленосной сероцветной формацией. Для этой части разреза характерно неравномерное чередование песчано-алевритовых и глинистых горизонтов, меняющихся по площади и по разрезу, с различными литологическими переходами, фациальными вариациями и внутриформационными размывами. Слагающие разрез подсвиты породы весьма разнообразны по окраске, составу, структурным и текстурным особенностям. Крупные песчаные тела (иногда до 40 м по мощности) представлены песчаниками светло-серыми, средне- и мелкозернистыми, массивными, крепкими, слюдистыми. В маломощных, расчлененных и слабовыраженных в разрезе пластах песчаники серые, темно-серые, глинистые,

плохо сортированные. Характерно обилие пластов углей общей толщиной до 40 м и более.

Палеогеографическая обстановка времени накопления осадков танопчинской свиты менялась от прибрежной, мелководно-морской (K_1h) до континентальной (K_1k-a). В это время проявляется отчетливая направленность процессов осадконакопления в сторону устойчивого преобладания все более оживленной гидродинамики среды с увеличением роли аллювиальных фаций. Песчаные пласты этих отложений характеризуются резкой фациальной изменчивостью с выделением на отдельных этапах преобладающих озерно-болотных и русловых условий. В разрезе часто фиксируются мощные русловые врезы. Характерна смена песчаников тонко чередующимися алевролитами и глинами.

Следует отметить, что в разрезе четко выделяются циклы осадконакопления. В трансгрессивную фазу существовала преимущественно озерно-болотная обстановка осадконакопления. В этот период формировались в основном глинистые осадки с маломощными прослоями песчаников и обилием углей. Отдельные прослои углей достигают 10 м (выделенные по ПГИ).

Завершается этап формирования танопчинской свиты трансгрессиным песчаным пластом $ТП_1$, прибрежно-морской генезис которого установлен на основании включений зерен глауконита.

Мощность подсвиты около 600 м.

Общая мощность свиты достигает 1171 м в скв. 4 Южно-Тамбейского месторождения (в основном мощность этих отложений составляет 755–900 м). Глубины залегания кровли свиты 900–2250 м (увеличивается к северу полуострова).

Выше залегают яронгская ($+K_1al_1+K_1al_2$) и марресалинская ($+K_1al_3$ + $+K_2cm_3$) свиты, отнесенные, как и верхняя часть танопчинской свиты, к покурскому надгоризонту ($+K_1ap_2$ + K_2cm_3).

Яронгская свита (K_1iar) вскрыта на полную мощность на всех площадях полуострова. Соответствует ранее выделяемой в этом регионе нижней подсвите ханты-мансийской свиты. Выделена Н.Х. Кулахметовым, Ю.В. Брадучаном, М.И. Мишульским, названа по озеру Яронг на юге полуострова Ямал, в разрезе Новопортовской скв. 59, в интервале глубин 867–1010 м.

Представлена в основном глинами морского генезиса с подчиненными прослоями песчаников и алевролитов. Глины темно-серые, тонкоотмученные, аргиллитоподобные, с неровным или полураковистым изломом. Песчаники и алевролиты серые, светло-серые, часто с зеленоватым оттенком, мелкозернистые, разной крепости, кварцево-полевошпатовые, с включениями глауконита. Отмечается углистый детрит.

Мощность свиты увеличивается в северном направлении до 110–150 м.

Верхний отдел (K_2)

Отложения верхнего мела представляют собой верхнюю часть покурского надгоризонта – марресалинскую свиту ($+K_1al_3$ + K_2cm_3) и нижнюю часть дербышинского надгоризонта ($+K_2t_1$ $-Q$) – кузнецовскую ($+K_2t_1$ + + K_2t_2), березовскую ($-K_2t_2$ + K_2cp_2), ганькинскую ($+K_2cp_2$ + K_2d) свиты. Все свиты вскрыты на всех площадях Ямала на полную мощность.

Марресалинская свита ($K_{1-2}mr$). Отложения свиты вскрыты на всех

площадях полуострова. Основные газовые залежи связаны здесь с кровлей этих отложений на Новопортовской, Мало-Ямальской, Нурминской, Арктической и других площадях. Проницаемые пласты индексируются в верхней части как $ПК_1-ПК_{12}$, в нижней части — как $ХМ_1-ХМ_6$.

Нижняя толща свиты представлена преимущественно песчаниками с подчиненным участием алевролитов и глин, состав которых аналогичен таковым в яронгской свите. Характерен мелкий обугленный растительный детрит, встречаются прослойки пелитоморфного, иногда сидеритизированного, известняка.

Мощность этой толщи увеличивается в северном направлении до 240 м на Малыгинском месторождении.

В средней и верхней частях свиты отложения представлены также песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов и глин. Песчаники светло-серые, мелкозернистые, полевошпатово-кварцевые, от рыхлых на глинистом цементе до крепких на известковистом цементе. Алевролиты серые и светло-серые, рыхлые, слюдистые, аркозовые. Часть обломков представлена кремнистыми породами, кварцитами, гранитоидами и эффузивами. Нередко встречаются скопления слюдистых чешуек, чаще — новообразованных за счет биотита.

В крупнозернистых разностях преобладает глинистый цемент с отдельными редкими проявлениями базального опалового, халцедонового и известково-сидеритового.

Тип глинистого цемента чаще всего смешанный — поровый, соприкосновения с участками базального. Цемент развит не повсеместно, что создает определенную рыхлость песчано-алевролитовых пород. В случае развития карбонатного или других видов — цементация более плотная (базальный, базально-поровый типы), проявляющаяся в разрезе в редких и маломощных прослоях (1—2 м) плотных пород.

В более мелкозернистых разностях процентное содержание глинистого цемента увеличивается.

Во всех разностях (как в песчаниках, так и в алевролитах) наблюдается примесь рассеянной обуглившейся органики, нередко с крупными формами, гелефицированными или фюзенизированными, сохранившими ячеистую тканевую структуру. Обуглившаяся растительная органика распределена в породах неравномерно. Очень небольшое количество ее (до 1 %) присутствует в песчаниках и крупнозернистых алевролитах и значительно больше насыщены ею мелкозернистые алевролиты. Причем, в более мелкозернистых разностях характерно наличие тончайших прослойков, состоящих целиком из смеси обуглившихся растительных остатков с чешуйками гидрослюд и диагенетического хлорита. Наличие тонких углесодержащих прослойков подчеркивает волнисто-косослоистые текстуры песчано-алевритовых пород, которые, кроме углисто-слюдистых скоплений, обусловлены количественными вариациями глинистого цемента в породе.

Глины серые, темно-серые, песчаные и алевритистые, слюдистые. В породах отмечаются многочисленные растительные и углистые остатки, включения янтаря и прослои бурого угля.

Песчанистость отложений растет с юга на север.

В составе сероцветной терригенной толщи осадков марресалинской свиты присутствуют фации как континентальные, так и мелководно-морские. Мористость отложений увеличивается вверх по разрезу. Смена континентальных отложений мелководного солоновато-водного бассейна

предшествует региональной туронской трансгрессии, формируя фации авандельты, приустьевых баров и пляжей.

Выделение различных групп фаций в разрезе нижнего и верхнего мела позволило определить морфологию и взаимоотношение тел различного литологического состава.

Меридиональная направленность палеорусловых потоков объясняет улучшение корреляции меловых отложений в этом направлении.

Закономерная повторяемость русловых и пойменных отложений в разрезе меловых отложений определяет цикличность.

Мощность свиты изменяется от 300 м на юге до 800—850 м на севере полуострова.

Кузнецовская свита (K_2kz). Впервые выделена Н.Н. Ростовцевым в 1955 г. в разрезе опорной скважины в поселке Кузнецово, около реки Тавда. Литологически свита представлена морскими глинами темно-серыми, почти черными, слабослюдистыми, известковистыми, с линзовидными включениями алевролита светло-серого, с редкими включениями пирита и обломков известковистой фауны. Слоистость тонкая горизонтальная, иногда прерывистая, слабо выраженная.

Возраст пород свиты — турон.

Мощность свиты — 40—80 м (увеличивается в северном направлении).

Березовская свита (K_2br). Впервые выделена Н.Н. Ростовцевым в 1955 г. по опорной скважине в поселке Березово. Свита подразделяется на нижнюю и верхнюю подсвиты.

Нижняя подсвита (K_2br_1) сложена глинами темно-серыми, опоковидными и алевритистыми, слюдистыми, с маломощными прослоями песчаников и алевритов и включениями остатков фауны моллюсков.

Мощность подсвиты колеблется от 60 м (Новопортовское месторождение) до 140 м (Южно-Тамбейское месторождение).

Верхняя подсвита (K_2br_2) представлена глинами серыми и темно-серыми, алевритистыми, слюдистыми, в нижней части опоковидными. Отмечаются углистый детрит, включения пирита и прослои песчаного материала глауконитово-кварцевого состава.

Мощность подсвиты изменяется от 60 м (Новопортовское месторождение) до 240 м (Южно-Тамбейское месторождение).

Возраст пород свиты — коньякский, сантонский ярусы и низы верхнего подъяруса кампанского яруса.

Общая мощность свиты — от 120 м на Новопортовском до 410 м на Южно-Тамбейском месторождении.

Ганькинская свита (K_2gn). Впервые выделена А.К. Богдановичем в 1944 г. по скважине около поселка Ганькино Северо-Казахстанской области как ганькинские слои, которые в 1964 г. переведены в ранг свиты. Представлена морскими глинами серыми и темно-серыми со слабым зеленоватым оттенком, слабоалевритистыми, известковистыми, слюдистыми, в нижней части опоковидными. Отмечаются углистый детрит, фауна пелеципод, редкие растительные остатки, включения пирита.

Возраст пород свиты — поздний кампан, маастрихт и дат.

Мощность свиты — от 100 м на Новопортовском до 140 м на Южно-Тамбейском месторождении.

ПАЛЕОГЕНОВАЯ СИСТЕМА (P)

Представлена палеоценовым и эоценовым отделами.

ПАЛЕОЦЕНОВЫЙ ОТДЕЛ

Отложения отдела представляют собой среднюю часть дербышинского надгоризонта, объединяющую две свиты: тибейсалинскую ($+P_{1-1} + P_{1-2}$) и талицкую ($+P_{1-1} + P_{1-2}$ (P_{2-2}?)), вскрытые на всех площадях полуострова на полную мощность.

Тибейсалинская свита (Ptb). Впервые выделена Н.Х. Кулахметовым в 1965 г. В нижней части свиты глины серые и темно-серые, слюдистые, песчаные, с включениями обугленных растительных остатков. В верхней части свиты тонкозернистые, алевритистые пески и алевриты с подчиненными прослоями темно-серых глин.

Мощность свиты колеблется от 90 м на Новопортовском месторождении до 200 м на Малыгинском месторождении.

Талицкая свита (Ptl). Другое название — серовская свита (Psr). Отложения свиты представлены глинами серыми и темно-серыми, слюдистыми, опоковидными, песчаными в верхней части, с тонкими линзами светло-зеленого песка и алеврита.

Возраст пород свиты датируется по-разному: палеоцен или эоцен.

Мощность свиты колеблется от 70 м на Новопортовском месторождении до 35 м на Южно-Тамбейском месторождении. На Нейтинском и Малыгинском месторождениях отложения свиты отсутствуют.

ЭОЦЕНОВЫЙ ОТДЕЛ

Отложения отдела представляют собой верхнюю часть дербышинского надгоризонта — люлинворскую свиту ($+P_{2-1} + P_{2-3}$).

Люлинворская свита (Pll). Представлена глинами серыми, пепельно- и темно-серыми, слабоалевритистыми, прослоями опоковидными. В нижней части свиты встречаются прослои серых опок с голубоватым оттенком и раковистым изломом.

Мощность свиты до 150 м.

На отложениях палеогеновой системы с размывом залегают породы четвертичного возраста.

ЧЕТВЕРТИЧНАЯ СИСТЕМА (Q)

Представлена морскими и ледниково-морскими песками, алевритами, суглинками, супесями и глинами с включениями растительных остатков и обломков морской макрофауны, гравием, галькой и валунами с оснований.

Мощность пород свиты колеблется от 50 м на Новопортовском до 350 м на Южно-Тамбейском месторождении.

Таким образом, мезокайнозойские отложения платформенного чехла, как и домезозойские образования фундамента и промежуточного структурного этажа, отличаются сложным литолого-фациальным составом, неоднородностью строения и изменчивостью по разрезу и площади региона.

2.3. ОСНОВНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

На всем протяжении мезо-кайнозойского этапа территория Ямальского полуострова испытывала платформенный цикл (мегацикл) развития. Рядом исследователей весь мегацикл разделяется на три самостоятельных полных цикла: юрский, мел-раннеолигоценовый, среднеолигоцен-антропогеновый. Каждый цикл начинается с постепенной активизации общего прогибания. В середине цикла процесс достигает некоторого максимума. Завершает цикл режим замедленного погружения в одних зонах и воздымания над уровнем седиментационного бассейна в других.

Так, на протяжении юрского цикла развития территория Ямальского полуострова испытала четыре трансгрессивных и столько же регрессивных этапов осадконакопления, сохраняя положение моноклинали с приподнятой южной периферией (Новопортовское месторождение).

На фоне региональной моноклинали формировались внутриплатформенные тектонические элементы, обусловившие перемещения береговой линии и частую смену фациальных зон аллювиально-дельтовой равнины — прибрежного мелководья.

В целом, в рассматриваемом регионе выделяются две основные литолого-фациальные зоны формирования нижнесреднеюрских отложений:

зона юго-восточной части Ямала. В этой зоне отсутствуют отложения нижнего-среднего лейаса. По составу эта зона близка к традиционным разрезам тюменской свиты. Отложения тюменской свиты здесь образуют континентальную угленосную формацию. Наибольшей распространенностью в отложениях тюменской свиты пользуются песчано-алевритовые фации аллювиального генезиса: русловые, пойменные;

зона центральной и северной частей Ямальского полуострова. Характеризуется ритмично чередующимися мощными песчано-алевритовыми пачками с горизонтами глинистых пород. В северном направлении мористость разреза (глинистость) увеличивается. В связи с тем, что четкой границы между зонами нет, переход от одной зоны к другой предполагается постепенным;

центральные и северные районы Ямала более подвержены литолого-фациальной изменчивости, чем южный, что приводит к ухудшению коллекторских свойств пород юры к северу полуострова.

В направлениях от Северо-Сеяхинской и Сеяхинской впадин к Сядорской и Тамбейским структурам происходят обратные изменения: разрез юрских отложений опесчанивается за счет увеличения мощностей малышевской, вымской и джангодской свит.

В позднеюрское время происходил этап погружения почти всей территории Ямала с различной активностью, в результате чего сформировались глинистые отложения абалакской и баженовской свит.

Исключение составляют районы Юрибейской моноклинали и Южно-Ямальского мегавала, для которых установлены восходящие тектонические движения различной интенсивности, способствовавшие отложению здесь песчаников и алевролитов верхней подсвиты васюганской свиты.

Режим осадконакопления мелового — раннеолигоценового внутриплатформенного цикла на территории Ямальского полуострова характери-

зуется более выдержанной направленностью к прогибанию, а, следовательно, и накоплению осадков различных фаций как прибрежного мелководья, так и морских толщ. Исключение составляют отдельные замкнутые поднятия и структуры, которые на фоне общего прогибания (различной интенсивности) региона в отдельные периоды прирастили амплитуды за счет разнонаправленных движений (Бованенковское, Крузенштернское, Нейтинское, Мало-Ямальское, Западно-Яротинское, Харасавэйское, Южно-Тамбейское). Области максимального прогибания в этот период располагаются во всех отрицательных структурах, захватывая Центрально-Ямальский свод и северо-восточную часть Нурминского мегавала.

Устойчивый режим прогибания послужил причиной накопления мощных алеврито-глинистых толщ баженовской и ахской свит на территории полуострова (за исключением его южных районов).

В северо-западном направлении происходит «омолаживание» кровли ***ахской*** свиты, т.е. глинизация ее верхней части. Последовательная глинизация песчаных шельфовых пластов свиты в указанном направлении показывает на юго-восточные источники сноса обломочного материала при формировании пластов.

Отложения ***новопортовской*** пачки ахской свиты глинизируются (выклиниваются) к северу от Новопортовского месторождения, причем более молодые песчано-алевролитовые горизонты исчезают из разреза последовательно северо-западнее предыдущих более древних. В частности, нижняя пара горизонтов $НП_{13-14}$ установлена только на юго-восточном погружении Новопортовского вала (скв. 93), горизонты $НП_{11-12}$ замещаются глинами севернее скв. 78, 53, 110, $НП_{9-10}$ — севернее скважин 109, 84, 91, горизонты $НП_4$ и $НП_{2-3}$ имеют самое большое распространение и выклиниваются северо-западнее скв. 131, 72, 86, 164 и 87, 123, 124 соответственно.

Отложения ***танопчинской*** свиты к югу полуострова заметно опесчаниваются, появляются песчаные пласты значительной мощности, лучше выдержанные в разрезе. Характерно увеличение глинизации вниз по разрезу.

Песчанистость отложений ***марресалинской*** свиты растет в северном направлении.

Мощность глинистых пород ***кузнецовской*** свиты увеличивается в северном направлении.

Рассмотрим подробнее литолого-фациальные закономерности отложений танопчинской и марресалинской свит — основных вмещающих залежи УВ толщ на Ямале.

В пределах ***танопчинской свиты*** наиболее уверенно прослеживаются песчаные горизонты $ТП_{17}-ТП_{20}$ в нижней части разреза, так как эта часть свиты ограничивается однозначно выделяемыми песчано-алевролитовыми пластами ахской свиты и глинистыми отложениями нейтинской пачки (регионально выдержанной, мощностью до 45 м, расположенной между пластами $ТП_{16}$ и $ТП_{17}$).

Пласты $ТП_{15}-ТП_{17}$ имеют неповсеместное, спорадическое развитие по площади и залегают в виде отдельных линз.

В пределах основной части разреза танопчинской свиты наибольшей песчанистостью отличаются его верхняя толща в составе пластов $ТП_1-ТП_2$ (иногда $ТП_1-ТП_6$), $ТП_5-ТП_6$ и нижняя, где выделяются пласты $ТП_{11}-ТП_{14}$.

Отложения свиты характеризуются весьма резкой фациальной изменчивостью как по площади, так и по разрезу, и, соответственно, невыдержанностью по мощности и простиранию песчаных пластов. При этом гра-

ницы песчаных тел в большинстве случаев несинхронны и потому многочисленны линзы песчаников, особенно в средней, более глинистой части разреза (см. рис. 2.1). Литологические замещения песчаников происходят часто весьма резко и на небольших расстояниях, например, 15—20-метровые песчаные пласты $ТП_1$—$ТП_2$ в отдельных случаях в близко расположенных скважинах могут быть полностью заглинизированы или представлены единичными маломощными пропластками песков среди глинистых образований. Помимо фациальных замещений коллекторов, в пластах фиксируются ограничения и других видов. Обычным является разобщение пластов по простиранию за счет несинхронного залегания в них песчано-алевролитовых проницаемых пропластков, часто имеющих линзовидное строение при небольшой протяженности. При этом, в целом по пласту, отмечается повсеместное развитие коллекторов по площади. В других случаях разобщение резервуаров происходит за счет расслоения пластов на маломощные, тонкие песчаные пропластки (см. рис. 2.1), что обусловливает перепад давлений в зоне расслоения, препятствующий гидродинамической сообщаемости коллекторов в пласте по простиранию.

По сравнению с центральной частью Ямала, на севере полуострова отложения танопчинской свиты более глинистые, здесь нет таких мощных толщ, как $ТП_1$—$ТП_6$ на Бованенковском месторождении, характеризующихся гидродинамической связью по разрезу и простиранию.

Для отложений ***марресалинской свиты*** также характерно сложное литологическое строение. Песчано-алевритовые и глинистые толщи неравномерно переслаиваются и чередуются в разрезе, в связи с чем выделенные в ней пласты не прослеживаются на далекие расстояния и резко изменчивы по строению. Это обусловливает хорошую гидродинамическую связь песчано-алевритовых пластов по разрезу и приуроченность основных скоплений газа к кровле пород свиты. В то же время на ряде структур в сводовых частях выявлены отдельные мелкие залежи газа, контролируемые небольшими по площади глинистыми покрышками.

Глава 3
ТЕКТОНИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ И СОВРЕМЕННОЕ СТРОЕНИЕ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА И ФУНДАМЕНТА ЯМАЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ

Тектоника в статическом понимании — современная структурная форма литологически однородных тел (пластов, толщ, литолого-стратиграфических комплексов), которая образовалась в течение длительного непрерывно-прерывистого процесса осадконакопления — заполнения осадками седиментационных бассейнов.

Взаимопроникновение глубинной тектоники и литологии выражается в том, что разновременно-разнонаправленные тектонические движения земной коры (фундамента бассейнов седиментации) контролируют масштабы и особенности осадконакопления и часто литологический состав сформировавшихся осадочных тел.

Среди молодых плит Северной Евразии Западно-Сибирская плита (ЗСП) характеризуется наиболее «спокойным» тектоническим строением: разноранговые пликативные формы в объеме ее осадочного мезозойско-кайнозойского чехла характеризуются пологим рельефом с малыми углами наклона, дизъюнктивная нарушенность чехла в целом имеет мало интенсивный характер.

В разные годы проблемами тектоники ЗСП занималось большое число исследователей. Особенности тектонического строения осадочного чехла и фундамента ЗСП неоднократно рассматривались в работах Ю.Т. Афанасьева, С.К. Барыкина, В.С. Бочкарева, Ф.Г. Гурари, О.Г. Жеро, Н.П. Запивалова, В.М. Ковылина, Н.Я. Кунина, В.П. Макаревича, К.И. Микуленко, И.И. Нестерова, Н.Н. Ростовцева, М.Я. Рудкевича, В.С. Суркова, Н.В. Шаблинской и многих других исследователей. Вопросы тектонического строения ЗСП и ее северных областей подробно освещены в ряде работ [22, 76, 90, 111, 112, 149, 150, 161]. В арктических районах плиты (Ямал, Гыдан, Тазовский полуостров) доюрский комплекс пород глубоким бурением не вскрыт, за исключением нескольких скважин на юге Ямала и Бованенковском месторождении, в связи с чем проблема возраста консолидации фундамента не имеет однозначного решения. В целом же по площади ЗСП относительно широко развит герцинский фундамент, охватывающий две трети ее территории [49, 112, 115]. Он обнажен в пределах Таймырского и Новоземельского антиклинориев, складчатых систем Пайхоя, Урала и Алтая. На Ямале, Гыдане и южнее, между Обской и Тазовской губами, развиты блоки более древней консолидации.

Герцинский комплекс по структурно-формационному составу и истории развития делится на три складчатые системы: Уральскую, Объ-

Тазовскую и Пайхойско-Быррангскую. Границы между ними точно не установлены и проводятся по наиболее четким гравимагнитным аномалиям и поясам ультрабазитов, выявленным по данным глубоких скважин.

На севере Уральская система ограничена Надымским срединным массивом, на юге Ямала и на Щучьинском выступе она сочленяется с Пайхойско-Быррангской системой.

Эта система, южная граница которой проводится по Мессояхскому мезозойскому мегавалу (порогу), сложена комплексами терригенно-карбонатных формаций кембрия, ордовика, силура и девона. Лишь в карбоне и ранней перми здесь получили развитие аспидные и флишевые формации, сменившиеся угленосными, молассоидными.

Глубина погружения фундамента в зоне сочленения Обь-Тазовской и Пайхойско-Быррангской систем составляет 8—10 км. Доплитный комплекс развит здесь в виде гипотетических чехлов срединных массивов, а ортоплатформенный начинается с верхнепермско-нижнетриасовых песчано-глинистых толщ тампейской серии.

Осадочный чехол ЗСП начинается с доплитного комплекса, представленного осадочными и вулканогенными отложениями, возрастной диапазон которых зависит от времени консолидации подстилающего фундамента.

В областях байкальского фундамента доплитный комплекс сложен неметаморфизованными терригенно-карбонатными (венд-девон) и угленосными (верхний палеозой) отложениями, которые образуют пологие складки. Мощность всего комплекса колеблется от 1,5 до 5,5 км. Фрагменты этого комплекса предполагаются на севере Ямала и Гыдана [149].

Триасовая толща доплитного комплекса выполняет крупные грабены, наиболее широко развитые в Широтном Приобье и в Нижнепурском мегапрогибе. В северной половине Ямала и Южно-Карской впадине предполагается плащеобразное развитие триаса [9, 149].

Ортоплатформенный чехол сложен пологозалегающими терригенными морскими и континетальными образованиями, включая и флювиогляциальные толщи антропогена. Углы наклона отдельных комплексов даже в нижних горизонтах чехла не превышают 2—4°; пликативные дислокации относительно просты. Чехол осложнен дизъюнктивами. Надежно картируются взбросы и надвиги вдоль Урала (Лозьвинский надвиг) и в пределах Туруханских дислокаций, а также сбросы, осложняющие Русское, Ямсовейское, Губкинское и другие поднятия, амплитуда смещения пород по которым измеряется десятками метров. Исключение составляет Русское поднятие, на котором по отложениям триаса амплитуда сброса достигает 2 км, а по верхнему мелу — всего 200—300 м [149].

Совокупность фактических данных позволяет выделить в ортоплатформенном чехле три структурных этажа, разделенных небольшими региональными несогласиями.

В целом, отложения нижнего этажа представляют собой трансгрессивный комплекс, где морские фации появляются в верхней половине разреза. Он развит во всей Ямало-Тазовской мегасинеклизе, но вскрыт скважинами лишь на ее окраинах. Для центральной части мегасинеклизы данные о строении комплекса получены в результате детальных и региональных сейсморазведочных работ (сейсмогоризонты от T_4 до А). Согласно этим материалам, мощность отложений меняется от 100—1000 м в периферических зонах мегасинеклизы до 3500—4200 м в центральной ее части. При этом низы тампейской серии наращиваются отложениями верхней перми.

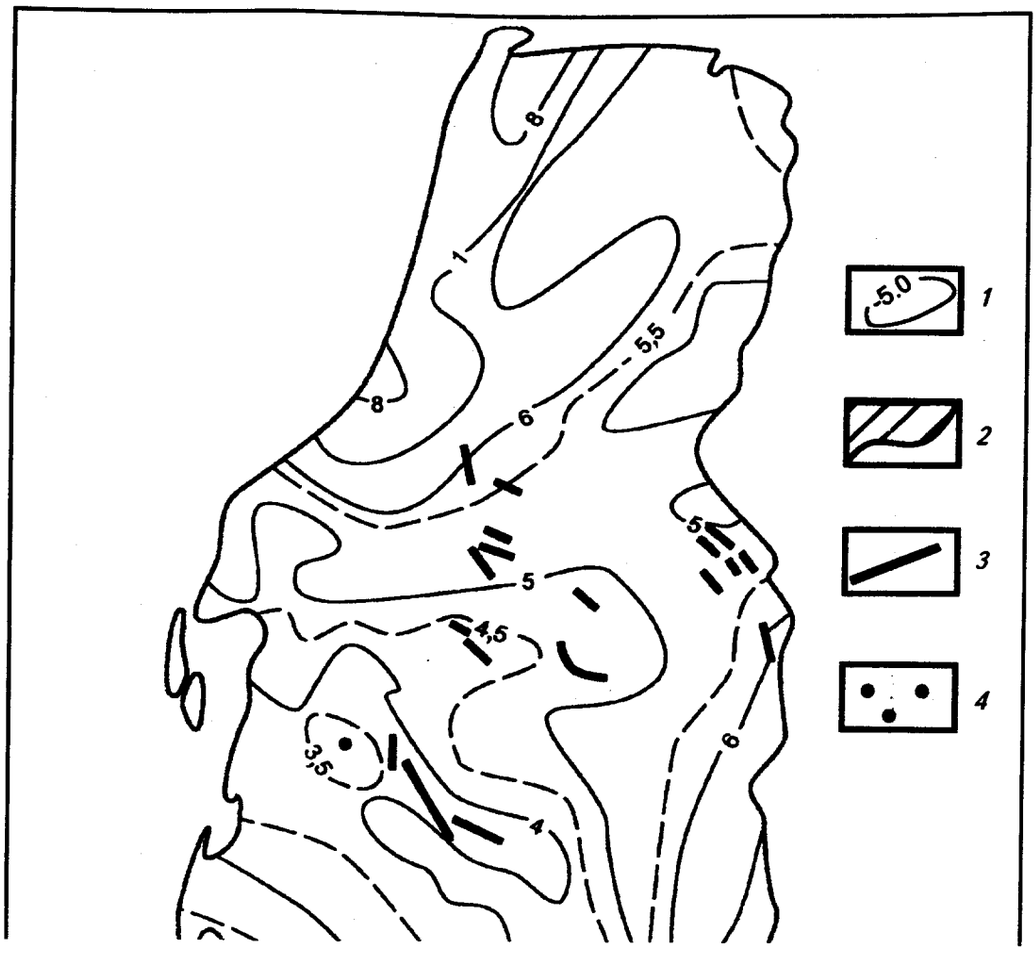
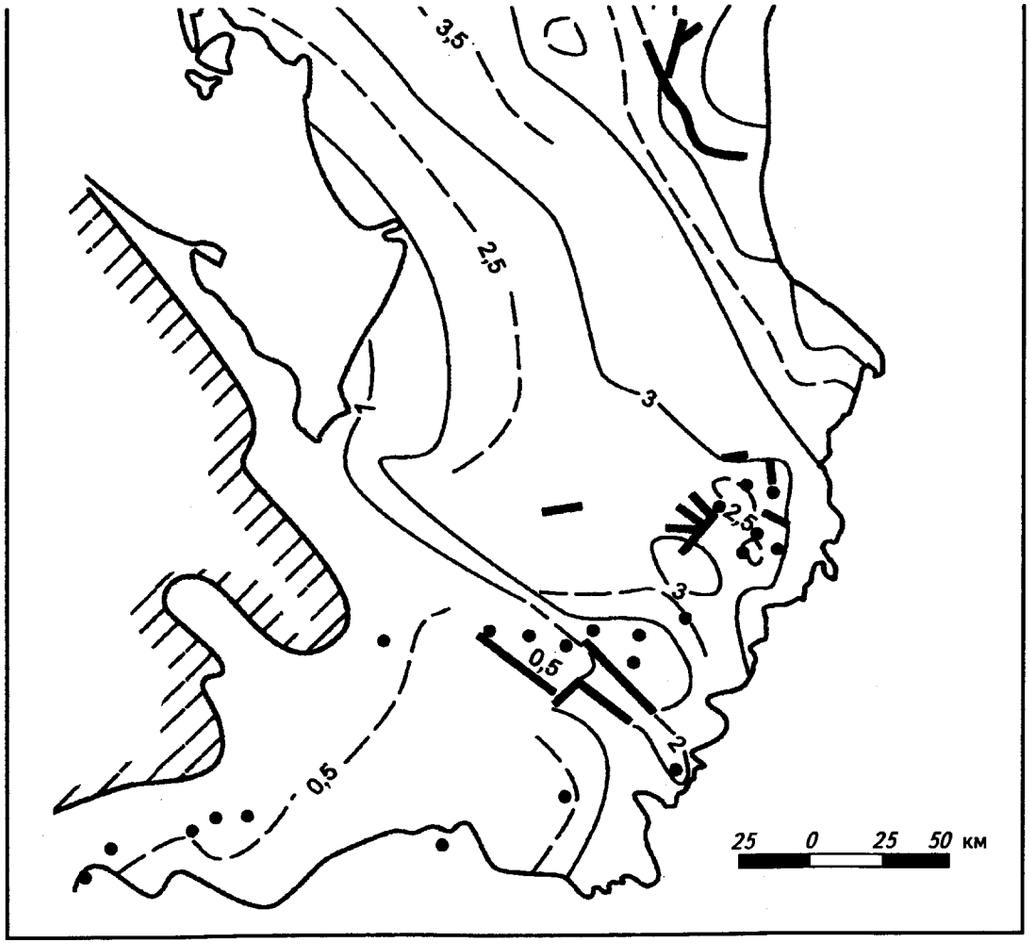


Рис. 3.1. Структурная схема подошвы юры Ямальской области:
1 — изогипсы по поверхности докембрийского (в некоторых случаях кристаллического) фундамента, *2* — складчатое обрамление, *3* — глубинные разрезы, *4* — глубокие скважины, вскрывшие доюрский комплекс



В рассматриваемой толще выделяются как положительные структуры (мегавалы и своды), так и крупные прогибы, впадины.

Средний этаж чехла включает юрско-палеогеновые отложения.

Верхний структурный этаж ортоплатформенного чехла включает отложения олигоцена, неогена и антропогена общей мощностью до 500 м.

В северной части ЗСП выделяется Ямало-Гыданская синеклиза, являющаяся частью Ямало-Тазовской мегасинеклизы. На Ямале мощность типичного осадочного чехла увеличивается от 0,5—1,1 км на Щучьинском выступе в южной приуральской части области до 6—7 км и более на севере (рис. 3.1). В структуре осадочного чехла выделяются всевозможные положительные и отрицательные структуры I и II порядков. Важнейшие из них: Нурминский мегавал, являющийся «становым хребтом» Ямальской области, Тамбейский свод, восточная часть которого заходит в Обскую губу, Новопортовский и Малыгинский валы, Сеяхинская структурная седловина, Верхне-Тамбейский прогиб, Южно-Ямальская моноклиналь. На Приямальском шельфе выделяются Южно-Карская впадина, восточная часть которой продолжается на Ямале севернее Нурминского мегавала, и Скуратовский мегавал (рис. 3.2).

Все крупные структуры имеют конседиментационный характер и прослеживаются, постепенно выполаживаясь, от кровли доюрских пород к подошве мела и кровле сеномана (по отражающим сейсмическим горизонтам А, Б, М и Г, рис. 3.3). По данным И.В. Косарева и А.А. Нежданова, в мегаструктуре Ямальской области развиты рифтоподобные структуры, ограниченные разломами: Южно-Байдарацкая, Северо-Нурминская (параллельно с одноименным мегавалом до Сеяхинской седловины) и Северо-Сеяхинская, прослеживаемая от Геофизической структуры Гыдана до Карского побережья Ямала.

Несмотря на то, что срединный мегавал Ямала назван по имени Нурминской структуры, его юго-восточная часть выражена слабо (см. рис. 3.3). Наиболее рельефными структурами по кровле юры (горизонт Б) на суше Ямала являются Новопортовский мегавал (амплитуда до 250 м, по замыкающей изогипсе — 2200 м), Арктическое и Нейтинское поднятия (180—200 м), двухкупольное Бованенковское (до 400 м) и Харасавэйское (350 м) поднятия. С юга на север в пределах Ямала кровля юры погружается от 1—1,5 до 3,8—4,2 км. В северо-северо-восточной половине полуострова рельеф верхнеюрской поверхности становится пологим, амплитуды даже наиболее крупных структур уменьшаются до 200—150 м и менее.

По кровле угленосной танопчинской свиты (апт, горизонт М) происходит дальнейшее выполаживание структуры, амплитуды поднятий уменьшаются в 1,3—1,8 раз по сравнению с амплитудами по горизонту Б, и многие малоамплитудные поднятия по кровле юры расформировываются по верхним горизонтам апта, но часть из них вновь проявляется по кровле сеномана (горизонт Г), как возрожденные, иногда с частичным смещением свода, как, например, в пределах Малоямальской площади. Большинство же положительных структур I, II и III порядков (локальных) существенно выполаживаются к сеноману, а часть из них превращаются в структурные носы или моноклинали. В особенности это характерно для всех районов к северу от Нурминского мегавала, где сохраняются как положительные структуры лишь самые крупные поднятия (Северо- и Южно-Тамбейское, Малыгинское, Западно-Сеяхинское и некоторые другие). Вместе с тем, как очень крупные положительные структуры по сеноману сохраняются Бова-

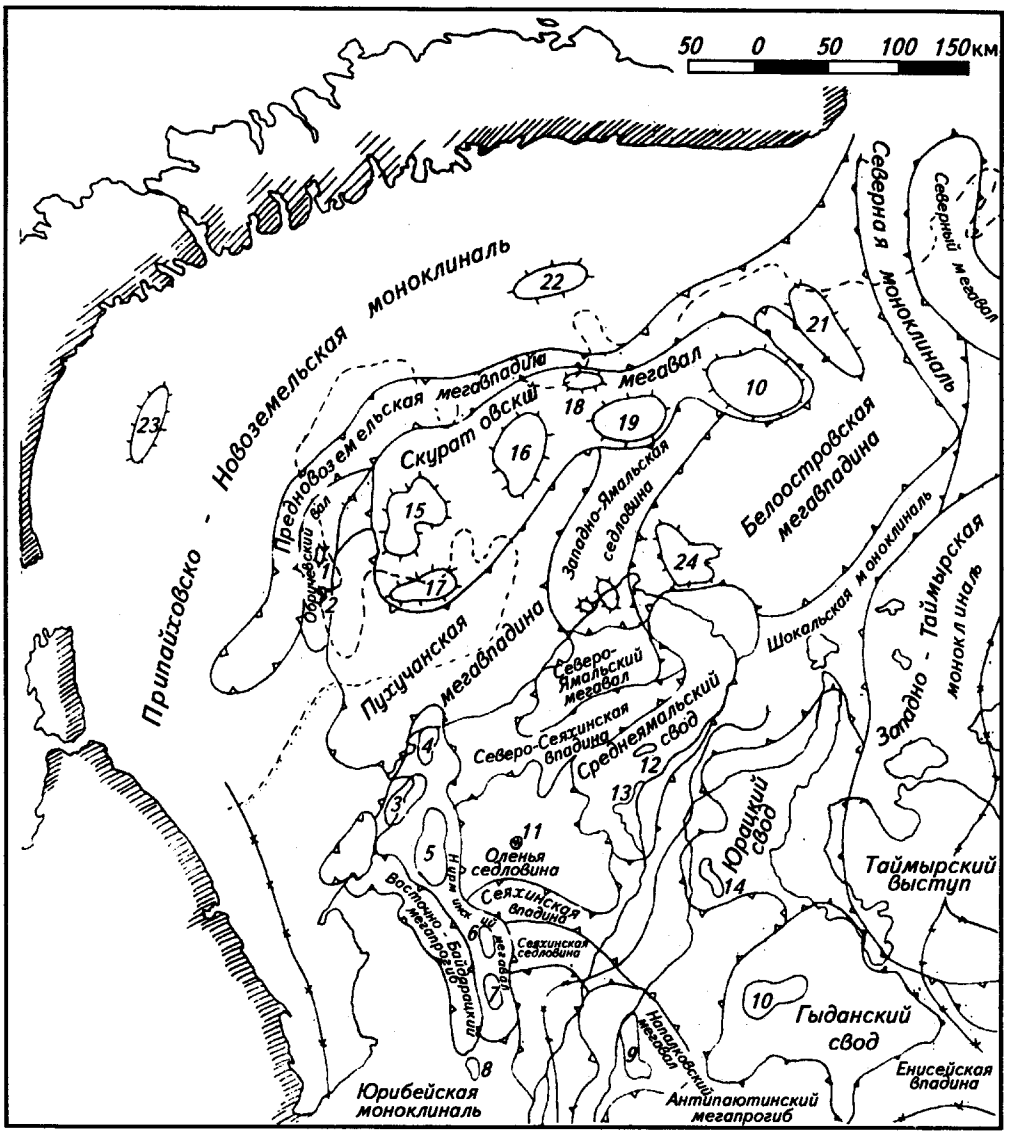


Рис. 3.2. Тектоническая схема севера Западно-Сибирской плиты.
Месторождения: *1* — Обручевское, *2* — Амдерминское, *3* — Крузенштернское, *4* — Харасавейское, *5* — Бованенковское, *6* — Нейтинское, *7* — Средне-Ямальское, *8* — Новопортовское, *9* — Геофизическое, *10* — Гыданское, *11* — Верхне-Тиутейское, *12* — Северо-Тамбейское, *13* — Южно-Тамбейское, *14* — Утреннее, *15* — Ленинградское-Петровское, *16* — Русановское, *17* — Северо-Пухучемское, *18* — Матусевича, *19* — Скуратовское-1, *20* — Скуратовское-2, *21* — Рогозинское, *22* — Криповича, *23* — Литке, *24* — Белоостровское

ненковское, Крузенштернское и другие куполовидные поднятия северо-западной части Нурминского мегавала и Новопортовский вал — крупнейшая конседиментационная структура юга области. На дальних склонах структур II порядка и в прогибах встречаются бескорневые положительные структуры, выраженные только по горизонтам нижнего мела, типа Нулмуяхинской и отсутствующие по неоком-аптским горизонтам, но прояв-

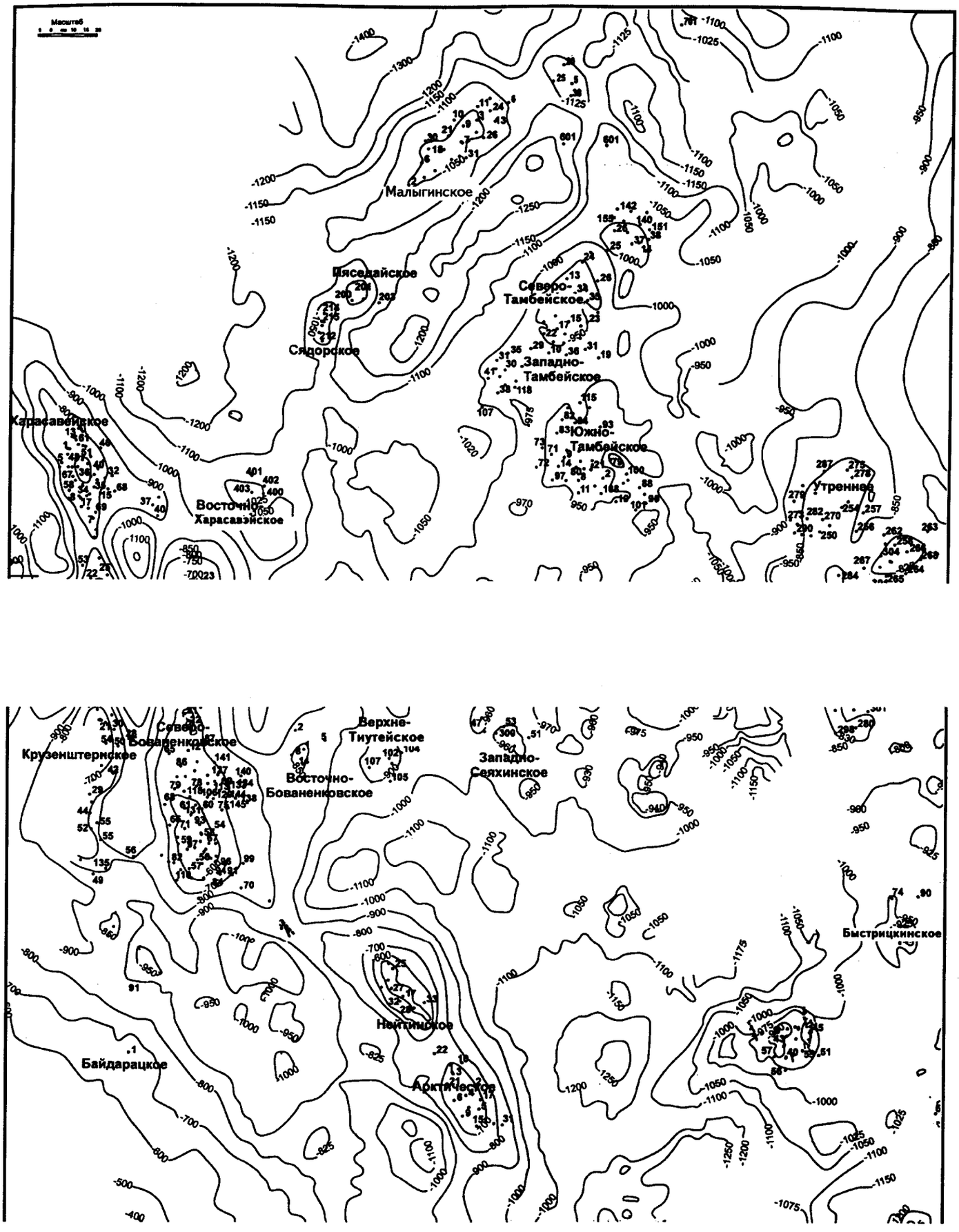


Рис. 3.3. Структурная карта по опорному отражающему горизонту «Г» северной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (карта В.А. Галужского)

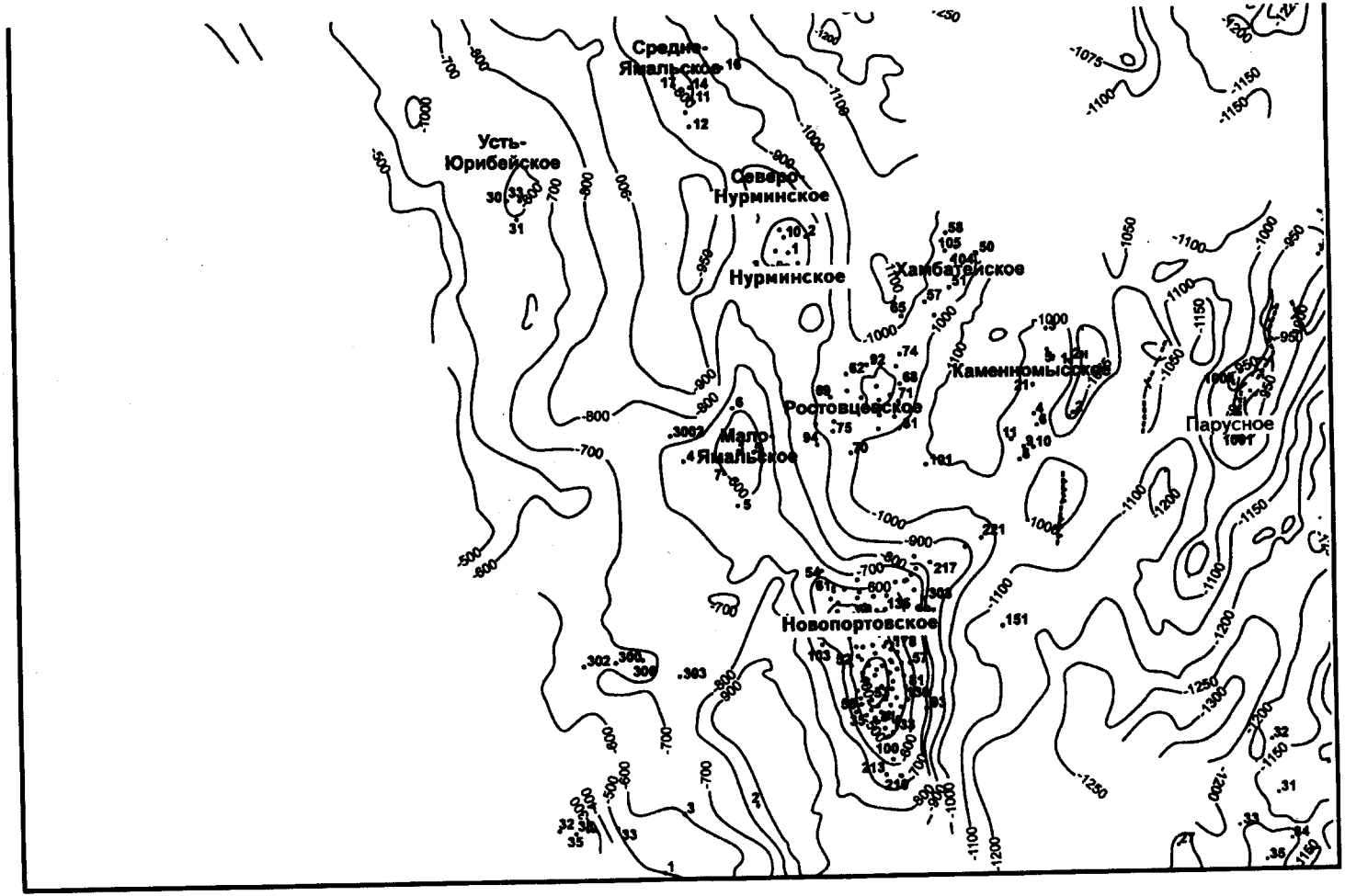


Рис. 3.3. Продолжение

ляющихся по юре и сеноману, типа Верхне-Тиутейской. Кроме того, выделен ряд локальных структур, рельефных по неокому, апту и альбу и едва проявляющихся, как поднятие по кровле юры и сеномана (Средне-Ямальская, Нурминская и др.). Встречены и малоамплитудные псевдоструктуры, проявляющиеся в геофизических полях, но не подтвержденные бурением двух-трех и большего числа скважин (Северо-Малыгинская, вероятно, Пяседайская и др.).

Всего же в объеме осадочного чехла по разным литолого-стратиграфическим горизонтам предполагается не менее 300—320 локальных положительных поднятий площадью от 10 до 1200 км^2, из которых ГРР проводились на 55, однако все сколько-нибудь крупные и значительная часть средних по морфологическим параметрам структур опоискованы одной-тремя или даже многими десятками глубоких скважин, большинство из которых доведено до верхней части средней юры. Таким образом, можно сделать вывод, что осадочный чехол Ямальской области имеет относительно простое строение; большинство как положительных, так и отрицательных структур развивалось конседиментационно, с постепенным затуханием к более молодым литолого-стратиграфическим горизонтам. Окончательное формирование структуры чехла произошло в послеолигоценовое время, в период инверсии тектонических движений. При этом, по данным П.П. Генералова, М.И. Мишульского, В.Г. Лободы и др. (1979 г.), неотектонический подъем в большинстве зон суши Ямала составлял в среднем 200 м (до 275—325 м соответственно Харасавэйской и Бованенковской прощадей — структур), а в современной акватории Карского моря новейшие опускания (в плиоцен-четвертичное время) превышают 250—300 м. Характерные примеры локальных поднятий Ямала по разным горизонтам приведены в главе 2.

При формировании осадочных бассейнов процессы седиментации характеризуются непрерывно-прерывистым характером. Возобновление структурообразующих движений сопровождается нарушением сплошности пород ранее сформированных литолого-стратиграфических макротел (горизонтов, пластов, линз и др.), т.е. образованием дизъюнктивных нарушений — разломов с той или иной амплитудой перемещения одновозрастных пород по плоскости сместителя и по вертикали. Многократно повторяющиеся акты тектонических подвижек по разломам различных геоблоков приводят к росту амплитуд перемещений по конседиментационным разломам и возникновению новейших — постседиментационных разломов.

Вопросу влияния дизъюнктивных нарушений на нефтегазоносность уделяли внимание многие исследователи [48, 132, 136]. По мнению одних, дизъюнктивы создают пути вертикальной миграции УВ, увеличивают стратиграфический диапазон нефтегазоносности, делают месторождения многопластовыми, приводят к разрушению крупных залежей первичных («материнских») и возникновению мелких, вторичных, улучшают коллекторские свойства за счет трещиноватости.

По мнению других исследователей, разломам чаще свойственна экранирующая, а не проводящая роль, что приводит к возникновению тектонически экранированных ловушек. Кроме этого, отмечается приуроченность месторождений к региональным и локальным разрывам. При этом региональные разломы в фундаменте, видимо, не оказывают непосредственное влияние на нефтегазоносность в качестве путей миграции геофлюидов из фундамента в осадочный чехол.

Дизъюнктивные нарушения (разломы) различной хрономорфологической характеристики широко распространены в современных и палеосладчатых геологических структурах, в том числе и в угленосных (точнее углегазоносных) осадочных бассейнах. Весьма характерны они и для многих НГБ прежде всего складчатого типа или пограничных со складчатыми сооружениями. В последние годы проблема выявления разломов в осадочном чехле и оценки их роли в процессах формирования, сохранности и современного размещения скоплений УВ, а также для научно обоснованного прогнозирования, поисков, разведки, подсчета запасов и будущей разработки залежей нефти и газа стала актуальной и для ЗСП.

Осадочный юрско-кайнозойский чехол ЗСП по сравнению с другими молодыми плитами Евразии относительно меньше осложнен дизъюнктивными нарушениями различной морфологии и проницаемости для геофлюидов [27, 48, 115, 161]. Вместе с тем, в последние два десятилетия, проведение детальных геолого-геофизических работ на ряде месторождений и площадей в ходе их доразведки, в том числе проведения площадных работ 3D и эксплуатации, позволило выявить большое количество разломов и проанализировать их роль в формировании, размещении и разрушении УВ [21, 103, 132, 137].

В северной части Западной Сибири установлены разрывные нарушения различного простирания, с амплитудами смещения пород от первых десятков метров (большинство) до нескольких сотен метров (в Усть-Енисейской области) на всех крупных положительных структурах I порядка. Наибольшая плотность дизъюнктивных нарушений отмечается в субмеридиональной зоне Колтогорско-Уренгойского мегапрогиба, протягивающегося от южного обрамления плиты до Гыданского полуострова, а также в зоне глубинных разломов, прослеживаемой от Харампурского вала через Северный свод (Комсомольское, Губкинское и другие поднятия), Неррутинскую впадину, Ныдинский купол Медвежьего вала и далее по восточным склонам Новопортовского вала и Нурминского мегавала до Харасавэя.

По результатам сейсмопоисковых и детализационных работ, включая переинтерпретацию ранее полученных данных с использованием современных возможностей вычислительной техники, материалов бурения и детальной корреляции разрезов месторождений, а также характера нефтегазоносности и испытания скважины, средне- и высокоамплитудные разломы с высокой степенью вероятности установлены в Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО на Харампурском, Етыпуровском, Западно-Таркосалинском, Губкинском, Северо-Комсомольском, Русском, Тазовском, Ямсовейском, Северо-Уренгойском, Ныдинском поднятиях и на ряде структур Красноселькупского (Верхне-Тазовского) района, в Ямальской ГНО — на Новопортовском (рис. 3.4), Нейтинском (рис. 3.5), Нерстинском, Бованенковском, Харасавэйском и других поднятиях (месторождениях), в Гыданской ГНО на Антипаютинском, Геофизическом, Гыданском и других месторождениях [27, 48, 139, 149].

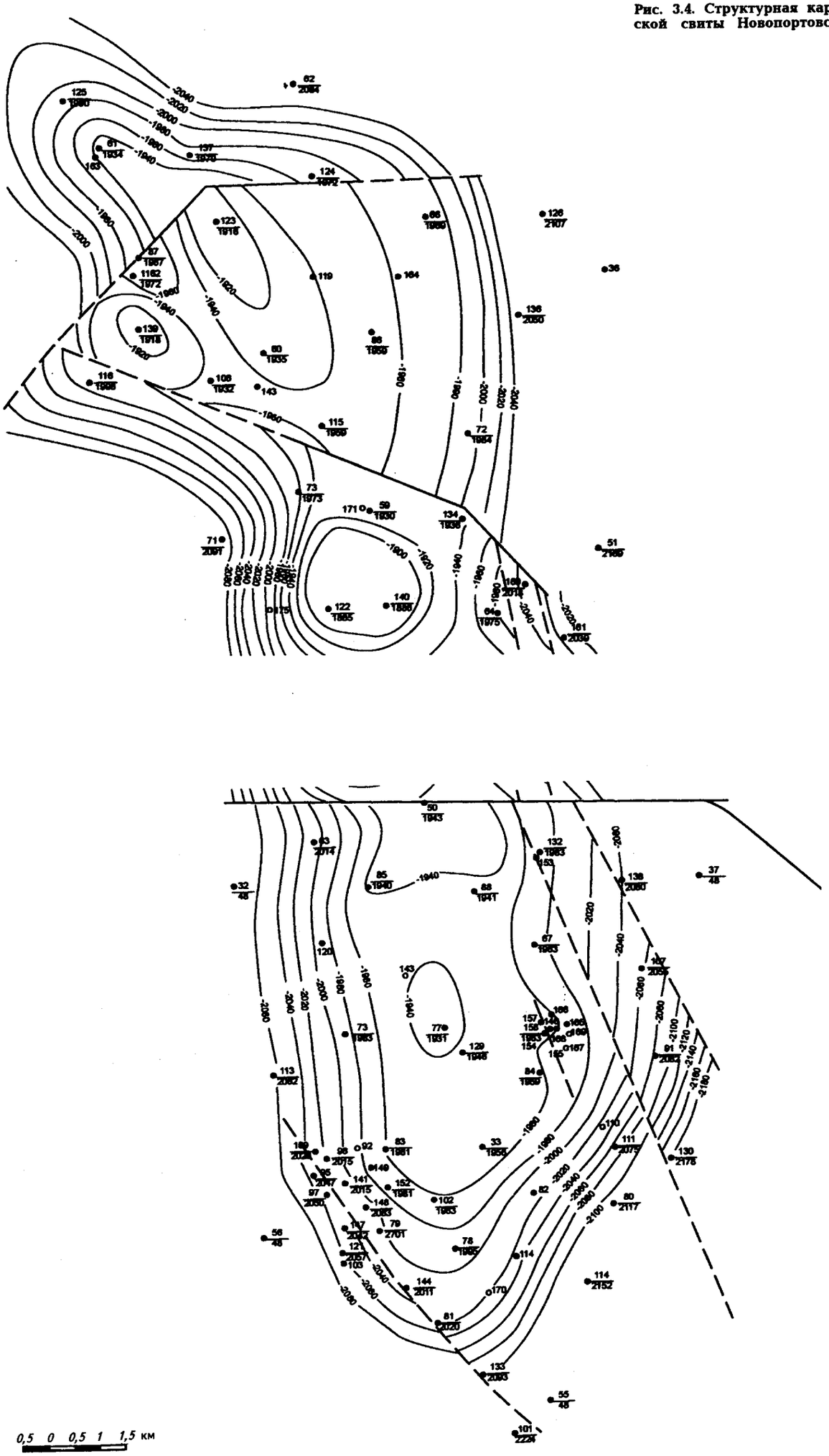
Необходимо подчеркнуть, что самым изученным, с точки зрения дизъюнктивной тектоники, является Новопортовское месторождение на юге Ямала. Отличительная особенность этого месторождения — установленный максимальный диапазон нефтегазоносности (от доюрского фундамента до сеномана) и весьма сложное геологическое строение [48, 136, 139]. При этом геологические запасы нефти превалируют над запасами газа, что

совершенно не характерно для Ямальской ГНО. На этой площади по данным сейсморазведки, дистанционных исследований и бурения установлены разломы различного типа и направления. В присводовой части структуры превалируют разломы с амплитудой, не превышающей двух десятков метров, а на восточном и западном крыльях их амплитуды превышают сто метров и увеличиваются с глубиной. В сеноманской газовой залежи, в зонах разломов на западном и восточном крыльях поднятия, ГВК находится на абсолютной отметке −435 м, а в сводовой части, не затронутой разломами, на отметке −452 м, т.е. выравнивания контакта не произошло из-за постоянной утечки газа, при этом скопление относится к мелким, несмотря на огромную емкость ловушки. В этих же зонах ВНК нефтегазоконденсатной залежи горизонтов $НП_{2-3}$ находится на абсолютной отметке −1868 м, а в центральной части −1858 м (скв. 121 и 161). Нефтегазоконденсатная залежь, содержащаяся в кровле среднеюрских отложений (горизонт $Ю_2$), характеризуется, в зависимости от положения блоков, различными контактами. В центральной части ВНК изменяется от −2020 до −2036 м, а на северо-востоке до −2136 м. На восточном крыле в районе скв. 107 ВНК находится на абсолютной отметке −2102 м. Кроме этого, проведение в юго-западной части структуры высокоточной электроразведки позволило установить, что в зоне разлома конусообразно снижается толщина распространения многолетнемерзлых пород. Это аномальное явление объясняется нами как следствие повышенного тепломассопереноса по нарушению, что и привело к нарушению температурного режима в верхней части осадочного чехла. Следует отметить распределение залежей по всему изученному разрезу. Ниже кровли среднеюрских отложений установлены залежи газоконденсата только в перекрытом толщей глин нижнеюрском комплексе и подстилающих его породах фундамента. Выше новопортовской толщи, перекрытой глинами сеяхинской пачки, весь разрез «стерилен» от УВ, вплоть до кровли танопчинской свиты, где выявлена залежь нефти с небольшой газовой шапкой. Точно также в альбе зафиксировано нефтепроявление (дебит нефти достигал 2,5 $м^3$/сут), свидетельствующее о вероятном существовании небольшой залежи тяжелой нефти — единственной в арктических районах ЗСП в альбской толще.

Эти факты свидетельствуют об оживлении движений по разломам после завершения формирования залежей УВ. При этом происходила активная вертикальная миграция газообразных и, в меньшей степени, нефтяных УВ по зонам дробления, вплоть до выхода в атмосферу. Ввиду того, что проницаемость для жидкостей существенно меньше, чем для газа, до закрытия (залечивания) трещин мигрировали преимущественно газы, что и привело к превалированию в залежах жидких УВ (остаточное нефтенакопление).

На Нейтинском поднятии дизъюнктивные нарушения выявлены сейсморазведочными работами и подтверждены результатами бурения и опробования скважин. На этом месторождении все выявленные залежи приурочены к сводовой части северо-восточного приподнятого блока. Все флюидальные контакты контролируются разрывным нарушением, проходящим вдоль оси складки и соответствуют линиям пересечения разлома и кровли продуктивных пластов. Здесь же наблюдается совершенно нехарактерное явление для зон развития танопчинской и тюменской угленосных свит, а именно, водоносность горизонтов $ТП_{1-3}$ и $Ю_{2-3}$ при их региональной повсеместной продуктивности. Характерна газоносность сеномана: на

Рис. 3.4. Структурная карта по кровле тюменской свиты Новопортовского месторождения



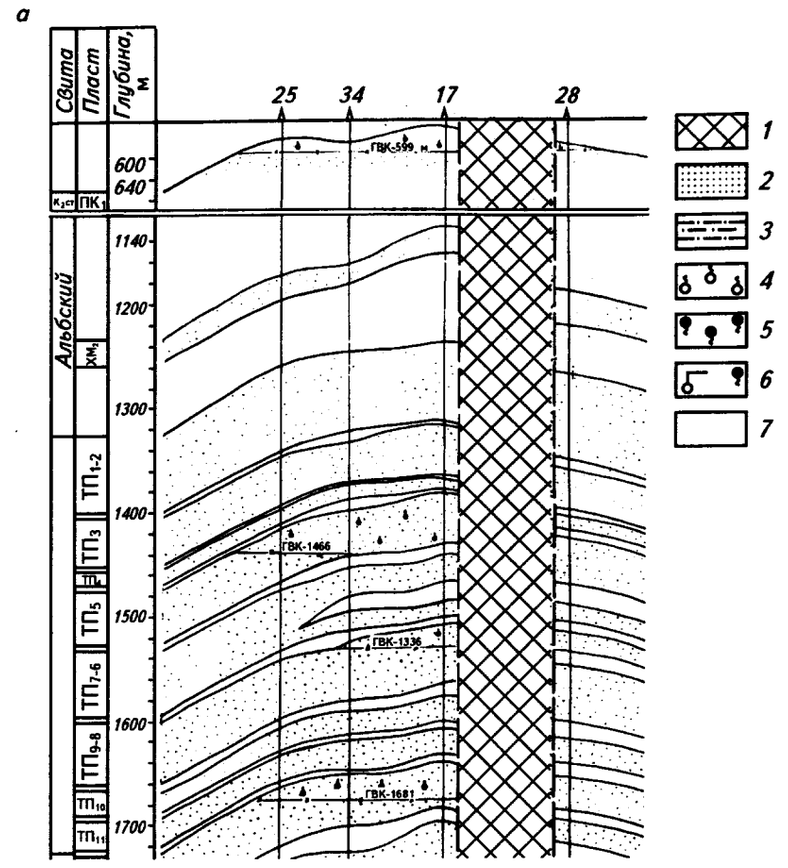
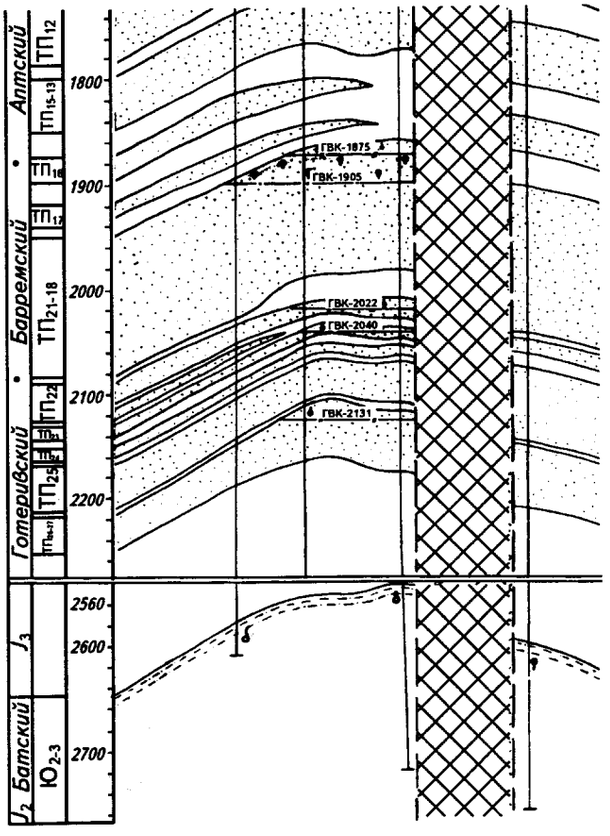
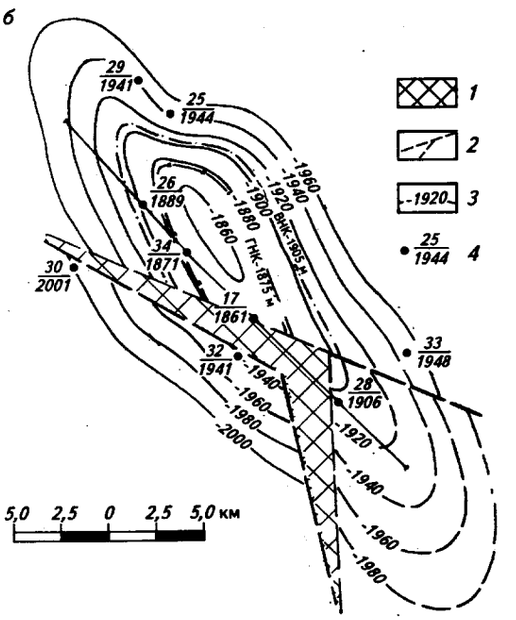


Рис. 3.5. Нейтинское месторождение. (Составили В.А. Фомичев, В.А. Скоробогатов):

а — структурная карта по кровле пласта $ТП_{19-0}$: *1* — зона дробления, *2* — песчаники, *3* — алевролиты, *4* — залежи газа и конденсата, *5* — нефтяная оторочка, *6* — непромышленные притоки и признаки газа и нефти (разрушенные УВС), *7* — глины, аргиллиты; *б* — геологический профиль по линии *I–I* (см. рис. 1.2): *1* — зона дробления, *2* — тектонические нарушения, *3* — изогипсы, м, *4* — в числителе номер скважины, в знаменателе — абсолютная отметка кровли пласта $ТП_{19}$





Нейтинской структуре, не уступающей по морфологическим параметрам Арктической, в кровле сеномана присутствует относительно небольшая газовая залежь, запасы которой значительно меньше, чем на Арктической структуре. Ничем другим, как частичным разрушением Нейтинского месторождения это не объяснимо.

Практически ненарушенными в пределах верхнеюрско-меловой части разреза представляются Южно-Тамбейское, Малыгинское и ряд других поднятий, хотя в юрской части разреза в их пределах скорее всего также развиты малоамплитудные раннеконседиментационные разломы.

Возникновение разломов в осадочном чехле ЗСП связано, главным образом, с разнонаправленными движениями блоков фундамента на этапах активизации тектонического режима. По результатам проведенного палеотектонического анализа в рассматриваемом регионе выделяются пять основных тектонически активных периодов: триас-раннеюрский, среднеюрский, берриасский, валанжинский и неоген-четвертичный. Особое значение имеет последний период, с которым связан прирост амплитуд поднятий (от 50 до 250—300 м). Такой значительный рост структур привел к оживлению старых и возникновению новых дизъюнктивов, проникающих через весь осадочный чехол.

Вследствие продолжения неотектонических подвижек и в современную эпоху подмечено, что многие морфоструктурные элементы рельефа отображают "живые", активные, в том числе и дегазирующие, разломы. В частности, большинство русел не только крупных, но и средних и малых рек приурочены к геологическим проявлениям подобных разломов (на Новопортовском, Тазовском и многих других месторождениях).

Береговая линия арктических полуостровов и образование ряда озер над пересечением разнонаправленных разломов (Нейто) во многом обязаны проявлению современных тектонических движений. Интересная закономерность подмечена на Ямальском полуострове. Здесь вдоль северного склона Нурминского мегавала проходит зона глубинных разломов с отходящими в стороны «оперяющими» разломами, часть которых распространяется и на локальные поднятия в осевой части мегавала. При этом степень нарушенности осадочного чехла существенно уменьшается от побережья Обской губы в северо-западном направлении, в этом же направлении существенно снижается нефтеносность недр и доля запасов нефти в суммарных запасах УВ. Таким образом, можно сделать вывод: нефтеносность недр Карского моря окажется значительно ниже даже по сравнению с Ямальской областью суши.

По данным интерпретации сейсморазведки и исследований кернового материала, разрывные нарушения представляют собой системы вертикальных или наклонных трещин, возникших при перемещении блоков и в большинстве своем залеченных кальцитом. При этом обширных зон дробления, возникающих при сжатии и растяжении и представленных тектоническими брекчиями, не установлено. Такой характер разрывных нарушений свидетельствует о преимущественных вертикальных перемещениях геоблоков и минимальных горизонтальных. Этот вывод немаловажен, поскольку от формы и строения разломов зависит продолжительность и эффективность процесса ремиграции УВ.

Анализ нефтегазоносности структур, осложненных разрывными нарушениями, позволил произвести их типизацию по степени нарушенности и определить усредненные характеристики для каждого типа. Однако для бо-

лее корректной оценки зависимости продуктивности отложений от плотности сети разломов учитывались наличие и толщина в разрезах региональных и локальных флюидоупоров. Это связано с тем, что глинистые прослои значительной протяженности и даже небольшой толщины являются надежными экранами, если они не нарушены разломами. Можно привести немало примеров, когда покрышки толщиной 3—10 м контролируют крупные залежи газа. Так, на Бованенковском и Харасавэйском месторождениях залежи газа в группах пластов ТП экранированы покрышками толщиной 3—6 м. Их высота превышает 100 м. То же наблюдается и на Заполярном месторождении (неоком).

Сильнонарушенные густой сетью мало- средне- и высокоамплитудных разломов структуры можно подразделить на два подтипа: с затронутой и незатронутой разломами сводовой частью поднятия. В первом случае месторождения характеризуются наличием крупной или гигантской нефтегазовой массивно-пластовой залежи в сеномане под мощной турон-олигоценовой покрышкой и их отсутствием или слабым развитием в нижележащем разрезе (Русское, Ямсовейское, Етыпуровское, Северо-Комсомольское и другие месторождения) (табл. 3.1).

Во втором случае отмечается наличие одной крупной или гигантской залежи в сеномане и значительное количество (несколько десятков) мелких в нижних горизонтах, размеры которых зависят от размеров ловушек. При этом суммарные запасы газа, сконцентрированные в мелких ловушках, составляют менее 10 % от общих по месторождению. Это Западно-Таркосалинское, Медвежье, Тазовское и другие месторождения.

Средненарушенные сетью разноамплитудных разломов месторождения характеризуются наличием большого количества залежей, но основные запасы (80—100 %) приурочены к флюидоупорам значительной толщины (турон-олигоценовые глины, шоколадные глины, чеускинская пачка в

Таблица 3.1

Генетико-морфологическая классификация разломов осадочного чехла внутренних районов ЗСП.
Составил В.А. Скоробогатов, 1988, с уточнениями 1995—1996 гг.
(по данным Главтюменьгеологии)

Основные параметры разломов	Конседиментационные типы				Постседиментационные типы	
	Классы					
	Раннеконседиментационные	Внутриформационные	Конседиментационные (сквозные, затухающие)	Позднеконседиментационные (новообразованные)	Межкомплексные	Сквозные (новейшие)
1. Время проявления	Триас — низы мела	Ранний мел	Триас — кайнозой	Ранний мел — эоцен	Берриас — валанжин	Олигоцен — плиоцен
2. Амплитуда, % (м)	10—100	50—120	120—250	30—150	30—50	до 200
3. Примеры нарушенных разломами структур I, II, III порядка	Красноленинский свод, Западно-Таркосалинская	Етыпуровская	Новопортовская, Нейтинская, Южно-Русская, Комсомольская	Харампурский вал (?), Геофизическая	Средне-Мессояхская	Русская, Северная, Новопортовская

НПТР, сеяхинские глины, преимущественно глинистые отложения ханты-мансийской свиты альба и нижнего валанжина на Ямале и Гыдане). Это Северо-Уренгойское, Новопортовское, Нейтинское, Утреннее, Губкинское, Комсомольское, Харампурское и другие месторождения.

Слабонарушенные единичными малоамплитудными разломами и ненарушенные месторождения характеризуются относительно «равномерным» распределением залежей по разрезу с соизмеримыми, соответственно объему ловушек, запасами по основным продуктивным горизонтам. К ним относятся Уренгойское, Ямбургское, Заполярное, группа Тамбейских месторождений, Бованенковское, Харасавэйское, Тасийское, Западно-Сеяхинское и другие.

Подмечено, что при близости или равенстве величин всех генетических параметров, кроме дизъюнктивно-тектонического, даже на соседних куполах одного и того же месторождения залегают газоконденсатные скопления на одном и нефтяные скопления на другом (Большое Губкинское месторождение, горизонты $Ю_1$ и $Ю_2$ юры) или нефтяные скопления на одном и нефтепроявления на другом (ачимовская толща и юра южного и северного куполов Етыпуровской структуры). В табл. 3.1 приведена классификация разломов осадочного чехла ЗСП, разработанная на основе изучения материалов по северным районам, в том числе и по Ямальской области.

Глава 4
ГАЗОНЕФТЕНОСНОСТЬ ЯМАЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ

Ямальская газонефтеносная область (ЯГНО) расположена на крайнем северо-западе Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗСНГП) — крупнейшей в Мире по запасам и ресурсам природного газа (табл. 4.1) и одной из самых крупных по запасам и ресурсам нефти. Анализ ее газонефтеносности, включая характеристику отдельных месторождений углеводородов (УВ), закономерности размещения отдельных залежей, их фазового состояния, физико-химических свойств и углеводородного состава газа, конденсата и нефти приведен в ряде работ [8, 15, 18, 22, 60, 132, 136, 137, 138, 144, 155 и др.].

Таблица 4.1

Запасы свободного газа супергигантских и уникальных месторождений Западной Сибири, суша (по состоянию на 1.01.2001 г.)

Месторождение	Начальные запасы категорий $B+C_1+C_2$, трлн. м^3	Месторождение	Начальные запасы категорий $B+C_1+C_2$, трлн. м^3
Уренгойское	12,2	Крузенштернское	1,7
Ямбургское	7,0	Южно-Тамбейское	1,2
Бованенковское	4,9	Северо-Уренгойское	1,0
Заполярное	3,6	Северо-Тамбейское	0,9
Медвежье	2,3		

4.1. ЗАПАСЫ ГАЗА И НЕФТИ, ОБЩИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ И ОСОБЕННОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПОРОДАХ МЕЛА И ЮРЫ ЯМАЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ И ПРИЯМАЛЬСКОГО ШЕЛЬФА

Первое нефтегазоконденсатное месторождение на Ямале — Новопортовское — открыто в 1964 г. За последующее время в пределах полуострова было открыто еще 25 различных по типу (фазовому состоянию) и крупности месторождений УВ, расположенных в пределах Нурминского мегавала, Средне-Ямальского (Тамбейского) свода, Новопортовского и Малыгинского валов. На их склонах, тектонических седловинах и во впадинах открыто небольшое число, как правило, средних по запасам месторождений. Всего на 01.01.2003 г. в пределах области открыто 26 месторождений с ба-

лансовыми запасами УВ, в том числе 9 чисто газовых (Г), 10 газоконденсатных (ГК), 5 газоконденсатно-нефтяных (ГКН) и 2 нефтегазоконденсатных (геологических запасов нефти категорий $B+C_1+C_2$ больше, чем свободного газа, по условному эквиваленту 1 т = 1000 м^3). Примечательно, что в недрах полуострова не обнаружено ни одного нефтяного месторождения. Кроме официально признанных, в области открыты еще два газовых месторождения: Восточно-Харасавэйское и Восточно-Новопортовское, запасы газа в которых не оценены. Общее число единичных скоплений — залежей УВ превышает 300. Точно так же, как нет чисто нефтяных месторождений, по-видимому, не открыто ни одной чисто нефтяной залежи, а считающиеся пока нефтяными пять скоплений на Новопортовском и Западно-Тамбейском месторождениях в ходе их доразведки окажутся в конечном итоге, скорее всего типа НГК/ГКН. Размещение месторождений по площади и разрезу осадочного чехла показано на рис. 2.1 и в табл. 4.2. За время ведения поисково-разведочных работ на Ямале общий прирост разведанных запасов УВ категорий $B+C_1$ составил 11,6 млрд. т нефтяного эквивалента.

Таблица 4.2

Размещение залежей углеводородов в Ямальской ГНО

Индексы	Малыгинское ГК	Сядорское Г	Тасийское ГК	Северо-Тамбейское ГК	Западно-Тамбейское НГК	Южно-Тамбейское ГК	Западно-Сеяхинское ГК
$ПК_1$	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г
$ПК_3$	—	—	Г	—	—	—	—
$ПК_5$	—	—	—	—	Г	—	—
$ПК_6$	—	—	—	Г	—	—	—
$ПК_7$	—	—	Г	—	—	—	—
$ПК_9$	—	—	—	Г	—	—	—
$ПК_{10}$	Г	—	—	—	—	—	—
$ХМ_0$	—	—	Г	—	Г	—	—
$ХМ_1$	Г	—	Г	Г	Г	Г	—
$ХМ_{1/0}$	—	—	—	—	Г	—	—
$ХМ_{1/1}$	—	—	Г	Г	—	—	—
$ХМ_{1/2}$	Г	—	—	—	—	—	—
$ХМ_2$	Г	—	Г	Г	Г	Г	Г
$ХМ_3$	Г	—	Г	Г	Г	Г	—
$ХМ_5$	—	—	ГК	—	ГК	—	—
$ХМ_6$	—	—	ГК	—	—	—	—
$ТП_1$	ГК	—	ГК	ГК	ГК	ГК	Г
$ТП_2$	Г	—	ГК	ГК	—	ГК	Г
$ТП_{2/0}$	—	—	—	ГК	—	ГК	—
$ТП_3$	ГК	—	—	ГК	Г	ГК	—
$ТП_{3/0}$	ГК	—	—	—	ГК	—	—
$ТП_4$	Г	—	ГК	ГК	—	ГК	—
$ТП_{4/0}$	—	—	—	—	—	—	Г
$ТП_{4/2}$	—	—	Г	—	—	—	—
$ТП_5$	ГК	—	Г	—	ГК	—	—
$ТП_{5/0}$	—	—	—	—	Г	—	—
$ТП_{5/1}$	—	—	—	—	Г	—	—
$ТП_{5/2}$	—	—	—	ГК	—	ГК	—
$ТП_6$	ГК	—	ГК	ГК	—	ГК	—
$ТП_{6/0}$	—	—	—	ГК(Г)	—	ГК(Г)	—
$ТП_7$	ГК	—	—	ГК	—	ГК	—
$ТП_{7/0}$	—	—	ГК	—	—	—	—
$ТП_8$	ГК	—	ГК	ГК(Г)	—	ГК(Г)	—
$ТП_9$	ГК	—	—	ГК	Г	ГК	—
$ТП_{9/1}$	—	—	—	—	Н	—	—
$ТП_{10}$	ГК	—	ГК	—	ГК	—	—
$ТП_{10/0}$	ГК	—	—	—	—	—	—

Продолжение табл. 4.2

Индексы	Малыгинское ГК	Сядорское Г	Тасийское ГК	Северо-Тамбейское ГК	Западно-Тамбейское НГК	Южно-Тамбейское ГК	Западно-Сеяхинское ГК
$ТП_{10/1}$	–	–	Г	–	–	–	–
$ТП_{11}$	Г	–	ГК	ГК	–	ГК	–
$ТП_{11/1}$	–	–	–	ГК	–	ГК	–
$ТП_{12}$	ГК	–	–	ГК	Н	ГК	–
$ТП_{12/1}$	–	–	–	ГК	ГК	ГК	–
$ТП_{12/2}$	ГК	–	–	–	–	–	–
$ТП_{13}$	ГК	–	ГК	ГК	ГК	ГК	–
$ТП_{13/0}$	–	–	–	–	ГК	–	–
$ТП_{13/1}$	–	–	–	–	Н	–	–
$ТП_{14}$	ГК	–	ГК	ГК	Г	ГК	–
$ТП_{14/0}$	–	–	ГК	–	Н	–	–
$ТП_{14/1}$	–	–	–	ГК	Н	ГК	–
$ТП_{15}$	ГК	–	–	ГК	–	ГК	–
$ТП_{16}$	–	–	ГК(Г)	–	–	–	–
$ТП_{17}$	–	–	ГК	–	–	–	–
$ТП_{18}$	ГК	–	ГК	ГК	Н	ГК	–
$ТП_{19}$	–	–	Г	ГК($ТП_{19-20}$)	Н($ТП_{19-20}$)	ГК($ТП_{19-20}$)	ГК
$ТП_{19/0}$	–	–	–	–	–	–	–
$ТП_{20}$	–	–	–	+	+	+	–
$ТП_{20/1}$	–	–	–	–	Н	–	–
$ТП_{21}$	–	–	–	–	Н	–	–
$ТП_{22}$	–	–	–	ГК	+	ГК	Г
$ТП_{22/0}$	–	–	Г	ГК	–	ГК	–
$ТП_{24}$	–	–	–	–	–	–	–
$ТП_{25}$	–	–	–	–	–	–	–
$ТП_{26}$	–	–	–	–	–	–	–
$БЯ_{1}$	–	–	–	–	–	–	–
$БЯ_{2}$	ГК	–	–	–	–	–	–
$БЯ_{2/0}$	ГК	–	–	–	–	–	–
$БЯ_{3}$	ГК	–	–	–	–	–	–
$БЯ_{4}$	–	–	–	–	–	–	Г
$БЯ_{2/0}$	ГК	–	–	–	–	–	–
$БЯ_{3}$	ГК	–	–	–	–	–	–
$БЯ_{4}$	–	–	–	–	–	–	Г
$БЯ_{5}$	–	–	–	–	–	–	ГК
$БЯ_{6}$	–	–	–	–	–	–	–
$БЯ_{7}$	–	–	–	–	–	–	ГК
$БЯ_{8}$	–	–	ГК	ГК	ГК	ГК	ГК(Г)
$БЯ_{9}$	–	–	–	–	–	–	ГК
$БЯ_{10}$	–	–	Г	ГК	Г	ГК	–
$БЯ_{10-0}$	–	–	–	–	–	–	–
$БЯ_{11}$	–	–	ГК	–	–	–	–
$БЯ_{12}$	–	–	ГК	ГК	–	ГК	–
$БЯ_{12-0}$	–	–	–	–	–	–	–
$БЯ_{18}$	–	–	–	–	–	–	–
$НП_{1}$	–	–	–	–	–	–	–
$НП_{1/0}$	–	–	–	–	–	–	–
$НП_{2}$	–	–	–	–	–	–	–
$НП_{3}$	–	–	–	–	–	–	–
$НП_{4}$	–	–	–	–	–	–	–
$НП_{5-6}$	–	–	–	–	–	–	–
$НП_{7}$	–	–	–	–	–	–	–
$НП_{7/0}$	–	–	–	–	–	–	–
$НП_{8}$	–	–	–	–	–	–	–
$НП_{9}$	–	–	–	–	–	–	–
$НП_{10}$	–	–	–	–	–	–	–
$НП_{11}$	–	–	–	–	–	–	–
$НП_{12}$	–	–	–	–	–	–	–
$Ю_{1-2}$	–	–	–	–	–	–	–
$Ю_{2-2}$	–	–	–	–	–	–	–
$Ю_{2}$	ГК	–	–	ГК	–	ГК	–
$Ю_{3}$	+	–	–	+	–	+	–
$Ю_{4}$	–	–	–	–	–	–	–

Продолжение табл. 4.2

Индексы	Малыгинское ГК	Сядорское Г	Тасийское ГК	Северо-Тамбейское ГК	Западно-Тамбейское НГК	Южно-Тамбейское ГК	Западно-Сеяхинское ГК
$Ю_5$	–	–	–	–	–	–	–
$Ю_6$	ГК	–	–	–	ГК	–	–
$Ю_7$	+		–	–	+	–	–
$Ю_{10}$	–	–	–	–	–	–	–
$Ю_{12}$	–	–	–	–	–	–	–
Тюменская свита	–	–	–	–	–	–	–
Палеозой	–	–	–	–	–	–	–

Продолжение табл. 4.2

Размещение залежей углеводородов на Ямале

Индексы пластов	Харасавэйское ГК	Бованенковское НГК	Крузенштернское ГК	Южно-Крузенштернское Г	Северо-Бованенковское Г	Восточно-Бованенковское Г
$ПК_1$	Г	Г	Г	Г	–	–
$ПК_3$	–	–	–	–	–	–
$ПК_5$	–	–	–	–	–	–
$ПК_6$	–	–	–	–	–	–
$ПК_7$	–	–	–	–	–	–
$ПК_9$	–	Г	Г	–	–	–
$ПК_{10}$	–	Г	Г	–	–	–
$ХМ_0$	–	–	–	–	–	–
$ХМ_1$	–	Г	–	–	–	–
$ХМ_{1/0}$	–	–	–	–	–	–
$ХМ_{1/1}$	–	–	–	–	–	–
$ХМ_{1/2}$	–	–	–	–	–	–
$ХМ_2$	–	Г	Г	–	–	–
$ХМ_3$	–	–	–	–	–	–
$ХМ_5$	–	–	–	–	–	–
$ХМ_6$	–	–	–	–	–	–
$ТП_1$	$Г(ТП_{1-5})$	$Г(ТП_{1-6})$	$Г(ТП_{1-3})$	$Г(ТП_{1-3})$	Г	–
$ТП_2$	+	+	+	+	+	–
$ТП_{2/0}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_3$	+	+	+	+	–	–
$ТП_{3/0}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_4$	+	+	$Г(ТП_{4-5})$	–	–	–
$ТП_{4/0}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_{4/2}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_5$	+	+	+	–	–	–
$ТП_{5/0}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_{5/1}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_{5/2}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_6$	Г	+	–	–	–	–
$ТП_{6/0}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_7$	–	$Г(ТП_{7-8})$	–	–	–	–
$ТП_{7/0}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_8$	Г	+	–	–	–	–
$ТП_9$	–	Г	–	–	–	–
$ТП_{9/1}$	Г	–	–	–	–	–
$ТП_{10}$	Г	$Г(ТП_{10-11})$	ГК	–	–	–
$ТП_{10/0}$	Г	–				
$ТП_{10/1}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_{11}$	ГК	+	–	–	–	–
$ТП_{11/1}$						
$ТП_{12}$	ГК	ГК	Г	Г	–	–
$ТП_{12/0}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_{12/1}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_{12/2}$	–	–	–	–	–	–

Продолжение табл. 4.2

Индексы пластов	Харасавэйское ГК	Бованенковское НГК	Крузенштернское ГК	Южно-Крузенштернское Г	Северо-Бованенковское Г	Восточно-Бованенковское Г
$ТП_{13}$	$ГК(ТП_{13-14})$	$ГК(ТП_{13-14})$	ГК	–	–	–
$ТП_{13/0}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_{13/1}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_{14}$	+	+	ГК	–	–	–
$ТП_{14/0}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_{14/1}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_{15}$	ГК	ГК	–	–	–	–
$ТП_{16}$	+	ГК	–	–	–	–
$ТП_{17}$	–	+	–	–	–	–
$ТП_{18}$	–	ГКН	–	–	–	–
$ТП_{19}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_{19/0}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_{20}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_{20/1}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_{21}$	$ГК(ТП_{21-23})$	–	–	–	–	–
$ТП_{22}$	+	–	–	–	–	–
$ТП_{22/0}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_{24}$	ГК	–	–	–	–	–
$ТП_{25}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_{26}$	ГК	–	–	–	–	–
$БЯ_{1}$	ГК	ГК	–	–	–	–
$БЯ_{2}$	ГК	ГК	ГК	–	–	–
$БЯ_{2/0}$	–	–	–	–	–	–
$БЯ_{3}$	–	ГК	–	–	–	–
$БЯ_{4}$	–	ГК	–	–	–	–
$БЯ_{5}$	ГК	–	–	–	–	–
$БЯ_{6}$	ГК	–	–	–	–	–
$БЯ_{7}$	ГК	–	–	–	–	–
$БЯ_{8}$	ГК	–	–	–	–	–
$БЯ_{9}$	–	–	–	–	–	–
$БЯ_{10}$	–	–	–	–	–	–
$БЯ_{10-0}$	–	–	–	–	–	–
$БЯ_{11}$	–	–	–	–	–	–
$БЯ_{12}$	–	–	–	–	–	–
$БЯ_{12-0}$	–	–	–	–	–	–
$БЯ_{18}$	–	–	–	–	–	–
$НП_{1}$	–	–	–	–	–	–
$НП_{1/0}$	–	–	–	–	–	–
$НП_{2}$	–	–	–	–	–	–
$НП_{3}$	–	–	–	–	–	–
$НП_{4}$	–	–	–	–	–	–
$НП_{5-6}$	–	–	–	–	–	–
$НП_{7}$	–	–	–	–	–	–
$НП_{7/0}$	–	–	–	–	–	–
$НП_{8}$	–	–	–	–	–	–
$НП_{9}$	–	–	–	–	–	–
$НП_{10}$	–	–	–	–	–	–
$НП_{11}$	–	–	–	–	–	–
$НП_{12}$	–	–	–	–	–	–
$Ю_{1-2}$	–	–	–	–	–	–
$Ю_{2-2}$	–	–	–	–	–	–
$Ю_{2}$	ГК	ГК	–	–	–	–
$Ю_{3}$	ГК	ГК	–	–	–	–
$Ю_{4}$	–	–	–	–	–	–
$Ю_{5}$	–	–	–	–	–	–
$Ю_{6}$	–	ГК	–	–	–	–
$Ю_{7}$	–	ГК	–	–	–	–
$Ю_{10}$	–	ГК	–	–	–	–
$Ю_{12}$	–	ГК	–	–	–	–
Тюменская свита	–	–	–	–	–	–
Палеозой	–	–	–	–	–	–

Продолжение табл. 4.2

Размещение залежей углеводородов на Ямале

Индексы пластов	Верхне-Тиутейское Г	Байдарацкое ГК	Нерстинское Г	Нейтинское НГК	Арктическое НГК	Средне-Ямальское НГК	Усть-Юрибейское Г
$ПК_1$	Г	–	Г	Г	Г	Г	–
$ПК_3$	–	–	–	–	–	–	–
$ПК_5$	–	–	–	–	–	–	–
$ПК_6$	–	–	–	–	–	–	–
$ПК_7$	–	–	–	–	–	–	–
$ПК_9$	–	–	–	–	–	–	–
$ПК_{10}$	–	–	–	–	–	–	–
$ХМ_0$	–	–	–	–	–	–	–
$ХМ_1$	–	–	–	–	–	–	–
$ХМ_{1/0}$	–	–	–	–	–	–	–
$ХМ_{1/1}$	–	–	–	–	–	–	–
$ХМ_{1/2}$	–	–	–	–	–	–	–
$ХМ_2$	–	–	–	–	–	–	–
$ХМ_3$	–	–	–	–	–	–	–
$ХМ_5$	–	–	–	–	–	Г	–
$ХМ_6$	–	–	–	–	–	–	–
$ТП_1$	–	–	–	–	–	Г	Г
$ТП_2$	–	–	–	–	–	–	Г
$ТП_{2/0}$	–	–	–	–	–	–	–
$ТП_3$	–	–	–	–	–	–	–
$ТП_{3/0}$	–	–	–	–	–	–	–
$ТП_4$	–	–	–	Г	–	–	–
$ТП_{4/0}$	–	–	–	–	–	–	–
$ТП_{4/2}$	–	–	–	–	–	–	–
$ТП_5$	–	–	–	Г	–	–	–
$ТП_{5/0}$	–	–	–	–	–	–	–
$ТП_{5/1}$	–	–	–	–	–	–	–
$ТП_{5/2}$	–	–	–	–	–	–	–
$ТП_6$	–	–	–	–	–	–	–
$ТП_{6/0}$	–	–	–	–	–	–	–
$ТП_7$	–	–	–	–	–	–	–
$ТП_{7/0}$	–	–	–	–	–	–	–
$ТП_8$	–	–	–	–	–	–	–
$ТП_9$	–	–	–	–	–	–	–
$ТП_{9/1}$	–	–	–	–	–	–	–
$ТП_{10}$	–	–	–	–	Г	–	–
$ТП_{10/0}$	–	–	–	–	–	–	–
$ТП_{10/1}$	–	–	–	–	–	–	–
$ТП_{11}$	–	–	–	–	–	–	–
$ТП_{1/1}$	–	–	–	–	–	–	–
$ТП_{12}$	–	–	–	–	–	–	–
$П_{12/0}$	–	–	–	–	–	–	–
$ТП_{12/1}$	–	–	–	–	–	–	–
$ТП_{12/2}$	–	–	–	–	–	–	–
$ТП_{13}$	–	–	–	–	ГК($ТП_{13-15}$)	–	–
$ТП_{13/0}$	–	–	–	–	–	–	–
$ТП_{13/1}$	–	–	–	–	–	–	–
$ТП_{14}$	–	–	–	–	+	–	–
$ТП_{14/0}$	–	–	–	–	–	–	–
$ТП_{14/1}$	–	–	–	–	–	–	–
$ТП_{15}$	–	–	–	–	+	–	–
$ТП_{16}$	–	–	–	–	–	–	–
$ТП_{17}$	–	–	–	–	ГК	–	–
$ТП_{18}$	–	–	–	ГК	ГК	–	–
$ТП_{19}$	–	–	–	–	–	–	–
$ТП_{19/0}$	–	–	–	НГК	–	–	–
$ТП_{20}$	–	–	–	–	–	–	–
$ТП_{20/1}$	–	–	–	–	–	–	–
$ТП_{21}$	–	–	–	–	–	–	–
$ТП_{22}$	–	–	–	–	–	–	
$ТП_{22/0}$	–	–	–	–	–	–	–
$ТП_{24}$	–	–	–	–	ГК	–	–

Продолжение табл. 4.2

Индексы пластов	Верхне-Тиутейское Г	Байдарацкое ГК	Нерстинское Г	Нейтинское НГК	Арктическое НГК	Средне-Ямальское НГК	Усть-Юрибейское Г
$ТП_{25}$	–	–	–	–	–	–	–
$ТП_{26}$	–	–	–	ГК	–	–	–
$БЯ_1$	–	–	–	–	–	–	–
$БЯ_2$	–	–	–	–	–	–	–
$БЯ_{2/0}$	–	–	–	–	–	–	–
$БЯ_3$	–	–	–	–	–	–	–
$БЯ_4$	–	ГК	–	–	–	–	–
$БЯ_5$	–	–	–	–	–	–	–
$БЯ_6$	–	–	–	–	–	–	–
$БЯ_7$	–	–	–	–	–	–	–
$БЯ_8$	–	–	–	–	–	–	–
$БЯ_9$	–	–	–	–	–	–	–
$БЯ_{10}$	–	–	–	–	ГН	ГК	Г
$БЯ_{10-0}$	–	–	–	–	–	Н	–
$БЯ_{11}$	–	–	–	–	–	–	–
$БЯ_{12}$	–	–	–	–	–	ГК	–
$БЯ_{12-0}$	–	–	–	–	–	Н	–
$БЯ_{18}$	–	–	–	–	–	–	–
$НП_1$	–	–	–	–	–	–	–
$НП_{1/0}$	–	–	–	–	–	–	–
$НП_2$	–	–	–	–	–	–	–
$НП_3$	–	–	–	–	–	–	–
$НП_4$	–	–	–	–	–	–	–
$НП_{5-6}$	–	–	–	–	–	–	–
$НП_7$	–	–	–	–	–	–	–
$НП_{7/0}$	–	–	–	–	–	–	–
$НП_8$	–	–	–	–	–	–	–
$НП_9$	–	–	–	–	–	–	–
$НП_{10}$	–	–	–	–	–	–	–
$НП_{11}$	–	–	–	–	–	–	–
$НП_{12}$	–	–	–	–	–	–	–
$Ю_{1-2}$	–	–	–	–	–	–	–
$Ю_{2-2}$	–	–	–	–	–	–	–
$Ю_2$	–	–	–	–	–	–	–
$Ю_3$	–	–	–	–	–	–	–
$Ю_4$	–	–	–	–	–	–	–
$Ю_5$	–	–	–	–	–	–	–
$Ю_6$	–	–	–	–	–	–	–
$Ю_7$	–	–	–	–	–	–	–
$Ю_{10}$	–	–	–	–	–	–	–
$Ю_{12}$	–	–	–	–	–	–	–
Тюменская свита	–	–	–	–	–	–	–
Палеозой	–	–	–	–	–	–	–

Продолжение табл. 4.2

Размещение залежей углеводородов на Ямале

Индексы пластов	Нурминское НГК	Хамбатейское ГК	Ростовцевское НГК	Каменномысское Г	Мало-Ямальское ГК	Новопортовское НГК
$ПК_1$	Г	–	Г	Г	Г	Г
$ПК_3$	–	–	–	–	–	–
$ПК_5$	–	–	–	–	–	–
$ПК_6$	–	–	–	–	–	–
$ПК_7$	–	–	–	–	–	–
$ПК_9$	–	–	–	–	–	–
$ПК_{10}$	–	–	–	–	–	–
$ХМ_0$	–	–	–	–	–	–

Продолжение табл. 4.2

Индексы пластов	Нурминское НГК	Хамбатейское ГК	Ростовцевское НГК	Каменномысское Г	Мало-Ямальское ГК	Новопортовское НГК
$ХМ_1$	–	–	–	–	–	Г
$ХМ_{1/0}$	–	–	–	–	–	–
$ХМ_{1/1}$	–	–	–	–	–	–
$ХМ_{1/2}$	–	–	–	–	–	–
$ХМ_2$	–	–	–	–	–	–
$ХМ_3$	–	–	–	–	–	–
$ХМ_5$	Г	–	–	–	–	–
$ХМ_6$	–	–	–	–	–	–
$ТП_1$	Г	–	–	–	–	ГН
$ТП_2$	Г	–	–	–	–	–
$ТП_{2/0}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_3$	Г	–	–	–	–	–
$ТП_{3/0}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_4$	–	–	–	–	–	–
$ТП_{4/0}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_{4/2}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_5$	–	–	–	–	–	–
$ТП_{5/0}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_{5/1}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_{5/2}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_6$	Г	–	–	–	–	–
$ТП_{6/0}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_7$	–	–	–	–	–	–
$ТП_{7/0}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_8$	–	–	Г	–	–	–
$ТП_9$	–	–	–	–	–	–
$ТП_{9/1}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_{10}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_{10/0}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_{10/1}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_{11}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_{11/1}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_{12}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_{12/0}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_{12/1}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_{12/2}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_{13}$	–	–	Г	–	–	–
$ТП_{13/0}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_{13/1}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_{14}$	Г	–	–	–	–	–
$ТП_{14/0}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_{14/1}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_{15}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_{16}$	ГК	–	ГК	–	–	–
$ТП_{17}$	ГК	–	ГК	–	–	–
$ТП_{18}$	ГК	–	–	–	–	–
$ТП_{19}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_{19/0}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_{20}$	–	ГК	–	–	–	–
$ТП_{20/1}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_{21}$	Г	–	–	–	–	–
$ТП_{22}$	ГН	–	–	–	–	–
$ТП_{22/0}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_{24}$	–	–	–	–	–	–
$ТП_{25}$	ГК	–	–	–	–	–
$ТП_{26}$	–	–	–	–	–	–
$БЯ_1$	–	–	–	–	–	–
$БЯ_2$	–	–	–	–	–	–
$БЯ_{2/0}$	–	–	–	–	–	–
$БЯ_3$	–	–	–	–	–	–
$БЯ_4$	–	–	–	–	–	–
$БЯ_5$	–	–	–	–	–	–
$БЯ_6$	–	–	–	–	–	–

Продолжение табл. 4.2

Индексы пластов	Нурминское НГК	Хамбатейское ГК	Ростовцевское НГК	Каменномысское Г	Мало-Ямальское ГК	Новопортовское НГК
$БЯ_7$	–	–	–	–	–	–
$БЯ_8$	–	–	–	–	–	–
$БЯ_9$	–	–	–	–	–	–
$БЯ_{10}$	–	ГК	–	–	–	–
$БЯ_{10-0}$	–	–	–	–	–	–
$БЯ_{11}$	–	–	–	–	–	–
$БЯ_{12}$	–	–	–	–	–	–
$БЯ_{12-0}$	–	–	–	–	–	–
$БЯ_{18}$	–	ГК	ГК	–	–	–
$НП_1$	–	–	Н	–	–	ГК(ГКН)
$НП_{1/0}$	–	–	ГК	–	–	–
$НП_2$	–	–	Н	–	–	ГКН
$НП_3$	–	–	Н(ГН)	–	–	+
$НП_4$	–	–	Н	–	–	ГКН
$НП_{5-6}$	–	–	–	–	–	ГКН
$НП_7$	–	–	Н	–	–	ГКН
$НП_{7/0}$	–	–	Н	–	–	–
$НП_8$	–	–	–	–	–	ГКН
$НП_9$	–	–	–	–	–	ГКН
$НП_{10}$	–	–	–	–	–	ГКН
$НП_{11}$	–	–	–	–	–	ГКН
$НП_{12}$	–	–	–	–	–	ГК
$Ю_{1-2}$	–	–	–	–	–	ГК(ГКН, Н)
$Ю_{2-2}$	–	–	–	–	–	ГК(ГКН, Н)
$Ю_2$	–	–	–	–	ГК	–
$Ю_3$	–	–	–	–	+	ГКН
$Ю_4$	–	–	–	–	ГК	ГКН(Н)
$Ю_5$	–	–	–	–	–	ГКН
$Ю_6$	–	–	–	–	–	–
$Ю_7$	–	–	–	–	–	–
$Ю_{10}$	–	–	–	–	–	–
$Ю_{12}$	–	–	–	–	–	–
Тюменская свита	–	–	–	–	–	ГК
Палеозой	–	–	–	–	–	ГК

Примечания: 1. «+» обозначает, что в этом пласте (пластах) залежь не самостоятельная, а единая с вышележащим пластом, в котором есть обозначение пластового флюида (Г, ГК и т.д). 2. Обозначения разных пластовых флюидов в одном пласте свидетельствуют о наличии в этом пласте нескольких залежей указанных флюидов. Например, на Северо-Тамбейском месторождении в пласте $ТП_{6/0}$ имеются две самостоятельные залежи: газоконденсатная и газовая.

Предварительно оцененные запасы категории C_2 составляют на 1.01.2003 г. 3,6 млрд. т нефтяного эквивалента.

Структура запасов УВ приведена в табл. 4.3. В объеме разведанных запасов газа (кат. $B+C_1$) первенство принадлежит неоком-аптскому НГК – 7,3 трлн. $м^3$, значительно меньшие запасы сосредоточены в породах сеномана, небольшие – в юре и НГЗК (0,4 трлн. $м^3$).

Самыми многозалежными месторождениями являются Тасийское (33 продуктивных горизонта по разрезу нижнего мела-сеномана) и Северо-Тамбейское (26). Стратиграфический диапазон промышленной газонефтеносности охватывает разрез от кровли сеномана до НГЗК и «коренного» палеозоя. По структурно-литологическим особенностям и характеру продуктивности в объеме осадочного чехла выделяются нефтегазоносные комплексы: альб-сеноманский, неоком-аптский с новопортовской и ачимовс-

Таблица 4.3

Геологические запасы углеводородов Ямальской области (суша) по состоянию на 1.01.2002 г.

Нефтегазоносные комплексы	Свободный газ*, трлн. м^3		Конденсат**, млрд. т		Нефть, млрд. т	
	A+B+C$_1$	C$_2$	A+B+C$_1$	C$_2$	A+B+C$_1$	C$_2$
Сеноман	2,9	0,6	–	<0,1	–	–
Нижний мел	7,2	1,5	0,2	0,1	0,6	0,3
Альб	1,1	0,1	<0,1	<0,1	–	–
Апт	4,3	0,6	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1
Неоком	1,9	0,8	0,2	0,1	0,6	0,3
Юра	0,3	1,0	0,1	0,15	0,3	
Юра + палеозой	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	–	–
Итого:	10,4	3,1	0,3	0,3	0,9	0,3

*Добыча и потери составили 13,7 млрд. м^3.
**Добыча и потери жидких УВ составили 0,2 млн. т.

кой толщами и юрский с нефтегазоносной зоной контакта (НГЗК), отделенные друг от друга региональными глинисто-кремнистыми покрышками толщиной от 200 до 400 м и более. Согласно нефтегазогеологическому районированию, принятому во ВНИИГАЗе, территория области подразделяется на следующие НГР (с севера на юг): Малыгинский, Тамбейский, Сеяхинский, Нурминско-Харасавэйский, Новопортовский, Байдарацко-Юрибейский. Выделяются также Каменномысская газоносная и предположительно газонефтеносная Южно-Ямальская (Щучьинская) зоны.

Общая площадь перспективных в отношении газонефтеносности земель на суше Ямала составляет около 111,0 тыс. км^2 (по данным ЗапСибНИГНИ – 106,7 тыс. км^2).

Альб-сеноманский НГК вскрыт на всех месторождениях и разведочных площадях всеми пробуренными скважинами. В отдельных случаях на начальном этапе скважины бурились только на этот комплекс (Харасавэйское, Бованенковское, Новопортовское и др.).

Кровля комплекса залегает на глубинах 350–1300 м и погружается с юга на север. В объеме комплекса выделяются яронгская и марресалинская свиты.

Флюидальное давление в коллекторах альба и сеномана – нормально гидростатическое. По углеводородному составу почти все залежи газа имеют непромышленное содержание конденсата (менее 2–3 г/м^3). По строению залежи преимущественно пластовые сводовые, в верхах части в основном пластово-массивные.

В альб-сеноманском комплексе залежи УВ открыты на 21 месторождении. Основные запасы газа содержатся в кровле сеномана. Нижележащие пласты ПК$_9$, ПК$_{10}$ газоносны на единичных площадях. Существенная часть запасов сосредоточена в горизонтах альба (на Бованенковском и других месторождениях, горизонты ХМ).

В аптском подкомплексе залежи УВ открыты на 17 месторождениях, содержащих основные запасы газа в кровельной части (Бованенковское, Харасавэйское и другие, горизонты ТП$_{1-6}$). Только на одном месторождении установлена нефть в оторочке (Новопортовское).

Неокомский подкомплекс изучен относительно хорошо. На месторождениях пробурено более 390 скважин, вскрывших породы неокома, а на разведочных площадях – единичные скважины.

Подкомплекс залегает на глубинах 1200—3300 м, причем рост глубин погружения происходит с юга на север. В нижней части неоком-аптский комплекс представлен преимущественно глинистыми породами (ахская свита) с прослоями песчано-алевритовых разностей, а в верхней части (танопчинская свита) чередованием песчаных и глинистых пород.

Залежи в основном пластовые, сводовые, реже литологически экранированные и пластово-массивные.

Из ачимовской толщи берриаса получены непромышленные ГК-фонтаны и нефтепроявления на Верхне-Тиутейском, Сядорском и Хамбатейском месторождениях. Особое место занимает новопортовская толща берриаса-валанжина с продуктивными горизонтами $НП_1$—$НП_{12}$, продуктивная на юге Ямала.

Наиболее интересным с точки зрения геологии и одновременно достаточно перспективным комплексом на Ямале является юрский.

Нижне-среднеюрский продуктивный комплекс изучен на 36 месторождениях и площадях. Наибольшее число скважин пробурено на Новопортовском и Бованенковском месторождениях. На остальных месторождениях и площадях пробурены единичные скважины.

Кровля нижне-среднеюрского комплекса погружается на глубины от 800—1000 на юге до 3500—3800 м на севере, подошва — от 1200—1500 до 5000 м и более.

В Ямальской ГНО крупнейшие ГК-залежи в среднеюрских горизонтах $Ю_2$—$Ю_7$ открыты на Бованенковском, Малыгинском и Северо-Тамбейском месторождениях, крупные и средние по запасам — на Мало-Ямальском и Западно-Тамбейском, небольшие — на Харасавэйском. Серия тектонически экранированных блочных НГК-залежей разведана на Новопортовском месторождении. На многих площадях Нурминского мегавала и северных зон Ямала из коллекторских горизонтов юры получены непромышленные притоки УВ и признаки газонефтеносности из уплотненных песчаников и алевролитов.

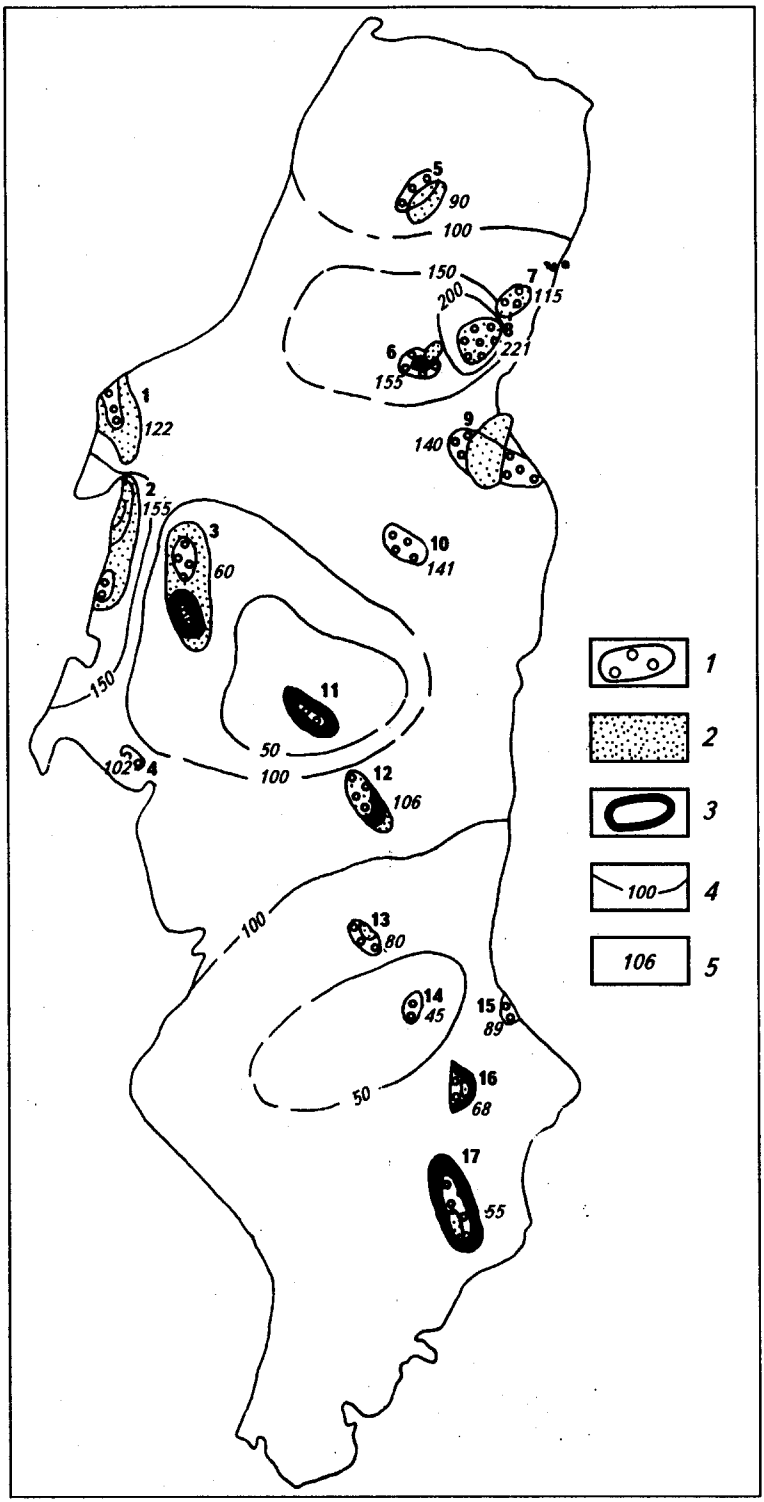
По строению залежи комплекса в основном пластовые сводовые, реже тектонически, литологически и эпигенетически экранированные. Продуктивность юры доказана на семи месторождениях.

Палеозойские отложения вскрыты на девяти площадях, в основном на юге, на глубинах от 900 м на юге (Сюняй-Салинская площадь) до 3,4—4,0 км на севере (Бованенковский район).

На Новопортовском месторождении, в карбонатных отложениях палеозоя выявлены две залежи низкоконденсатного газа.

Крупнейший на Ямале и один из самых крупных в Западной Сибири Бованенковско-Харасавэйский газоносный узел в составе одного уникального, двух супергигантских и трех мелких месторождений (см. рис. 4.1) практически подготовлен к разработке на газ и конденсат по меловым горизонтам. Недоизученными остались только юрский комплекс на суше и морские части Харасавэйского и Крузенштернского месторождений в целом, кроме того, на последнем практически не освещены бурением низы неокома и юра. Недостаточно разведаны горизонты средней и нижней юры в южной половине южного купола и отдельные участки северного купола Бованенковского месторождения.

Ямальская область характеризуется чрезвычайно высокой концентрацией открытой части ресурсов газа: в гигантских и уникальных по величине месторождениях сосредоточено более 90 % начальных запасов. Началь-


1
122
2
155
3
60
4
102
5
90
100
6
155
7
115
8
221
9
140
10
141
11
50
12
106
13
80
14
45
15
89
16
68
17
55
150
200
150
100
100
1
2
3
4
100
5
106

ные геологические запасы жидких УВ превышают 1,5 млрд. т, при близком отношении между запасами нефти и конденсата.

Распространение жидких УВ в залежах Ямала подчиняется вполне определенным закономерностям. Эмпирически установлена смена вниз по разрезу чисто газовых бесконденсатных залежей в сеноманских, альбских и частично аптских горизонтах сначала низкоконденсатными залежами ($ГКФ_{ст}$ от 2–5 до 30–40 г/м^3) в низах апта и готериве, ГК-залежами со средним содержанием конденсата (до 90–100 г/м^3) в средних горизонтах неокома (рис. 4.1) высококонденсатными залежами (200–300 г/м^3) в валанжине (новопортовская толща) и вновь среднеконденсатными в среднеюрских горизонтах (рис. 4.2) и низкоконденсатными ГК-залежами в низах юры и НГЗК (менее 50 г/м^3). Нефтяные скопления в виде подгазовых оторочек распространены в стратиграфическом диапазоне средняя юра-баррем. Верхняя граница нефтеносности совпадает со «скачком» конденсатосодержания от 5–10 до 30–50 г/м^3 и сменой в разрезе блестящих бурых углей на длиннопламенные (в диапазоне R° = 0,48–0,53 %). Исключение составляет залежь тяжелой нафтеновой нефти в горизонте $ТП_1$ Новопортовского месторождения, уровень катагенеза в породах которого соответствует подстадии матовых бурых углей $Б_2$ (R° менее 0,45 %). В средних и нижних горизонтах юры встречены только признаки нефтеносности в виде пленок и нефтепроявлений (нефть, как правило, легкая, бессернистая, часто конденсатоподобная). Наиболее яркий пример вертикальной УВ-зональности – распределение залежей и изменение физико-химических свойств УВ-флюидов в разрезе Бованенковского и Новопортовского месторождений (см. ниже главу 7 и табл. 7.7).

В юрском комплексе Ямала величина ГКФ экспоненциально уменьшается от верхних горизонтов к нижним (на Бованенковском, Новопортовском и других месторождениях).

К особой разновидности залежей, присущей в Западной Сибири в основном отложениям юры и ачимовской толщи, относятся «консервационные» залежи, локализованные на больших глубинах в жестких термобарических условиях, в которых УВС присутствуют и фиксируются по данным промысловой геофизики и керну, но они как бы «законсервированы» вследствие сильной уплотненности, раздавленности и эпигенетической измененности коллекторов, и при испытаниях горизонты оказываются либо «сухими», либо дают непромышленные притоки.

В частности, значительные по площади участки внутри поля газоносности залежей $Ю_2$–$Ю_{12}$ Бованенковского месторождения и почти весь разрез средней и особенно нижней юры Харасавэйского месторождения содержит подобного типа залежи.

Общие закономерности и особенности размещения скоплений УВ и промышленной газонефтеносности юрско-меловых пород Ямальской области сводятся к следующему.

1. По числу и совокупным запасам среди УВС резко преобладают га-

---

Рис. 4.1. Схема конденсатосодержания ($ГКФ_{ст}$, г/м^3) в свободном газе залежей неокома Ямальской ГНО.

Месторождения: *1* – Харасавэйское, *2* – Крузенштернское, *3* – Бованенковское, *4* – Байдарацкое, *5* – Малыгинское, *6* – Западно-Тамбейское, *7* – Тасийское, *8* – Северо-Тамбейское, *9* – Южно-Тамбейское, *10* – Западно-Сеяхинское, *11* – Нейтинское, *12* – Средне-Ямальское, *13* – Нурминское, *14* – Мало-Ямальское, *15* – Хамбатейское, *16* – Ростовцевское, *17* – Новопортовское

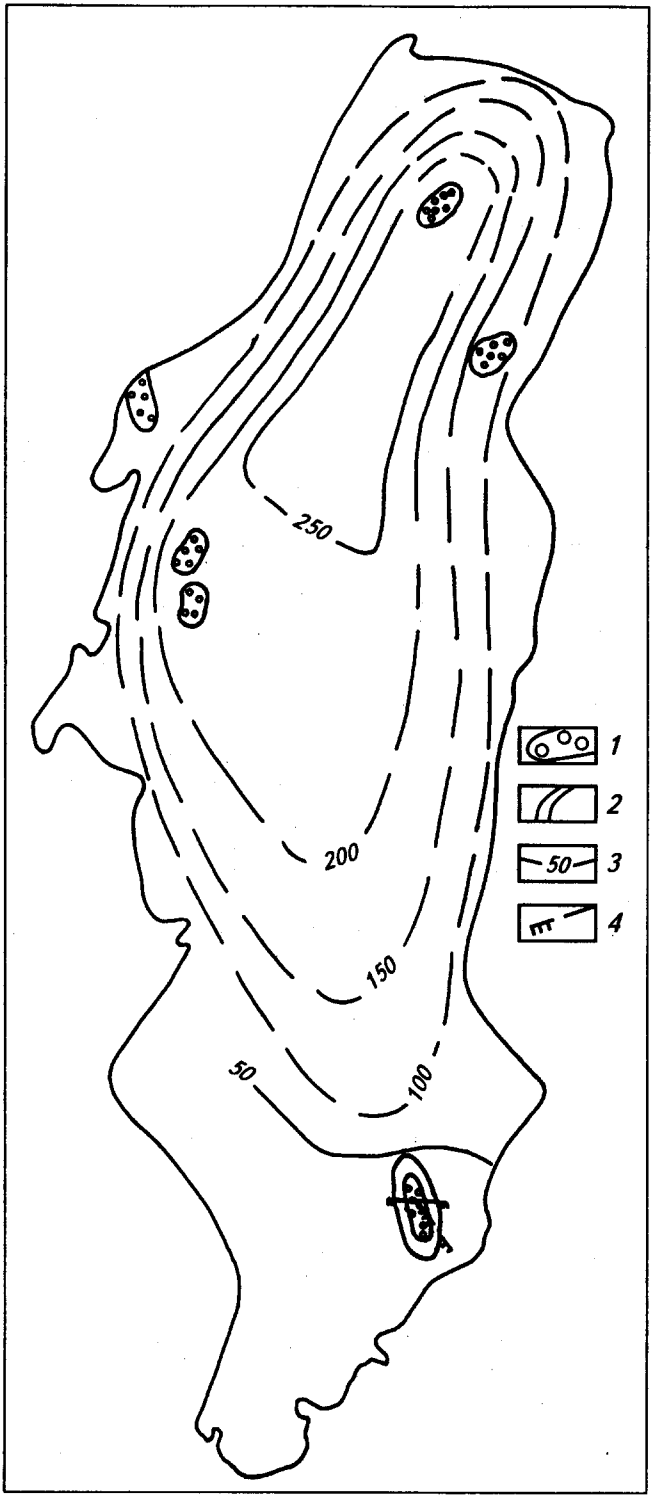


Рис. 4.2. Схема конденсатосодержания (ГКФ) в свободном газе залежей среднеюрского продуктивного комплекса (Ямальская ГНО). Составила Г.К. Терентьева, 1992 г.

Месторождения: *1* — газовые, *2* — конденсатные; *3* — изолинии ГКФ, *4* — тектонические нарушения

зовые и газоконденсатные скопления. Наиболее значительные по запасам многозалежные месторождения приурочены к крупнейшим положительным тектоническим структурам I и II порядка. В пределах области сформировалось три мощных «узла» (зоны) газонакопления — Бованенковско-Харасавэйский, Тамбейский и Малыгинский и один узел нефтегазонакопления — Новопортовский (с Новопортовским и Ростовцевским месторождениями). В структурно-пониженных зонах расположены одно-трехзалежные средние и небольшие по величине месторождения с залежами УВ в сеномане и неокоме.

В разрезе нижнего мела ЯГНО развит ряд мощных выдержанных в пространстве областных и зональных покрышек. В отличие от сильно опесчаненных разрезов нижнего мела центральных и особенно восточных районов НПТР и наоборот — заглинизированных разрезов в ареале Надымской впадины, где свободному газу «негде зацепиться» (при субвертикальной миграции) и «негде разгуляться» (при латеральной — собирательной миграции), на Ямале чрезвычайно благоприятное сочетание в разрезе пар пластов песчаник/глина (коллектор/покрышка) обусловило продуктивность (газонасыщенность) практически всех нижнемеловых — сеноманских и нижне-среднеюрских природных резервуаров, а отсутствие УВС в отдельных горизонтах логично объясняется либо тонкостью (ненадежностью) покрышки, либо развитием флюидопроницаемых разломов. В результате основные запасы газа оказались сосредоточенными в горизонтах $ТП_{1-6}$ в кровле апта под альбской глинистой покрышкой (на Бованенковском, Харасавэйском, Крузенштернском и других месторождениях), а не в кровле сеномана, как в других северных областях.

2. Скопления УВ на Ямале распределены в пространстве по принципу: есть замкнутая антиклинальная структура с большим числом сводовых структурных, структурно-литологических или иного генезиса ловушек в разрезе — есть газовые и газоконденсатные скопления, поэтому в объеме крупных локальных структур от кровли сеномана до верхних и средних горизонтов средней и нижней юры газоносен весь разрез и присутствие водоносных пластов объясняется исключительно литологической или разломной негерметичностью локальных, зональных, областных или, реже, мощных региональных покрышек.

3. При погружении продуктивных горизонтов сверху вниз от сеномана к низам юры наблюдается «нормальный» вертикально-катагенетический ряд скоплений УВ, свойственный областям преимущественного газонакопления, а именно, залежи сухого метанового газа в альб-сеноманском комплексе сменяются сначала низкоконденсатными скоплениями в низах альба и в апте, ГК-скоплениями со средним и повышенным содержанием конденсата в аптских и барремских горизонтах. С определенного термоглубинного, точнее катагенетического уровня, наряду с ГК-скоплениями появляются ГКН- и НГК-скопления (в диапазоне горизонтов $ТП_9 - ТП_{22}$, в зависимости от локальных геотермических условий), которые в юрском комплексе вновь сменяются ГК-скоплениями со средним, уменьшающимся вниз по разрезу содержанием жидких УВ в газе, и вновь газовыми скоплениями в базальных горизонтах юры, НГЗК и «коренном» палеозое.

4. Характерной особенностью месторождений Ямальской области является невысокое содержание в газе жидких УВ. В апт-альб-сеноманских залежах Бованенковского, Харасавэйского и других месторождений содержание стабильного конденсата в газе составляет 0,2 — 4,5 г/м^3.

Резкое увеличение содержания конденсата от 2,5—4,5 до 18,0—60,0 г/м^3 на большинстве месторождений Нурминского мегавала происходит в нижних горизонтах апта ($ТП_8$—$ТП_{10}$) и приурочено к интервалу пластовых температур 45—50 °С. В Северо-Ямальской зоне (Малыгинское и группа Тамбейских месторождений) основные газосодержащие горизонты апта погружены на большие глубины, чем в Нурминской зоне, пластовые температуры в них достигают 55-60 °С и более, поэтому скачок конденсатосодержания отмечается в низах альба, а в аптских залежах содержание конденсата достигает уже 12,0—48,9 г/м^3. В залежах неокома (горизонты $ТП_{11}$—$ТП_{20}$ и $БЯ_1$—$БЯ_{18}$) содержание конденсата изменяется от 18 до 155—212 г/м^3, отмечается тенденция постепенного увеличения содержания конденсата от верхних горизонтов ($ТП_{11}$—$ТП_{17}$) к нижним ($БЯ_5$—$БЯ_{18}$). Максимальное конденсатосодержание отмечено на Северо-Тамбейском месторождении (залежь горизонта $ТП_{19-20}$, $ГКФ_{стаб.}$ — 365,6 г/м^3), однако в данном случае не исключен подток конденсатоподобной нефти из тонкой непромышленной оторочки, которая при разведке пока не обнаружена. В залежах верхних горизонтов юры содержание стабильного конденсата изменяется от 43,4 до 221,0 г/м^3. В юрском комплексе величина $ГКФ_{ст}$ экспоненциально уменьшается от верхних горизонтов к нижним, в частности на Бованенковском месторождении от 221 г/м^3 в горизонте $Ю_2$ до 189 и 150 г/м^3 в горизонтах $Ю_3$ и $Ю_7$ (скв. 127). В базальных горизонтах юры, НГЗК и в «коренном» палеозое газ — низкоконденсатный (ГКФ от 17 до 30 г/м^3).

Необходимо отметить, что выше указаны балансовые содержания конденсата, полученные при испытании поисковых и разведочных скважин, поэтому они нуждаются в уточнении и корректировке.

5. В верхних горизонтах осадочного чехла Ямальской области при современных геотемпературах до 50—55 °С встречаются залежи сухого метанового газа и нафтеновые по углеводородному составу нефти высокой плотности, с малым содержанием серы, парафина, асфальтенов, средним содержанием силикагелевых смол. В средних и нижних горизонтах разреза развиты метаново-нафтеново-ароматические нефти средней и пониженной плотности, практически бессернистые и безасфальтеновые, малосмолистые, высокопарафиновые. Примечательно, что из шести месторождений, имеющих промышленные скопления нефти в подгазовых залежах типа НГК, ГКН и НГ, четыре (Новопортовское, Нейтинское, Арктическое и Бованенковское) приурочены к локальным структурам, нарушенным в сводовой части разломами, затрагивающими весь (на Новопортовском) или значительную часть осадочного чехла.

На Новопортовском месторождении отмечается наибольший на севере провинции стратиграфический диапазон как газо-, так и нефтеносности — от кровли фундамента до альба и сеномана включительно, хотя промышленные скопления нефти выявлены в средней части разреза осадочного чехла — в горизонтах $Ю_{2-3}$ средней юры, $НП_1$—$НП_{9-10}$ валанжина-готерива и $ТП_1$ апта. Высока вероятность того, что считающиеся условно едиными залежи в среднеюрских и новопортовских горизонтах месторождения расчленяются разломами на целый ряд тектонически-экранированных залежей, о чем свидетельствуют данные испытания большого числа скважин. Кроме того, особенностью Новопортовского и Нейтинского месторождений является крайне малая газоносность разреза юры и нижнего мела-сеномана: во всех смешанных залежах геологические запасы нефти существенно превышают запасы свободного газа, за исключени-

ем залежи горизонта $НП_1$ Новопортовского месторождения, а огромные по размерам высокоемкие структурные ловушки по кровле сеномана, сопоставимые по объему с ловушками Бованенковского и Харасавэйского месторождений, вмещают мельчайшее скопление газа на Новопортовском месторождении и среднее по запасам газовое скопление на Нейтинском. Кроме того, на последнем запасы газа сеноманской залежи при соизмеримых объемах структурных ловушек с соседним Арктическим поднятием, относительно слабее затронутым дизъюнктивными нарушениями, в 4 раза меньше. Обращает на себя внимание близость, почти тождественность физико-химических свойств нефтей средней юры и валанжина-готерива на Новопортовском и Арктическом месторождениях. По-видимому, все приведенные выше факты не случайные, а предопределены генетическими причинами. Необычность, аномальность Новопортовского месторождения для арктических районов Западной Сибири, кроме всего прочего, выражается в водоносности всех горизонтов газоносной танопчинской свиты, кроме горизонта $ТП_1$, в котором крупное нефтяное скопление сосуществует под сравнительно мощной нижнеальбской покрышкой с мельчайшим газовым скоплением, что совершенно не характерно для арктических районов провинции.

Таким образом, Ямал является областью преимущественного, а по отдельным зонам и комплексам пород — и исключительного, газонакопления.

4.1.1. ЮЖНО-ТАМБЕЙСКОЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Южно-Тамбейское газоконденсатное месторождение расположено вблизи Северо- и Западно-Тамбейского месторождений и приурочено к одноименному локальному поднятию в пределах южной части Средне-Ямальского свода. Поднятие осложнено тремя куполами в северной, западной (юго-западной) и восточной частях структуры. Восточный купол Южно-Тамбейской структуры осложнен в юго-восточной части Южно-Бурунным локальным поднятием, выделяемым по отражающим горизонтам Г и $М_1$.

На месторождении на начало 1995 г. пробурено 55 скважин, в результате чего был вскрыт разрез мезокайнозойских пород до нижнеюрского возраста включительно (рис. 4.3) на максимальную глубину более 3800 м (отложения лайдинской свиты). Общая характеристика нижнемелового-сеноманского разреза месторождения отражена на рис. 4.3. Открыты залежи УВ в отложениях марресалинской (пласты $ПК_1$, $ХМ_1$, $ХМ_2$, $ХМ_3$, $ХМ_{3/1}$), танопчинской ($ТП_1$, $ТП_{2/0}$, $ТП_2$, $ТП_3$, $ТП_{4/0}$, $ТП_4$, $ТП_5$, $ТП_7$, $ТП_8$, $ТП_9$, $ТП_{10/0}$, $ТП_{11}$, $ТП_{12}$, $ТП_{13/0}$, $ТП_{13}$, $ТП_{14}$, $ТП_{16}$, $ТП_{18}$, $ТП_{19}$, $ТП_{19/2}$, $ТП_{20/0}$, $ТП_{20}$, $ТП_{21-23}$) и ахской ($БЯ_{10}$, $БЯ_{11}$, $БЯ_{13-14}$) свит (табл. 4.4).

Газовая залежь пласта $ПК_1$ открыта в интервале с а.о. −924...−950 м. Опробована в семи скважинах. Получены фонтаны газа дебитами 122,59−223,7 тыс. $м^3$/сут на диафрагмах 10−16 мм. ГВК принят на отметке −950 м. Пластовое давление 9,76 МПа, температура +18 °С. Залежь пластовая, сводная. Размеры 42,3×36,5 км, высота 26 м.

На Южно-Бурунном участке опробована в скв. 2333, где получен фонтан газа дебитом 51,12 тыс. $м^3$/сут на 12-мм диафрагме. Пластовое давление 9,96 МПа, температура +21 °С.

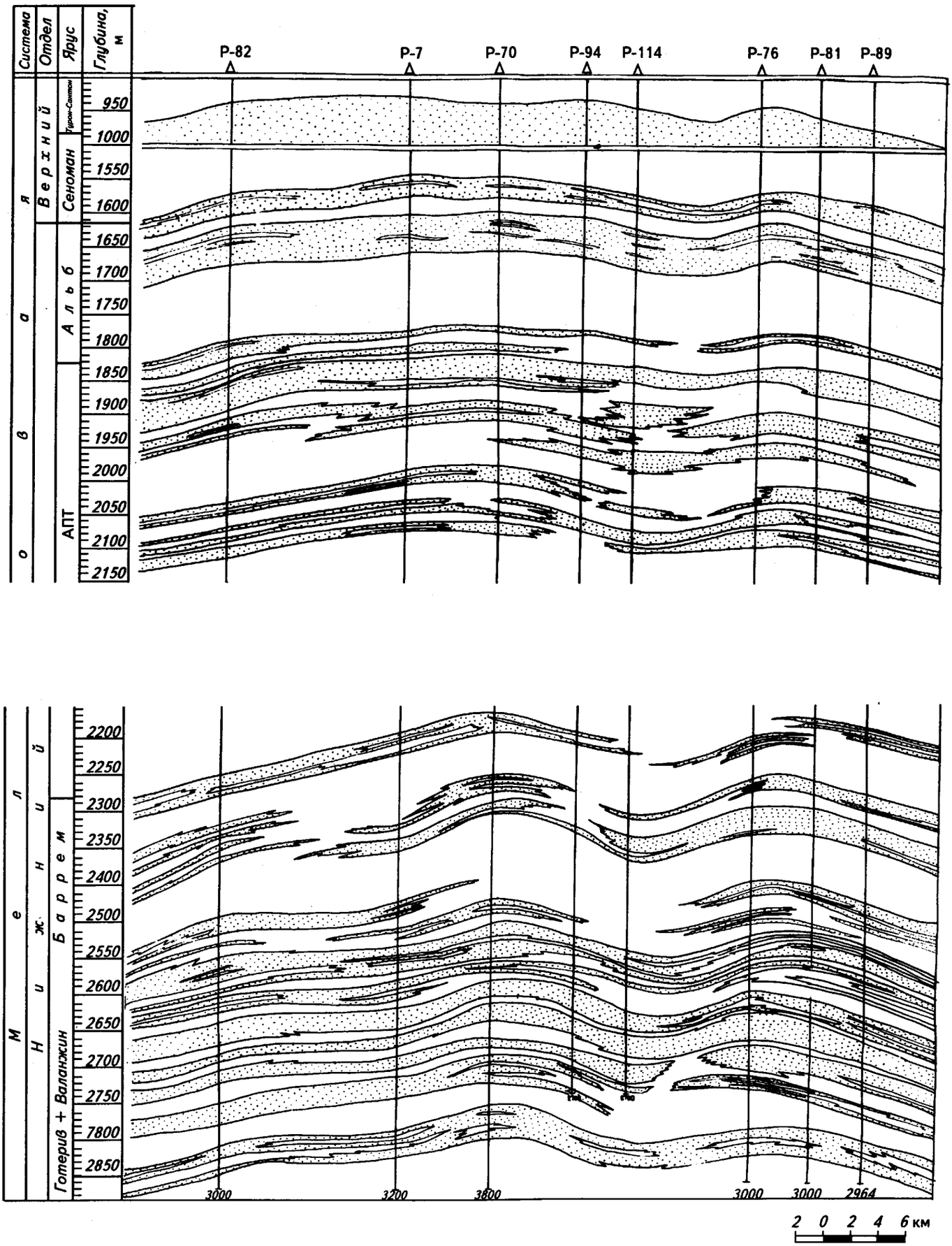


Рис. 4.3. Схематический геологический разрез Южно-Тамбейского месторождения (Геологический отчет ГТП «Ямалнефтегазгеология» за 1988 г. Салехард, 1989 г.)

Таблица 4.4

Характеристика нефтегазоносности Южно-Тамбейского месторождения

Индекс пласта	Тип залежи	Интервал залегания, а.о., м	ГВК, а.о., м	Длина, км	Ширина, км	Высота, м	Дебиты, тыс. $м^3$/сут, $м^3$/сут	Содержание стабильного конденсата, г/$м^3$	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С
$ПК_1$	Газовая	924–950	950	42,3	36,5	26	122,59–223,7	–	9,76	+18
$ХМ_1$ сев.	Газовая	1568–1600	1592–1600	12	7,5	24	261,5–296,8	–	15,68	+40
$ХМ_1$ зап.	Газовая	1530–1564	1560–1564	23	16	30	279,5–557,9	–	16,1	+36,5
$ХМ_1$ вост.	Газовая	1560–1576	1576	14	9,5	16	156,2–793,8	–	15,68	+36
$ХМ_2$ сев.	Газовая	1626–1643	1643	8	5,5	17	159,7–472,4	–	16,04	+41,5
$ХМ_2$ зап.	Газовая	1590–1614	1614	26	14,5	24	103,7–426,7	–	16,04	+39
$ХМ_3$	Газовая	1708–1723	1723	14	5,5	15	Г–47,61–77,86 К–0,28–4,26	–	17,0	+44,6
$ХМ_{3/1}$	Газовая	1728–1736	1736	10	4	8	Г–60,6–118,68 К – до 4,02	–	17,45	+44
$ТП_1$ сев.	Газоконденсатная	1794–1819	1819	13,5	6,5	25	Г–67,2–184,2 К–4,32–10,95	47	18,31	+46
$ТП_1$ южн.	Газоконденсатная	1756–1813	1810–1813	56	19	35–57	Г–12,54–322,06 К–1,44–12,4	47	18,2	+44
$ТП_{2/0}$ сев.	Газоконденсатная	1821–1837	1837	12	6,5	16	Г–78,44–143,0 К–7,44–15,81	69,9	18,47	+48
$ТП_{2/0}$ зап.	Газоконденсатная	1796–1818	1818	9,5	7,5	22	Г–87,8–290,7 К – 0,48–7,44	47	18,47	+47
$ТП_2$ зап.	Газоконденсатная	1806–1820	1820	29	9,4	14	Г–217,5–264,4 К–0,48–7,44	24,2	18,38	+43,5
$ТП_2$ вост.	Газоконденсатная	1811–1850	1832–1850	19,6	18,4	21–39	Г–180,9–269,6 К–0,48–7,44	24,2	18,67	+42,5
$ТП_3$	Газоконденсатная	1872–1887	1887	13	5	15	Г–90,49–116,43 К–4,22–10,49	30	18,5	+48
$ТП_{4/0}$ сев.	Газоконденсатная	1917–1932	1932	8,5	4,5	15	Г–55,8–204,35 К – до 12,8	45	19,42	+50,5
$ТП_{4/0}$ южн.	Газовая	1867–1893	1893	23	8,5	26	Г–259,0–363,69 К – до 2,16	–	19,15	+48
$ТП_4$	Газоконденсатная	1865–1925	1925	45	16,5	60	Г–17,57–289,2 К– 0,1–6,82	47	19,3	+49
$ТП_5$ сев.	Газоконденсатная	1943–1973	1967–1973	11	5,5	24–30	Г–48,67–217,0 К–18,45–25,3	85,9	19,87	+52,5
$ТП_5$ зап.	Газоконденсатная	1912–1922	1922	19,5	6,5	10	Г–8,45–356,3 К–0,21–0,48	85,9	19,46	+43
$ТП_5$ Ю–Б	Газовая	1954–1957	1957	6,8	5	3	Г–236,47 К–8,41	–	19,87	+51
$ТП_7$ сев.	Газоконденсатная	2049–2058	2058	6,2	6	9	Г–117,2 К–15,8	99,4	20,3	+56
$ТП_7$ вост.	Газоконденсатная	2000–2024	2024	18	8,5	24	Г–76,37–215,64 К–0,72–2,77	38,16	20,15	+52
$ТП_8$ сев.	Газоконденсатная	2070–2082	2082	7	5,5	12	Г–197,0 К–30,54	111,33	21,36	+54
$ТП_8$ зап.	Газоконденсатная	2034–2050	2050	22,5	4	16	Г–243,92–314,0 К – до 33	77,69	21,36	+60
$ТП_8$ вост.(1)	Газоконденсатная	2029–2037	2037	3,5	2	8	Г–255,07 К–4,37	–	21,36	+45
$ТП_8$ вост.(2)	Газоконденсатная	2034–2055	2055	8,5	6	21	Г–118,24–233,16 К–5,18–8,85	38,16	21,36	+56
$ТП_8$ Ю–Б	Газоконденсатная	2039–2044	–	–	–	–	Г–277,41 К–4,10	12,5	21,36	+45
$ТП_9$ зап.	Газоконденсатная	2052–2070	2070	16	5	18	Г–166,77–194,5 К–9,6–13,19	34,5	20,54	+54
$ТП_9$ вост.	Газоконденсатная	2065–2072	2072	11,5	8	7	Г–144,95–213,55 К–6,2–16,67	34,5	20,66	+63
$ТП_{10/0}$	Газоконденсатная	2087–2094	2094	13	11	7	Г–56,21 К–3,84	49,86	21,21	+51
$ТП_{11}$	Газоконденсатная	2169–2185	2185	21	11,5	16	Г–70,94–259,47 К – до 7,15	89	21,64	+60
$ТП_{12}$	Газоконденсатная	2191–2211	2211	15	12	20	Г–82,09 К–17,3	168,7	22,2	+48
$ТП_{13/0}$ сев.	Газоконденсатная	2278–2304	2304	8	6	26	Г–85,16 К–16,81	140	22,64	+61
$ТП_{13/0}$ вост.	Газоконденсатная	2248–2262	2262	10	4,5	14	Г–90,21 К–7,78	61	23,29	+65
$ТП_{13}$	Газоконденсатная	2267–2280	2280	10	4,5	13	Г–182,08–232,3 К – до 32,52	61	23,63	+56
$ТП_{14}$ сев. (1)	Газоконденсатная	2345–2350	2350	7,5	5,7	5	Г–304,29 К–15,53	138,7	23,4	Не зам.
$ТП_{14}$ сев. (2)	Газоконденсатная	2347–2369	2369	8,5	6	22	Г– 82,0 К–14,7	138,7	23,4	+63,5
$ТП_{14}$ зап.	Газоконденсатная	2300–2319	2319	9	7	19	94,41	138,7	23,3	+64

Продолжение табл. 4.4

Индекс пласта	Тип залежи	Интервал залегания, а.о., м	ГВК, а.о., м	Длина, км	Ширина, км	Высота, м	Дебиты, тыс. $м^3$/сут, $м^3$/сут	Содержание стабильного конденсата, г/$м^3$	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С
$ТП_{14}$ вост.	Газоконденсатная	2300 – 2334	2334	15,5	10	34	Г – 29,2 – 234,35 К – 4,82 – 49,09	138,7	23,9	+60
$ТП_{16/0}$	Газоконденсатная	2392 – 2397	2397	–	–	–	Г – 88,0 К – 15,98	137,5	23,3	+65
$ТП_{16}$	Газоконденсатная	2395 – 2485	2485	23,5	20	90	99,84	130	24,88	+69
$ТП_{18}$ зап.	Газоконденсатная	2453 – 2483	2483	15,5	5,5	30	Г – 62,7 К – 16,1	61,7	24,94	+64,5
$ТП_{18}$ вост.	Газоконденсатная	2480 – 2503	2503	12	11	23	Г – 157,26 – 268,92 К – 20,89 – 29,3	61,7	24,94	+70,5
$ТП_{19}$	Газоконденсатная	2485 – 2522	2522	27,5	16	37	Г – 134,4 – 303,55 К – 30,75 – 49,7	150	26,22	+71
$ТП_{19/2}$	Газоконденсатная	2532 – 2552	2552	18	10,5	20	Г – 33,52 – 150,43 К – 8,51 – 14,79	150	25,2	+71
$ТП_{20/0}$	Газоконденсатная	2565 – 2578	2578	8,5	7,5	13	Г – 79,1 – 215,31 К – до 42,9	105,7	26,06	+71
$ТП_{20}$	Газоконденсатная	2582 – 2604	2604	12	9,5	22	Г – 39,7 – 254,48 К – 9,6 – 40,16	100	26,45	+70
$ТП_{21-23}$	Газоконденсатная	2580 – 2605	2605	20	9	25	Г – 31,1 – 50,0 К – до 10,2	150	26,0	+76
$БЯ_{10}$	Газоконденсатная	2673 – 2692	2692	21,5	11,5	19	Г – 143,02 К – 24,0	150	26,5	Не зам.
$БЯ_{11}$	Газоконденсатная	2705 – 2732	2732	14	11	27	Г – 82,84 – 122,56 К – 21,9 – 22,15	167,5	27,28	+76
$БЯ_{13-14}$	Газоконденсатная	2755 – 2768	2768	17,5	8,5	13	Г – 45,16 К – 4,8	150	27,86	Не зам.

В пласте $ХМ_1$ открыты три залежи УВ: северная, западная и восточная.

Северная газовая залежь пласта $ХМ_1$ открыта в интервале с а.о. −1568...−1600 м. При опробовании скважин получены фонтаны газа дебитами 261,5−296,8 тыс. $м^3$/сут на диафрагмах 8−14 мм. ГВК принят наклонным на отметках −1592...−1600 м. Пластовое давление 15,68 МПа, температура +40 °С. Залежь пластовая, сводовая, Размеры 12×7,5 км, высота 24 м.

Западная газовая залежь пласта $ХМ_1$ открыта в интервале с а.о. −1530...−1564 м. При опробовании скважин получены фонтаны газа дебитами 279,5−557,9 тыс. $м^3$/сут на диафрагмах 10−16 мм. ГВК принят наклонным на отметках −1560...−1564 м. Пластовое давление 16,1 МПа, температура +36,5 °С. Залежь пластовая, сводовая, Размеры 23×16 км, высота 30 м.

Восточная газовая залежь пласта $ХМ_1$ открыта в интервале с а.о. −1560...−1576 м. При опробовании скважин получены фонтаны газа дебитами 156,2−793,8 тыс. $м^3$/сут на диафрагмах 10−20 мм. ГВК принят наклонным на отметках −1576 м. Пластовое давление 15,68 МПа, температура +36 °С. Залежь пластовая, сводовая, Размеры 14×9,5 км, высота 24 м.

В пласте $ХМ_2$ открыты две залежи УВ: северная и западная.

Северная газовая залежь пласта $ХМ_2$ открыта в интервале с а.о. −1626...−1643 м. При опробовании скважин получены фонтаны газа дебитами 159,7−472,4 тыс. $м^3$/сут на диафрагмах 10−16 мм. ГВК принят на отметке −1643 м. Пластовое давление 16,04 МПа, температура +41,5 °С. Залежь пластовая, сводовая. Размеры 8×5,5 км, высота 17 м.

Западная газовая залежь пласта $ХМ_2$ открыта в интервале с а.о. −1590...−1614 м. При опробовании скважин получены фонтаны газа дебитами 103,7−426,7 тыс. $м^3$/сут на диафрагмах 10−16 мм. ГВК принят на отметке −1614 м. Пластовое давление 16,04 МПа, температура +39 °С. Залежь пластовая, сводовая. Размеры 26×14,5 км, высота 24 м.

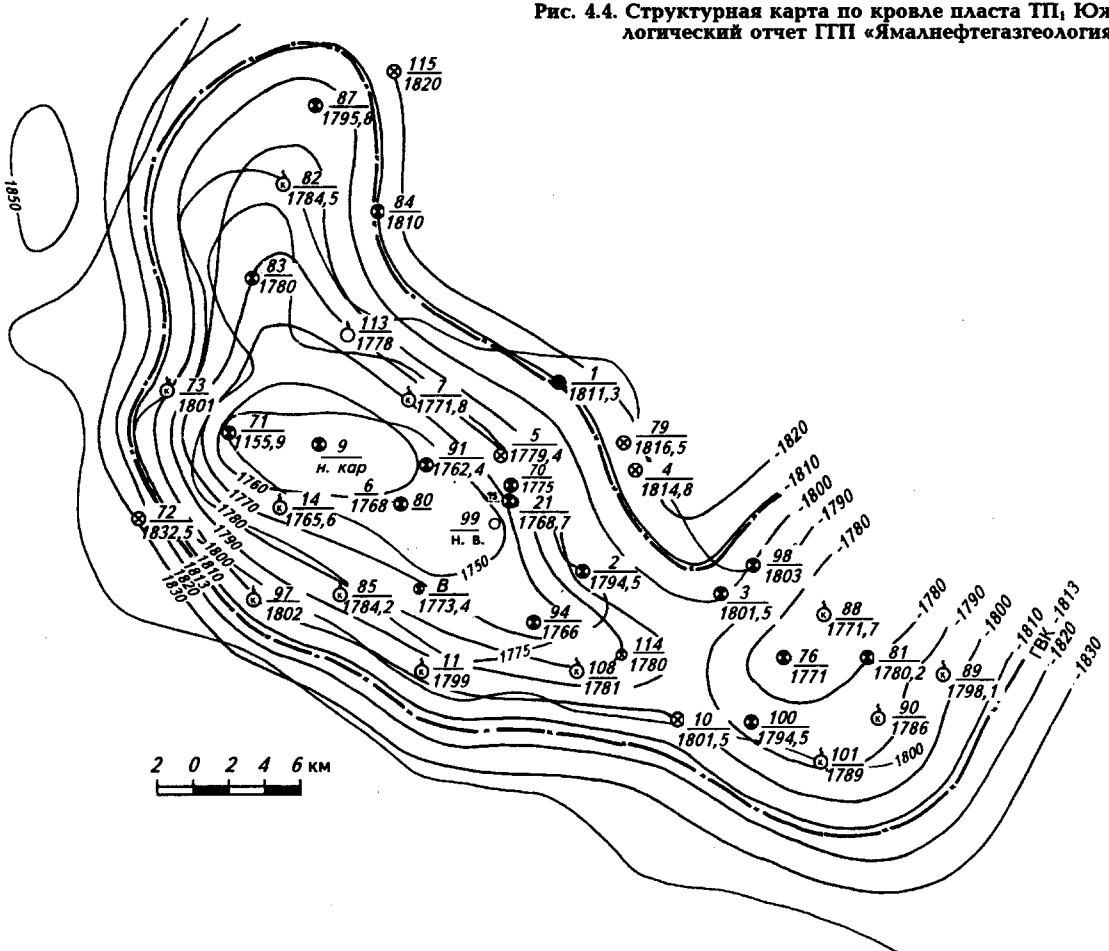
Газовая залежь пласта $ХМ_2$ открыта в интервале с а.о. −1708...−1723 м. Опробована в скважинах 116 и 118, где получены фонтаны газа с конденсатом и пластовой водой. Дебиты газа сепарации составили 47,61−77,86 тыс. $м^3$/сут на диафрагмах 8−12 мм, стабильного конденсата 0,28−4,26 $м^3$/сут и воды 0,24−8,57 $м^3$/сут на штуцерах 8−12 мм. ГВК принят на отметке −1723 м. Пластовое давление 17,0 МПа, температура +44,6 °С. Залежь пластовая, сводовая, Размеры 14×5,5 км, высота 15 м.

Газовая залежь пласта $ХМ_{3/1}$ открыта в интервале с а.о. −1728...−1736 м. Опробована в скв. 116 и 118, где получены фонтаны газа (скв. 18) с конденсатом и пластовой водой (скв. 116). Дебиты газа сепарации составили 60,6−118,68 тыс. $м^3$/сут на диафрагмах 10−16 мм, стабильного конденсата 4,02 $м^3$/сут и воды 38,27 $м^3$/сут на 10-мм штуцере. ГВК принят на отметке −1736 м. Пластовое давление 17,45 МПа, температура +44 °С. Залежь пластовая, сводовая (северный купол). Размеры 10×4 км, высота 8 м.

В пласте $ТП_1$ открыты две залежи УВ: северная и южная.

Северная газоконденсатная залежь пласта $ТП_1$ открыта в интервале с а.о. −1794...−1819 м. При опробовании скважин получены фонтаны газоконденсата. Дебиты газа составили 67,2−184,2 тыс. $м^3$/сут на диафрагмах 12−14 мм, стабильного конденсата 4,32−10,95 $м^3$/сут на штуцерах 10−12 м. Содержание стабильного конденсата 47 г/$м^3$. ГВК принят на отметке −1819 м. Пластовое давление 18,31 МПа, температура +46 °С. Залежь пластовая, сводовая. Размеры 13,5×6,5 км, высота 25 м.

Рис. 4.4. Структурная карта по кровле пласта $ТП_1$ Южно-Тамбейского месторождения (Геологический отчет ГТП «Ямалнефтегазгеология» за 1989 г. Салехард, 1989 г.)



Южная газоконденсатная залежь пласта $\boldsymbol{ТП_1}$ (рис. 4.4) открыта в интервале с а.о. −1756...−1813 м. При опробовании скважин получены фонтаны газоконденсата. Дебиты газа составили 12,54−322,06 тыс. м^3/сут на диафрагмах 10−14 мм, стабильного конденсата 1,44−12,4 м^3/сут на штуцерах 8−10 мм. Содержание стабильного конденсата 47 г/м^3. ГВК принят наклонным в восточном направлении на отметке −1810...−1813 м. Пластовое давление 18,2 МПа, температура +44 °С. Залежь пластовая, сводовая (западный и восточный купола). Размеры 56×19 км, высота 35−57 м.

В пласте $ТП_{2/0}$ открыты две залежи УВ: северная и западная.

Северная газоконденсатная залежь пласта $\boldsymbol{ТП_{2/0}}$ открыта в интервале с а.о. −1821...−1837 м. Опробована в скв. 86 и 116, где получены фонтаны газоконденсата (в скв. 116 с пластовой водой). Дебиты газа сепарации составили 78,44−143 тыс. м^3/сут на диафрагмах 12−14 мм, стабильного конденсата 7,44−15,81 м^3/сут на штуцерах 8−12 м. Содержание стабильного конденсата 69,9 г/м^3. ГВК принят на отметке −1837 м. Пластовое давление 18,47 МПа, температура +48 °С. Залежь пластовая, литологически экранированная. Размеры 12×6,5 км, высота 16 м.

Западная газоконденсатная залежь пласта $\boldsymbol{ТП_{2/0}}$ открыта в интервале с а.о. −1796...−1818 м. При опробовании скважин получены фонтаны газоконденсата. Дебиты газа сепарации составили 87,8−290,7 тыс. м^3/сут. Содержание стабильного конденсата 47 г/м^3. ГВК принят на отметке −1818 м. Пластовое давление 18,47 МПа, температура +47 °С. Залежь пластовая, литологически экранированная. Размеры 9,5×7,5 км, высота 22 м.

В пласте $ТП_2$ открыты две залежи УВ: западная и восточная.

Западная газоконденсатная залежь пласта $\boldsymbol{ТП_2}$ открыта в интервале с а.о. −1806...−1820 м. При опробовании скважин получены фонтаны газоконденсата. Дебиты газа сепарации составили 217,5−264,4 тыс. м^3/сут. Содержание стабильного конденсата 24,2 г/м^3. ГВК принят на отметке −1820 м. Пластовое давление 18,38 МПа, температура +43,5 °С. Залежь пластовая. Размеры 29×9,4 км, высота 14 м.

Восточная газоконденсатная залежь пласта $\boldsymbol{ТП_2}$ открыта в интервале с а.о. −1811...−1850 м. При опробовании скважин получены фонтаны газоконденсата. Дебиты газа сепарации составили 180,9−269,6 тыс. м^3/сут. Содержание стабильного конденсата 24,2 г/м^3. ГВК принят наклонным на отметке −1832...−1850 м. Пластовое давление 18,67 МПа, температура +42,5 °С. Залежь пластовая, сводовая. Размеры 19,6×18,4 км, высота 21−39 м.

В залежах УВ пластов $ТП_{2/0}$ и $ТП_2$ дебиты стабильного конденсата составили 0,48−7,44 м^3/сут на штуцерах 8−12 мм.

Газоконденсатная залежь пласта $\boldsymbol{ТП_3}$ открыта в интервале с а.о. −1872...−1887 м. Опробована в скв. 86 и 116, где получены фонтаны газоконденсата. Дебиты газа сепарации составили 90,49−116,43 тыс. м^3/сут на диафрагмах 10−14 мм, стабильного конденсата 4,22−10,49 м^3/сут на штуцерах 8−10 мм. Содержание стабильного конденсата 30 г/м^3. ГВК принят на отметке −1887 м. Пластовое давление 18,5 МПа, температура +48 °С. Залежь пластовая, сводовая (северный купол). Размеры 13×5 км, высота 15 м.

В пласте $ТП_{4/0}$ открыты две залежи УВ: северная и южная.

Северная газоконденсатная залежь пласта $\boldsymbol{ТП_{4/0}}$ открыта в интервале с а.о. −1917...−1932 м. Опробована в скв. 86 и 118, где получены фонтаны газоконденсата. Дебиты газа сепарации составили 55,8−204,35 тыс. м^3/сут на дифрагмах 16−20 мм, стабильного конденсата 45 г/м^3. ГВК принят на отметке −1932 м. Пластовое давление 19,42 МПа, температура +50,5 °С.

Залежь пластовая, литологически экранированная. Размеры 8,5×4,5 км, высота 15 м.

Южная газовая залежь пласта $ТП_{4/0}$ открыта в интервале с а.о. −1867...−1893 м. Опробована в скв. 71, 91 и 108, где получены фонтаны газоконденсата. Дебиты газа сепарации составили 258−363,69 тыс. $м^3$/сут на диафрагмах 12−20 мм, стабильного конденсата до 2,16 $м^3$/сут на штуцере (скв. 91). ГВК принят на отметке −1893 м. Пластовое давление 19,15 МПа, температура +48 °С. Залежь пластовая, сводовая (западный и восточный купола), литологически экранированная. Размеры 23×8,5 км, высота 26 м. Запасы конденсата не оценены.

Газоконденсатная залежь пласта $ТП_4$ (рис. 4.5) открыта в интервале с а.о. −1865...−1925 м. При опробовании получены фонтаны газоконденсата. Дебиты газа сепарации составили 17,57−289,2 тыс. $м^3$/сут на диафрагмах 10−12 мм, стабильного конденсата 0,1−6,82 $м^3$/сут на 8−12-мм штуцерах. Содержание стабильного конденсата 47 г/$м^3$. ГВК принят на отметке

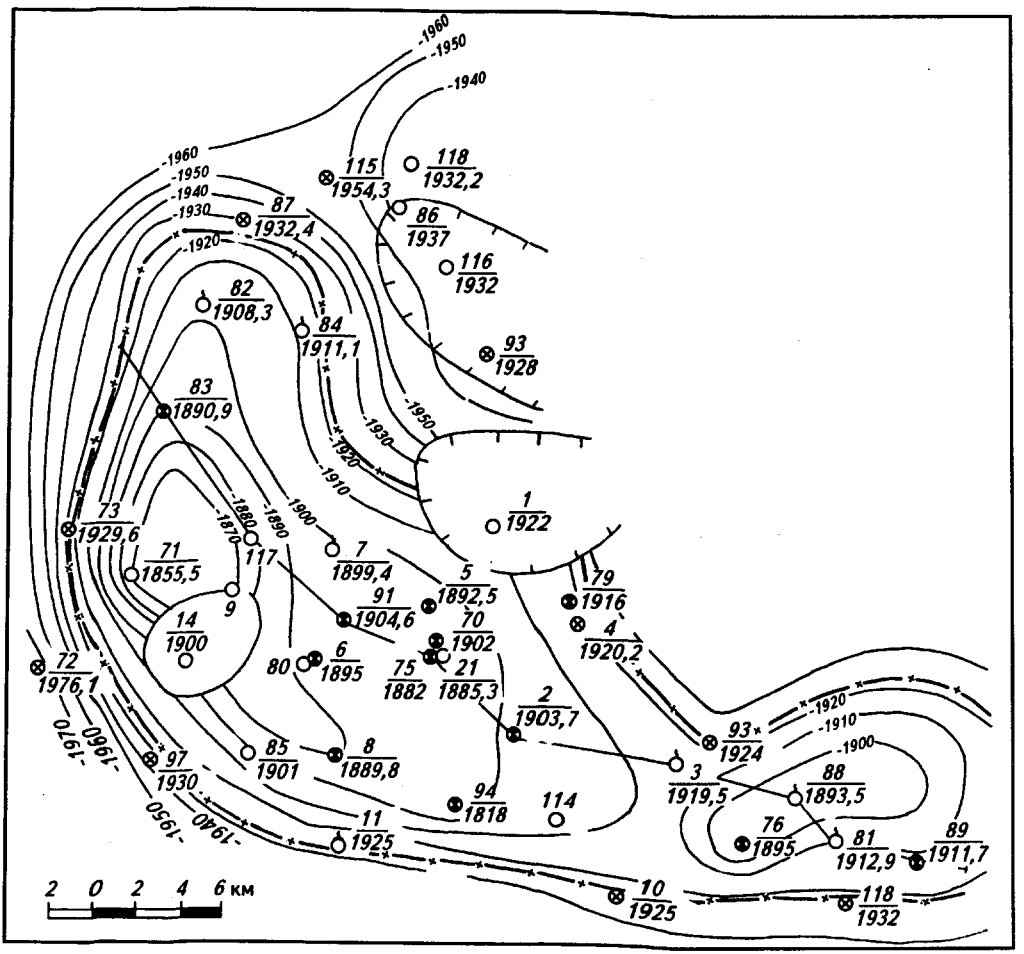


Рис. 4.5. Структурная карта по кровле пласта $ТП_4$ Южно-Тамбейского месторождения. Тюмень, 1994 г.

−1925 м. Пластовое давление 19,3 МПа, температура +49 °С. Залежь пластовая (западный и восточный купола). Размеры 45×16,5 км, высота 60 м.

В пласте $ТП_5$ открыты три залежи УВ: северная, западная и Южно-Бурунная.

Северная газоконденсатная залежь пласта $ТП_5$ (рис. 4.6) открыта в интервале с а.о. −1943...−1973 м. Опробована в скв. 86, 116 и 118, где получены фонтаны газоконденсата (в скв. 118 с пластовой водой). Дебиты газа сепарации составили 48,67−217 тыс. $м^3$/сут на диафрагмах 8−16,7 мм, стабильного конденсата 18,45−25,3 $м^3$/сут на штуцере 8−10 мм. Содержание стабильного конденсата 85,9 г/$м^3$. ГВК принят на отметке −1967...

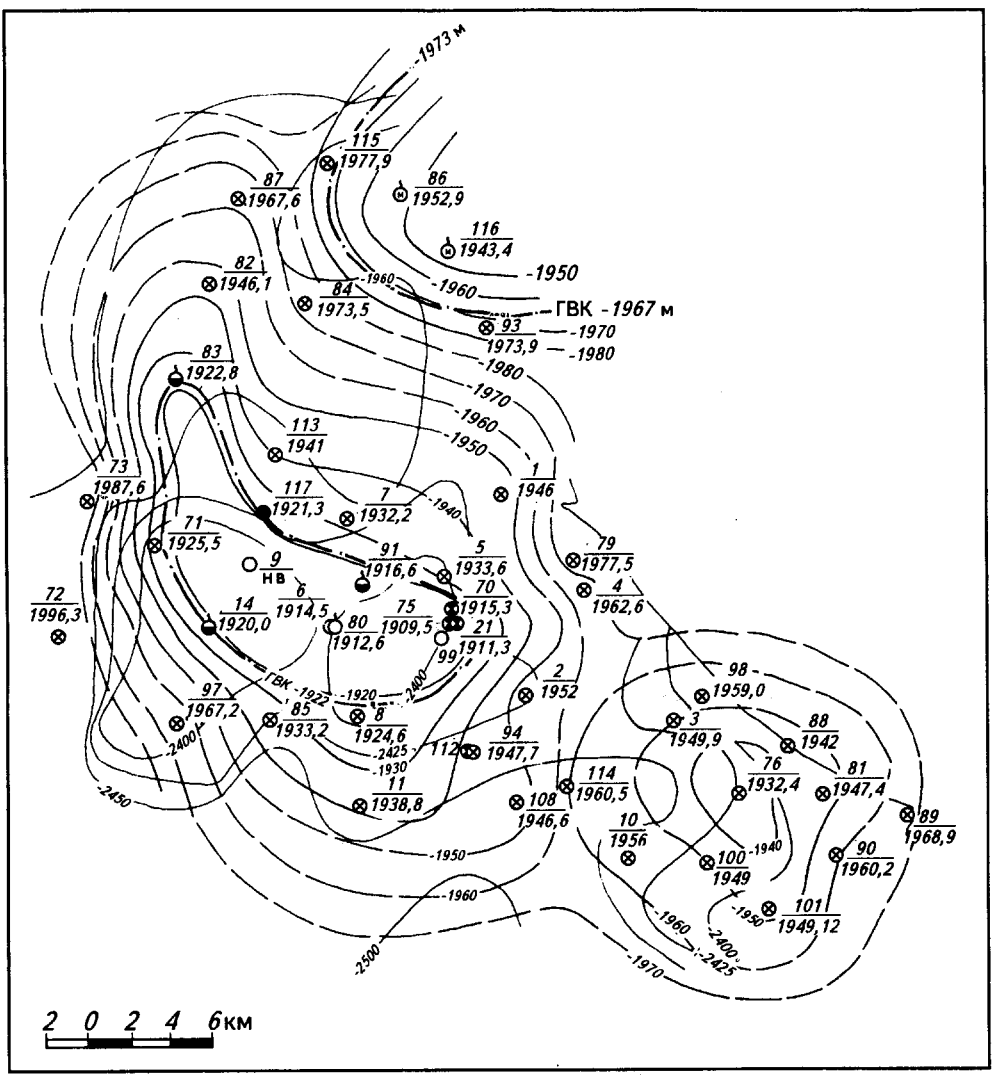


Рис. 4.6. Структурная карта по кровле пласта $ТП_5$ Южно-Тамбейского месторождения (Геологический отчет ГТП «Ямалнефтегазгеология» за 1991 г. Салехард, 1992 г.)

−1973 м. Пластовое давление 19,87 МПа, температура +52,5 °С. Залежь пластовая, сводовая. Размеры 11×5,5 км, высота 24−30 м.

Западная газоконденсатная залежь пласта $ТП_5$ (рис. 4.6) открыта в интервале с а.о. −1912...−1922 м. Опробована в скв. 14, 80, 83 и 91, где получены фонтаны газоконденсата (в скв. 14 и 83 с пластовой водой). Дебиты газа сепарации составили 8,45−356,3 тыс. $м^3$/сут на диафрагмах 12−24 мм, стабильного конденсата 0,21−0,48 $м^3$/сут на штуцере 10−12 мм. Содержание стабильного конденсата 85,9 г/$м^3$. ГВК принят на отметке −1922 м. Пластовое давление 19,46 МПа, температура +43 °С. Залежь пластовая, сводовая. Размеры 19×6,5 км, высота 10 м.

Южно-Бурунная газовая залежь пласта $ТП_5$ открыта в интервале с а.о. −1954...−1957 м. Опробована в скв. 2321, где получен фонтан газа с конденсатом. Дебит газа сепарации 236,47 тыс. $м^3$/сут на 22-мм диафрагме, стабильного конденсата 8,41 $м^3$/сут на 10-мм штуцере. ГВК принят на отметке −1957 м. Пластовое давление 19,87 МПа, температура +51 °С. Залежь пластовая, сводовая, литологически экранированная. Размеры 6,8× ×5 км, высота 3 м. Запасы конденсата не оценены.

В пласте $ТП_7$ открыты две залежи УВ: северная и восточная.

Северная газоконденсатная залежь пласта $ТП_7$ открыта в интервале с а.о. −2049...−2058 м. Опробована в скв. 116, где получен фонтан газоконденсата с пластовой водой. Дебиты газа сепарации 117,2 тыс. $м^3$/сут, стабильного конденсата 15,8 $м^3$/сут и воды 5,4 $м^3$/сут на 8-мм диафрагме. Содержание стабильного конденсата 99,4 г/$м^3$. ГВК принят на отметке −2058 м. Пластовое давление 20,3 МПа, температура +56 °С. Залежь пластовая, литологически экранированная. Размеры 6,2×6 км, высота 9 м.

Восточная газоконденсатная залежь пласта $ТП_7$ открыта в интервале с а.о. −2000...−2024 м. Опробована в скв. 81 и 101, где получены фонтаны газоконденсата (в скв. 101 с пластовой водой). Дебиты газа сепарации составили 76,37−215,64 тыс. $м^3$/сут на диафрагмах 14−18 мм, стабильного конденсата 0,72−2,77 $м^3$/сут на штуцерах 10−14 мм. Содержание стабильного конденсата 38,16 г/$м^3$. ГВК принят на отметке −2024 м. Пластовое давление 20,15 МПа, температура +52 °С. Залежь пластовая, сводовая. Размеры 18×8,5 км, высота 24 м.

В пласте $ТП_8$ открыты пять залежей УВ: северная, западная, две восточные и Южно-Бурунная.

Северная газоконденсатная залежь пласта $ТП_8$ открыта в интервале с а.о. −2070...−2082 м. Опробована в скв. 86, где получен фонтан газоконденсата. Дебит газа сепарации 197 тыс. $м^3$/сут на 16,7-мм диафрагме, стабильного конденсата 30,54 $м^3$/сут на 10,8-мм штуцере. Содержание стабильного конденсата 111,33 г/$м^3$. ГВК принят на отметке −2082 м. Пластовое давление 21,36 МПа, температура +54 °С. Залежь пластовая, литологически экранированная. Размеры 7×5,5 км, высота 12 м.

Западная газоконденсатная залежь пласта $ТП_8$ открыта в интервале с а.о. −2034...−2050 м. Опробована в скв. 108 и 114, где получены фонтаны газоконденсата. Дебиты газа сепарации составили 243,92−314 тыс. $м^3$/сут на диафрагмах 12−20 м, стабильного конденсата до 33 $м^3$/сут на 12-мм штуцере (скв. 114). Содержание стабильного конденсата 77,69 г/$м^3$. ГВК принят на отметке −2050 м. Пластовое давление 21,36 МПа, температура +60 °С. Залежь пластовая, литологически экранированная. Размеры 22,5× ×4 км, высота 16 м.

Восточная газоконденсатная залежь пласта $ТП_8$ открыта в интервале

с а.о. −2029...−2037 м. Опробована в скв. 101, где получен фонтан газоконденсата. Дебит газа сепарации 255,07 тыс. м^3/сут на 20-мм диафрагме, стабильного конденсата 4,37 м^3/сут на 12-мм штуцере. ГВК принят на отметке −2037 м. Пластовое давление 21,36 МПа, температура +45 °С. Залежь пластовая, литологически экранированная. Размеры 3,5×2 км, высота 8 м.

Восточная газоконденсатная залежь пласта ТП$_8$ открыта в интервале с а.о. −2034...−2055 м. Опробована в скв. 76 и 88, где получены фонтаны газоконденсата (в скв. 88 с пластовой водой). Дебиты газа сепарации составили 118,24−233,16 тыс. м^3/сут на диафрагмах 12−20 мм, стабильного конденсата 5,18−8,85 м^3/сут на штуцерах 8−10 мм. Содержание стабильного конденсата 38,16 г/м^3. ГВК принят на отметке −2055 м. Пластовое давление 21,36 МПа, температура +56 °С. Залежь пластовая, литологически экранированная. Размеры 8,5×6 км, высота 21 м.

Южно-Бурунная газоконденсатная залежь пласта ТП$_8$ открыта в интервале с а.о. −2039...−2044 м. Опробована в скв. 2322, где получен фонтан газоконденсата. Дебит газа сепарации 277,41 тыс. м^3/сут на 22-мм диафрагме, стабильного конденсата 4,10 м^3/сут на 12-мм штуцере. Содержание стабильного конденсата 12,5 г/м^3. Пластовое давление 21,36 МПа, температура +45 °С. Залежь пластовая, литологически экранированная. По этому пласту Южно-Брунный участок выделен в самостоятельное месторождение.

В пласте ТП$_9$ открыты две залежи УВ: северная и восточная.

Западная газоконденсатная залежь пласта ТП$_9$ открыта в интервале с а.о. −2052...−2070 м. Опробована в скв. 80 и 117, где получены фонтаны газоконденсата. Дебиты газа сепарации составили 166,77−194,5 тыс. м^3/сут на диафрагмах 16−18 мм, стабильного конденсата 9,6−13,19 м^3/сут на 12-мм штуцере. Содержание стабильного конденсата 34,5 г/м^3. ГВК принят на отметке −2070 м. Пластовое давление 20,54 МПа, температура +54 °С. Залежь пластовая, литологически экранированная. Размеры 16×5 км, высота 18 м.

Восточная газоконденсатная залежь пласта ТП$_9$ открыта в интервале с а.о. −2065...−2072. Опробована в скв. 76 и 88, где получены фонтаны газоконденсата. Дебиты газа сепарации составили 144,95−213,55 тыс. м^3/сут на диафрагмах 12−20 мм, стабильного конденсата 6,2−16,67 м^3/сут на штуцерах 8−10 мм. Содержание стабильного конденсата 34,5 г/м^3. ГВК принят на отметке −2070 м. Пластовое давление 20,66 МПа, температура +63 °С. Залежь пластовая, сводовая. Размеры 11,5×8 км, высота 7 м.

Газоконденсатная залежь пласта ТП$_{10/0}$ открыта в интервале с а.о. −2087...−2094 м. Опробована в скв. 80, где получен фонтан газоконденсата. Дебит газа сепарации 56,21 тыс. м^3/сут на 12-мм диафрагме, стабильного конденсата 3,84 м^3/сут на 12-мм штуцере. Содержание стабильного конденсата 49,86 г/м^3. ГВК принят на отметке −2094 м. Пластовое давление 21,21 МПа, температура +51 °С. Залежь пластовая, сводовая (западный купол), литологически экранированная. Размеры 13×11 км, высота 7 м.

Газоконденсатная залежь пласта ТП$_{11}$ открыта в интервале с а.о. −2169...−2185 м. При опробовании скважин получены фонтаны газоконденсата (в скв. 80 с пластовой водой). Дебиты газа сепарации составили 70,94− 259,47 тыс. м^3/сут на диафрагмах 10−14 мм, стабильного конденсата до 7,15 м^3/сут на 14-мм штуцере (скв. 80). Содержание стабильного конденсата 89 г/м^3. ГВК принят на отметке −2185 м. Пластовое давление 21,64 МПа, температура +60 °С. Залежь пластовая, сводовая (западный купол). Размеры 21×11,5 км, высота 16 м.

Газоконденсатная залежь пласта $ТП_{12}$ открыта в интервале с а.о. −2191...−2211 м. Опробована в скв. 90, где получен фонтан газоконденсата. Дебит газа сепарации 82,09 тыс. $м^3$/сут на 12-мм диафрагме, стабильного конденсата 17,3 $м^3$/сут на 8-мм штуцере. Содержание стабильного конденсата 168,7 г/$м^3$. ГВК принят на отметке −2211 м. Пластовое давление 22,2 МПа, температура +48 °С. Залежь пластовая, сводовая (восточный купол), литологически экранированная. Размеры 15×12 км, высота 20 м.

В пласте $ТП_{13/0}$ открыты две залежи УВ: северная и восточная.

Северная газоконденсатная залежь пласта $ТП_{13/0}$ (рис. 4.7) открыта в интервале с а.о. −2278...−2304 м. Опробована в скв. 86, где получен фонтан газоконденсата. Дебит газа сепарации 85,16 тыс. $м^3$/сут на 10-мм диафрагме, стабильного конденсата 16,81 тыс. $м^3$/сут на 8-мм штуцере. Содержание стабильного конденсата 140 г/$м^3$. ГВК принят на отметке −2304 м. Пластовое давление 22,64 МПа, температура +61 °С. Залежь пластовая, сводовая. Размеры 8×6 км, высота 26 м.

Восточная газоконденсатная залежь пласта $ТП_{13/0}$ (см. рис. 4.7) от-

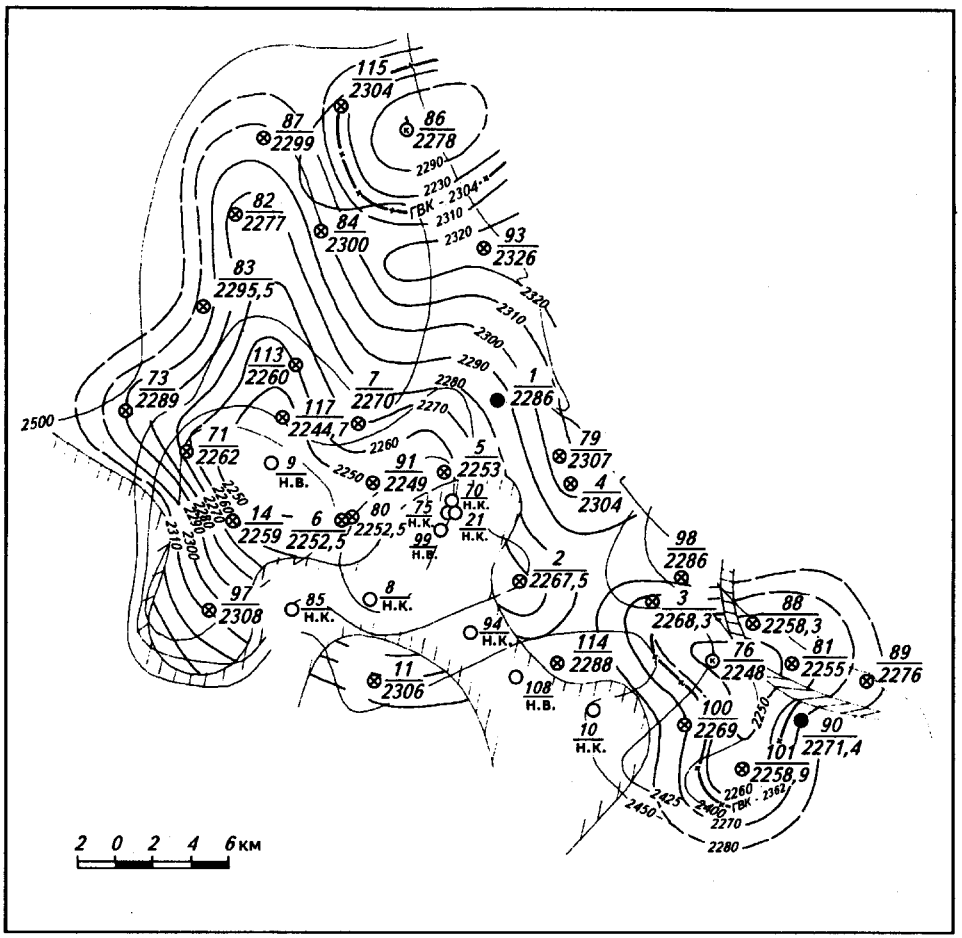


Рис. 4.7. Структурная карта по кровле пласта $ТП_{13/0}$ Южно-Тамбейского месторождения (Геологический отчет ГПП «Ямалнефтегазгеология» за 1990 г. Салехард, 1991 г.)

крыта в интервале с а.о. −2248...−2264 м. Опробована в скв. 76, где получен фонтан газоконденсата. Дебит газа сепарации 90,21 тыс. м^3/сут на 10-мм диафрагме, стабильного конденсата 7,78 м^3/сут на 8-мм штуцере. Содержание стабильного конденсата 61 г/м^3. ГВК принят на отметке −2262 м. Пластовое давление 23,29 МПа, температура +65 °С. Залежь пластовая, литологически экранированная. Размеры 10×4,5 км, высота 14 м.

Газоконденсатная залежь пласта $\mathit{ТП}_{13}$ открыта в интервале с а.о. −2267...−2280 м. Опробована в скв. 81 и 101, где получены фонтаны газоконденсата. Дебит газа сепарации составили 182,08−232,3 тыс. м^3/сут на диафрагмах 12−20 мм, стабильного конденсата до 32,52 м^3/сут на 12-мм штуцере (скв. 101).Содержание стабильного конденсата 61 г/м^3. ГВК принят на отметке −2280 м. Пластовое давление 23,63 МПа, температура +56 °С. Залежь пластовая, литологически экранированная, восточный купол. Размеры 10×4,5 км, высота 13 м. В пласте $ТП_{14}$ открыты четыре залежи: две северные, западная и восточная.

Северная газоконденсатная залежь пласта $\mathit{ТП}_4$ открыта в интервале с а.о. −2245...−2350 м. Опробована в скв. 87, где получен фонтан газоконденсата. Дебит газа сепарации 304,29 тыс. м^3/сут на 24-мм диафрагме, стабильного конденсата 15,53 м^3/сут на 20-мм штуцере. Содержание стабильного конденсата 138,7 г/м^3. ГВК принят на отметке −2350 м. Пластовое давление 23,4 МПа, температура не замерена. Залежь пластовая, сводовая. Размеры 7,5×5,7 км, высота 5 м.

Северная газоконденсатная залежь пласта $\mathit{ТП}_{14}$ открыта в интервале с а.о. −2347...−2369 м. Опробована в скв. 86, где получен фонтан газоконденсата с пластовой водой. Дебит газа сепарации 82 тыс. м^3/сут на 16-мм диафрагме, стабильного конденсата 14,7 м^3/сут и воды 34,37 м^3/сут на 14,5-мм штуцере. Содержание стабильного конденсата 138,7 г/м^3. ГВК принят на отметке −2369 м. Пластовое давление 23,4 МПа, температура +63,5 °С. Залежь пластовая, сводовая, литологически экранированная. Размеры 8,5× ×6 км, высота 22 м.

Западная газоконденсатная залежь пласта $\mathit{ТП}_{14}$ открыта в интервале с а.о. −2300...−2319 м. Опробована в скв. 8, где получен фонтан газоконденсата с дебитом 94,41 тыс. м^3/сут на 10-мм диафрагме. Содержание стабильного конденсата 138,7 г/м^3. ГВК принят на отметке −2319 м. Пластовое давление 23,3 МПа, температура +64 °С. Залежь пластовая, сводовая, литологически экранированная. Размеры 9×7 км, высота 19 м.

Восточная газоконденсатная залежь пласта $\mathit{ТП}_{14}$ открыта в интервале с а.о. −2300...−2334 м. Опробована в шести скважинах, где получены фонтаны газоконденсата (в скв. 101 с пластовой водой). Дебиты газа сепарации составили 29,2−234,35 тыс. м^3/сут на диафрагмах 12−22 мм, стабильного конденсата 4,82−49,09 м^3/сут на штуцерах 6−12 мм. Содержание стабильного конденсата 138,7 г/м^3. ГВК принят на отметке −2334 м. Пластовое давление 23,9 МПа, температура +60 °С. Залежь пластовая, сводовая. Размеры 15,5×10 км, высота 34 м.

Газоконденсатная залежь пласта $\mathit{ТП}_{16/0}$ открыта в интервале с а.о. −2392...−2397. Опробована в скв. 112, где получен фонтан газоконденсата. Дебит газа сепарации 88 тыс. м^3/сут, стабильного конденсата 15,98 м^3/сут на 14-мм диафрагме. Содержание стабильного конденсата 137,7 г/м^3. ГВК принят на отметке −2397 м. Пластовое давление 23,3 МПа, температура +65 °С. Залежь пластовая, литологически экранированная.

Газоконденсатная залежь пласта $\mathit{ТП}_{16}$ открыта в интервале с а.о.

−2395...−2485 м. Опробована в скв. 83, где получен фонтан газоконденсата дебитом 99,84 тыс. м^3/сут на диафрагме 12 мм. Содержание стабильного конденсата 130 г/м^3. ГВК принят на отметке −2485 м. Пластовое давление 24,88 МПа, температура +69 °С. Залежь пластовая, литологически экранированная. Размеры 23,5×20 км, высота 95 м.

Из этого же пласта на восточном куполе при опробовании скв. 76 получен фонтан газоконденсата с пластовой водой. Дебит газа сепарации 74,47 тыс. м^3/сут на 18-мм диафрагме, стабильного конденсата 10,39 м^3/сут и воды 2,9 м^3/сут на 16-мм штуцере. Температура пластовая +67 °С.

В пласте $ТП_{18}$ открыты две залежи УВ: западная и восточная.

Западная газоконденсатная залежь пласта $ТП_{18}$ открыта в интервале с а.о. −2453...−2483 м. Опробована в скв. 14, где получен фонтан газоконденсата с пластовой водой. Дебит газа сепарации 62,7 тыс. м^3/сут на диафрагме 14 мм, стабильного конденсата 16,1 м^3/сут и воды 4,8 м^3/сут на штуцере 12 мм. Содержание стабильного конденсата 61,7 г/м^3. ГВК принят на отметке −2483 м. Пластовое давление 24,94 МПа, температура −64,5 °С. Залежь пластовая, литологически экранированная. Размеры 15,5××5,5 км, высота 30 м.

Восточная газоконденсатная залежь пласта $ТП_{18}$ открыта в интервале с а.о. −2480...−2503 м. Опробована в скв. 76 и 88, где получены фонтаны газоконденсата (в скв. 76 с пластовой водой). Дебиты газа сепарации составили 157,26−268,92 тыс. м^3/сут на диафрагмах 16−22 мм, стабильного конденсата 20,89−29,3 м^3/сут на штуцерах 8−10 мм. Содержание стабильного конденсата 61,7 г/м^3. ГВК принят на отметке −2503 м. Пластовое давление 24,94 МПа, температура +70,5 °С. Залежь пластовая, сводовая. Размеры 12×11 км, высота 23 м.

Газоконденсатная залежь пласта $ТП_{19}$ открыта в интервале с а.о. −2485...−2522 м. Опробована в шести скважинах, где получены фонтаны газоконденсата. Дебиты газа сепарации составили 134,4−303,55 тыс. м^3/сут на диафрагмах 10−20 мм, стабильного конденсата 30,75−49,7 м^3/сут на штуцерах 8−12 мм. Содержание стабильного конденсата 150 г/м^3. ГВК принят на отметке −2522 м. Пластовое давление 26,22 МПа, температура +71 °С. Залежь пластовая, сводовая (западный купол). Размеры 27,5×16 км, высота 37 м.

Газоконденсатная залежь пласта $ТП_{19/2}$ открыта в интервале с а.о. −2532...−2552 м. Опробована в скв. 76, 81, 88 и 90, где получены фонтаны газоконденсата. Дебиты газа сепарации составили 33,52−153,43 тыс. м^3/сут на диафрагмах 12−24 мм, стабильного конденсата 8,51−14,79 м^3/сут на штуцерах 8−14 мм. Содержание стабильного конденсата 150 г/м^3. ГВК принят на отметке −2552 м. Пластовое давление 25,2 МПа, температура +71 °С. Залежь пластовая, сводовая (восточный купол). Размеры 18××10,5 км, высота 20 м.

Газоконденсатная залежь пласта $ТП_{20/0}$ открыта в интервале с а.о. −2565...−2578 м. Опробована в скв. 100 и 101, где получены фонтаны газоконденсата (в скв. 100 с пластовой водой). Дебиты газа сепарации составили 79,1−215,31 тыс. м^3/сут на диафрагмах 12−18 мм, стабильного конденсата до 42,9 м^3/сут (скв. 101). Содержание стабильного конденсата 105,7 г/м^3. ГВК принят на отметке −2578 м. Пластовое давление 26,06 МПа, температура +71 °С. Залежь пластовая, сводовая (восточный купол). Размеры 8,5×7,5 км, высота 13 м.

Газоконденсатная залежь пласта $ТП_{20}$ открыта в интервале с а.о.

−2582...−2604 м. Опробована в скв. 76, 81, 90, 100 и 101, где получены фонтаны газоконденсата с пластовой водой. Дебиты газа сепарации составили 39,7−254,48 тыс. м^3/сут на диафрагмах 14−16 мм, стабильного конденсата 9,6−40,16 м^3/сут и воды 6,6−43,2 м^3/сут на штуцерах 10−16 мм. Содержание стабильного конденсата 100 г/м^3. ГВК принят на отметке −2604 м. Пластовое давление 26,45 МПа, температура +70 °С. Залежь пластовая, сводовая (восточный купол). Размеры 12×9,5 км, высота 22 м.

Газоконденсатная залежь пласта ТП$_{21-23}$ открыта в интервале с а.о. −2580...−2605 м. При опробовании скважин получены фонтаны газоконденсата. Дебиты газа сепарации составили 31,1−50,0 тыс. м^3/сут на диафрагмах 8−12 мм, стабильного конденсата до 10,2 м^3/сут на 8-мм штуцере (скв. 6). Содержание стабильного конденсата 150 г/м^3. ГВК принят на отметке −2605 м. Пластовое давление 26,0 МПа, температура +76 °С. Залежь пластовая, сводовая (западный купол). Размеры 20×9 км, высота 25 м.

Газоконденсатная залежь пласта БЯ$_{10}$ открыта в интервале с а.о. −2673...−2692 м. Опробована в скв. 6, где получен фонтан газоконденсата. Дебит газа сепарации 143,02 тыс. м^3/сут, стабильного конденсата 24 м^3/сут на 31-мм диафрагме. Содержание стабильного конденсата 150 г/м^3. ГВК принят на отметке −2692 м. Пластовое давление 26,5 МПа, температура не замерена. Залежь пластовая, сводовая (западный купол). Размеры 21,5× ×11,5 км, высота 19 м. При опробовании этого пласта в скв. 2 в интервале с а.о. −2687...−2691 м получен непереливающий приток пластовой воды с газом и нефтью. Дебит газа 5 тыс. м^3/сут, нефти 0,33 м^3/сут и воды 7 м^3/сут при СДУ 1150 м. Температура пластовая + 74 °С. Нефть была получена также в скв. 1 при опробовании интервала с а.о. −2638...−2643 м, где на диафрагме 7,68 мм дебит газа составил 3 тыс. м^3/сут, нефти 0,006 м^3/сут, воды 65,7 м^3/сут.

Газоконденсатная залежь пласта БЯ$_{11}$ открыта в интервале с а.о. −2705...−2732 м. Опробована в скв. 76, 90 и 101, где получены фонтаны газоконденсата. Дебиты газа сепарации составили 82,84−126,56 тыс. м^3/сут на 12-мм диафрагме, стабильного конденсата 21,9−22,15 м^3/сут на штуцерах 8−10 мм. Содержание стабильного конденсата 167,5 г/м^3. ГВК принят на отметке −2732 м. Пластовое давление 27,28 МПа, температура +76 °С. Залежь пластовая, сводовая (восточный купол). Размеры 14×11 км, высота 27 м.

Газоконденсатная залежь пласта БЯ$_{13-14}$ открыта в интервале с а.о. −2755...−2768 м. Опробована в скв. 6, где получен фонтан газоконденсата. Дебит газа сепарации 45,16 тыс. м^3/сут, стабильного конденсата 4,8 м^3/сут на 10,3-мм диафрагме. Содержание стабильного конденсата 150 г/м^3. ГВК принят на отметке −2768 м. Пластовое давление 27,86 МПа, температура не замерена. Залежь пластовая, сводовая (западный купол). Размеры 17,5×8,5 км, высота 13 м.

При опробовании юрских отложений промышленных скоплений УВ не обнаружено. Получены незначительные притоки газа с конденсатом дебитами не более 3 тыс. м^3/сут. Температура на глубине 3800 м +90 °С, давление 58,0 МПа (скв. 5). В разрезе преобладают глинистые и плотные породы.

В целом, Южно-Тамбейское месторождение имеет сложное трехкупольное строение, невыдержанность коллекторских пластов по площади (см. рис. 4.7), замещение проницаемых пород глинистыми разностями на крыльевых частях структуры, несовпадение структурных планов куполов по разрезу. Кроме того, по ряду залежей УВ месторождение распространяется в акваторию Обской губы.

4.1.2. ХАРАСАВЭЙСКОЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Харасавэйское газоконденсатное месторождение открыто в 1974 г. и расположено в западной части Центрально-Ямальской зоны газонефтенакопления к северо-западу от Бованенковского месторождения. Оно приурочено к брахиантиклинальной структуре северо-западного простирания, осложняющей Нурминский мегавал. Размеры структуры составляют 44× ×15 км, амплитуда структуры увеличивается с глубиной от 100 м по кровле сеномана до 160 м в кровле апта и более 200 м по верхне-среднеюрским горизонтам (рис. 4.8).

К настоящему времени на месторождении пробурено 64 скважины, в результате чего вскрыт разрез до нижнеюрских отложений включительно на максимальную глубину 4000 м (скв. 103). Установлено, что потенциал нефтегазоносности месторождения очень высокий. По величине запасов УВ оно является сверхгигантом.

В пределах месторождения осадочный чехол сложен глинисто-кремнистыми породами турон-нижнего олигоцена мощностью до 700 м, нижнемеловой-сеноманской толщей мощностью 2500—2700 м, глинистыми породами верхней юры (до 100 м) и терригенными песчано-глинистыми отложениями нижней-средней юры (предположительно 900—1100 м). Доюрский комплекс не вскрыт, его кровля предполагается на глубинах 4100—4300 м. Особенностью Харасавэйского месторождения является значительно большая мощность осадочного чехла и более высокая глинистость разреза в целом, особенно верхнеюрско-неокомской его части, по сравнению с другими месторождениями Нурминского мегавала (рис. 4.9—4.10).

На месторождении выявлены 22 газовые и газоконденсатные залежи, залегающие в интервалах глубин 717—3335 м. В сеноманских отложенях (марресалинская свита) газоносен пласт $ПК_1$; в апт-верхнеготеривских (танопчинская свита) — пласты $ТП_{1-5}$, $ТП_6$, $ТП_8$, $ТП_{9-1}$, $ТП_{10-0}$, $ТП_{10}$, $ТП_{11}$, $ТП_{12}$, $ТП_{13-14}$, $ТП_{15-16}$, $ТП_{21-23}$, $ТП_{24}$, $ТП_{26}$ (см. рис. 4.8); в нижнеготерив-валанжинских (ахская свита) — $БЯ_1$—$БЯ_8$ (рис. 4.9); в среднеюрских (малышевская свита) — $Ю_2$, $Ю_3$ (табл. 4.5).

Степень изученности залежей УВ Харасавэйского месторождения крайне неодинакова. Залежи в пластах $ПК_1$, $ТП_{1-5}$, $ТП_8$, приуроченных к верхней части продуктивной толщи, характеризуются высокой степенью изученности. Их запасы утверждены ГКЗ (1977 г.), при этом доля запасов категории $С_1$ по последним данным составляет в каждой из них более 80 % от общих запасов. Эти залежи, содержащие основные запасы газа (более 67 % от общих запасов месторождения), подготовлены для промышленного освоения. Залежь горизонтов $ТП_{1-5}$ уже разрабатывается для местных хозяйственных нужд.

Залежи в пластах $ТП_{11}$, $ТП_{13-14}$, $ТП_{15-16}$ изучены недостаточно и нуждаются в доразведке. В наиболее крупных из них доля запасов газа категории $С_1$ не превышает 56 % в залежи пласта $ТП_{11}$ и 68 % в залежи пласта $ТП_{13-14}$.

В пластах $ТП_{9-1}$, $ТП_{10-0}$, $ТП_{10}$, $ТП_{12}$, $ТП_{24}$, $ТП_{26}$ апт-верхнеготеривских отложений (танопчинская свита) содержатся залежи мелкие и средние по величине запасов газа. Большая часть залежей изучена слабо и нуждается в доразведке.

К пластам $БЯ_1$, $БЯ_2$, $БЯ_5$, $БЯ_6$, $БЯ_7$, $БЯ_8$ нижнего готерив-валанжина приурочены более крупные по запасам газа залежи. Эти залежи также разве-

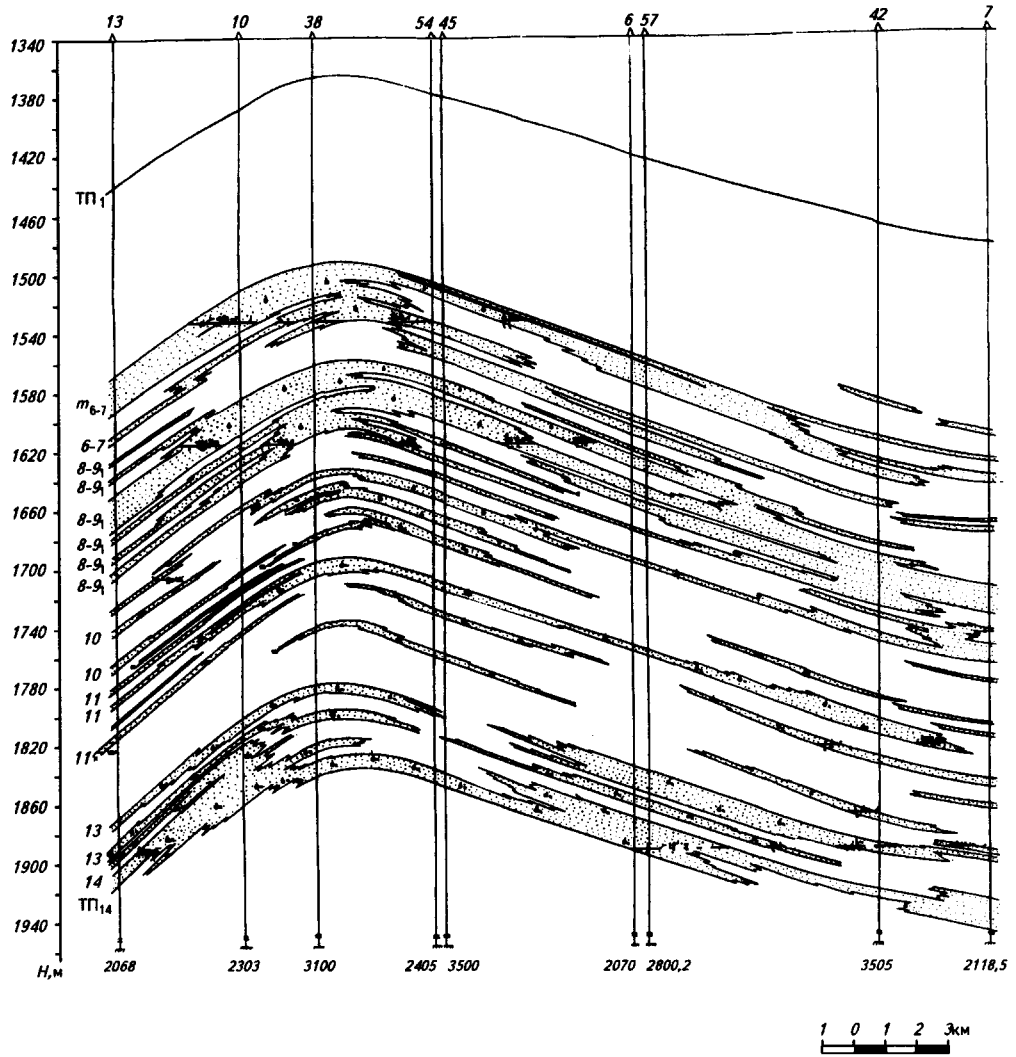
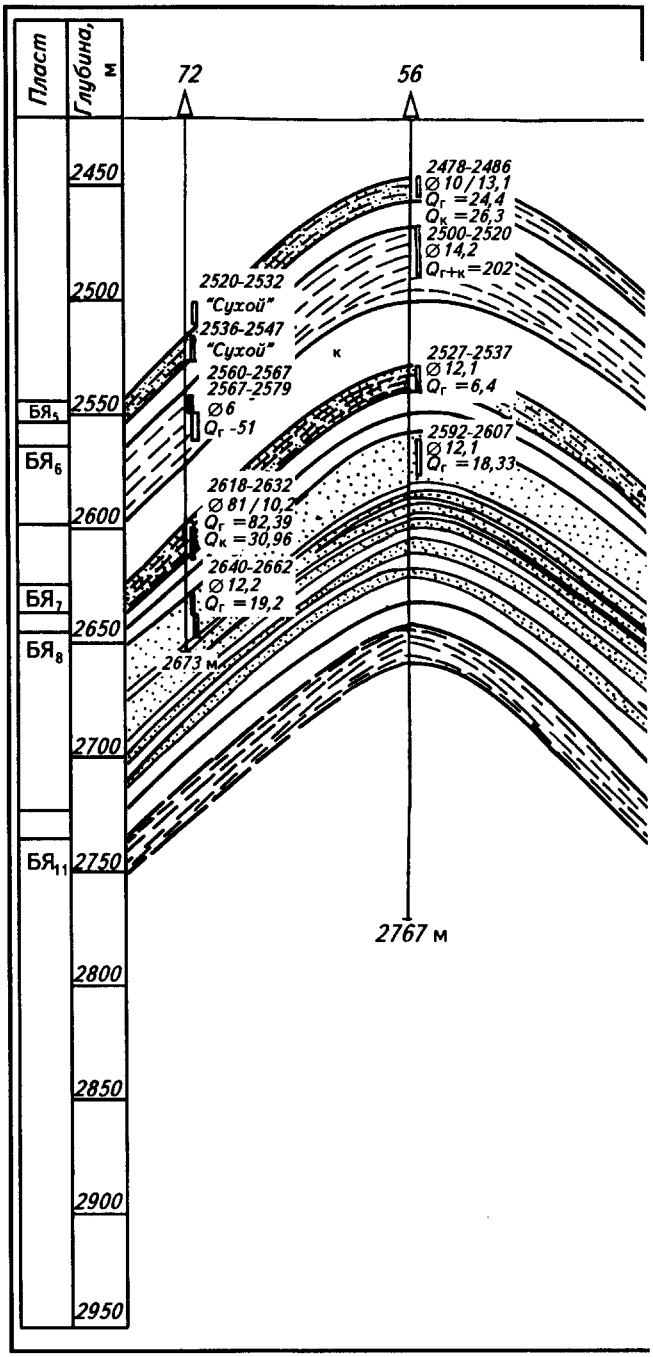


Рис. 4.8. Харасавэйское месторождение. Геологический разрез по линии скважин 13–10–38–54–45–6–57–42–7 (Проект разведки Харасавэйского месторождения. Салехард, 1989 г.)

даны недостаточно, доля запасов категории C_1 в них составляет от 22 до 59 % от общих. В ГКЗ запасы УВ по этим залежам не утверждались. Следует отметить, что проницаемые разности пород группы БЯ характеризуются сложным строением, значительной литологической и петрофизической неоднородностью и как следствие — невысокими коллекторскими свойствами. Характер продуктивности пластов в интервале $БЯ_1$—$БЯ_8$ по данным ГИС интерпретируется неоднозначно и устанавливается по комплексу данных с привлечением материалов по испытанию объектов.



глинистой составляющей. С уменьшением зернистости материала увеличивается содержание глинистой составляющей, что приводит в итоге к ухудшению коллекторских свойств литологических разностей. Наилучшими ФЕС характеризуются средне- и мелкозернистые песчаники, которые

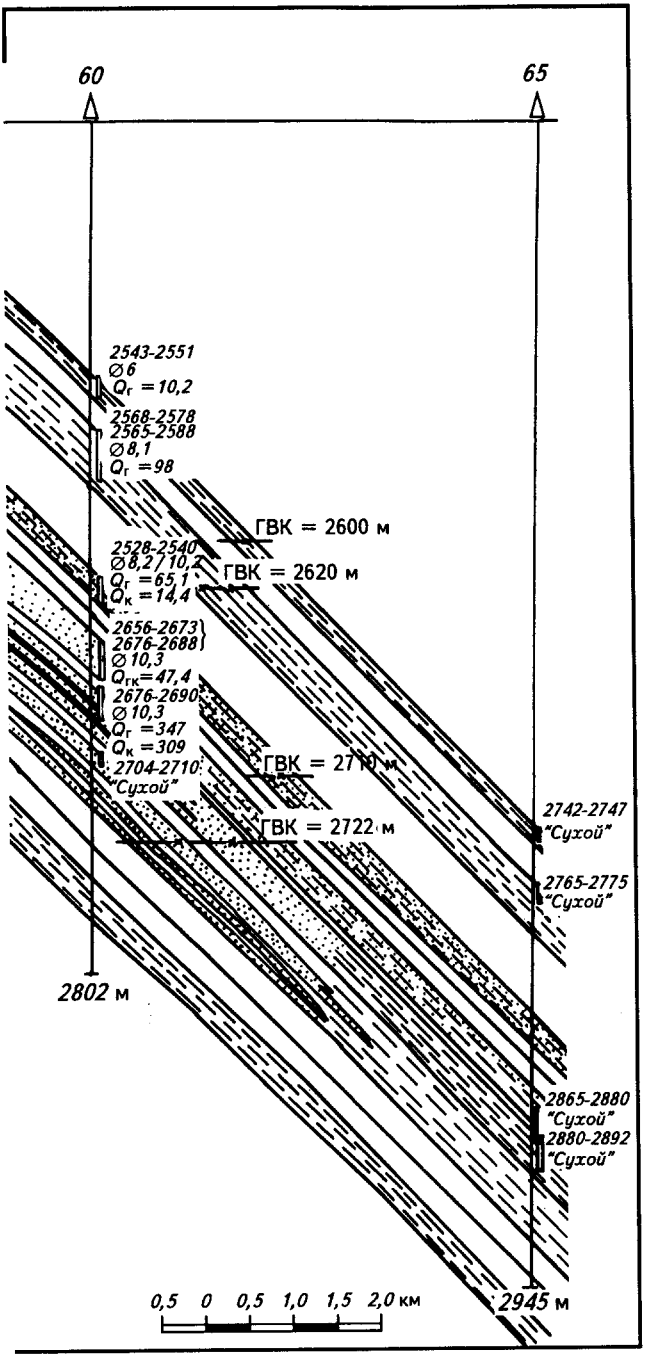
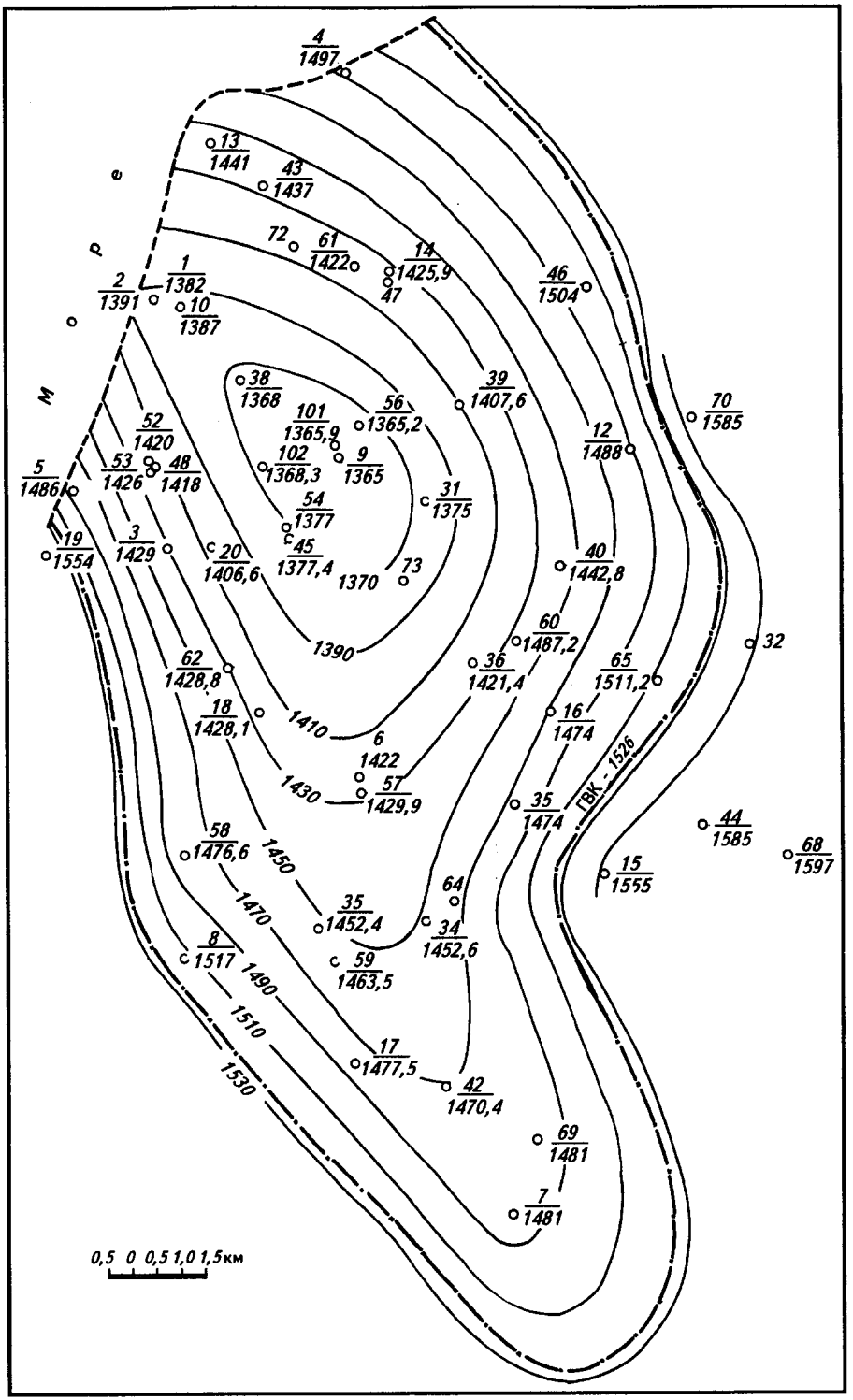


Рис. 4.9. Харасавэйское месторождение. Геологический разрез по линии скважин 72–56–60–38 (Геологический отчет ГТП «Ямалнефтегазгеология» за 1992 г. Салехард, 1993 г.)

имеют $k_п$ до 33 % и $k_{пр}$ более 1 мкм^2 (1 дарси) (преобладают породы с $k_п$ = = 15–19 %). Мелкозернистые песчаники и алевролиты имеют $k_п$ до 25 % и $k_{пр}$ от $10 \cdot 10^{-15}$ м^2 до $1 \cdot 10^{-12}$ м^2 (преобладают породы с $k_п$ = 12–16 %). С увеличением глинистости проницаемость резко снижается. Плотные глини-


4
1497
13
1441
43
1437
72
61
1422
14
1425,9
47
46
1504
2
1391
1
1382
10
1387
38
1368
39
1407,6
56
1365,2
101
1365,9
52
1420
53
1426
48
1418
102
1368,3
9
1365
12
1488
70
1585
5
1486
54
1377
31
1375
19
1554
3
1429
20
1406,6
45
1377,4
1370
73
40
1442,8
1390
60
1487,2
32
62
1428,8
36
1421,4
65
1511,2
18
1428,1
1410
6
1422
16
1474
57
1429,9
1430
35
1474
ГВК - 1526
44
1585
68
1597
58
1476,6
1450
15
1555
64
35
1452,4
34
1452,6
1470
8
1517
59
1463,5
1490
1510
17
1477,5
42
1470,4
1530
69
1481
7
1481
0,5 0 0,5 1,0 1,5км

стые алевролиты с незначительной примесью карбонатного материала имеют $k_п$ в пределах 8–10 % и $k_{пр}$ около $1 \cdot 10^{-15}$ м^2. Такие породы относятся к разряду неколлекторов.

Низкой степенью изученности характеризуются также мелкие ГК залежи в пластах $Ю_2$ и $Ю_3$. Доля запасов газа категории C_1 в этих залежах не превышает 27–29 % от общих.

Харасавэйское месторождение связано с крупнейшей в Западной Сибири термобарофлюидальной аномалией. Современные геотемпературы в кровле пласта $Ю_2$ достигают 135–145 °С, в подошве юры предполагаются 175–190 °С, максимальные палеотемпературы в раннеолигоценовое время составляли не менее 200–215 °С. Соответственно уровень катагенеза в кровле юры достигает уровня коксовых-отощенноспекающихся углей ($R° = 1,45–1,65$ %). Подобные термоглубинные и катагенетические условия крайне неблагоприятны для сохранности первичной пористости и проницаемости в песчаниках и алевролитах, т.е. песчано-алевролитовые разности теряют при этих условиях коллекторские свойства. В связи с этим весь нижнесреднеюрский разрез вмещает газоконденсатные залежи с преимущественно геологическими (но не извлекаемыми) запасами. Только в менее прогретых и относительно менее уплотненных породах горизонтов $Ю_2$ и $Ю_3$ сохранились незначительные объемы коллекторов с удовлетворительными ФЕС, которые вскрыла единственная продуктивная юрская скв. 45.

Опоискование месторождения, в целом, следует признать законченным, так как бурение поисковых скважин на юру не приведет к открытию сколько-нибудь значительных скоплений УВ. Перспективы прироста новых запасов газа и конденсата категории $C_1 + C_2$ сохраняются только в морской части месторождения. Для разведки морской части месторождения необходимо бурение наклонно-горизонтальных скважин до низов неокома.

На всех открытых месторождениях Ямала в юрских отложениях установлена зона аномально высоких пластовых давлений (АВПД) с превышением пластового давления над гидростатическим. Харасавэйское месторождение является исключением из этого общего правила: АВПД установлено здесь значительно выше юрских отложений вплоть до пластов $ТП_{20}$ танопчинской свиты, а незначительное превышение пластового давления (до 5 %) отмечается даже в пласте $ТП_{10}$.

Газовая залежь пласта ПК$_1$ открыта в интервале с а.о. −690...−788 м. Дебиты газа при испытании скважин составляют 162,4–522,5 тыс. м^3/сут. ГВК принят на абсолютной отметке −788 м. Залежь пластово-массивная, размеры 44,5×15 км, высота 98 м. Пластовое давление 7,95 МПа, пластовая температура +24 °С.

Эффективная газонасыщенная толщина изменяется по скважинам от 5,2 до 92 м. $k_п$ пород-коллекторов в среднем равен 31,5 %, $k_{пр} = 106 \times 10^{-15}$ м^2, $k_г = 69,5$ %.

Залежь экранируется мощной (до 600–700 м) глинистой покрышкой турон-датского возраста.

Газовая залежь пласта ТП$_{1-5}$ (см. рис. 10) открыта в интервале с а.о. −1365...−1526 м. Дебиты газа при опробовании изменяются от 227,7 до 1008,1 тыс. м^3/сут. Содержание стабильного конденсата в целом по за-

Рис. 4.10. Структурная карта по кровле пласта $ТП_{1-5}$ Харасавэйского месторождения (Тюмень, 1994 г.)

Таблица 4.5

Характеристика нефтегазоносности Харасавэйского месторождения

Индекс пласта	Тип залежи	Интервал залегания а.о., м	ГВК, а.о., м	Длина, км	Ширина, км	Высота, м	Дебиты, тыс. $м^3$/сут, $м^3$/сут	Содержание стабильного конденсата, $г/м^3$	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С
$ПК_1$	Газовая	690–788	788	44,0	15,0	98	162,4–522,5	–	7,95	+24
$ТП_{1-5}$	Газовая	1365–1526	1526	42,0	16,5	161	227,7–1008,1	2,5	15,37	+51
$ТП_6$	Газовая	1496–1533	1533	12,5	5,5	37	Не опр.	–	15,73	+53
$ТП_8$	Газовая	1561–1613	1613	17,5	7,5	52	230,1–1017	–	16,28	+55
$ТП_{9-1}$	Газовая	1608–1613	1613	2,5	1,5	5	Не опр.	–	16,28	+55
$ТП_{10-0}$	Газовая	1651–1704	1704	15,0	7,5	53	135,4–457,2	–	16,9	+58
$ТП_{10}$	Газовая	1658–1811	1811	36,0	14,5	153	7,0–59,8	–	17,86	+62
$ТП_{11}$	Газоконденсатная	1685–1773	1773	19,0	10,0	88	Г–до 473,0 К–1,28	41	18,3–19,4	+63
$ТП_{12}$	Газоконденсатная	1758–1872	1872	24,5	7,0	114	Г–167,9 К–5,48	41	20,0	+65
$ТП_{13-14}$	Газоконденсатная	1775–1891	1891	22,5	13,3	116	Г–до 199,5 К–до 5,85	48	18,7–21,0	+65–+78
$ТП_{15-16}$	Газоконденсатная	1873–1923	1923	15,5	7,0	50	138,1–154,3	39,5	22,86	+65
$ТП_{21-23}$	Газоконденсатная	2062–2112	2093–2112	15,0	7,5	50	122,3	79,9	25,07	+70
$ТП_{24}$	Газоконденсатная	2126–2148	2148	9,7	4,1	22	Г–70,3 К–11,28	120	38,81	+71
$ТП_{26}$	Газоконденсатная	2192–2285	2280–2285	17,8	10,0	93	До 228,5	181,3	39,46	+80–+89
$БЯ_1$	Газоконденсатная	2232–2385	2385	2385	23,3	14,0	Г–до 314 К–до 34,56	133,7	40,43	+81
$БЯ_2$	Газоконденсатная	2236–2436	2436	31,2	17,0	200	Г–до 145,8 К– до 45,9	180,2	41,71	+86
$БЯ_5$	Газоконденсатная	2441–2600	2600	32,0	13,5	159	Г–244,6 К–26,31	161,7	40,11	+94
$БЯ_6$	Газоконденсатная	2464–2620	2620	30,4	13,0	156	ГК–до 194,9 К–31,37	161	40,41	+100
$БЯ_7$	Газоконденсатная	2514–2711	2711	26,8	15,7	197	ГК–до 65,6 К–14,41	156	50,86	+98,5
$БЯ_8$	Газоконденсатная	2556–2722	2722	30,0	14,0	166	ГК–до 46,9 К–9,09	203	48,85	+96
$Ю_2$	Газоконденсатная	3260–3280	3280	15,0	7,7	20	107,27	70	62,91	+120
$Ю_3$	Газоконденсатная	3288–3312	3312	17,8	8,7	24	107,27	90	62,91	+120

лежи составляет 2,5 г/м^3. ГВК принят на а.о. −1526 м. Залежь пластовая, сводовая, размеры 42×16,5 км, высота 161 м. Пластовое давление 15,27 МПа, температура +51 °С.

По запасам УВ залежь является самой крупной на месторождении. Эффективная газонасыщенная толщина составляет в среднем 46,1 м; $k_п$ пород-коллекторов 25 %; $k_{пр} = 192\times10^{-15}$ м^2; $k_г = 65$ %.

Залежь экранируется глинами нижнехантымансийской подсвиты (альб) мощностью от 170 до 200 м.

Газовая залежь пласта ТП$_6$ открыта в интервале с а.о. −1496...−1533 м. Пласт не испытан на приток. ГВК принят на а.о. −1533 м. Залежь пластовая, сводовая, с востока и запада частично литологически ограниченная, размеры 12,5×5,5 км, высота 37 м. Пластовое давление 15,73 МПа, температура +53 °С.

Эффективная газонасыщенная толщина пласта 7 м. Среднее значение $k_п$ составляет 25 %; $k_{пр} = 8\times10^{-15}$ м^2; $k_г = 65$ %.

Залежь экранируется по площади глинистым пластом мощностью от 2,6 до 7,9 м.

Газовые залежи пластов ТП$_8$ и ТП$_{9-1}$ открыты в интервалах с а.о. −1561...−1613 и 1608−1613 м соответственно. Глинистые разделы между песчаными пластами имеют небольшую мощность − от 5 до 15 м и по всей видимости не являются надежным экраном. Дебиты газа при опробовании составляют 230,1−1017,0 тыс. м^3/сут. ГВК принят на а.о. −1613 м. Залежи массивные, водоплавающие, размеры 17,5×7,5 и 2,5×1,5 км соответственно, высота от 5 до 52 м. Пластовое давление 16,28 МПа, температура +55 °С.

Эффективные газонасыщенные толщины в среднем по пластам составляют 12,7 и 5 м соответственно. $k_п$ пород-коллекторов = 23 %; $k_{пр} = 173\times10^{-15}$ м^2; $k_г = 69$ %.

Газовая залежь пласта ТП$_{10-0}$ открыта в интервале с а.о. −1651...−1704 м и приурочена к песчано-алевролитовому пласту, имеющему практически повсеместное распространение по площади месторождения. Дебиты газа изменяются от 135,4 до 457,2 тыс. м^3/сут. ГВК принят на а.о. −1704 м. Залежь пластовая, сводовая, размеры 15×7,5 км, высота 53 м. Пластовое давление 16,9 МПа, температура +58 °С.

Эффективные газонасыщенные толщины пласта изменяются от 1 до 9,2 м; $k_п$ пород-коллекторов в среднем 23 %; $k_г = 60$ %.

Залежь экранируется глинистыми отложениями мощностью 6,8−16 м.

Газовая залежь пласта ТП$_{10}$ открыта в интервале с а.о. −1658...−1811 м. Дебиты газа при опробовании составляют 7,0−59,8 тыс. м^3/сут. ГВК условно принят на а.о. −1811 м. Залежь пластовая, сводовая, размеры 36×14,5 км, высота 153 м, пластовое давлении 17,86 МПа, температура +62 °С.

Эффективные газонасыщенные толщины пласта изменяются от 1 до 8,6 м; $k_п$ пород-коллекторов в среднем 21 %; $k_г = 63$ %.

Залежь экранируется глинистыми породами мощностью от 7,6 до 34 м.

Газоконденсатная залежь пласта ТП$_{11}$ открыта в интервале с а.о. −1685...−1773 м. Испытание проведено в восьми скважинах. Дебит газа изменяется от следов (скв. 17) до промышленно-продуктивных притоков дебитом 473,0 тыс. м^3/сут (скв. 3). Дебит конденсата в скв. 53 составил 7,28 м^3/сут на 6-мм штуцере. Содержание стабильного конденсата в целом по залежи составляет 41 г/м^3. ГВК по данным ГИС в скв. 3 и 13 определе-

но, как среднее между абсолютными отметками −1768,9 и 1777,2 м, т.е. на а.о. −1773 м. Залежь пластовая, сводовая, размеры 19×10 км, высота 88 м. Пластовое давление −18,3−19,4 МПа, температура +63 °С.

Эффективная газонасыщенная толщина изменяется в широких пределах, достигая 18 м (скв. 72). В среднем по залежи эффективная газонасыщенная толщина составляет 6,5 м. Песчанистость пласта изменяется от 8,6 % (скв. 19) до 82,7 % (скв. 73). Средняя песчанистость по пласту − 24,1 %. $k_п$ по данным ГИС (керн из этого пласта не поднят) в среднем составляет 21 %, $k_г$ = 63 %. Пласт по площади распространен повсеместно и от вышележащего пласта $ТП_{10}$ отделяется глинистыми отложениями мощностью 10−15 м.

Газоконденсатная залежь пласта $ТП_{12}$ открыта в интервале с а.о. −1758...−1872 м. Вскрыта тринадцатью скважинами. При опробовании в скв. 18 дебит газа составил 167,9 тыс. м^3/сут на 16-мм диафрагме, конденсата 5,48 м^3/сут на 8-мм штуцере. Содержание стабильного конденсата в целом по залежи составляет 41 г/м^3. ГВК принят на а.о. −1872 м. Залежь пластовая, литологически экранированная, размеры 24,5×7 км, высота 114 м. Пластовое давление 20 МПа, температура +65 °С.

Эффективные газонасыщенные толщины пласта изменяются по скважинам от 1,8 до 10,8 м. Коэффициент песчанистости пласта изменяется от 0 (скв. 19, 40, 48 и др.) до 86,1 % (скв. 57). Средняя песчанистость пласта 33,3 %; $k_п$ коллекторов 20 %; $k_г$ = 65 %.

Газоконденсатная залежь пластов $ТП_{13-14}$ открыта в интервале с а.о. −1775...−1891 м. Пласты гидродинамически связаны между собой и распространены на площади месторождения повсеместно. Пласты испытаны в 14 скважинах. Притоки изменяются от 0 («сухо») (скв. 14) до 199,5 тыс. м^3/сут (скв. 56). Газ с конденсатом получен в скв. 6, 18, 40, 53, 56. Дебиты конденсата изменяются от 5,3 (скв. 56, штуцер 10 мм) до 5,85 м^3/сут (скв. 18, штуцер 8 мм). Содержание стабильного конденсата в целом по залежи составляет 48 г/м^3. Максимальная абсолютная отметка получения продукта установлена в скв. 40(−1893,2 м). В то же время газ с водой получен в скв. 6 и 59 на а.о. −1872...−1877 м и −1887,2...−1894,2 м соответственно. В скв. 62 отмечена максимальная отметка кровли водоносного пласта − а.о. −1883,8 м. Средняя а.о. ГВК принята на −1891 м. Залежь пластовая, сводовая, размеры 22,5×13,3 км, высота 116 м. Пластовое давление изменяется в диапазоне 18,7−21,0 МПа, температура +65−+78 °С.

Эффективная газонасыщенная толщина пласта изменяется от 5,2 до 42,8 м. Коэффициент песчанистости пластов изменяется от 7,7 % (скв. 14) до 87,7 % (скв. 40), составляя в среднем −48,5 %; $k_п$ пород-коллекторов в среднем равен 19 %; $k_{пр}$ − 60×10^{-15} м^2; $k_г$ = 65 %.

Газоконденсатная залежь пластов $ТП_{15-16}$ открыта в интервале с а.о. −1873...−1923 м. Пласты опробованы в скв. 9 и 73. Получены промышленные притоки газа и конденсата дебитами 138,1−154,3 тыс. м^3/сут. Содержание стабильного конденсата в целом по залежи составляет 39,5 г/м^3. Нижняя отметка подошвы газонасыщенного прослоя в скв. 73 −1921 м. Кровля водоносных коллекторов наиболее гипсометрически высокой скв. 13 находится на абсолютной отметке −1924,8 м. ГВК условно принят на а.о. −1932 м. Залежь пластовая, сводовая, размеры 15,5×7 км, высота около 50 м. Отличительной особенностью залежи является превышение пластового давления ($p_{пл}$ = 22,86 МПа) над гидростатическим при-

мерно в 1,3 раза, что может быть связано с полной изолированностью коллекторов в этих пластах. Средняя пластовая температура +65 °С.

Эффективная газонасыщенная толщина пласта изменяется от 4 до 16,4 м; $k_п$ пород-коллекторов в среднем равен 23 %; $k_{пр} = 4{,}4 \times 10^{-15}$ м^2; $k_г$ = = 53 %. Коэффициент песчанистости в пластах изменяется от 0 (скв. 34, 59, 64) до 84,1 % (скв. 11).

Газоконденсатная залежь пластов $ТП_{21-23}$ открыта в интервале с а.о. −2062...−2112 м. Дебит газа с конденсатом в скв. 9 составил 122,3 тыс. м^3/сут. Содержание стабильного конденсата в целом по залежи составляет 79,9 г/м^3. Положение ГВК наклонное. На восточном склоне он принят на а.о. −2112 м, на западном −2093 м. Залежь пластовая, сводовая, размеры 15×7,5 км, высота 50 м. Пластовое давление 25,07 МПа, температура +70 °С. Для залежи характерно АВПД. Пластовое давление выше гидростатического в 1,6 раза.

Эффективная газонасыщенная толщина в среднем составляет 8 м. Коэффициент песчанистости пластов изменяется от 0 (скв. 33) до 36,2 (скв. 3), среднее значение его 24,2 %; $k_п$ пород-коллекторов = 18 %; $k_г$ = 60 %.

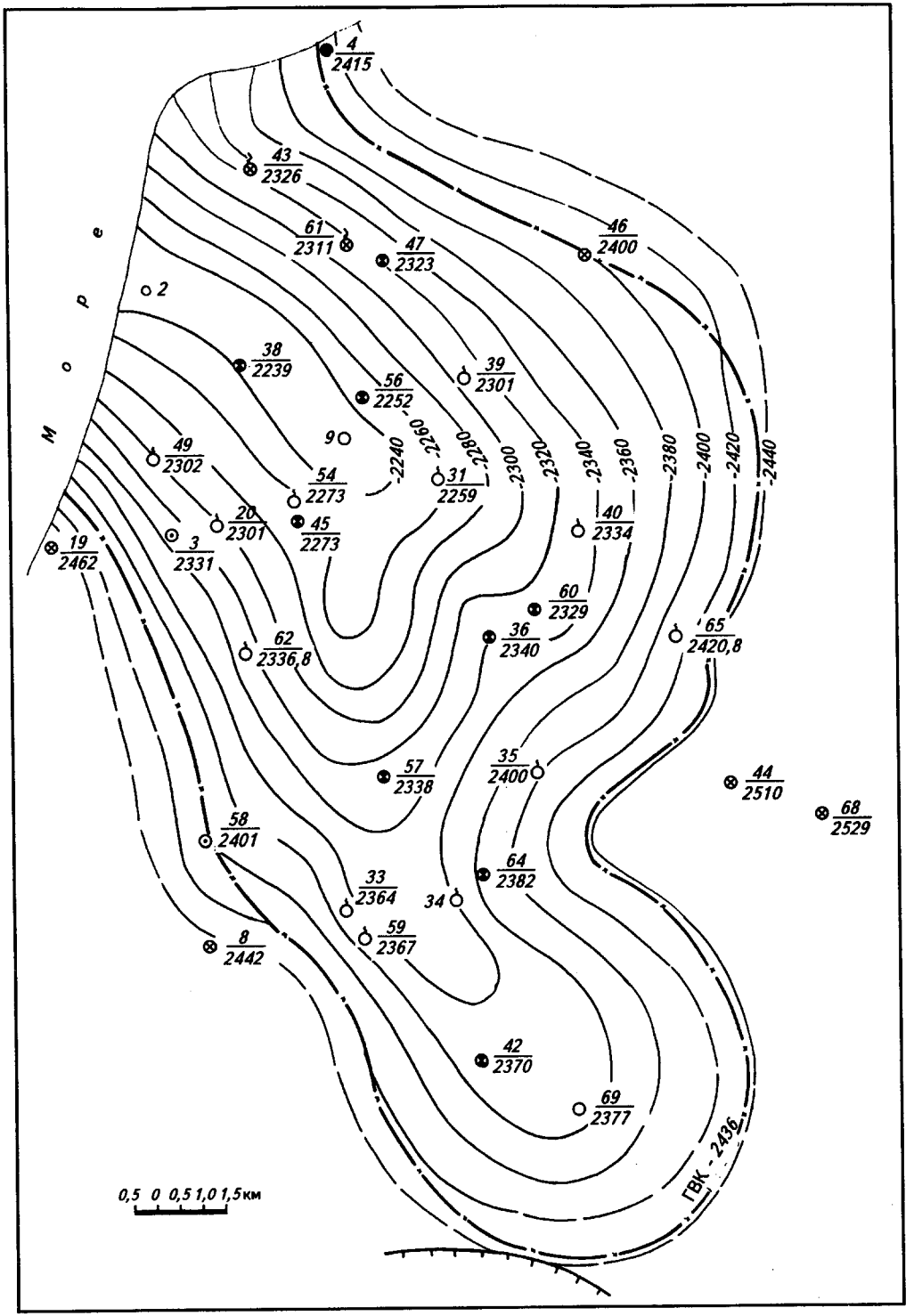
Газоконденсатная залежь пласта $ТП_{24}$ открыта в интервале с а.о. −2126...−2148 м. Вскрыта скв. 38 и 56. Опробована в скв. 56, где из интервала с а.о. −2135,2...−2144,3 м получен газ дебитом 70,3 тыс. м^3/сут и конденсат дебитом 11,28 м^3/сут. Содержание стабильного конденсата в целом по залежи составляет 120 г/м^3. ГВК условно принят на а.о. −2148 м. Залежь пластовая, сводовая, размеры 9,7×4,1 км, высота 22 м. Пластовое давление 38,81 МПа, температура −71 °С.

Эффективная газонасыщенная толщина 6,8−8,2 м. Коэффициент песчанистости пласта изменяется от 28,4 (скв. 62) до 100 % (скв. 48), составляя в среднем 61,2 %; $k_п$ коллекторов 19 %; $k_г$ = 65 %.

Газоконденсатная залежь пласта $ТП_{26}$ открыта в интервале с а.о. −2192...−2285 м. Вскрыта 11 скважинами, опробована в скв. 36, 40, 58, 62. Из них в двух получены притоки газа, в двух других − вода. Максимальный дебит газа с конденсатом зафиксирован в скв. 40 (228,5 тыс. м^3/сут) в интервале с а.о. −2265,2...−2285,2 м. Содержание стабильного конденсата в целом по залежи составляет 181,3 г/м^3. Нижняя отметка газа со следами воды в скважине 36−2295,3 м. ГВК принят на западном склоне на а.о. −2280 м, на восточном − на а.о. −2285 м. Залежь пластовая, сводовая, размеры 17,8×10 км, высота 93 м. Пластовое давление 39,46 МПа, температура +80− +89 °С.

Эффективная газонасыщенная толщина 3,2−11,0 м. Коэффициент песчанистости пласта изменяется от 0 (скв. 8, 33, 57, 59) до 54,7 % (скв. 44), составляя в среднем 30,8 %; $k_п$ проницаемых разностей в среднем −23 %; $k_г$ = 60 %.

Газоконденсатная залежь пласта $БЯ_1$ открыта в интервале с а.о. −2232...−2385 м. В пределах контура пласт испытан в восьми скважинах. Максимальный дебит газоконденсатной смеси в скв. 42 составил 418,0 тыс. м^3/сут на 12-мм диафрагме. При этом дебит газа сепарации на 12-мм диафрагме составил 314 тыс. м^3/сут, а конденсата 16,4 м^3/сут. Максимальный дебит конденсата зафиксирован в скв. 20−34,56 м^3/сут на 14-мм штуцере. Содержание стабильного конденсата в целом по залежи составляет 133,7 г/м^3. По комплексу данных ГИС и опробования скв. 65 ГВК установлен на а.о. −2385 м. Залежь пластовая, сводовая, размеры 23,3×14 км, высота 153 м. Пластовое давление 40,43 МПа, температура +81 °С.


4
2415
43
2326
61
2311
47
2323
46
2400
2
38
2239
56
2252
39
2301
49
2302
9
54
2273
31
2259
20
2301
45
2273
3
2331
19
2462
40
2334
60
2329
62
2336,8
36
2340
65
2420,8
57
2338
35
2400
44
2510
68
2529
58
2401
33
2364
34
64
2382
59
2367
8
2442
42
2370
69
2377
-2240
-2260
-2280
-2300
-2320
-2340
-2360
-2380
-2400
-2420
-2440
ГВК - 2436
0,5 0 0,5 1,0 1,5км
М о р е

Эффективные газонасыщенные толщины варьируют в пределах 0,4—6,8 м; $k_п$ пород в среднем — 20 %; $k_г$ = 60 %.

Газоконденсатная залежь пласта БЯ$_2$ (рис. 4.11) открыта в интервале с а.о. —2236...—2436 м. Опробование выполнялось в двадцати скважинах. Из них в четырех скважинах получили притоки воды, в двух — объект испытания оказался сухим. В остальных скважинах получены притоки газа с конденсатом. Максимальный дебит газоконденсатной смеси зафиксирован в скв. 48, где в интервале абсолютных отметок —2301—2311 м получен приток дебитом 318,65 тыс. м^3/сут. В этой скважине при дебите газа сепарации 145,8 тыс. м^3/сут на 15-мм диафрагме дебит конденсата составил 34,05 м^3/сут на 6-мм штуцере. Максимальный дебит конденсата получен в скв. 43—45,9 м^3/сут на 16-мм штуцере. Содержание стабильного конденсата в целом по залежи составляет 180,2 г/м^3. В пределах структуры в коллекторах пласта БЯ$_2$ существует зона, гидродинамически не связанная с коллекторами основной части залежи. Это подтверждается испытанием скв. 3, где выше уровня контакта получен приток пластовой воды. ГВК по основной залежи принят на а.о. —2436 м, соответствующей нижней границе коллектора в скв. 65, из которой получили приток газа. Залежь пластовая, сводовая, размеры 31,2×17 км, высота 200 м. Пластовое давление 41,71 МПа, температура +86 °С.

Общая мощность пласта изменяется от 11 до 25 м, эффективная — от 1,2 до 17 м; $k_п$ пород-коллекторов в среднем составляет 19 %; $k_г$ = 60 %.

Газоконденсатная залежь пласта БЯ$_5$ открыта в интервале с а.о. —2441...—2600 м. Пласт опробован в десяти скважинах. В скв. 65 из интервала с абсолютными отметками —2618...—2624 м получен приток пластовой воды. В скв. 58 и 68 объекты оказались сухими. В остальных скважинах получены притоки газа с конденсатом. Максимальный дебит газа сепарации получен в скв. 56 и составил 244,6 тыс. м^3/сут на 18-мм диафрагме, при этом дебит конденсата составил 26,31 м^3/сут на 10-мм штуцере. Максимальный дебит конденсата зафиксирован в скв. 48—30,62 м^3/сут. Содержание стабильного конденсата в целом по залежи составляет 161,7 г/м^3. ГВК принят по данным ГИС на а.о. —2600 м. Залежь пластовая, сводовая, размеры 32×13,5 км, высота 159 м. Пластовое давление составляет 40,11 МПа, температура +94 °С.

Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 1,4 м (скв. 60) до 9 м (скв. 57); $k_п$ пород-коллекторов в среднем составляет 15 %; $k_г$ = 55 %.

Газоконденсатная залежь пласта БЯ$_6$ открыта в интервале с а.о. —2464...—2620 м. Испытания проведены в восьми скважинах, причем в трех из них (скв. 58, 65, 68) притоков не получено. По данным ГИС в этих скважинах коллектор заглинизирован. В остальных скважинах получены притоки газоконденсатной смеси. Максимальный дебит газоконденсатной смеси зафиксирован в скв. 56 — 194,9 тыс. м^3/сут на 17-мм диафрагме. Максимальный дебит конденсата зафиксирован в скв. 48 — 31,47 м^3/сут на 8-мм штуцере. Содержание стабильного конденсата в целом по залежи составляет 161 г/м^3. Коллекторы пласта сильно заглинизированы, и в особенности, на южной периклинали залежи. ГВК условно принят на а.о. —2620 м, по нижней границе интервала перфорации в скв. 58, где хотя притока газа не получили, но геофизические характеристики аналогичны

Рис. 4.11. Структурная карта по кровле пласта БЯ$_2$ Харасавэйского месторождения (Тюмень, 1994 г.)

характеристикам этого пласта в скв 59, где получен приток газа. Залежь пластовая, сводовая, размеры 30,4×13 км, высота 156 м. Пластовое давление 40,41 МПа, температура +100 °С.

Эффективные газонасыщенные толщины изменяются от 3,2 до 24,2 м; $k_п$ пород-коллекторов 15 %; $k_г$ = 60 %.

Газоконденсатная залежь пласта БЯ$_7$ открыта в интервале с а.о. −2514...−2711 м. Испытания объекта проводились в пяти скважинах, в двух из которых (скв. 58 и 65) притоков УВ не получено, а в трех (59, 64, 72) − зафиксированы притоки газа с конденсатом. Максимальный дебит газоконденсатной смеси зафиксирован в скв. 60 − 65,6 тыс. м^3/сут на 10,2-мм диафрагме. Дебит конденсата при этом составил 14,41 м^3/сут. В остальных скважинах дебиты газа и конденсата незначительны, что объясняется низкими коллекторскими свойствами пласта и его незначительной эффективной мощностью. Содержание стабильного конденсата в целом по залежи составляет 156 г/м^3. ГВК условно принят по нижней границе интервала перфорации в скв. 65 на а.о. −2711 м. Залежь пластовая, сводовая, размеры 26,8×15,7 км, высота 197 м. Пластовое давление 50,86 МПа, температура +98,5 °С.

Эффективные газонасыщенные толщины изменяются от 1,2 до 12 м; $k_п$ коллекторов в среднем 15 %; $k_г$ = 55 %.

Газоконденсатная залежь пласта БЯ$_8$ открыта в интервале с а.о. −2556...−2722 м. Испытания проведены в шести скважинах. В двух из них (58 и 68) притоков не получено, в четырех − получены притоки газа с конденсатом дебитами от 2,7 (скв. 64) и 46,9 тыс. м^3/сут (скв. 60, диафрагма 10 мм). Максимальный дебит конденсата зафиксирован в скв. 60 и составил 9,09 м^3/сут на 10-мм диафрагме. Низкие дебиты − следствие ухудшенных коллекторских свойств пластов. Содержание стабильного конденсата в целом по залежи составляет 203 г/м^3. ГВК принят условно на а.о. −2722 м. Залежь пластовая, сводовая, размеры 30×14 км, высота 166 м. Пластовое давление 48,85 МПа, температура +101 °С.

Эффективные газонасыщенные толщины коллекторов варьируют в пределах 2,0−118 м; $k_п$ проницаемых пород 14 %; $k_г$ = 60 %.

Газоконденсатная залежь пласта Ю$_2$ открыта в интервале с а.о. −3260...−3280 м. Вскрыта тремя скважинами (42, 45, 47), причем скв. 42 вскрыла пласт в заглинизированной зоне, поэтому притока при испытании получено не было. В скв. 45 дебит газоконденсатной смеси составил 107,27 тыс. м^3/сут на 6-мм диафрагме. Содержание стабильного конденсата − 70 г/м^3. ГВК условно принят на а.о. −3280 м. Залежь пластовая, сводовая, размеры 15×7,7 км, высота 20 м. Пластовое давление 62,91 МПа, температура +120 °С.

Эффективная толщина пород-коллекторов 0,8−2,2 м; $k_п$ = 15 %; $k_г$ = = 70 %.

Газоконденсатная залежь пласта Ю$_3$ открыта в интервале с а.о. −3288...−3312 м. Вскрыта тремя скважинами. Опробована в скв. 45 совместно с залежью пласта Ю$_2$. Содержание стабильного конденсата 90 г/м^3. ГВК условно принят на а.о. −3312 м. Залежь пластовая, сводовая, размеры 17,8×8,7 км, высота 24 м. Пластовое давление 62,91 МПа, температура +120 °С.

Эффективная толщина пород-коллекторов 2,4−3,4 м; $k_п$ пород-коллекторов в среднем составляет 15 %; $k_г$ = 70 %.

Отложения джангодской свиты (пласты Ю$_{10-12}$) опробованы в скв. 103

в интервалах 3932—3938 и 3776—3786 м; притока пластового флюида не получено. Температура на глубине 3900 м составила +148 °С.

В настоящее время на месторождении ведутся подготовительные работы по вводу его в промышленную разработку.

4.1.3. БОВАНЕНКОВСКОЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Бованенковское нефтегазоконденсатное месторождение находится в пределах Нурминского района Ямальской нефтегазоносной области и приурочено к Бованенковскому локальному поднятию, расположенному в центральной части одноименной структуры второго порядка — Бованенковского вала.

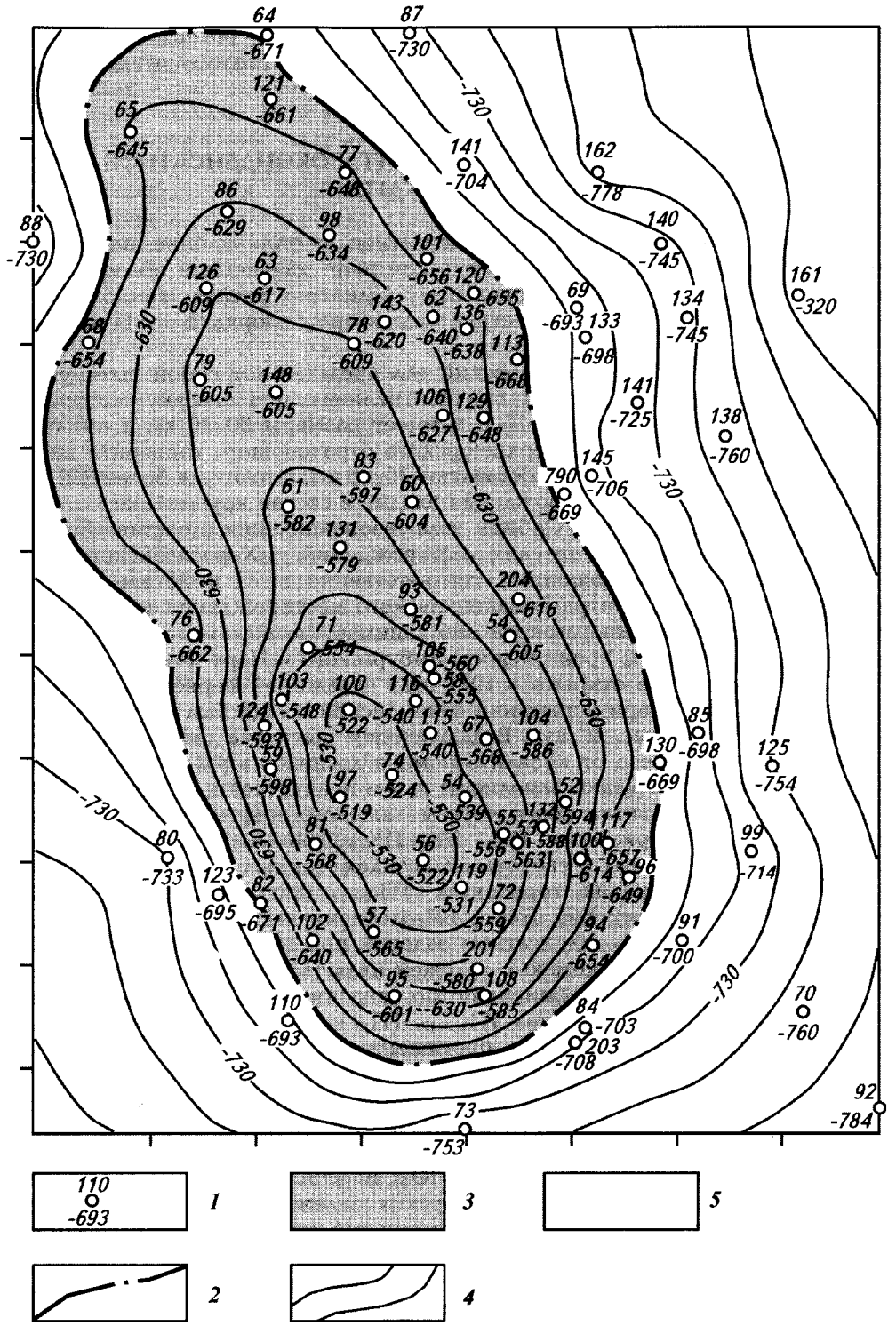
По кровле апта Бованенковский вал представляет собой вытянутую в северо-западном направлении брахиантиклинальную складку, которая по оконтуривающей изогипсе —1600 м имеет размеры 80×30 км и амплитуду порядка 200 м. По кровле верхнеюрского отражающего горизонта на изогипсе —3100 м размеры его составляют 70×26 км, амплитуда более 250 м.

Бованенковское месторождение входит в состав крупнейшего в арктических районах Западной Сибири узла газонакопления в составе Бованенковского и двух супергигантских месторождений — Харасавэйского и Крузенштернского, расположенных соответственно в 75 и 35 км к северо-западу и западу от центра Бованенковского месторождения на побережье Карского моря. По запасам газа оно занимает четвертое место в мире — после месторождений Уренгойского, Ямбургского и Норт-Филд.

Месторождение открыто в 1971 году скважиной первооткрывательницей 51, из которой при испытании сеноманской толщи был получен фонтан газа дебитом 650 тыс. $м^3$/сут. В дальнейшем выявлена газоносность всего проницаемого разреза от кровли сеномана до низов юры ($Ю_{10}$—$Ю_{12}$), причем структурные ловушки заполнены газом практически до замка. Газовые залежи с минимальным содержанием тяжелого нафтенового конденсата локализованы в горизонтах $ПК_1$, $ПК_9$ $ПК_{10}$ (сеноман), $ХМ_1$, $ХМ_2$ (альб), $ТП_{1-6}$, $ТП_{7-8}$, $ТП_9$ (апт) в сводовых ловушках, единых для всего месторождения. В нижележащих горизонтах $ТП_{10-11}$ (апт), $ТП_{12}$, $ТП_{13-14}$, $ТП_{15}$, $ТП_{16-17}$, $ТП_{18}$ (баррем), $БЯ_1$, $БЯ_{2-4}$, $БЯ_5$ (готерив) на двух куполах развиты самостоятельные газоконденсатные залежи, при этом на северном куполе значительная часть неокомских залежей являются пластовыми тектонически экранированными. Крупнейшие по запасам газоконденсатные скопления образовались в горизонтах $ТП_{16-17}$, $ТП_{18}$ и $БЯ_{2-4}$ в прибрежно-морской части танопчинской свиты под протяженными покрышками. В интервале горизонтов $ТП_{18}$—$БЯ_{2-4}$ в ряде скважин при опробовании получены признаки нефти — в виде пленок и небольших водонефтяных притоков. Нефтяные оторочки, однако, непромышленного значения.

В юрских отложениях самостоятельные газоконденсатные залежи открыты в горизонтах $Ю_2$, $Ю_3$, $Ю_6$, $Ю_7$, $Ю_{10}$, $Ю_{12}$. Все они имеют собственные газоводяные контакты. Строение юрских залежей весьма сложное — с тектоническими экранами и многочисленными литологическими и эпигенетическими экранами внутри полей газоносности.

На месторождении пробурено 95 поисково-разведочных скважин, которые вскрыли отложения мезо-кайнозойского комплекса до палеозоя


110
-693
1
2
3
4
5

включительно на максимальную глубину 3700 м (скв. 201). Открыты залежи УВ в отложениях марресалинской (пласты ПК и ХМ), танопчинской (ТП), ахской (БЯ), малышевской ($Ю_{2-3}$), вымской ($Ю_{6-7}$) и джангодской ($Ю_{10-12}$) свит (табл. 4.6). Среди этих залежей отмечается определенная вертикальная зональность в распределении пластовых флюидов. Залежи в серии пластов $ПК_1-ТП_{11}$ – газовые, а залежи серии пластов $ТП_{12}-Ю_{12}$ – газоконденсатные.

Газовая залежь пласта ПК$_1$ (рис. 4.12) открыта в интервале с а.о. −519...−670 м и вскрыта 91 скважиной. Опробована в восьми скважинах. Дебиты по отдельным скважинам изменяются от 58,71 тыс. м^3/сут на 10-мм диафрагме при работающей толщине 30 м до 484,0 тыс. м^3/сут на 34,65-мм диафрагме при работающей толщине 39 м. ГВК принят на а.о. −670 м. Пластовое давление 6,73 МПа, температура +16 °С. Залежь массивная, водоплавающая, размеры 51×20,5 км, высота 151 м.

Эффективная газонасыщенная толщина пласта 8,8−137 м. Коллекторские свойства продуктивных пород: $k_п$ = 33,3 %; $k_{пр}$ до 969×10^{-15} м^2; $k_г$ = = 75,4 %.

Покрышкой служат верхнемеловые глинистые породы мощностью до 700 м.

Газовая залежь пласта ПК$_9$ открыта в интервале с а.о. −920...−971 м в южной части поднятия и вскрыта семью скважинами. Испытание проведено в одной скв. 100, где получен приток газа дебитом 342,08 тыс. м^3/сут. Содержание стабильного конденсата 0,16 г/м^3. ГВК принят на а.о. −971 м. Пластовое давление 9,7 МПа, температура +27 °С. Залежь пластовая, водоплавающая, размеры 14,6×7,8 км, высота 51 м.

Эффективная газонасыщенная толщина 22 м. Коэффициент газонасыщенности – 55,7 %.

Газовая залежь пласта ПК$_{10}$ открыта в интервале с а.о. −992... −1011 м в южной части поднятия и вскрыта тремя сводовыми скважинами. Пласт опробован в скв. 56, из которой получен приток газа дебитом 599,81 тыс. м^3/сут на диафрагме 22,1 мм. ГВК принят на а.о. −1011 м. Пластовое давление 10,14 МПа, температура +28 °С. Залежь пластовая, сводовая, водоплавающая, размеры 9,4×5,0 км, высота 19 м.

Эффективная газонасыщенная толщина 8−14,2 м; коллекторские свойства: $k_п$ = 24,6 %; $k_г$ = 55,7 %.

Газовая залежь пласта ХМ$_1$ открыта в интервале с а.о −1054... −1276 м и вскрыта 62 скважинами. Опробована в восьми скважинах. Дебиты газа изменяются от 356,6 тыс. м^3/сут на диафрагме 16 мм до 770,36 тыс. м^3/сут на диафрагме 22,1 мм. Содержание стабильного конденсата 0,65 г/м^3. ГВК принят на а.о. −1276 м. Пластовое давление 13,3 МПа, температура +35 °С. Залежь пластовая, сводовая, размеры 50,2×22,5 км, высота 222 м.

Эффективная газонасыщенная толщина 1,6−6,2 м. Коэффициент пористости – 24,6 %, коэффициент газонасыщенности – 57,2 %.

Газовая залежь пласта ХМ$_2$ открыта в интервале с а.о −1084... −1346 м и вскрыта 68 скважинами. Опробована в тринадцати скважинах. В двенадцати скважинах получены фонтаны газа, дебиты меняются от

Рис. 4.12. Структурная карта по кровле пласта ПК$_1$ Бованенковского месторождения:
1 – номер скважины и абсолютная отметка кровли пласта, м; *2* – газоводяной контакт; *3* – газонасыщенная часть залежи, *4* – изогипсы, м; *5* – водонасыщенная часть залежи

Таблица 4.6

Характеристика нефтегазоносности Бованенковского месторождения

Индекс пласта	Тип залежи	Интервал залегания, м	ГВК, ВНК, а.о., м	Длина, км	Ширина, км	Высота, м	Дебиты, тыс. $м^3$/сут, $м^3$/сут	Содержание стабильного конденсата, $г/м^3$	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С
$ПК_1$	Газовая	519–670	670	51,0	20,5	151	58,71–484,0	–	6,73	+16
$ПК_9$	Газовая	920–971	971	14,6	7,8	51	342,08	0,16	9,7	+27
$ПК_{10}$	Газовая	992–1011	1011	9,4	5,0	19	599,81	–	10,14	+28
$ХМ_1$	Газовая	1054–1276	1276	50,2	22,5	222	356,6–770,36	0,65	13,3	+35
$ХМ_2$	Газовая	1084–1346	1346	57,3	26,8	262	104,34–735,03	0,65	13,6	+37
$ТП_{1-6}$	Газовая	1173–1460	1460	57,0	27,5	287	Г–217,5–964,5 К–0,83	0,65	14,32	+41,5
$ТП_{7-8}$	Газовая	1416–1489	1489	16,0	10,0	73	Г–298,7–740,7 К–3,0	1,44	14,81	+47
$ТП_9$	Газовая	1471–1524	1524	13,0	7,0	53	805,7–810,9	Не опр.	15,17	+49
$ТП_{10-11}$ сев.	Газовая	1748–1761	1761	10,0	6,5	13	105,26	–	16,75	+59,5
$ТП_{10-11}$ южн.	Газовая	1534–1590	1590	15,5	7,5	56	21,0–467,1	Не опр.	15,06	+52,5
$ТП_{12}$	Газоконденсатная	1576–1625	1625	12,5	5,5	49	320,17	18,07	15,81	+54
$ТП_{13-14}$	Газоконденсатная	1628–1695	1695	13,5	7,5	67	Г–127,22 К–57,9	54	16,43	+57
$ТП_{15}$	Газоконденсатная	1684–1800	1800	18,5	12,0	116	Г–126,2–801,8 К–до 72,8	61,5	16,75	+60
$ТП_{16-17}$ сев.	Газоконденсатная	2020–2050	2050	7,8	7,0	30	31,38	89,9	22,19	+70
$ТП_{16-17}$ южн.	Газоконденсатная	1774–2000	2000	27,5	21,7	226	14,4–205,1	89,9	20,0	+62
$ТП_{18}$	Газоконденсатная	1851–2000 (2014)	2000 (2014)	23,5	15,0	149 (163)	ГК–8,0–5224,7 Н–13,4	54,4	21,0	+70
$БЯ_1$	Газоконденсатная	1869–2020	2020	21,0	16,5	151	ГК–42,48–487,7	56	20,9	+72
$БЯ_2$	Газоконденсатная	1900–2060	2060	17,5	12,5	126	105,2–348,24	73,3	20,3	+74
$БЯ_3$	Газоконденсатная	1919–2000	2000	16,0	10,0	81	103,5–251,3	56,1	20,6	+74
$БЯ_4$	Газоконденсатная	1930–2000	2000	14,0	9,5	70	104,03–212,68	57,2	20,93	+75
$Ю_2$ южн.	Газоконденсатная	2469–2650	2650	14,0	4,0	181	Г–15,8–42,14 К–6,72–11,58 Н–5,2	213,9	41,1	+94
$Ю_2$ сев.	Газоконденсатная	2724–2810	2810	16,0	8,0	86	Г–67,06–161,75 К–до 37,2	213,9	41,7	+94
$Ю_3$ сев.	Газоконденсатная	2759–2830	2830	18,0	12,0	71	Г–186,04–304,1 К–23,21–64,5	140,2	43,9	+101
$Ю_3$ южн.	Газоконденсатная	2507–2740	2740	28,0	10,0	233	Г–14,11–53,74 К–5,34–10,37 Н–3,4	140,2	43,13	+96
$Ю_6$ сев.	Газоконденсатная	2897–3046	3046	22,0	20,0	149	Г–15,2–149,64 К–до 17,63	177,1	45,7	+107
$Ю_6$ южн.	Газоконденсатная	2642–2730	2730	12,0	10,0	88	11,3–24,7	177,1	42,9	+108
$Ю_7$	Газоконденсатная	2927–3083	3083	20,0	6,0	156	Г–52,22–149,64 К–до 43,8	177,1	47,2	+107
$Ю_{10}$ сев.	Газоконденсатная	3105–3200	3200	4,0	4,0	95	Г–111,01 К–41	255,5	49,2	+115
$Ю_{10}$ южн.	Газоконденсатная	2828–2863	2863	10,0	7,0	35	4,2	255,5	Не замерено	+112
$Ю_{12}$	Газоконденсатная	3172–3180	3180	8,0	8,0	8	Г–76,9 К–14,57	121	49,1	+110

104,34 тыс. м^3/сут на диафрагме 22,1 мм. Содержание стабильного конденсата 0,65 г/м^3. ГВК принят на а.о. −1346 м. Пластовое давление 13,6 МПа, температура +37 °С. Залежь пластовая, сводовая, размеры 57,3×26,8 км, высота 262 м.

Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 4,8 до 27,6 м. Коллекторские свойства газонасыщенных пород: $k_п$ = 24,6 %; $k_{пр}$ до 803×10^{-15} м^2; $k_г$ = 57,2 %.

Газовая залежь пласта $ТП_{1-6}$ (рис. 4.13) открыта в интервале с а.о −1173...−1460 м и вскрыта 70 скважинами. Опробована в 24 скважинах. Дебиты в зависимости от работающих толщин меняются от 217,5 до 964,5 тыс. м^3/сут на диафрагмах 18−25 мм. Результаты исследования на газоконденсатность отмечают небольшое содержание конденсата. В скв. 65 дебит конденсата составил 0,83 м^3/сут на 16-мм диафрагме. Содержание стабильного конденсата 0,65 г/м^3. ГВК принят на а.о. −1460 м. Пластовое давление 14,32 МПа, температура +41,5 °С. Залежь массивная, сводовая, размеры 57×27,5 км, высота 287 м.

Эффективная газонасыщенная толщина 5,8−148,8 м. Коллекторские свойства пород: $k_п$ = 26,5 %; $k_{пр}$ до 996×10^{-15} м^2; $k_г$ = 72,8 %.

Газовая залежь пласта $ТП_{7-8}$ открыта в интервале с а.о −1416...−1489 м в южной части поднятия и вскрыта семью скважинами. Опробована в двух скважинах (53 и 55). Получены фонтаны газа с конденсатом дебитами соответственно 298,7 тыс. м^3/сут на диафрагме 17 мм и 740,7 тыс. м^3/сут на диафрагме 22 мм. В скв. 55 проведены исследования на газоконденсатность. Дебит конденсата составил 3 м^3/сут на 13-мм штуцере. Содержание стабильного конденсата 1,44 г/м^3. ГВК принят на а.о. −1489 м. Пластовое давление 14,81 МПа, температура +47 °С. Залежь пластовая, сводовая, размеры 16×10 км, высота 73 м.

Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 4 до 28 м. Коллекторские свойства пород: $k_п$ = 24,6 %; $k_г$ = 69,1 %.

Газовая залежь пласта $ТП_9$ открыта в интервале с а.о −1471...−1524 м в южной части поднятия и вскрыта пятью скважинами. Опробована в трех скважинах. Дебиты 805,7−810,9 тыс. м^3/сут на диафрагмах 22 мм. Исследование на газоконденсатность проведено в скв. 56. Содержание стабильного конденсата не определено. ГВК принят на а.о. −1524 м. Пластовое давление 15,17 МПа, температура +49 °С. Залежь пластовая, сводовая, размеры 13×7 км, высота 53 м.

Эффективная газонасыщенная толщина 15−38,2 м. Коллекторские свойства пород: $k_п$ = 24,6 %; $k_{пр}$ = $16,2\times10^{-15}$ м^2; $k_г$ = 77,6 %.

В пластах $ТП_{10-11}$ выявлены две залежи: северная и южная.

Северная газовая залежь пластов $ТП_{10-11}$ открыта в интервале с а.о −1748...−1761 м и вскрыта в одной скв. 78. Дебит газа 105,26 м^3/сут на диафрагме 13 мм. ГВК принят на а.о. −1761 м. Пластовое давление 16,75 МПа, температура +59,5 °С. Залежь пластовая, водоплавающая, размеры 10×6,5 км, высота 13 м.

Эффективная газонасыщенная толщина 19,6−31,6 м. Коллекторские свойства пород: $k_п$ = 24,6 %; $k_г$ = 64,7 %.

Южная газовая залежь пласта $ТП_{10-11}$ открыта в интервале с а.о −1534...−1590 м и вскрыта четырьмя скважинами. Опробована в двух скважинах (100 и 56). Дебиты газа составляют соответственно 21,0 тыс. м^3/сут на диафрагме 14,1 мм и 476,1 тыс. м^3/сут на диафрагме 22,15 мм. Исследования на газоконденсатность проведены в скв. 56. Содержание ста-

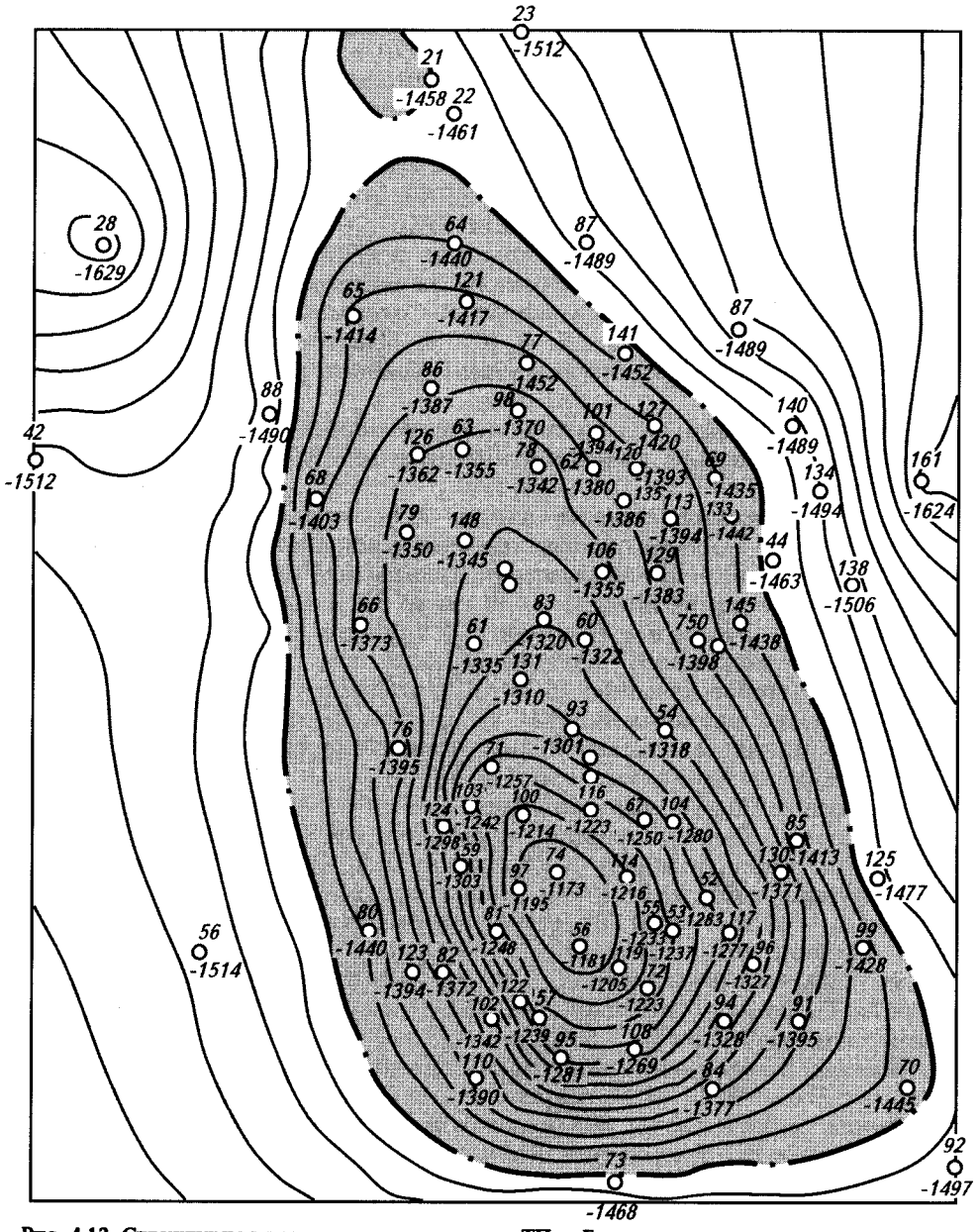


Рис. 4.13. Структурная карта по кровле пласта $ТП_{1-6}$ Бованенковского месторождения.
Усл. знаки см. на рис. 4.12

бильного конденсата не определялось, выход стабильного конденсата равен 2,4 г/м^3. ГВК принят на а.о. −1590 м. Пластовое давление 14,87 МПа, температура +52,5 °С. Залежь пластовая, сводовая, размеры 15,5×7,5 км, высота 56 м.

Эффективные газонасыщенные толщины коллекторов от 2 до 36,8 м; $k_п$ продуктивных пород − 24,6 %; $k_{пр} = 26{,}7 \times 10^{-15}$ м^2; $k_г$ = 64,7 %.

Газоконденсатная залежь пласта $ТП_{12}$ открыта в интервале с а.о −1576...−1625 м в южной части поднятия и вскрыта двумя скважинами. Опробована в скв. 74, дебит газоконденсатной смеси 320,17 тыс. м^3/сут на диафрагме 19 мм. По результатам газоконденсатных исследований содержание стабильного конденсата составляет 18,07 г/м^3. ГВК принят на а.о. −1625 м. Пластовое давление 15,81 МПа, температура +54°С. Залежь пластовая, водоплавающая, размеры 12,5×5,5 км, высота 49 м.

Газоконденсатная залежь пласта $ТП_{13-14}$ открыта в интервале с а.о −1628...−1695 м в южной части поднятия и вскрыта в восьми скважинах. Опробована в скв. 55, получен фонтан газа дебитом 127,22 тыс. м^3/сут, конденсата 57,9 м^3/сут на 19-мм диафрагме. Содержание стабильного конденсата 54 г/м^3. ГВК принят на а.о. − 1695 м. Пластовое давление 16,43 МПа, температура + 57 °С. Залежь пластовая, сводовая, размеры 13,5×7,5 км, высота 67 м.

Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 12,2 до 31,2 м. Открытая пористость в среднем составляет 24,6 %, газонасыщенность пород − 68,1 %.

Газоконденсатная залежь пласта $ТП_{15}$ открыта в интервале с а.о −1684...−1800 м в южной части поднятия и вскрыта в четырнадцати скважинах. Опробована в двух скважинах, дебиты газа изменяются в интервале от 126,2 тыс. м^3/сут, на диафрагме 19 мм до 801,8 тыс. м^3/сут на диафрагме 25 мм, дебиты конденсата достигают 72,8 м^3/сут (скв. 55, штуцер 10 мм). Содержание стабильного конденсата 61,5 г/м^3. ГВК принят на а.о. −1800 м. Пластовое давление 16,75 МПа, температура +60 °С. Залежь пластовая, сводовая, размеры 18,5×12,0 км, высота 116 м.

Эффективная газонасыщенная толщина пласта изменяется от 4,4 до 39,6 м; $k_п$ пород-коллекторов − 24,6 %; $k_{пр} = 20{,}1\times10^{-15}$ м^2; $k_г$ = 69,6 %.

В пластах $ТП_{16-17}$ выявлено две залежи: северная и южная. Эффективная газонасыщенная толщина колеблется от 5,2 до 31,2 м. Коллекторские свойства продуктивных пластов: $k_п$ = 24 %; $k_г$ = 70 %.

Северная газоконденсатная залежь пластов $ТП_{16-17}$ открыта в интервале с а.о. −2020...−2050 м и вскрыта четырьмя скважинами. Опробована в скв. 62, дебит газа с конденсатом составил 31,38 тыс. м^3/сут на штуцере 10,1 мм. Содержание стабильного конденсата 89,9 г/м^3. ГВК принят на а.о. −2050 м. Пластовое давление 22,19 МПа, температура +70 °С. Залежь пластовая, сводовая, размеры 7,8×7,0 км, высота 30 м.

Южная газоконденсатная залежь пластов $ТП_{16-17}$ открыта в интервале с а.о. −1774...−2000 м и вскрыта 34 скважинами. Опробована в семи скважинах, дебиты газа с конденсатом изменяются в интервале от 14,4 до 205,1 тыс. м^3/сут. Содержание стабильного конденсата 89,9 г/м^3. ГВК принят на а.о. −2000 м. Пластовое давление 20,0 МПа, температура +62 °С. Залежь пластовая, сводовая, размеры 27,5×21,7 км, высота 226 м.

Газоконденсатно-нефтяная залежь пласта $ТП_{18}$ (рис. 4.14) открыта в интервале с а.о. −1851...−2000 м и вскрыта 22 скважинами. Опробована в трех скважинах, дебиты изменяются в интервале от 8,0 до 524,7 тыс. м^3/сут. Содержание стабильного конденсата 54,4 г/м^3. В скв. 59 при испытании получен приток нефти дебитом 13,4 м^3/сут при динамическом уровне 90 м.

В скв. 71 при испытании получен приток воды с нефтью, дебит воды 16,2 м^3/сут, нефти 1,8 м^3/сут на диафрагме 10 мм. В скв. 82 при испытании получен приток воды с нефтью. Дебит нефти до 4,4 м^3/сут при динамиче-

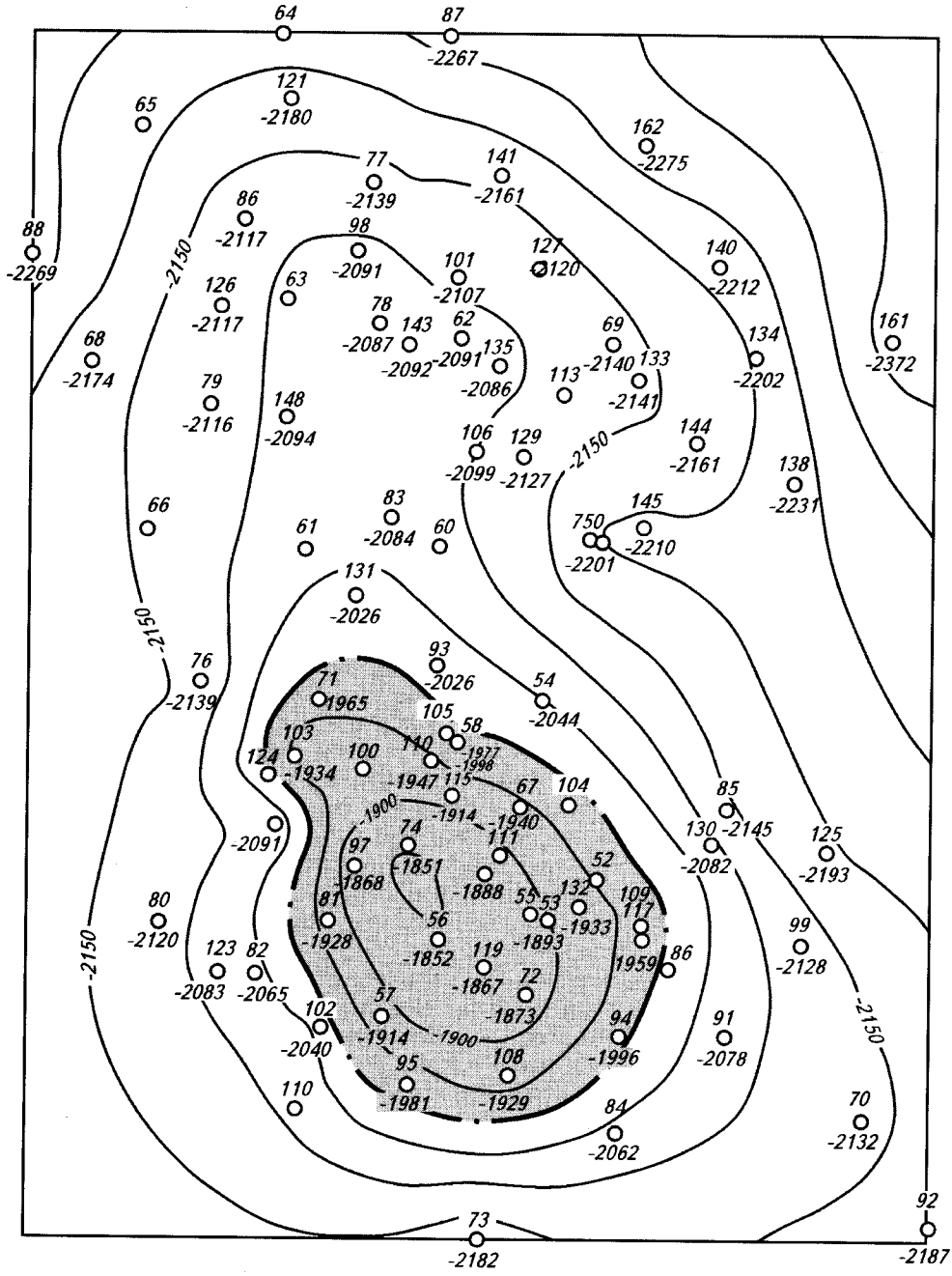


Рис. 4.14. Структурная карта по кровле пласта ТП$_{18}$ Бованенковского месторождения.
Усл. знаки см. на рис. 4.12

ском уровне 960 м. Предполагается наличие нефтяной оторочки толщиной 14 м. ГВК (возможно ГНК) принят на а.о. −2000 м, предполагаемый ВНК — на 2014 м. Пластовое давление 21,0 МПа, температура +70 °С. Залежь пла-

стовая, сводовая, размеры 23,5×15,0 км, высота 149 м (163 м с учетом предполагаемой нефтяной оторочки). Эффективная газонасыщенная толщина пласта колеблется от 0,6 до 17,2 м. Коллекторские свойства пласта: $k_п$ = = 20 %; $k_г$ = 73 %.

Газоконденсатная залежь пласта БЯ$_1$ (рис. 4.15) открыта в интервале с а.о. −1869...−2020 м и вскрыта 28 скважинами. Опробована в восьми скважинах, дебиты газа с конденсатом изменяются в интервале от 42,48 до 487,7 тыс. м^3/сут. Содержание стабильного конденсата 56 г/м^3. ГВК принят на а.о. −2020 м. Пластовое давление 20,9 МПа, температура +72 °С. Залежь пластовая, сводовая, размеры 21,0×16,5 км, высота 151 м.

Коэффициент пористости пластов-коллекторов составляет 20 %: $k_г$ = = 73 %.

Газоконденсатная залежь пласта БЯ$_2$ открыта в интервале с а.о. −1900...−2060 м в южной части поднятия и вскрыта 21 скважиной. Опробована в трех скважинах, дебиты газа с конденсатом изменяются в интервале от 105,2 до 348,24 тыс. м^3/сут. Содержание стабильного конденсата 73,3 г/м^3. ГВК принят на а.о. −2060 м. Пластовое давление 20,3 МПа, температура +74 °С. Залежь пластовая, сводовая, размеры 17,5×12,5 км, высота 160 м.

Эффективная газонасыщенная толщина составляет от 1,6 до 11,4 м. Коллекторские свойства проницаемых пород: $k_п$ = 20 %; $k_г$ = 73 %.

Газоконденсатная залежь пласта БЯ$_3$ открыта в интервале с а.о. −1919...−2000 м и вскрыта восемью скважинами. Опробована в трех скважинах, дебиты газа с конденсатом изменяются в интервале от 103,5 до 251,3 тыс. м^3/сут. Содержание стабильного конденсата 56,1 г/м^3. ГВК принят на а.о. −2000 м. Пластовое давление 20,6 МПа, температура +74 °С. Залежь пластовая, сводовая, размеры 16,0×10,0 км, высота 81 м.

Газоконденсатная залежь пласта БЯ$_4$ открыта в интервале с а.о. −1930...−2000 м в южной части поднятия и вскрыта семью скважинами. Опробована в трех скважинах, дебиты газа с конденсатом изменяются в интервале от 104,03 до 212,69 тыс. м^3/сут. Содержание стабильного конденсата 57,2 г/м^3. ГВК принят на а.о. −2000 м. Пластовое давление 20,93 МПа, температура +75 °С. Залежь пластовая, сводовая, размеры 14,0×9,5 км, высота 70 м.

Эффективная газонасыщенная толщина пласта достигает 11,6 м.

В пласте Ю$_2$ выявлены две залежи: северная и южная.

Северная газоконденсатная залежь пласта Ю$_2$ (рис. 4.16) открыта в интервале с а.о. −2724...−2810 м и вскрыта семью скважинами. Опробована в скв. 127, 133 и 140, дебиты газа изменяются от 67,06 (скв. 140, диафрагма 12 мм) до 161,75 тыс. м^3/сут (скв. 133, диафрагма 14 мм), конденсата до 37,2 г/м^3 (скв. 127, штуцер 8,1 мм). Содержание стабильного конденсата 213,9 г/м^3. ГВК принят на а.о. −2810 м. Пластовое давление 41,7 МПа, температура +94 °С. Залежь пластовая, сводовая, литологически и тектонически экранированная, размеры 16,0×8,0 км, высота 86 м.

Эффективная газонасыщенная толщина варьирует в пределах от 5 до 10 м. ФЕС пластов-коллекторов следующие: $k_п$ = 15 %; $k_{пр}$ = 2,9×10^{-15} м^2; $k_г$ = 70 %.

Южная газоконденсатная залежь пласта Ю$_2$ (см. рис. 4.16) открыта в интервале с а.о. −2469...−2650 м и вскрыта пятью скважинами. Опробована в трех скважинах, дебиты газа изменяются от 39,07 (скв. 119, диафрагма 14 мм) до 42,14 тыс. м^3/сут (скв. 97, диафрагма 10 мм), конденсата от

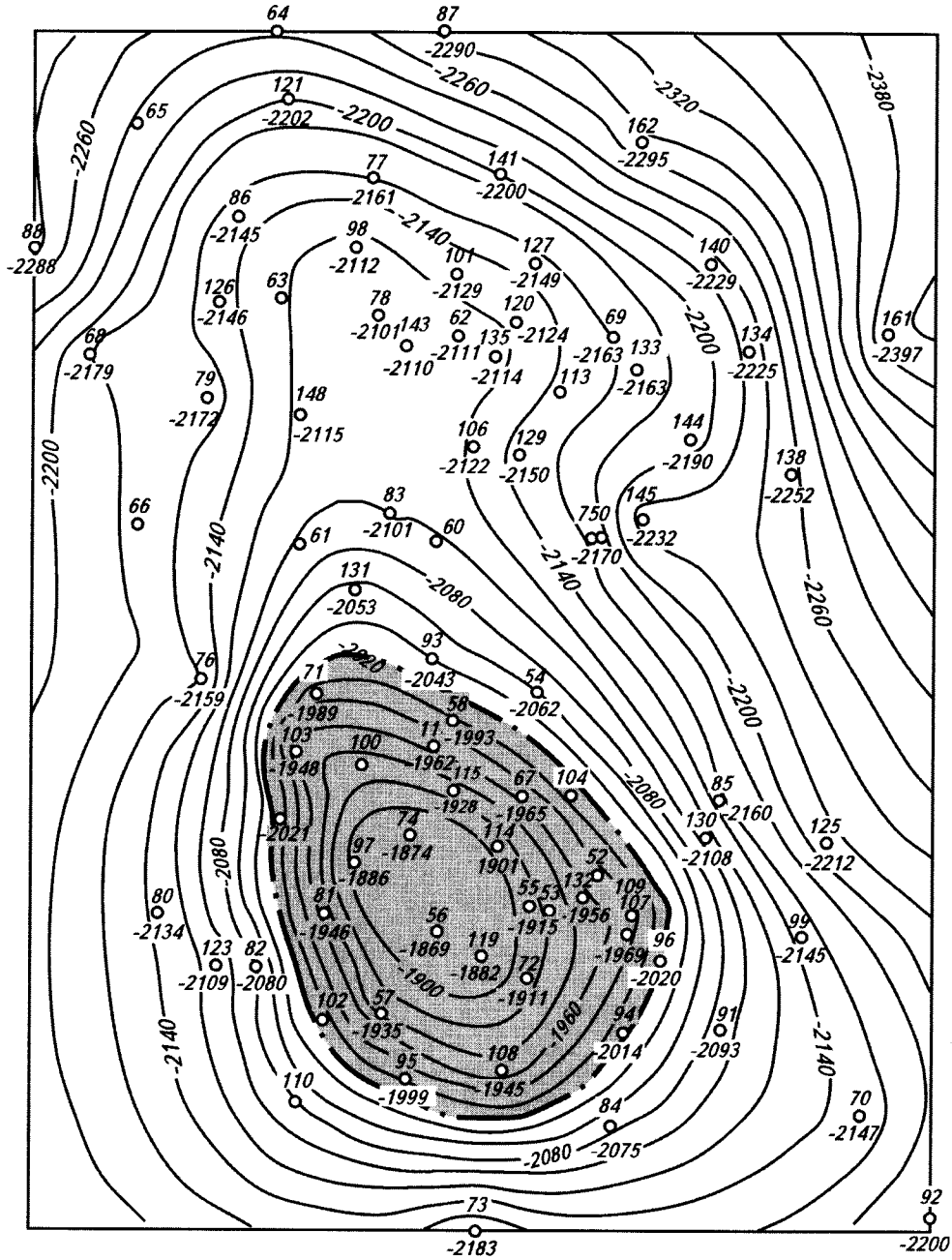
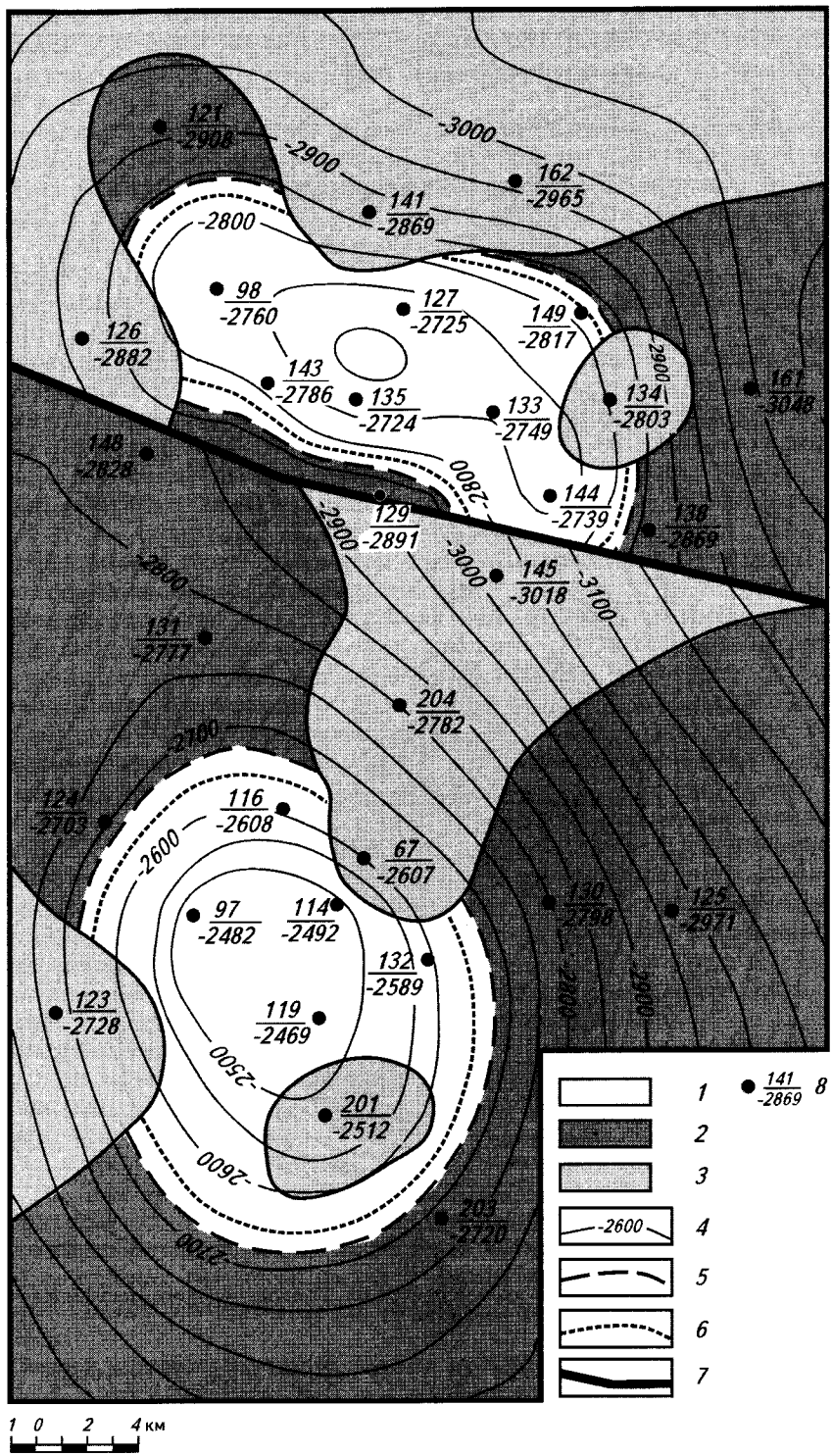


Рис. 4.15. Структурная карта по кровле пласта БЯ$_1$ Бованенковского месторождения.
Усл. знаки см. на рис. 4.12

6,72 (скв. 119, штуцер 12,3 мм) до 11,58 м^3/сут (скв. 97, штуцер 10 мм). Содержание стабильного конденсата 213,9 г/м^3. В скв. 116 получен приток газа с нефтью, дебит газа 15,8 тыс. м^3/сут, нефти 5,2 м^3/сут на 17-мм диа-


121 -2908
-3000
-2900
162 -2965
141 -2869
-2800
98 -2760
127 -2725
149 -2817
126 -2882
143 -2786
135 -2724
133 -2749
134 -2803
161 -3048
148 -2628
-2800
129 -2891
144 -2739
138 -2869
-2900
-3000
145 -3018
-3100
131 -2717
204 -2782
-2700
124 -2703
116 -2608
-2600
67 -2607
97 -2482
114 -2492
130 -2798
125 -2971
132 -2589
123 -2728
119 -2469
-2500
201 -2512
-2600
203 -2770
-2700
1
2
3
4
5
6
7
8
141 -2869
-2600
1 0 2 4 км

фрагме. ГВК принят на а.о. −2650 м. Пластовое давление 41,1 МПа, температура +94 °С. Залежь пластовая, сводовая, литологически экранированная, размеры 14,0×4,0 км, высота 181 м.

Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 1,2 до 7,5 м. ФЕС пластов-коллекторов следующие: $k_п$ = 15 %; $k_{пр}$ = 2,9×10^{-15} м^2; $k_г$ = 70 %.

В пласте $Ю_3$ выявлены две залежи: северная и южная.

Северная газоконденсатная залежь пласта $Ю_3$ (рис. 4.17) открыта в интервале с а.о. −2759...−2830 м и вскрыта семью скважинами. Опробована в скв. 98, 127, 133, 140. Дебиты газа изменяются от 186,04 (скв. 133, диафрагма 16,5 мм) до 304,1 тыс. м^3/сут (скв. 127, диафрагма 10,2 мм), конденсата от 23,21 (скв. 133, штуцер 12 мм) до 64,5 м^3/сут (скв. 127, штуцер 10,2 мм). Содержание стабильного конденсата 140,2 г/м^3. ГВК принят на а.о. −2830 м. Пластовое давление 43,9 МПа, температура −101 °С. Залежь пластовая, сводовая, размеры 18,0×12,0 км, высота 71 м.

Эффективные газонасыщенные толщины коллекторов изменяются от 2,5 до 20,5 м; $k_п$ = 15 %; $k_{пр}$ = 2,9×10^{-15} м^2; $k_г$ = 70 %.

Южная газоконденсатная залежь пласта $Ю_3$ (см. рис. 4.17) открыта в интервале с а.о. −2507...−2740 м и вскрыта пятью скважинами. Опробована в скв. 97, 116, 119, 132. Дебиты газа изменяются в интервале от 14,11 (скв. 116, диафрагма 12 мм) до 53,74 тыс. м^3/сут (скв. 97, диафрагма 10 мм), конденсата от 5,34 (скв. 97, штуцер 8 мм) до 10,37 м^3/сут (скв. 132, штуцер 10,1 мм). В скв. 116 наряду с газом получен приток нефти дебитом 3,4 м^3/сут на 12-мм диафрагме. Содержание стабильного конденсата 140,2 г/м^3. ГВК принят на а.о. −2740 м. Пластовое давление 43,13 МПа, температура +96 °С. Залежь пластовая, сводовая, размеры 28,0×10,0 км, высота 233 м.

Эффективная газонасыщенная толщина пород-коллекторов 2−2,8 м; $k_п$ = 15 %; $k_{пр}$ = 2,9×10^{-15} м^2; $k_г$ = 70 %.

В пласте $Ю_6$ выявлены две залежи: северная и южная.

Северная газоконденсатная залежь пласта $Ю_6$ открыта в интервале с а.о. −2897...−3046 м и вскрыта шестью скважинами. Опробована в пяти скважинах, дебиты газа изменяются от 15,2 до 149,64 тыс. м^3/сут, конденсата до 17,63 м^3/сут (скв. 133, штуцер 10 мм). Содержание стабильного конденсата 177,1 г/м^3. ГВК принят на а.о. −3046 м. Пластовое давление 45,7 МПа, температура +107 °С. Залежь пластовая, сводовая, литологически и тектонически экранированная, размеры 22,0×20,0 км, высота 149 м.

Эффективные газонасыщенные толщины составляют 2−10,5 м; $k_п$ = = 15 %; $k_{пр}$ = 0,5×10^{-15} м^2; $k_г$ = 70 %.

Южная газоконденсатная залежь пласта $Ю_6$ открыта в интервале с а.о. −2642...−2730 м и вскрыта четырьмя скважинами. Опробована в скважинах 114 и 116. Дебиты газа с конденсатом изменяются от 11,3 до 24,7 тыс. м^3/сут. Содержание стабильного конденсата 177,1 г/м^3. ГВК принят на а.о. −2730 м. Пластовое давление 42,9 МПа, температура +108 °С. Залежь пластовая, сводовая, литологически экранированная, размеры 12,0×10,0 км, высота 88 м.

Рис. 4.16. Структурная карта по кровле пласта $Ю_2$ Бованенковского месторождения:
1 − газонасыщенная часть пласта, *2* − водонасыщенная часть пласта, *3* − зона замещения коллекторов, *4* − изогипсы кровли продуктивного пласта, м, *5* − внешний контур газоносности, *6* − внутренний контур газоносности; *7* − разрывные нарушения, *8* − номер скважины (абсолютная отметка кровли пласта)

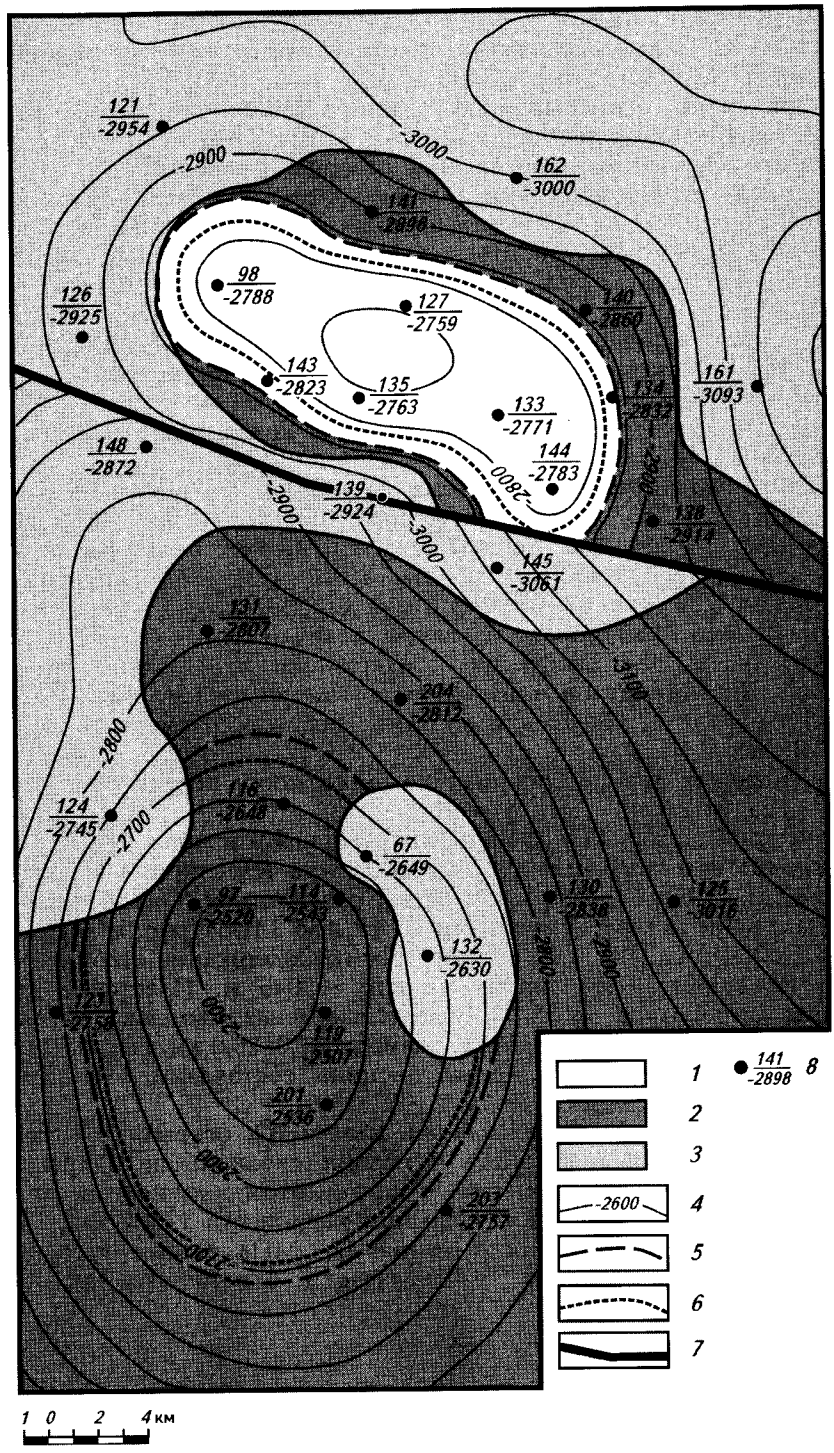


Рис. 4.17. Структурная карта по кровле пласта Ю$_3$ Бованенковского месторождения.
Усл. знаки см. на рис. 4.16

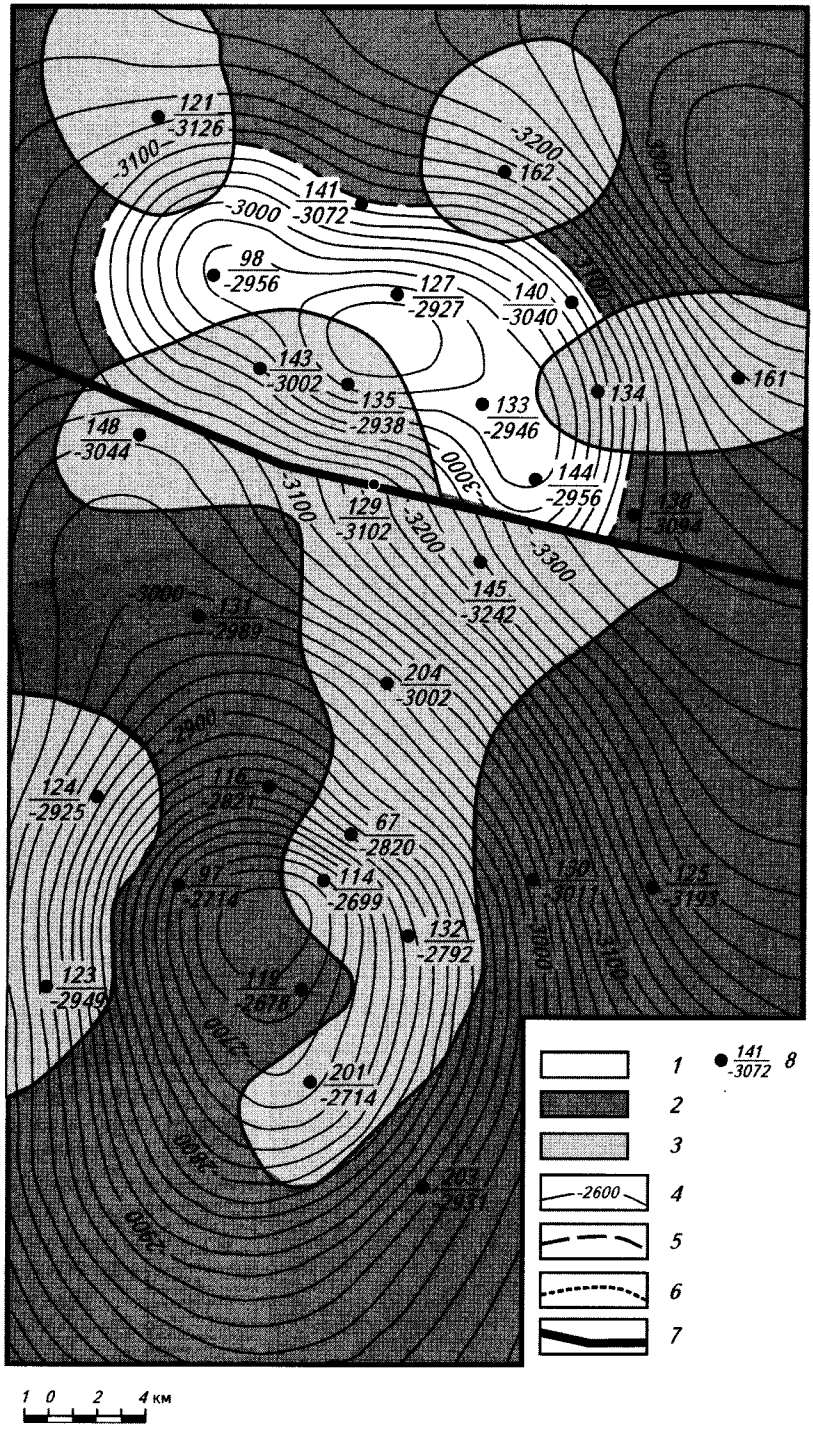


Рис. 4.18. Структурная карта по кровле пласта Ю$_7$ Бованенковского месторождения.
Усл. знаки см. на рис. 4.16

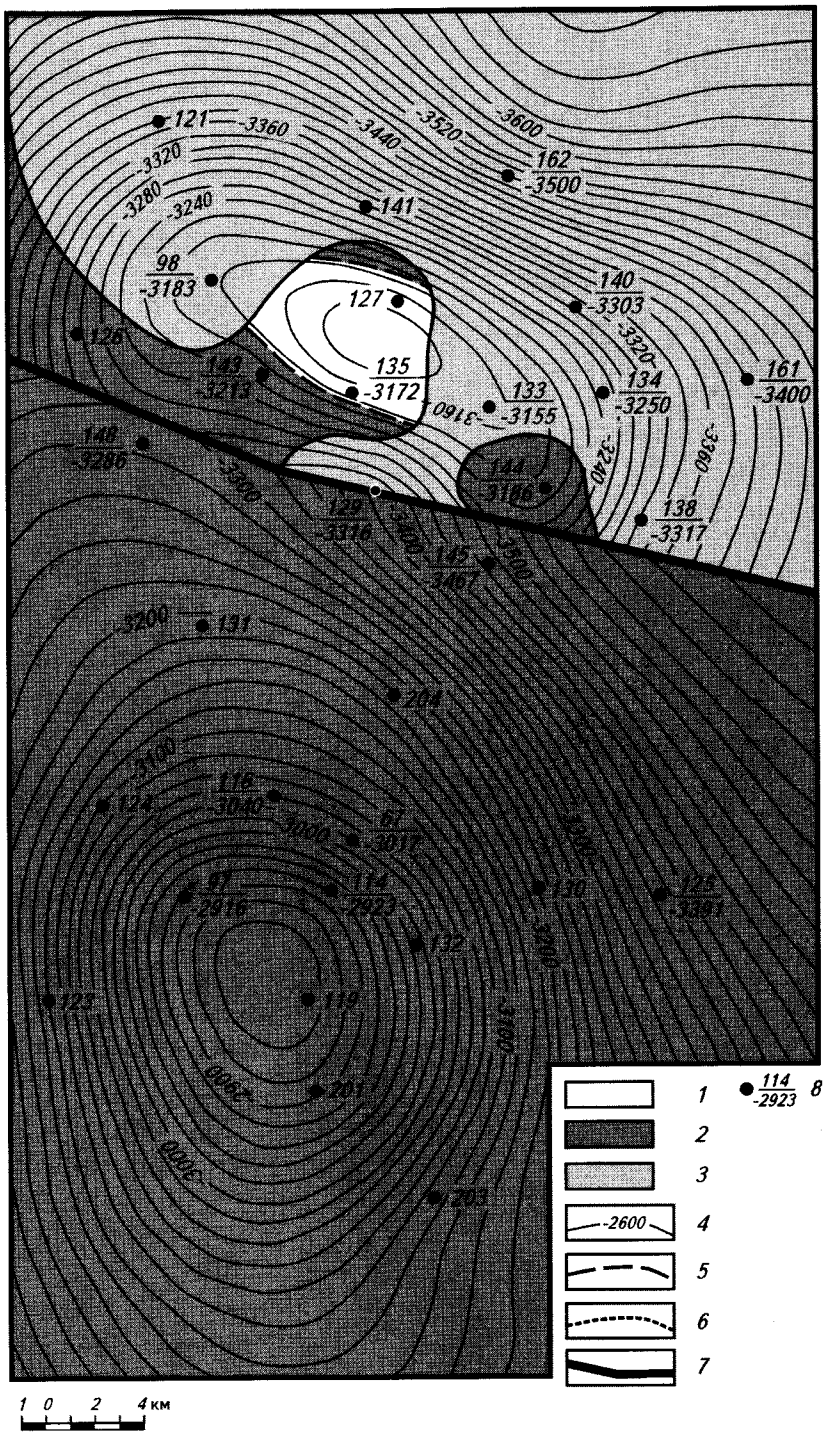


Рис. 4.19. Структурная карта по кровле пласта $Ю_{12}$ Бованенковского месторождения.
Усл. знаки см. на рис. 4.16

Эффективные газонасыщенные толщины коллекторов изменяются от 4,2 до 7 м.

Газоконденсатная залежь пласта $Ю_7$ (рис. 4.18) открыта в интервале с а.о. −2927...−3083 м в пределах северного свода структуры и вскрыта четырьмя скважинами. Опробована в трех скважинах, дебиты газа изменяются в интервале от 52,22 до 149,64 тыс. м^3/сут, конденсата − до 43,8 м^3/сут. Содержание стабильного конденсата 177,1 г/м^3. ГВК принят на а.о. −3083 м. Пластовое давление 47,2 МПа, температура +107 °С. Залежь пластовая, сводовая, литологически экранированная, размеры 20,0×6,0 км, высота 156 м.

Эффективные газонасыщенные толщины коллекторов изменяются от 6 до 24 м; $k_п$ = 15 %; $k_{пр} = 0{,}5\times10^{-15}$ м^2; $k_г$ = 70 %.

В пласте $Ю_{10}$ выявлены две залежи: северная и южная.

Северная газоконденсатная залежь пласта $Ю_{10}$ открыта в интервале с а.о. −3105...−3200 м и вскрыта скв. 144. Дебит газа составил 111,01 тыс. м^3/сут на 12-мм диафрагме, конденсата 41 м^3/сут на 8-мм штуцере. Содержание стабильного конденсата 255,5 г/м^3. ГВК принят на а.о. −3200 м. Пластовое давление 49,2 МПа, температура +115 °С. Залежь пластовая, литологически и тектонически экранированная, размеры 4,0×4,0 км, высота 95 м.

Эффективные газонасыщенные толщины до 12 м; $k_п$ = 15 %; $k_{пр} = 0{,}5\times10^{-15}$ м^2; $k_г$ = 70 %.

Южная газоконденсатная залежь пласта $Ю_{10}$ открыта в интервале с а.о. −2828...−2863 м и вскрыта двумя скважинами. Залежь опробована в одной скважине, дебит газа с конденсатом составил 4,2 тыс. м^3/сут. Содержание стабильного конденсата 255,5 г/м^3. ГВК принят на а.о. −2863 м. Пластовое давление не замерено, температура +112 °С. Залежь пластовая, сводовая, литологически экранированная, размеры 10,0×7,0 км, высота 35 м.

Газоконденсатная залежь пласта $Ю_{12}$ (рис. 4.19) открыта в интервале с а.о. −3172...−3180 м на северном своде структуры и вскрыта в скв. 135. При опробовании дебит газа составил 76,9 тыс. м^3/сут на 12,1-мм диафрагме, конденсата 14,57 м^3/сут на 12-мм штуцере. Содержание стабильного конденсата 121 г/м^3. ГВК принят на а.о. −3180 м. Пластовое давление 49,1 МПа, температура +110 °С. Залежь пластовая, литологически экранированная, размеры 8,0×8,0 км, высота 8 м.

Палеозойские отложения на месторождении опробованы в скв. 67, 97, 114, 201 и 203 в пределах южного купола структуры.

В скв. 67 палеозойские отложения вскрыты на а.о. −3350 м. При забое 3423 м (а.о. −3410 м) произошло геологическое осложнение: начался перелив глинистого раствора, затем пластовой воды. При отработки скважины на отвод были определены дебит пластовой воды − 60 м^3/сут, температура − +96−+100 °С, газовый фактор 2,1 м^3/м^3, дебит выделяющегося газа визуально около 3 тыс. м^3/сут.

В скв. 97 при опробовании интервалов с а.о. −3242...−3263, −3280...−3288, −3422...−3428 м получено слабое выделение газа дебитом около 0,5 тыс. м^3/сут на 2-мм диафрагме. Пластовая температура +120 °С.

В скв. 114 из интервала с а.о. −3346,5...−3357,5 м притока пластового флюида не получено. Температура на глубине с а.о. −3345,5 м составила +125 °С.

В скв. 201 из интервала 3425−3443 м получен приток газа с пластовой водой и нефтью. На диафрагме 10,2 мм и штуцере 8 мм дебит газа сепара-

ции составил 16,19 тыс. $м^3$/сут, нефти 1,152 $м^3$/сут, воды 128,45 $м^3$/сут. Температура на глубине 3250 м составила +126 °С. Ожидаемое пластовое давление около 58,8 МПа.

В скв. 203 из интервала 3460—3468 м получен фонтанирующий приток пластовой воды с газом и запахом сероводорода. На штуцере 8 мм и диафрагме 10 мм дебит воды составил 645,13 $м^3$/сут, газа сепарации 9,83 тыс. $м^3$/сут. Пластовое давление, замеренное на глубине 3400 м, равно 58,4 МПа, температура +134 °С. При опробовании интервала 3396—3405 м получен малодебитный приток нефти с конденсатом дебитом 0,4 $м^3$/сут. Температура на глубине 3400 м +129 °С.

С 1988 г. начата подготовка месторождения к вводу в промышленную разработку. Ведется эксплуатационное бурение на газовые залежи, находящиеся в верхней части разреза. Всего пробурено 37 скважин.

4.1.4. НОВОПОРТОВСКОЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение занимает особое место среди других месторождений севера Западной Сибири прежде всего в силу весьма сложного геологического строения разреза и характера нефтегазоносности. Месторождение открыто в 1964 г. и расположено на юго-востоке полуострова Ямал в 30 км северо-западнее пос. Новый Порт и Обской губы Карского моря. Оно приурочено к одноименному поднятию, осложняющему Новопортовский вал в юго-восточной части Южно-Ямальского мегавала. По ОГ А (поверхность фундамента) поднятие оконтуривается изогипсой −2900 м и имеет амплитуду 250 м. Углы падения на крыльях составляют 1°30′ −2°. По ОГ Б (верхняя юра) структура оконтуривается изогипсой −2400 м и имеет амплитуду более 300 м. По кровле горизонта $Ю_{2-3}$ тюменской свиты по данным бурения поднятие имеет валообразную форму, вытянутую в северо-западном направлении. Сводовая часть поднятия осложнена тремя куполами. Наиболее приподнят центральный купол (скв. 122—140). Северный (скв. 123—129) и южный (скв. 77—15) купола соответственно ниже на 15 и 50 м. Поднятие оконтуривается изогипсой −2100 м и имеет максимальную амплитуду 212 м. Угол падения западного крыла изменяется в пределах от 2°10′ до 3°15′, восточного — от 2° до 2°40′. Северная периклиналь пологая (1°12′) по сравнению с южной (около 3°). Глубина прогиба между куполами окончательно не выяснена. По кровле вышележащих пластов поднятие сохраняет свою форму, но отчетливо выражен южный купол. По кровле пласта $ТП_1$ в сводовой части выделяются четыре купола, из них наиболее высокое положение занимает купол в районе скв. 85. По кровле сеномана происходят изменения структурного плана. Полностью сохраняется сводовая часть в расширенном виде. Центральный и северный купола представляют северное погружение.

В геологическом строении месторождения принимают участие в различной степени дислоцированные метаморфические и осадочные терригенные и карбонатные породы доюрского фундамента и песчано-глинистые, а также терригенно-кремнистые образования осадочного чехла юрско-мелового и кайнозойского возраста. Мощность чехла изменяется от 2500 м в осевой части Новопортовского вала до 3000—3600 м на западном погружении. К востоку и юго-востоку от Новопортовской структуры фунда-

мент ступенчато по разломам погружается на глубину до 5000 м и более (рис. 4.20).

По данным сейсморазведочных работ на месторождении установлены тектонические нарушения субмеридиального и северо-западного простирания. Все они прослежены фрагментарно (см. рис. 4.20). Амплитуды их в разрезе различные и соизмеримы с толщинами глинистых экранов. Простирание нарушений по результатам одних и тех же сейсмических исследований интерпретируется по-разному, поэтому их достоверность в интервале продуктивных толщ (новопортовская, тюменская свита) вызывает определенное сомнение. Наличие предполагаемых тектонических нарушений подтверждается и данными бурения. Однако протрассировать их по площади пока не представляется возможным.

В настоящее время на месторождении и прилегающей зоне пробурено 145 скважин. Вскрыт разрез платформенного чехла и палеозойского фундамента. В разрезе месторождения установлена нефтегазоносность в интервале глубин 470—3000 м от сеномана до палеозоя. Наибольшее количество залежей установлено в пределах южной периклинали и южного купола. Далее в северном направлении новопортовская толща выклинивается и количество залежей уменьшается (табл. 4.7).

Газовая залежь пласта ПК$_1$ открыта в интервале с а.о. —412...—435 м. Опробование проведено в трех скважинах, одна из которых оказалась продуктивной. Приток газа, полученный в скв. 46 из интервала с а.о. —420...—424 м, составил 64,7 тыс. м^3/сут на 10-мм диафрагме. В скв. 57 и 88 притоков не получено. ГВК по данным ГИС и опробования принят на средней абсолютной отметке —435 м. Залежь пластово-массивная, размеры 17,5××7,8 км, высота 23 м. Пластовое давление 4,36 МПа, температура не замерялась.

Общая толщина пласта изменяется от 14 до 29 м, эффективная газонасыщенная — от 2,8 до 9,6 м. Коэффициент пористости пород-коллекторов в среднем составляет 23 %, коэффициент газонасыщенности — 50 %. Литологически пласт неоднороден и представлен чередованием песчаников, крупнозернистых алевролитов и глинистых прослоев.

Покрышкой служат глинистые отложения кузнецовской свиты верхнего мела мощностью 33—38 м.

Газовая залежь пласта ХМ$_1$ открыта в интервале с а.о. —832...—855 м. Пласт опробован в восьми скважинах, из которых шесть оказались продуктивными. Притоки газа в скв. 46, 88, 129, 145, 172 из интервала с а.о. —839...—853 м составили 91,6—181,0 тыс. м^3/сут на 12-мм диафрагме. В скв. 49 из интервала с а.о. —851...—858 м приток газа составил 24,0 тыс. м^3/сут на диафрагме 7 мм. В скв. 108 из интервала а.о. —850...—854 м получен совместный приток нефти с водой. Дебит нефти составил 0,1 м^3/сут, воды 43 м^3/сут. В скв. 140 из интервала с а.о. —853,5...—856,5 м получена пластовая вода дебитом 20,2 м^3/сут при динамическом уровне 355 м. Положение ГВК в западной части и на юге принято на а.о. —850 м, на восточном погружении —855 м. Не исключается наличие нефтяной оторочки. Залежь пластовая, сводовая, размеры 13×7 км, высота 23 м. Пластовое давление 8,84 МПа, температура +25,2 °С.

Общая толщина пласта изменяется от 7 до 10 м, эффективная газонасыщенная — от 4,8 до 6,8 м. $k_п$ коллекторов в среднем составляет 25 %; $k_г$ = 70 %. Литологически пласт неоднороден, проницаемые прослои чередуются с непроницаемыми разностями.

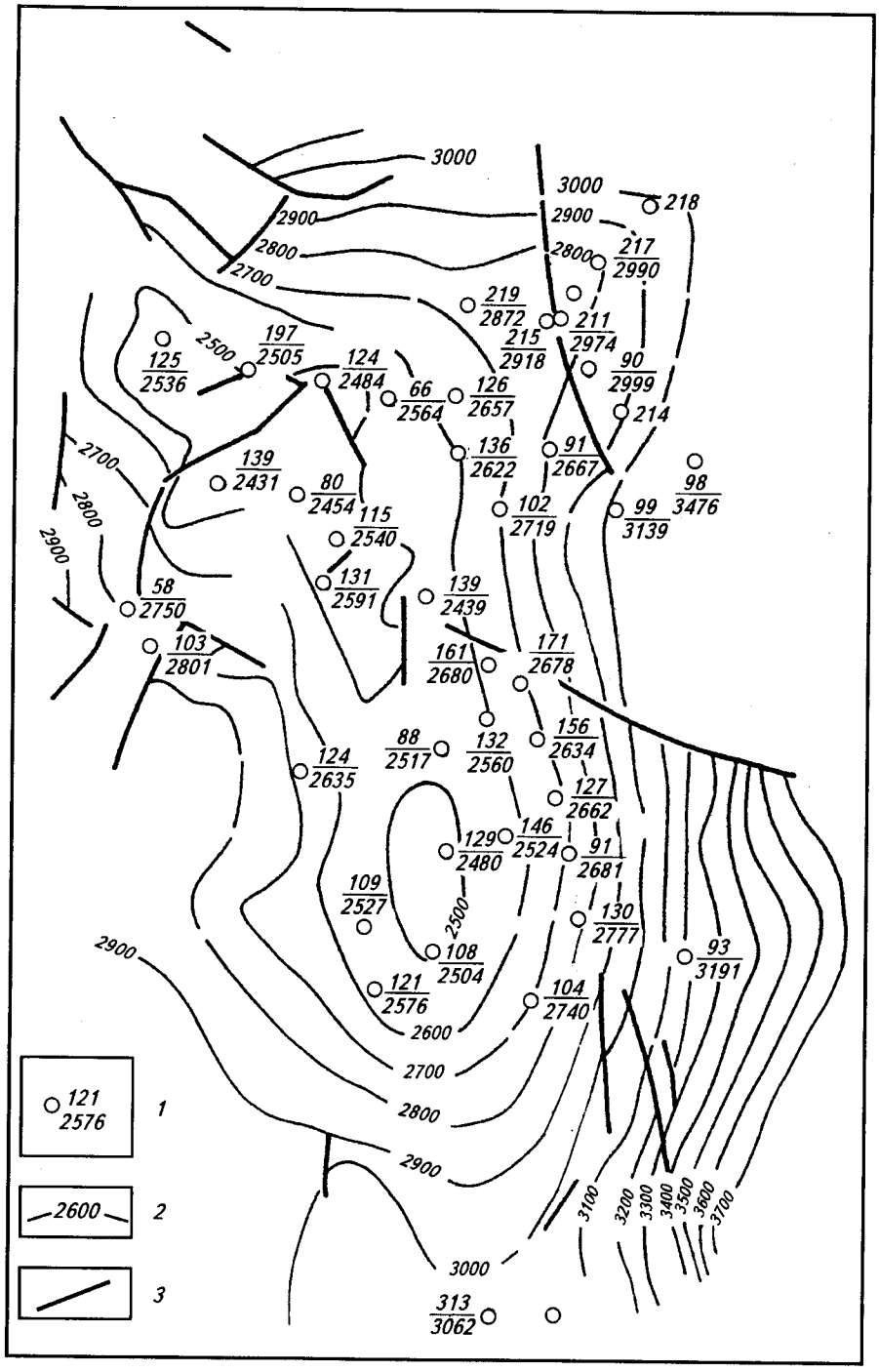


Рис. 4.20. Карта по отражающему горизонту T_4 Новопортовского месторождения:
1 — номер скважина/абсолютная отметка кровли пласта; *2* — изогипсы, м; *3* — тектонические нарушения

Таблица 4.7

Характеристика нефтегазоносности Новопортовского месторождения

Индекс пласта	Тип залежи	Интервал залегания а.о., м	ГВК, ГНК, ВНК, а.о., м	Длина, км	Ширина, км	Высота, м	Дебиты, тыс. $м^3$/сут, $м^3$/сут	Содержание стабильного конденсата, г/$м^3$	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С
$ПК_1$	Газовая	412–435	435	17,5	7,8	23	64,7	–	4,36	Не замер.
$ХМ_1$	Газовая	832–855	850–855	13,0	7,0	23	24,0–181,0	–	8,84	+25,2
$ТП_1$	Газонефтяная	920–950	939, 944–950	16,2	6,5	30	Г–до 194,0 Н–до 21,27	–	9,69	+27
$НП_1$ сев.	Газоконденсатная	1754–1819	1819	7,2	4,5	65	Г–до 199,8	44,77	17,9–18,7	+51–+58
$НП_1$ южн.	Газоконденсатно-нефтяная	1715–1855	1843, 1855	19,3	14,0	140	Г–до 382,9 Н–до 6,0	44,77	18,27	+56
$НП_{2-3}$	Газоконденсатно-нефтяная	1757–1882	1825, 1855–1882	33	13	125	Г–24,1–706 Н–3,6–73,5	44,3	17,8–19,4	+53–+60
$НП_4$	Газоконденсатно-нефтяная	1766–1870	1820–1840, 1870	24,0	12,0	104	Г–до 348,1 Н–6,0–147,1	55,07	18,15–19,27	+55–+61
$НП_{5-6}$	Газоконденсатно-нефтяная	1823–1875	1845, 1858–1875	14,2	6,8	52	Г–66,8–264,2 Н–1,6–82,0	52,79	19,2	+55–+62
$НП_7$	Газоконденсатно-нефтяная	1846–1870	1858, 1870	9,0	7,0	24	Г–до 65,0 Н–до 30,9	–	19,8	+57–+61
$НП_8$ южн.	Газоконденсатно-нефтяная	1869–1894	1882, 1891–1894	7,0	4,8	25	Г–136,6 Н–до 32,4	–	18,7–19,0	+54–+63
$НП_8$ сев.	Газоконденсатно-нефтяная	1838–1918	1882, 1918	4,5	4,0	80	Г–до 180,9 Н–до 3,4	–	–	–
$НП_9$	Газоконденсатно-нефтяная	1905–1968	1915, 1968	11,0	10,0	63	Г–4,5 Н–39,4	58,89	19,2	+55–+60
$НП_{10}$	Газоконденсатно-нефтяная	1893–1983	1936–1941, 1974–1983	8,5	7,0	90	Г–до 237 Н–5,6–43,2	58,89	19,9	+58–+64
$НП_{11}$	Газоконденсатно-нефтяная	1947–1982	1953, 1982	3,7	3,90	35	Г–80,84 Н–13,4–14,3	–	Не опр.	Не опр.
$НП_{12}$	Газоконденсатная	2017–2055	2041–2055	6,5	2,5	38	10,3	–	Не замер.	Не замер.
$Ю_{2-1}$ сев.	Газоконденсатная	Не опр.	Не опр.	3,5	2,5	Не опр.	19,9	43,4	Не опр.	Не опр.
$Ю_{2-1}$ центр.	Газоконденсатно-нефтяная	1950–2030	1990, 2030	13,5	6,5	80	Г–42,6–117,0 Н–до 5,4	43,4	19,76	+65
$Ю_{2-1}$ перикл.	Нефтяная	1980–2030	2030	3,3	1,6	50	3,6	–	Не опр.	Не опр.
$Ю_{2-2}$ сев.	Газоконденсатная	1910–1990	1990	7,0	5,5	80	19,9	43,4	Не опр.	Не опр.

Продолжение табл. 4.7

Индекс пласта	Тип залежи	Интервал залегания а.о., м	ГВК, ГНК, ВНК, а.о., м	Длина, км	Ширина, км	Высота, м	Дебиты, тыс. $м^3$/сут, $м^3$/сут	Содержание стабильного конденсата, $г/м^3$	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С
$Ю_{2-2}$ центр.	Газоконденсатно-нефтяная	1902–2030	1990–2005, 2030	18,0	8,0	128	Г–26,9–150,0 Н–1,8–24,4	–	Не опр.	Не опр.
$Ю_{2-2}$ перикл.	Нефтяная	1973–2038	2038	7,0	6,0	65	2,2–5,0	–	Не опр.	Не опр.
$Ю_3$	Газоконденсатно-нефтяная	1914–2065	1980–1990, 2005–2065	23,0	7,5	104–116	Г–до 281,2 Н–3,6–58,2	–	19,76	+65
$Ю_4$ сев.	Газоконденсатно-нефтяная	1939–2036	1990–2000, 2030–2036	20,0	6,5	97	Г–30,0–246,6 Н–1,2–158,9	153	Не опр.	Не опр.
$Ю_4$ южн.	Нефтяная	1982–2035	2030–20357,5	7,5	7,5	53	0,9–22,6	–	Не опр.	Не опр.
$Ю_5$	Газоконденсатно-нефтяная	1972–2042	2000, 2040–2042	210	6,5	32–68	Г– не опр. Н–0,9	–	Не опр.	Не опр.
Нижнеюрская	Газоконденсатная	2431–2615	2615	10,5	7,7	184	26,7–138,8	–	25,5	+79
Палеозой вост.	Газоконденсатная	2620–2940	2940	11,0	6,5	320	20,7–379,1	43,5	26,93	+77
Палеозой сев.	Газоконденсатная	Не опр.	2500	–	–	–	145,2	435	26,9	+80

Покрышкой служат глинистые отложения марресалинской свиты верхнего мела мощностью 24—56 м.

Газонефтяная залежь пласта ТП$_1$ (рис. 4.21) открыта в интервале с а.о. —920...—950 м. Пласт опробован в 13 скважинах. В скв. 88 из интервала с а.о. —935...—946 м получен приток нефти с газом. Дебит нефти составил 21,27 м^3/сут, газа 39,1 тыс. м^3/сут на 8-мм диафрагме. В скв. 120 из интервала с а.о. —944,2...—950,2 м получен приток нефти дебитом 6,07 м^3/сут при динамическом уровне 320 м. В скв. 46 и 172 получены притоки газа дебитами 122,4 и 194,0 тыс. м^3/сут на диафрагмах 8,92 и 114 мм соответственно. Пять скважин (47, 61, 122, 128, 140), начиная с абсолютной отметки —931,2 м, дали притоки воды. По комплексу данных ГИС и опробования ГНК принят на а.о. —939 м, ВНК — от —944 до —950 м. Залежь пластовая, сводовая. Нефтяная оторочка подстилающего типа. Размеры 16,2×6,5 км, высота 30 м (в нефтяной части до 11 м). Пластовое давление 9,69 МПа, температура +27 °С.

Общая толщина пласта колеблется от 17 до 44 м, эффективная газонасыщенная — от 1 до 8,8 м, эффективная нефтенасыщенная — от 0,8 до 10,4 м. Открытая пористость коллекторов 20—27 %, газонефтенасыщенность 60 %. Покрышкой служат глинистые отложения яронгской свиты мощностью 84—100 м.

В пласте НП$_1$ открыты две залежи: северная и южная, которые разделяются зоной литологического замещения в районе скв. 50, 52, 63, 122, 140, 160, 161, 175, 179.

Северная газоконденсатная залежь пласта НП$_1$ открыта в интервале с а.о. —1754...—1819 м. Опробована в пяти скважинах. В скв. 115, 131 и 143 получены безводные притоки газа дебитом до 76,6 тыс. м^3/сут на 8-мм диафрагме (скв. 115). Самые низкие абсолютные отметки из которых получен безводный приток газа, — это —1819 м (скв. 143) и —1815 м (скв. 115). В скв. 59 из интервала с а.о. —1760...—1765 м получен приток газа с небольшим количеством воды. Дебит газа составил 199,8 тыс. м^3/сут, воды 0,53 м^3/сут на диафрагме 15,9 мм. Содержание стабильного конденсата — 44,77 г/м^3. При опробовании скв. 178 в интервале с а.о. —1838...—1844 м был получен приток нефти дебитом 0,6 м^3/сут при динамической уровне 1076 м. ГВК залежи условно принимается на а.о. — 1819 м. Залежь пластовая, сводовая, литологически экранированная, размеры 7,2×4,5 км, высота 65 м. Пластовое давление 17,9—18,7 МПа, температура +51—+58 °С.

Эффективная газонасыщенная толщина пласта изменяется от 1 до 14,4 м; $k_п$ коллекторов 22 %; $k_{пр} = 33{,}5\times10^{-15}$ м^2; $k_г$ = 60 %.

Южная газоконденсатно-нефтяная залежь пласта НП$_1$ открыта в интервале с а.о. —1714...—1855 м. Опробована в 14 скважинах. В девяти скважинах получены безводные притоки газа дебитами до 382,9 тыс. м^3/сут на 12-мм диафрагме (скв. 77). Самая низкая отметка, с которой получен газ —1845 м (скв. 55). Содержание стабильного конденсата 44,77 г/м^3. В то же время в скв. 112 из интервала с а.о. —1841...—1846 м получен приток нефти дебитом 6,0 м^3/сут при динамическом уровне 792 м, а в скв. 101 нефть получена из интервала с а.о. —1842...—1853 м. ГНК принят на а.о. —1843 м, ВНК на а.о. —1855 м. Залежь литологически экранированная, размеры 19,3×14,0 км, высота 140 м. Пластовое давление 18,27 МПа, температура +56 °С.

Эффективная газонасыщенная толщина пласта изменяется от 1,4 (скв. 153) до 16,4 (скв. 165).

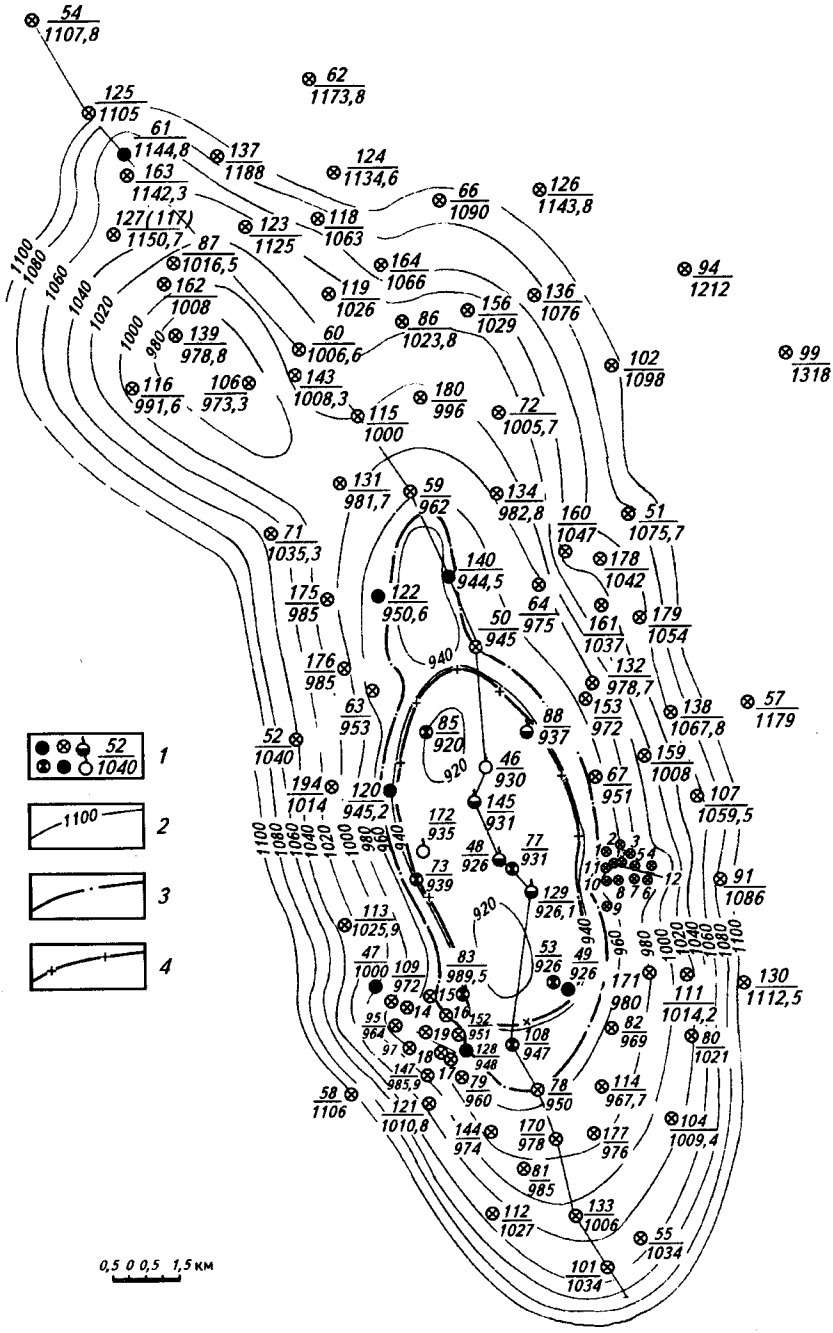


Рис. 4.21. Структурная карта по кровле пласта ТП$_1$ Новопортовского месторождения (Тюмень, 1994 г.):

1 — поисково-разведочные скважины (в числителе — номер скважины, в знаменателе — абсолютная отметка кровли пласта); *2* — изогипсы, м; *3* — граница водонефтяного контакта; *4* — граница газонефтяного контакта

Газоконденсатно-нефтяная залежь пласта НП$_{2-3}$ открыта в интервале с а.о. −1757...−1882 м. При опробовании в 25 скважинах получены притоки нефти, дебит которых изменяется от 3,6 до 73,5 м^3/сут. Фонтаны газоконденсатной смеси получены в 31 скважине. Дебиты газа изменяются от 24,1 (скв. 86, диафрагма 10 мм) до 706 тыс. м^3/сут (скв. 132, диафрагма 10 мм). Содержание стабильного конденсата 44,3 г/м^3. По большинству опробованных скважин ГНК устанавливается на а.о. −1815 м. Этой отметке противоречат данные опробования скв. 80 и 111. В первой из интервала с а.о. −1842...−1851 м получен смешанный приток газа, нефти и воды. Во второй безводный газ получен в интервале с а.о. −1828...−1832 м. В скв. 177 безводный газ получен до а.о. −1818 м. В скв. 159 из интервала с а.о. −1826...−1831 м получен газ с нефтью, а чистая нефть получена с а.о. −1834 м. Среднее значение ГНК составляет −1825 м. Однако его следует рассматривать как весьма условное. Вопрос положения уровня ГНК остается открытым. ВНК на северо-западе структуры (скв. 106) − на а.о. −1860 м, на западе − на а.о. −1868 м, на северо-востоке (скв. 72) − на а.о. −1855 м, на юге (скв. 104) − на а.о. −1858 м. В скв. 178 ВНК на а.о. −1882 м. В целом, поверхность ВНК имеет очень сложную форму. Самое вероятное объяснение: существование блочных (тектонически экранированных) флюидодинамически не сообщающихся залежей УВ. Принято, что залежь − пластово-сводовая, литологически экранированная на южной и северо-западной периклиналях, размеры 33×13 км, высота 125 м, из них до 55 м − нефтяная оторочка. Пластовое давление 17,8−19,4 МПа, температура +53−+60 °С.

Эффективная газонасыщенная толщина горизонта изменяется от 0 до 24,8 м, нефтенасыщенная − от 0 до 27 м; $k_п$ пород-коллекторов в среднем составляет 20 %; $k_{пр} = 21{,}5\times10^{-15}$ м^2; $k_г = 57$ %.

Газоконденсатно-нефтяная залежь пласта НП$_4$ (рис. 4.22) открыта в интервале с а.о. −1766...−1870 м. Опробована в 43 скважинах. Дебиты газа достигают 348,1 тыс. м^3/сут на 12,8-мм диафрагме (скв. 85), дебиты нефти изменяются от 6,0 (скв. 160, динамический уровень 870 м) до 147,1 м^3/сут (скв. 85, диафрагма 8 мм). Содержание стабильного конденсата 55,07 г/м^3. Самые низкие абсолютные отметки, из которых получен чистый газ, следующие: в скв. 133 −1840 м, в скв. 50 −1830 м, в скв. 67 −1825 м, в скв. 114 −1823 м, в скв. 177 −1936 м. В то же время в скв. 59 из интервала с а.о. −1825...−1833 м получена нефть дебитом 23,6 м^3/сут при динамическом уровне 1503 м. В скв. 144 в интервале с а.о. −1834...−1837 м получен приток нефти дебитом 8,1 м^3/сут при динамическом уровне 1057 м. В скв. 85, 111, 128, 132 получены смешанные притоки газа с нефтью в интервале с а.о. −1820...−1854 м. ГНК на севере структуры принят на а.о. −1820 м, на юге −1840 м. На востоке в районе скв. 111 ГНК составляет −1850 м. ВНК в целом по залежи принят на а.о. −1870 м. Залежь пластово-сводовая, с севера и юга − литологически экранированная, размеры 24×12 км, высота 104 м. Пластовое давление 18,15−19,27 МПа, пластовая температура − +55−+61 °С.

Общая толщина пласта изменяется от 2,8 до 47,2 м, эффективная газонасыщенная достигает 18,6 м, нефтенасыщенная − также 18,6 м. В северном и южном направлениях наблюдается уменьшение эффективных толщин. В северо-западной части (район скв. 115, 164, 180 и др.) отмечается зона глинизации; $k_п$ пород-коллекторов в среднем составляет 20 %; $k_{пр} = 47{,}4\times10^{-15}$ м^2; $k_г = 57$ %.

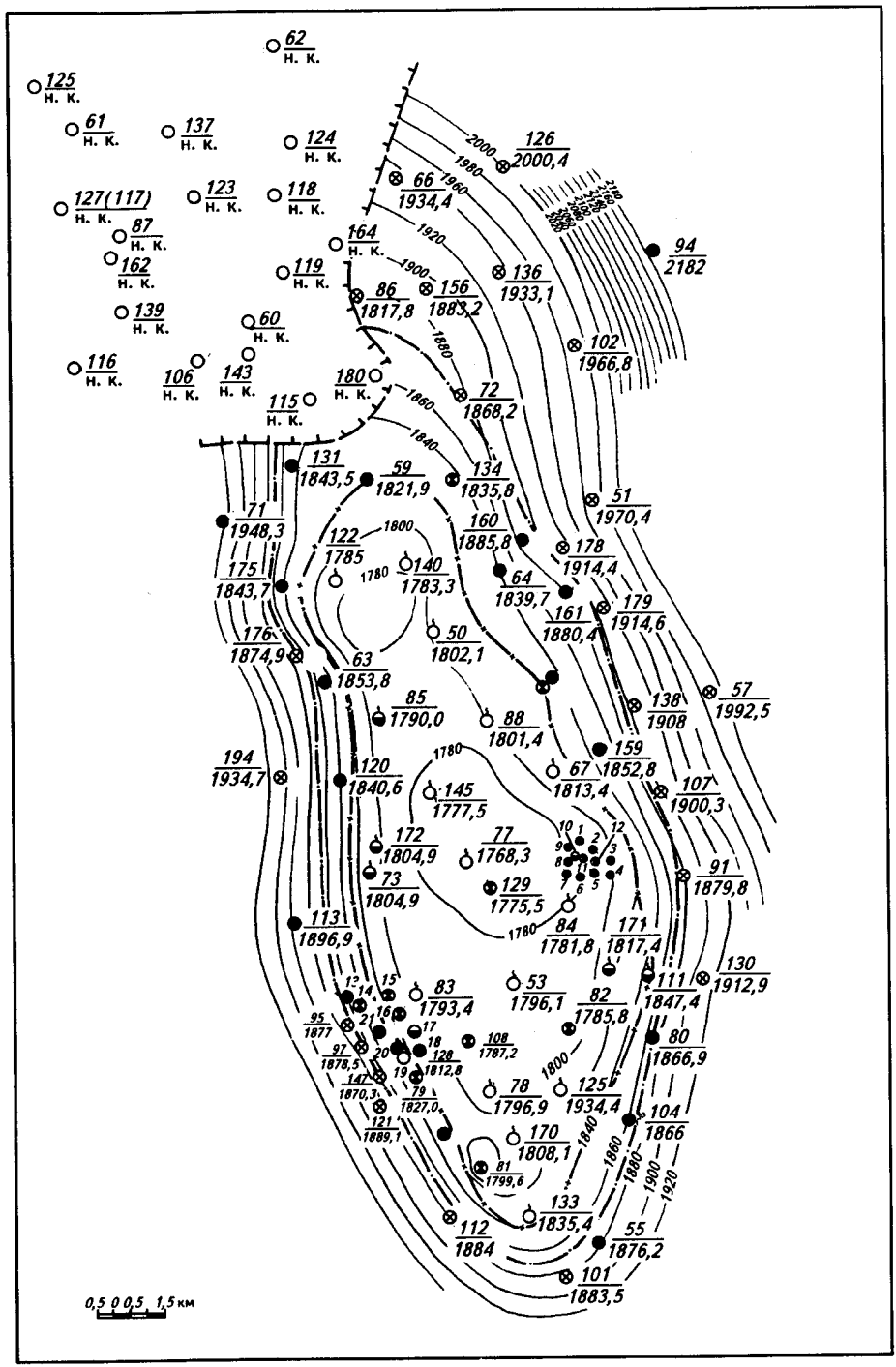


Рис. 4.22. Структурная карта по кровле пласта НП$_4$ Новопортовского месторождения (Тюмень, 1992 г.).

Усл. знаки см. на рис. 4.21

Газоконденсатно-нефтяная залежь пласта НП$_{5-6}$ открыта в интервале с а.о. −1823...−1875 м на южной периклинали поднятия. Опробована в 14 скважинах. Дебиты газа при опробовании изменяются в пределах от 66,8 (скв. 172, диафрагма 10,0 мм) до 264,2 тыс. м^3/сут (скв. 129, диафрагма 16,0 мм), нефти — от 1,6 (скв. 129, диафрагма 16,0 мм) до 82,0 м^3/сут (скв. 83, диафрагма 16,0 мм). Содержание стабильного конденсата 52,79 г/м^3. Притоки пластовой воды получены в семи скважинах из интервалов с абсолютными отметками от −1852 м (скв. 146) до −1875 м (скв. 133). В северной части опробование этого пласта не проводилось. На западе (скв. 73) вода получена с а.о. −1872 м; на юго-западе (скв. 144) — с а.о. −1867 м, на юге (скв. 177) — с а.о. −1860 м. Безводный газ получен в скв. 53 до а.о. −1854 м. ГНК условно принимается на а.о. −1845 м (этому значению противоречат результаты испытания скв. 146, где чистая нефть получена из интервала с а.о. −1838...−1848 м). ВНК принимается в интервале абсолютных отметок −1858...−1875 м. Залежь пластово-сводовая, литологически экранированная, размеры 14,2×6,8 км, высота 52 м. Пластовое давление 19,2 МПа, пластовая температура −+55−+62 °С.

Эффективные газонасыщенные толщины коллекторов изменяются от 2,6 до 18,4 м; нефтенасыщенные — от 0,8 до 19,2 м; $k_п$ коллекторов в среднем равен 20 %; $k_{пр} = 25{,}6\times10^{-15}$ м^2; $k_г = 50$ %.

Газоконденсатно-нефтяная залежь пласта НП$_7$ открыта в интервале с а.о. −1846...−1870 м на южной периклинали поднятия. Севернее скв. 83, 53, 91 пласт глинизируется. В районе скв. 147 выделяется небольшая зона замещения коллектора. Залежь опробована в пяти скважинах. В скв. 78 получен приток газа, нефти и воды. Дебит газа составил 65,0 тыс. м^3/сут, нефти 16,4 м^3/сут и воды 17,6 м^3/сут на диафрагме 53 мм. В скв. 83 получен приток газа с нефтью. Дебит газа 28,6 тыс. м^3/сут, нефти 30,9 м^3/сут на 6-мм диафрагме. В скв. 128 и 170 получены совместные притоки нефти (дебит 1,5−3,9 м^3/сут) и воды; в скв. 144 с а.о. −1881 м получена пластовая вода. ГНК залежи условно принимается на а.о. −1858 м, ВНК — на а.о. −1870 м. Залежь пластово-сводовая, литологически экранированная, размеры 9×7 км, высота 24 м, нефтяной оторочки 12 м. Нефтяная оторочка неполнокольцевая, имеет ширину 1−4,4 км. Пластовое давление 19,8 МПа, пластовая температура −+57−+61 °С.

Общая толщина пласта достигает 28,8 м, эффективная 20 м; $k_п$ пород-коллекторов составляет в среднем 20 %; $k_{пр} = 25{,}6\times10^{-15}$ м^2; $k_г = 50$ %.

В пласте НП$_8$ открыты две залежи: северная и южная.

Северная газоконденсатно-нефтяная залежь пласта НП$_8$ открыта в интервале с а.о. −1838...−1918 м на восточном погружении. Опробована в трех скважинах. Скв. 50 и 140 дали притоки газа дебитами 180,9 и 110,6 тыс. м^3/сут на 15-ти и 8-мм диафрагмах соответственно. В скв. 64 получен приток нефти дебитом 3,4 м^3/сут при динамическом уровне 1199 м. ГНК условно принят на а.о. −1882 м, ВНК на а.о. −1918 м. Залежь пластовая, литологически экранированная, размеры 4,5×4 км, высота 80 м, нефтяной части — 36 м. Нефтяная оторочка крыльевого типа шириной около 1,5 км.

Эффективные газонасыщенные толщины в залежи достигают 3,5 м; нефтенасыщенные — 3 м.

Южная газоконденсатно-нефтяная залежь пласта НП$_8$ открыта в интервале с а.о. −1869...−1894 м. Опробована в двух скважинах. В скв. 78 в интервале с а.о. −1881...−1888 м получен совместный приток газа и нефти.

Дебит газа составил 136,6 тыс. $м^3$/сут, нефти 32,4 $м^3$/сут на 12-мм диафрагме. В скв. 128 из интервала с а.о. −1891−1896 м получен приток нефти с пластовой водой. Дебит нефти 7,6 $м^3$/сут, воды 10,2 $м^2$/сут при динамическом уровне 367 м. ГНК принят на а.о. −1882 м, ВНК на а.о. −1891... −1894 м. Залежь пластово-сводовая, литологически экранированная, размеры 7×4,8 км, высота 25 м, нефтяной оторочки − 12 м. Ширина нефтяной оторочки 0,2−1,5 км. Пластовое давление 18,7−19,0 МПа, температура − +54−+63 °С.

Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 3 до 7,6 м; эффективная нефтенасыщенная толщина по скважинам колеблется от 2 до 4,8 м; $k_п$ пород-коллекторов составляет в среднем 20 %; $k_{пр} = 17{,}2\times10^{-15}$ $м^2$; $k_г = 60$ %.

Газоконденсатно-нефтяная залежь пласта НП$_9$ (рис. 4.23) открыта в интервале с а.о. −1905...−1968 м на южном склоне поднятия. Опробована в скв. 146 в интервале с а.о. −1913...−1917 м, где получен газонефтяной фонтан. Дебит газа составил 4,5 тыс. $м^3$/сут, нефти 39,4 $м^3$/сут на 8-мм диафрагме. Содержание стабильного конденсата в газе составляет 58,89 г/$м^3$. В скв. 80, 111, 112, 133, начиная с абсолютной отметки −1956 м, получены притоки воды − иногда с пленкой нефти. Притоков безводной нефти не получено. ГНК и ВНК залежи условно приняты на а.о. −1915 и −1968 м соответственно. Залежь пластово-сводовая, литологически экранированная, размеры 11×10 км, высота 63 м, из которых 53 м −нефтяная оторочка. Пластовое давление 19,2 МПа, температура − +55−+60 °С.

Общая толщина пласта изменяется от 3,2 до 17,2 м, эффективная от 0,4 до 15,2 м. В районе скв. 148, 79, 177, 166, 91 проходит зона глинизации пласта; $k_п$ пород-коллекторов в среднем составляет 20 %; $k_{пр} = 17{,}2\times10^{-15}$ $м^2$; $k_г = 68$ %.

Газоконденсатно-нефтяная залежь пласта НП$_{10}$ (рис. 4.24) открыта в интервале с а.о. −1893...−1983 м на южной периклинали. Пласт опробован в 25 скважинах. В скв. 53, 83, 152 получены притоки газа до а.о. −1939 м дебитами до 237,0 тыс. $м^3$/сут на 19-мм диафрагме (скв. 53). В скв. 78, 82, 128, 149 в интервале абсолютных отметок −1939...−1960 м получены совместные притоки газа и нефти. Дебиты газа составили от 62,5 (скв. 149, диафрагма 12 мм) до 206,5 тыс. $м^3$/сут (скв. 78, диафрагма 12 мм), нефти от 18,4 (скв. 82) до 43,2 $м^3$/сут (скв. 149). Содержание стабильного конденсата 58,89 г/$м^3$. В скв. 79, 96, 114, 141, 144, 148, 171 в интервале с а.о. −1939... −1982 м получены притоки нефти дебитами от 5,6 (скв. 96, динамический уровень 609 м) до 22,6 $м^3$/сут (скв. 171, динамический уровень 617 м). В шести скважинах получены притоки воды с а.о. −1974 м. По комплексу данных ГИС и опробований ГНК принят на а.о. −1936...−1941 м; ВНК на −1974...−1983 м. Залежь пластово-сводовая, литологически экранированная, размеры 8,5×7 км, высота 90 м, в нефтяной части 44 м. Нефтяная оторочка неполнокольцевая шириной 1,2−4,2. Пластовое давление 19,9 МПа, температура − +58−+64 °С.

Общая толщина пласта достигает 48 м, эффективная от 27 м. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 0,4 до 12,2 м, нефтенасыщенная от 4,4 до 25,6 м; $k_п$ пород-коллекторов составляет 20 %; $k_{пр} = 17{,}2\times10^{-15}$ $м^2$; $k_г = 68$ %.

Газоконденсатно-нефтяная залежь пласта НП$_{11}$ открыта в интервале с а.о. −1947...−1982 м на южной периклинали. В районе скв. 78, 81, 114, 171 к западу и северу наблюдается глинизация пласта. Опробования выполне-

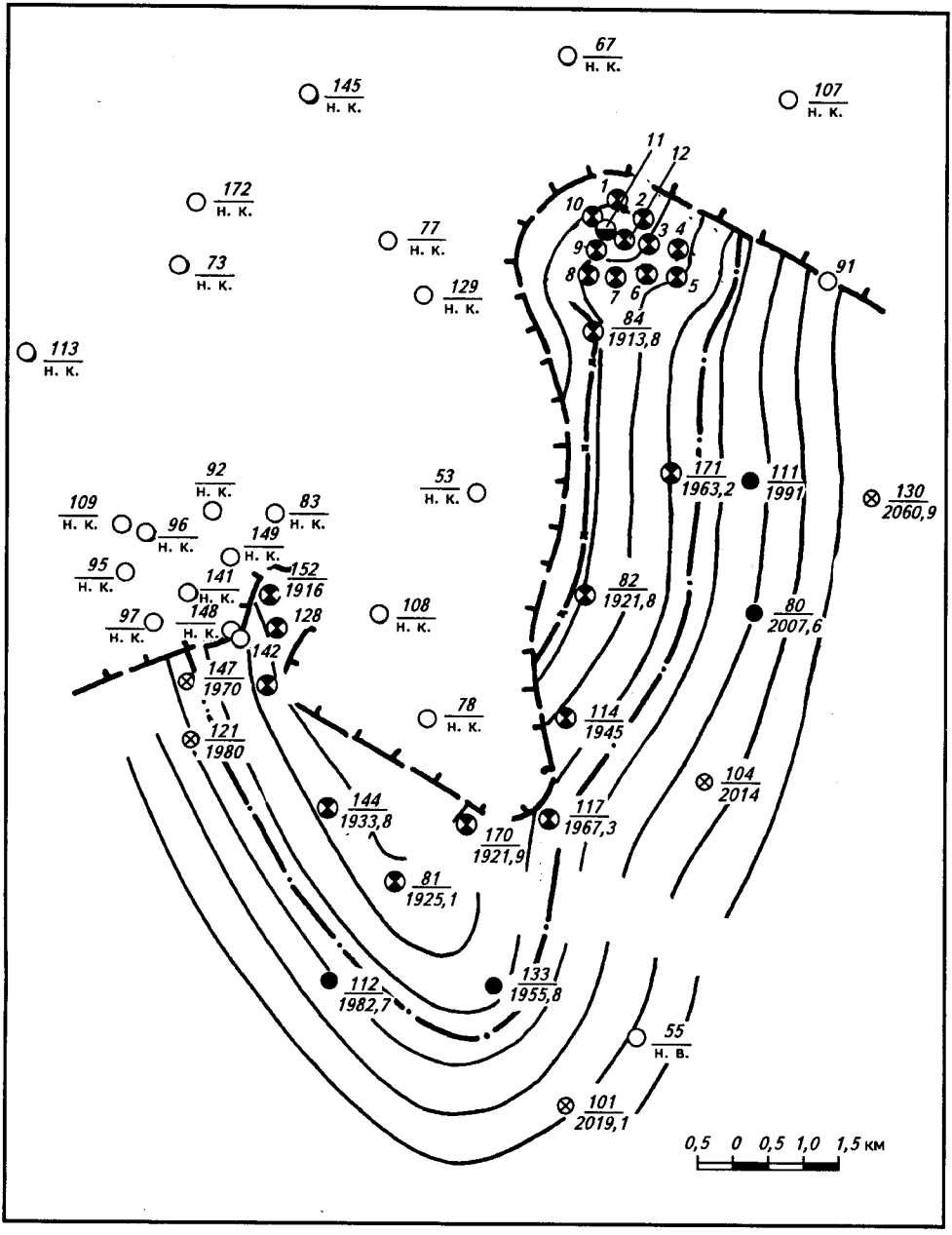


Рис. 4.23. Структурная карта по кровле пласта $НП_9$ Новопортовского месторождения (Тюмень, 1992 г.).
Усл. знаки см. на рис. 4.21

ны в скв. 78 и 170. В скв. 78 в интервале с а.о. −1950...−1956 м получен приток газа дебитом 80,84 тыс. $м^3$/сут с нефтью дебитом 13,4 $м^3$/сут на диафрагме 19,1 мм. В скв. 178 в интервале а.о. −1975...−1982 м получен безводный приток нефти дебитом 14,3 $м^3$/сут при динамическом уровне

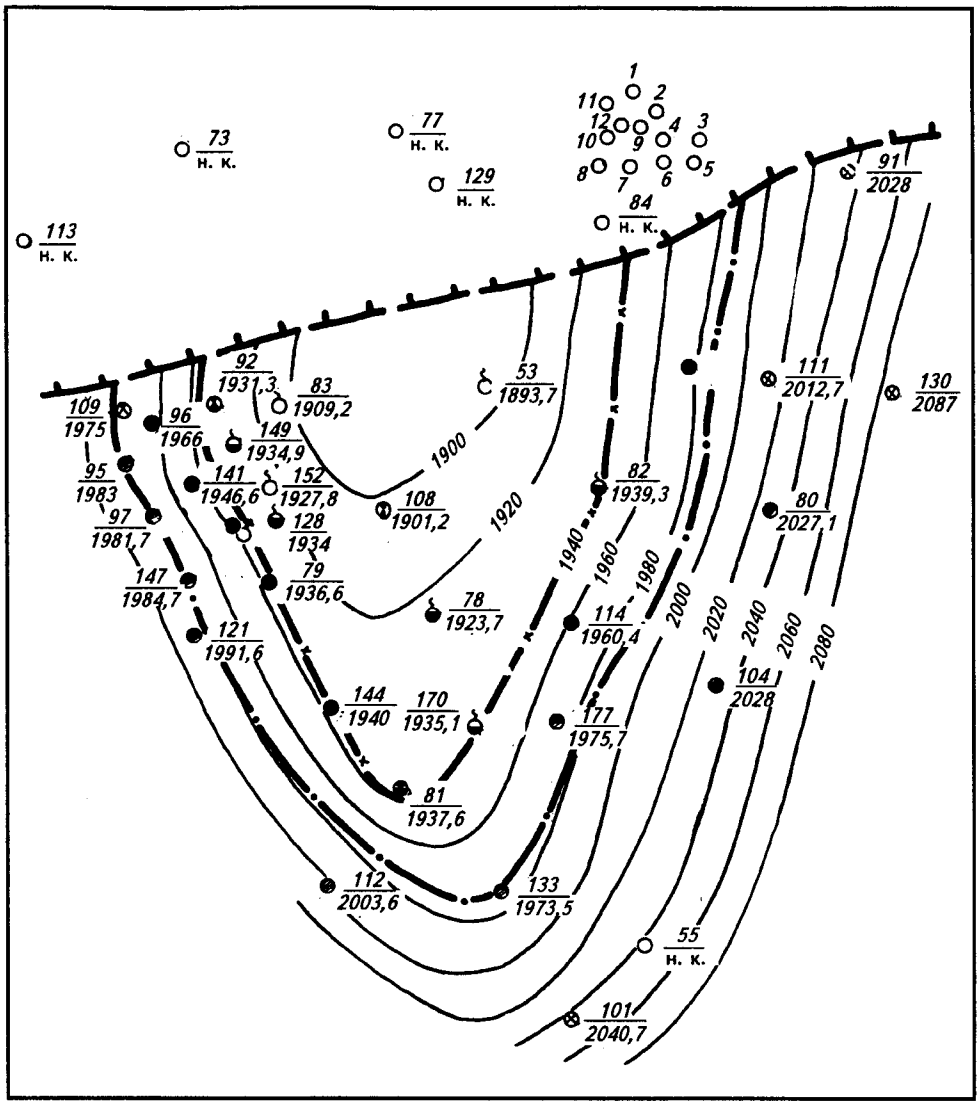


Рис. 4.24. Структурная карта по кровле пласта $НП_{10}$ Новопортовского месторождения (Тюмень, 1992 г.).
Усл. знаки см. на рис. 4.21

776 м. ГНК условно принят на а.о. −1953 м, ВНК на а.о. −1982 м. Залежь пластово-сводовая, литологически экранированная с северо-запада, размеры 3,7×3 км, высота 35 м, высота нефтяной части 29 м. Пластовое давление и температура не измерялись. Общая толщина пласта достигает 40 м, эффективная — 37,4 м.

Газоконденсатная залежь пласта $НП_{12}$ открыта в интервале с а.о. −2017...−2055 м на южной периклинали. Опробована в скв. 133 в интервале с а.о. −2046...−2051 м, где получен приток газа и воды с пленкой нефти. Дебит газа составил 10,3 тыс. $м^3$/сут, воды 105 $м^3$/сут на 16-мм диафрагме. По данным ГИС ГВК условно принят на а.о. −2055 м. В районе скв. 112

ГВК повышается до уровня а.о. −2041 м. Залежь пластово-сводовая, литологически экранированная, размеры 6,5×2,5 км, высота 38 м. Пластовое давление и температура не измерялись. Эффективные газонасыщенные толщины по скв. 133 и 177 составляют 9,6 и 16,4 м соответственно. Описание среднеюрских залежей УВ приведено в безразломном варианте.

В пласте $Ю_{2-1}$ открыты три залежи: северная, центральная и периклинальная.

Северная газоконденсатная залежь пласта $Ю_{2-1}$ вскрыта скв. 124, где при испытании в интервале с а.о. −1982...−1993 м получен приток газа дебитом 19,9 тыс. м^3/сут на диафрагме 16 мм с небольшим количеством воды. Содержание конденсата 43,4 г/м^3. Залежь линзовидная, размеры 3,5×2,5 км.

Центральная газоконденсатно-нефтяная залежь пласта $Ю_{2-1}$ открыта в интервале с а.о. −1950...−2030 м в южной сводовой части. Пласт в этой зоне испытан в восьми скважинах. Скв. 53 и 146 в интервале с а.о. −1957...−1966 м дали притоки газа дебитами 117,0 и 42,6 тыс. м^3/сут на диафрагмах 10,2 и 8 мм соответственно. Содержание конденсата 43,4 г/м^3. В скв. 159 из интервала с а.о. −2009...−2013 м получен приток нефти дебитом 5,4 м^3/сут при динамическом уровне 1030 м. В скв. 109 из интервала с а.о. −2025...−2035 м получен совместный приток нефти и воды. Скв. 129, 161, 179 дали притоки воды. ГНК с учетом данных ГИС и опробований условно принят на а.о. −1990 м, ВНК − на а.о. −2030 м. Залежь литологически экранированная, размеры 13,5×6,5 км, высота 80 м, в нефтяной части 40 м. Пластовое давление 19,76 МПа, температура +65 °С.

Эффективная газонасыщенная толщина в пределах залежи изменяется от 1,6 до 5 м, эффективная нефтенасыщенная − от 1,2 до 3,2 м; $k_п$ коллекторов = 18 %; $k_г$ = 65 %.

Периклинальная нефтяная залежь пласта $Ю_{2-1}$ открыта в интервале с а.о. −1980...−2030 м. Испытана в скв. 78, где из интервала с а.о. −1998...−2010 м получен приток нефти дебитом 3,6 м^3/сут при динамическом уровне 641 м. ВНК условно установлен на а.о. −2030 м. Залежь литологически экранированная, размеры 3,3×1,6 км, высота 50 м.

Эффективная нефтенасыщенная толщина по залежи составляет 3,2 м.

В пласте $Ю_{2-2}$ открыты три залежи: северная, центральная и южная. Общая толщина пласта изменяется от 1,6 до 22,8 м, эффективная газонасыщенная от 0,4 до 12,8 м, эффективная нефтенасыщенная от 1,2 до 7,2 м. Коллекторские свойства пласта − $k_п$ и $k_г$ аналогичны предыдущему − $Ю_{2-1}$, однако коллекторы имеют большую площадь распространения.

Северная газоконденсатная залежь пласта $Ю_{2-2}$ открыта в интервале с а.о. −1910...−1990 м в пределах сводовой части северного купола и полосообразно на северном погружении (скв. 123, 124, 162 и др.). Пласт испытан совместно с пластом $Ю_{1-2}$ в скв. 124 в интервале с а.о. −1982...−1993 м, где получен приток газа с водой. Дебит газа составил 19,9 тыс. м^3/сут на 16 мм диафрагме. Залежь выделяется по данным ГИС в скв. 87, 118, 119, 123, 162, 164, где не опробована. ГВК установлен на а.о. −1990 м. Залежь литологически экранированная, размеры 7×5,5 км, высота 80 м.

Центральная газоконденсатно-нефтяная залежь пласта $Ю_{2-2}$ открыта в интервале с а.о. −1902...−2030 м и приурочена к северной части южного купола и центральному куполу. В прогибе между северным и центральным куполами наблюдается зона глинизации. Она также протягивается от западного погружения (скв. 73, 113 и др.) через сводовую часть (скв. 129) на восток (скв. 107, 138 и др.). При испытании скв. 72, 77, 132, 156, 158 в ин-

тервале с а.о. −1946...−2026 м получены притоки газа дебитами от 26,9 (скв. 156, диафрагма 8,8 мм) до 150 тыс. м^3/сут (скв. 72, диафрагма 53 мм). В скв. 159 получен приток нефти дебитом 4,8 м^3/сут при динамическом уровне 1160 м. В скв. 72 и 158 совместно с газом были получены притоки нефти дебитами 1,8 и 24,4 м^3/сут на диафрагмах 53 и 10 мм соответственно. Положение ГНК представляется наклонным. На западе он принят на а.о. −1990 м, на востоке на −2005 м. ВНК условно принят на а.о. −2030 м. Залежь литологически экранированная, размеры 18×8 км, высота 128 м.

Южная (периклинальная) нефтяная залежь пласта $Ю_{2-2}$ открыта в интервале с а.о. −1973...−2038 м. Опробована в скв. 79, 128, 144. При этом получены притоки нефти дебитами от 2,2 (скв. 128, динамический уровень 480 м) до 5,0 м^3/сут (скв. 144, динамический уровень 861 м). Кроме того, по данным ГИС скв. 79, 141, 148 до подошвы (а.о. −2038 м) − продуктивны. ВНК по данным ГИС установлен на а.о. −2038 м. Залежь литологически экранированная, размеры 7×6 км, высота 65 м.

Газоконденсатно-нефтяная залежь пласта $Ю_3$ открыта в интервале с а.о. −1914...−2065 м. Опробования проведены в 50 скважинах. На северном и южном куполах в интервале а.о. −1945...−1995 м получены притоки газа, в отдельных скважинах с водой. В 16 скважинах получены притоки чистой нефти. Из них на северном куполе нефть получена в интервале с а.о. −1991...−2027 м (дебит до 20,4 м^3/сут). В пределах центрального купола нефть получена из интервала с а.о. −1888...−2029 м (дебит 3,8−58,2 м^3/сут). На южном куполе притоки нефти получены из интервала с а.о. −1993...−2039 м на западном погружении (дебит 3,6−14,0 м^3/сут) и из интервала с а.о. −1993...−2062 м − на восточном погружении (дебит 5,3−30 м^3/сут). В скв. 72, 84, 86, 158, 175 и 180 из интервала с а.о. −1988...−2005 м получены совместные притоки газа, нефти и воды. Притоки чистой воды по периметру залежи получены в 15 скважинах, начиная с отметки −1995 м. ГНК в залежи северного купола условно принят на а.о. −1980 м, среднего и южного куполов − на а.о. −1990 м. ВНК имеет очень сложную поверхность. Вдоль западного погружения он принят на а.о. −2030 м. На севере и востоке ВНК установлен на а.о. −2005 м с переходом до а.о. −2020 м (скв. 72) и 2030 м (скв. 132). Южнее в районе скв. 171 ВНК принят на а.о. −2065 м. Залежь пластовая, сводовая, размеры 23×7,5 км, высота на северном куполе − 104 м, центральном − 116 м, южном − 111 м. Высота нефтяной оторочки соответственно 15−40, 40 и 40−75 м. Пластовое давление 19,76 МПа, температура + 65 °С.

Общая толщина пласта изменяется от 11 до 37 м, эффективная газонасыщенная от 2,2 до 28,4 м, нефтенасыщенная от 1,2 до 24 м. ФЕС пород-коллекторов: $k_п$ = 18 %; $k_{пр}$ = 20,5×10^{-15} м^2; $k_г$ = 65 %. На северной периклинали (скв. 125) и в зоне прогиба восточного погружения (скв. 138) отмечается глинизация пласта.

В пласте $Ю_4$ открыты две залежи: северная и южная. Общая толщина пласта изменяется от 11,6 до 35,2 м, эффективная газонасыщенная 1,2−19,2 м, эффективная нефтенасыщенная 0,8−22 м. В прогибе между южным и центральным куполами, а также на западном погружении в зоне прогиба между центральным и северным куполами, отмечаются зоны глинизации.

Северная газоконденсатно-нефтяная залежь пласта $Ю_4$ открыта в интервале с а.о. −1939...−2036 м. В пределах северного купола опробована в восьми скважинах. В скв. 60 и 139 получены притоки газа дебитами 30 и 100,1 тыс. м^3/сут на диафрагмах 53 и 10 мм соответственно. В скв. 119 и 143

получены притоки нефти дебитами 3,3 и 5,9 м^3/сут (совместное испытание с пластами $Ю_3$ и $Ю_5$) при динамических уровнях 1206 и 643 м соответственно. В скв. 86 получен совместный приток газа, нефти и воды. В скв. 61 и 125 получены притоки воды. ГНК принят на а.о. −1990 м.

В пределах центрального купола пласт опробован в семи скважинах. В скв. 134 и 140 до а.о. −2000 м получены притоки газа дебитами 154,1 и 137,3 тыс. м^3/сут на диафрагмах 8 мм. В скв. 85 и 134 в интервале абсолютных отметок −2004...−2024 м получены совместные притоки газа и нефти. В скв. 85 дебит газа составил 31,5 тыс. м^3/сут, нефти 27,4 м^3/сут на диафрагме 8 мм. В скв. 134 дебит газа составил 246,6 тыс. м^3/сут, нефти 158,9 м^3/сут на диафрагме 12 мм. Содержание стабильного конденсата 153 г/м^3. Чистые притоки нефти получены в скв. 153 и 175 до а.о. −2036 м. В скв. 153 дебит нефти равен 52 м^3/сут на диафрагме 8 мм. В скв. 175 дебит нефти равен 1,2 м^3/сут при динамическом уровне 1043 м. ГНК в пределах купола принят на а.о. −2000 м. ВНК имеет наклон с запада (а.о. −2030 м) на восток (−2036 м).

Залежь пластовая, сводовая, участками литологически экранированная, размеры 20×6,5 км, высота 97 м.

Южная нефтяная залежь пласта $Ю_4$ открыта в интервале с а.о. −1982...−2035 м. Опробована в шести скважинах. В пяти получены притоки чистой нефти в интервале с а.о. −1997...−2037 м дебитами 0,9−22,6 м^3/сут. В скв. 108 получен совместный приток нефти с водой. ВНК установлен в интервале с а.о. −2030...−2035 м. Залежь пластовая, сводовая, литологически экранированная, размеры 7,5×7,5 км, высота 53 м.

Газоконденсатно-нефтяная залежь пласта $Ю_5$ открыта в интервале с а.о. −1972...−2042 м в пределах центрального и южного куполов. В северной части наблюдается зона глинизации. В южной части при опробовании скв. 77 получен приток нефти дебитом 0,9 м^3/сут при динамическом уровне 1555 м. По данным ГИС в скв. 73 и 108 пласт ниже а.о. −2042,2 м характеризуется как водонасыщенный. В пределах центрального купола при испытании скв. 180 притока не получено, а скв. 88 дала воду с пленкой нефти. По данным ГИС в скв. 59, 85, 122, 134, 140 характер насыщения до а.о. −2035 м − продукт, а в скв. 140 до а.о. −1962 м − газ. В пределах этого купола ГНК принят на а.о. −2000 м. ВНК залежи установлен на а.о. −2040 м. В районе прогиба ВНК возможно опускается до −2065 м (скв. 80). Залежь пластовая, сводовая (центральный купол), размеры 21××6,5 км, высота 68 м (центральный купол) и 32 м (южный купол).

Общая толщина пласта изменяется от 2 до 11 м, эффективная газонасыщенная от 1,6 до 7,6 м, эффективная нефтенасыщенная от 0,8 до 7,6 м.

Нижнеюрская газоконденсатная залежь открыта в интервале с а.о. −2431...−2615 м на востоке южного купола. Опробована в двух скважинах. В скв. 107 получен приток газа дебитом 138,8 тыс. м^3/сут на диафрагме 12 мм. В скв. 129 получен приток газа дебитом 26,7 тыс. м^3/сут на 8-мм диафрагме. В других зонах лишь в скв. 108 получен приток воды, остальные (66, 88, 91, 126, 136) притоков не дали. ГВК принят по нижней дыре перфорации скв. 107 на а.о. −2615 м. Залежь пластовая, литологически экранированная, размеры 10,5×7,7 км, высота 184 м. Пластовое давление 25,5 МПа, температура +79 °С.

Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 2 до 10,4 м; $k_п$ коллекторов − 18; $k_г$ = 60 %.

Газоконденсатные залежи в палеозойских отложениях установлены в трех различных частях поднятия в интервале с а.о. −2486...−2940 м.

В восточной части южного купола палеозойские отложения опробованы в скв. 107 и 129, где получены притоки газа дебитами 379,1 и 20,7 тыс. м^3/сут на диафрагмах 14,8 и 11 мм соответственно. В скв. 91 и 104 в этой части получены притоки воды, а скв. 130 притока нет. ГВК условно принят на а.о. −2940 м. Размеры залежи 11×6,5 км, высота 320 м.

В северной части при опробовании скв. 124 получен совместный приток газа и воды. Дебит газа составил 145,2 тыс. м^3/сут, воды 14,7 м^3/сут на диафрагме 8,6 мм. ГВК условно принят на а.о. −2500 м. Пластовое давление 26,9 МПа, температура +77−+80 °С.

В газоконденсатных залежах в палеозойских отложениях содержание стабильного конденсата в газе составляет 43,5 г/м^3.

Особый интерес представляют результаты исследования скв. 216 и 217, которые относятся к карбонатному массиву. В скв. 216 в интервале с а.о. −2940...−3308 м десять интервалов дали приток газа (в отдельных с водой и нефтью) дебитами 582,1 тыс. м^3/сут на 20,2-мм диафрагме. В скв. 217 в кровельной части также получен приток газа дебитом 496,6 тыс. м^3/сут на 16,2-мм диафрагме.

Кроме вышеприведенных, на месторождении открыт целый ряд других залежей, строение и параметры которых в настоящее время в достаточной мере не изучены.

Залежь пласта ПК$_{10}$ выявлена в присводовой части структуры. При опробовании скв. 49 в интервале с а.о. −785,3...−797,3 м получен приток газа дебитом 45 тыс. м^3/сут на диафрагме 5 мм. В скв. 61 на северной периклинали получена вода. Закономерности строения пласта и залежи по площади не изучены.

Залежь пласта ХМ$_2$ выявлена в присводовой части структуры. При испытании скв. 46 в интервале с а.о. −895...−898 м получен приток газа с нефтью. Дебит газа составил 89,3 тыс. м^3/сут, нефти 3,7 м^3/сут на диафрагме 19 мм. В скв. 47 и 123 из интервала с а.о. −931...−952 м получены притоки пластовой воды. Пласт характеризуется низкими ФЕС. Пластовое давление в залежи 9,45 МПа, температура +24 °С.

Залежь пласта ТП$_2$ выявлена одной скважиной. При опробовании скв. 108 в интервале с а.о. −989...−994 м получен приток газа дебитом 15,4 тыс. м^3/сут и воды 127,8 м^3/сут на диафрагме 15 мм с небольшим количеством нефти (0,05 м^3/сут). В северном направлении пласт постепенно глинизируется и в скв. 48 представлен глинистыми алевролитами и глинами. Залежь газовая, возможно с нефтяной оторочкой. Запасы УВ не оценены.

Залежь пласта НП$_0$ выявлена на южной периклинали и вскрыта скв. 78, 81, 101, 112, 133, 144, 170, 177. Общая мощность пласта изменяется от 2 м (скв. 144) до 10 м в скв. 170. При опробовании скв. 177 в интервале с а.о. −1754...−1758 м получен фонтан газа дебитом 183,8 тыс. м^3/сут на 14-мм диафрагме. В скв. 112 из интервала с а.о. −1814...−1816 м получена пластовая вода с пленкой нефти дебитом 27,8 м^3/сут при динамическом уровне 519 м. Залежь пластово-сводовая, литологически экранированная. Не исключается наличие в залежи нефтяной оторочки. Размеры небольшие, запасы ее не оценены.

Обширный фактический геолого-геофизический материал, накопленный за последние годы, позволил разработать принципиально новую концепцию геологического строения и нефтегазоносности Новопортовского

месторождения, основой которой являются представления о развитии в пределах этой части Ямала нескольких систем дизъюнктивных нарушений, рассекающих ее на ряд блоков, а также о сложной литолого-фациальной изменчивости отложений, прежде всего верхних горизонтов средней юры ($Ю_{2-3}$). Вместе с тем, значительное усложнение предлагаемых геологических моделей юрских и новопортовских залежей, отсутствие достоверных данных о контурах продуктивности и контактах (ВНК) в пределах некоторых блоков, а также добывных возможностях отдельных залежей, требуют проведения дополнительных объемов научных исследований в области структурно-литологического моделирования строения месторождения и дополнительной интерпретации имеющихся материалов детальных сейсмических работ.

В настоящее время на месторождении начаты подготовительные работы для проведения опытно-промышленной эксплуатации основных залежей углеводородов.

4.2. ГАЗО- И НЕФТЕПРОЯВЛЕНИЯ НА ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПЛОЩАДЯХ

4.2.1. СЕВЕРО-МАЛЫГИНСКАЯ ПЛОЩАДЬ

Северо-Малыгинская площадь расположена к северо-востоку от Малыгинского месторождения и приурочена к одноименному локальному поднятию, осложняющему северо-восточную часть Малыгинского вала. На площади пробурены четыре скважины.

Скв. 5 вскрыт разрез до валанжинского возраста включительно. По данным ГИС в интервале 1900—3050 м были выделены 16 нефтегазоперспективных горизонтов. Однако при опробовании этих пластов в ряде интервалов были получены притоки пластовых вод, а в двух интервалах притоков пластовых флюидов не получено. Лишь при опробовании пласта $ТП_{20}$ в интервалах 2694—2699, 2706—2712 м получен непромышленный приток газа дебитом 7,44 тыс. $м^3$/сут на 4-мм диафрагме.

Скв. 38 пробурена до глубины 3913 м и вскрыла разрез до вымской свиты включительно. Юрские отложения по данным ГИС имеют неясный характер насыщения, меловые породы водонасыщены. В результате интерпретации промыслово-геофизических исследований к опробованию рекомендованы отложения малышевской и вымской свит, имеющие низкие коллекторские свойства. При опробовании вымских пород в интервале 3878—3882 м притока пластового флюида не получено. Вышележащие отложения не опробованы по техническим причинам.

Несмотря на отрицательные результаты опробования, Северо-Малыгинская структура остается нефтегазоперспективным объектом.

4.2.2. СЕВЕРО-СЕЯХИНСКАЯ ПЛОЩАДЬ

Северо-Сеяхинская площадь расположена к северо-востоку от Западно-Сеяхинского месторождения и приурочена к одноименному локальному поднятию, представляющему собой по ОГ Б (верхняя юра) антиклинальную

структуру меридионального простирания с амплитудой 50 м и размером 20×14 км. В пределах континентальной части по ОГ М1 (нижний мел) структура не замкнута. На площади пробурены три скважины.

Скв. 1, заложенная в самой высокой в пределах суши части структуры по горизонту М, пробурена до глубины 2700 м и вскрыла отложения до готеривского возраста включительно. По результатам ГИС и ОПН с АИПД все выделенные коллектора в разрезе скважины водонасыщены.

Скв. 2 пробурена до глубины 3200 м. Перспективных в нефтегазоносном отношении горизонтов не обнаружено.

Скв. 3, заложенная в сводовой части структуры по ОГ Б, пробурена до глубины 3916 м и вскрыла отложения до среднеюрского возраста включительно.

При опробовании отложений вымской свиты в интервале 3866—3879 м притока пластового флюида не получено.

При опробовании отложений малышевской свиты в интервале 3657—3665 м получен слабый приток газоконденсата дебитом 0,38 $м^3$/сут, а в интервале 3647—3657 м — непромышленный фонтан газоконденсата; дебит газа сепарации 14,54 тыс. $м^3$/сут на 12-мм диафрагме, стабильного конденсата 10,26 $м^3$/сут на 12-мм штуцере.

При опробовании отложений баженовской свиты в интервале 3484—3494 м получен слабый приток газоконденсата дебитом 0,26 тыс. $м^3$/сут на 12-мм диафрагме.

При опробовании пласта $ТП_{19}$ в интервале 2585—2590 м получен непромышленный фонтан газоконденсата с пластовой водой; дебит газа сепарации 17,85 тыс. $м^3$/сут на 12-мм диафрагме, стабильного конденсата 3,6 $м^3$/сут, воды 18 $м^3$/сут на 10-мм штуцере.

Северо-Сеяхинская площадь остается перспективной для поисков промышленных скоплений углеводородов в юрских и меловых отложениях.

4.2.3. ПЯСЕДАЙСКАЯ ПЛОЩАДЬ

Пяседайская площадь расположена вблизи Сядорского месторождения на южном склоне Северо-Ямальского мегавала. На площади пробурено пять скважин.

При бурении скв. 203 и 209 отмечались нефтепроявления в виде пленки нефти в буровом растворе при вскрытии и в пластовой воде при опробовании отложений ачимовской пачки (пласт $БЯ_{17}$) нижнего мела.

По промыслово-геофизическим данным пласт $БЯ_{17}$ в скв. 203 в интервале с а.о. —3441...—3447 м характеризуется неясным характером насыщения. Учитывая, что в этой скважине кровля ачимовских отложений вскрыта на одной абсолютной отметке со скв. 216 Сядорского месторождения, где были получены притоки нефти, можно предположить наличие общего водонефтяного контакта и единой нефтяной залежи пласта $БЯ_{17}$ на этих структурах. До настоящего времени скв. 203 находится в ожидании испытания.

В скв. 209, пробуренной позже в пределах данной площади, по промыслово-геофизическим данным продуктивны отложения ахской свиты в интервалах 2804—2808 и 2814—2820 м и марресалинской свиты в интервале 1079—1085 м. Определенные перспективы связывались с отложениями ачимовской возможно нефтенасыщенной толщи. Однако в результате испытания нижнемеловых горизонтов притоков пластовых флюидов не полу-

чено вследствие низких коллекторских свойств, а вышележащие породы оказались водонасыщенными.

Площадь остается перспективной для поисков промышленных скоплений углеводородов в нижнемеловых отложениях.

4.2.4. ХАРАТСКАЯ ПЛОЩАДЬ

Харатская площадь приурочена к одноименному локальному поднятию, представляющему собой по отражающему горизонту Г (сеноман) брахиантиклиналь северо-западного простирания и расположенному в зоне сочленения Харасавэйского вала и Западно-Бованенковского прогиба. На площади пробурены три скважины.

Первые две скважины вскрыли лишь водонасыщенные по ГИС и результатам опробования меловые отложения. Скв. 1040 пробурена до глубины 3607 м и вскрыла отложения малышевской свиты. По результатам интерпретации ГИС были рекомендованы к опробованию юрские отложения и пласт $БЯ_2$ нижнемелового возраста. Из-за низких коллекторских свойств из пластов малышевской и баженовской свит (интервалы 3593—3607, 3544—3556, 3352—3360 м) притоков пластовых флюидов не получено. При опробовании пласта $БЯ_2$ в интервале 2552—2558 м получен непромышленный фонтан газоконденсата с пластовой водой и пленкой нефти. Дебит газа сепарации 16,95 тыс. $м^3$/сут на 10,2-мм диафрагме, конденсата 1,1 $м^3$/сут, воды 10,48 $м^3$/сут.

Несмотря на полученные результаты, Харатская площадь остается перспективной для обнаружения промышленных скоплений углеводородов в юрско-меловом комплексе пород.

4.2.5. ВОСТОЧНО-ХАРАСАВЭЙСКАЯ ПЛОЩАДЬ

Восточно-Харасавэйская площадь приурочена к одноименному локальному поднятию, представляющему собой по ОГ М брахиантиклиналь субширотного простирания и расположенному в пределах Восточно-Харасавэйского перегиба между Харасавэйским валом и Тиутейской зоной прогибов (Сеяхинской впадиной). На площади пробурены четыре скважины.

Поисковая скв. 401 при забое 3200 м вскрыла отложения валанжинского яруса. По результатам промыслово-геофизических исследований пласты-коллекторы во вскрытой части разреза интерпретируются как водонасыщенные. Опробование с КИИ-146 подтвердило водоносность разреза.

Скв. 402, расположенная в юго-восточной присводовой части структуры, при забое 4000 м вскрыла юрские отложения общей мощностью около 500 м. При вскрытии пород баженовской и малышевской свит отмечалось увеличение газопоказаний до 40 %. Отложения малышевской свиты по сравнению с соседними структурами значительно увеличены по мощности и залегают в интервале 3671—3890 м. По данным ГИС выделены как продуктивные следующие интервалы: 3740—3770,8, 3786,8—3792,4, 3806,4—3810, 3820,6—3830 м. С неясными фильтрационно-емкостными свойствами выделены следующие интервалы: 3858—3862, 3870—3878 м. Предполагается наличие в этих отложениях нескольких (четырех) залежей углеводородов.

Вышележащие отложения по данным ГИС водонасыщены. Опробование скважины по техническим причинам не проведено.

Скв. 403, заложенная в присводовой части структуры, пробурена до глубины 4192 м. Отложения малышевской свиты, вскрытые на глубине 3607 м, заглинизированы, за исключением проницаемого интервала 3740—3775 м. В то же время в этой скважине при забое 4192 м произошло катастрофическое поглощение бурового раствора плотностью 1,86 г/см^3 и началось интенсивное газопроявление и гидратообразование.

В отличие от других скважин, пробуренных на Восточно-Харасавэйской площади, в скв. 403 впервые выделены по данным промыслово-геофизических исследований газонасыщенные отложения сеноманского возраста в интервале 1028,8—1037,2 м. Кроме того, по данным газового каротажа в интервале 2769—2836 м отмечались повышенные газопоказания (пласты БЯ$_3$ и БЯ$_4$), а по данным ГИС определен характер насыщения — «продукт». Однако опробование этих интервалов не проведено и скважина законсервирована без спуска эксплуатационной колонны в виду ***явной продуктивности по сеноманскому горизонту.*** Нижняя часть ствола скважины находится в ожидании ликвидации по техническим причинам.

Таким образом, перспективы открытия залежей углеводородов в сеноманских и юрских отложениях Восточно-Харасавэйской структуры остаются довольно высокими.

4.2.6. ЮЖНО-НУРМИНСКАЯ ПЛОЩАДЬ

Южно-Нурминская площадь расположена к югу от Нурминского месторождения и приурочена к одноименному локальному поднятию. На площади пробурены две скважины.

В скв. 4 вскрыты меловые отложения. По данным ГИС и опробования с КИИ-146 вскрытые породы водонасыщены.

Скв. 8 достигла глубины 3206 м и вскрыла отложения среднеюрского возраста. Вскрытый разрез практически идентичен разрезу Нурминской структуры. При опробовании кровельной части тюменской свиты в интервалах 3075—3084, 3061—3069, 3048—3057 м получен непромышленный непреливающий приток нефти дебитом 1,8 м^3/сут при среднединамическом уровне 1245 м. Плотность нефти 0,808 г/см^3. В меловой части разреза продуктивен только пласта ТП$_{25}$. При опробовании этого пласта в интервале 2492—2496 м получен непромышленный непереливающий приток нефти дебитом 2,1 м^3/сут при среднединамическом уровне 1076 м. Плотность нефти 0,820 г/см^3.

Южно-Нурминская площадь остается перспективной для поисков промышленных скоплений углеводородов в меловых и юрских отложениях.

4.3. ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЯМАЛЬСКОГО ШЕЛЬФА

Акватория ямальского шельфа Карского моря, за исключением прибрежной полосы (так называемая транзитная зона), покрыта регулярной сетью (20х20 км) региональных профилей сейсморазведки МОГТ, с краткостью наблюдений 24. Общий объем проведенных работ составил свыше

25 тыс. км. В результате этих работ изучено геологическое строение осадочного чехла, выделены основные структурные элементы и наиболее крупные, высокоамплитудные локальные поднятия, литолого-стратиграфические и нефтегазоносные комплексы. На наиболее перспективных участках акватории проведены поисковые сейсморазведочные работы по сети 4х4 км, общим объемом около 11 тыс. км, в результате которых выявлено более 20 локальных поднятий — потенциальных ловушек УВ (рис. 4.25).

По результатам поискового бурения, проведенного в пределах шельфа на структурах Ленинградская и Русановская, установлена промышленная газоносность отложений сеномана, альба и апта. По величине запасов и ресурсов выявленные газоконденсатные месторождения могут быть отнесены к уникальным (см. рис. 4.25).

Месторождение	Русановское	Ленинградское
Год открытия	1989	1990
Запасы $A+B+C_1$:		
газ, млрд. $м^3$	240,4	71,0
конденсат (извлекаемые), млн. т	2,4	0,23
нефть, (извлекаемые), млн. т	—	—
Запасы C_2:		
газ, млрд. $м^3$	538,6	980,6
конденсат (извлекаемые), млн. т	5,4	2,8
нефть, (извлекаемые), млн. т	—	—
Ресурсы C_3:		
газ, млрд. $м^3$	3248,3	3065,7
конденсат (извлекаемые), млн. т	84,7	62,7
нефть, (извлекаемые), млн. т	119,5	110,1
Глубина залежи, м	1930—2320	1100—1900
Тип коллектора	Терригенный	Терригенный
Толщина, м	22,0—140	16,7—164,8
Пористость, %	20—21	25—27
Состав газа:		
метан	92,5—94,3	95,2—99,1
C_2+высшие	5,3—6,79	до 3

На прилегающей суше на уникальных по запасам газоконденсатных месторождениях Харасавэйское и Крузенштернское по результатам сейсморазведочных работ установлено наличие достаточно обширных морских продолжений залежей газа и газоконденсата. На Харасавэйском месторождении это сравнительно небольшая северо-западная часть, а на Крузенштернском — наибольшая его часть. Небольшое Южно-Крузенштернское газовое месторождение также имеет акваториальное продолжение.

Альб-сеноманский НГК вскрыт и изучен на месторождениях Русановское и Ленинградское в акваториальной части и на сопредельной суше — на месторождениях Крузенштернское, Харасавэйское и др. Продуктивная часть комплекса связана с песчано-алевролитовыми отложениями марресалинской свиты. Основным продуктивным пластом на суше является пласт $ПК_1$ в кровле сеномана.

На Русановском месторождении вскрыты верхняя и средняя части танопчинской свиты (апт). В этом разрезе выделены семь продуктивных песчано-алевролитовых пластов ($А_1$—$А_7$), содержащих газоконденсатные залежи (табл. 4.8).

На Ленинградском месторождении во вскрытой верхней части разреза танопчинской свиты выявлена одна газоконденсатная залежь (залежь $А_1$) в кровле отложений апта (табл. 4.9)).

К настоящему времени в Обской губе выявлены промышленные скопления газа на месторождениях Северо-Каменномысское и Каменномысское-море. Они характеризуются крупными запасами газа, приурочен-

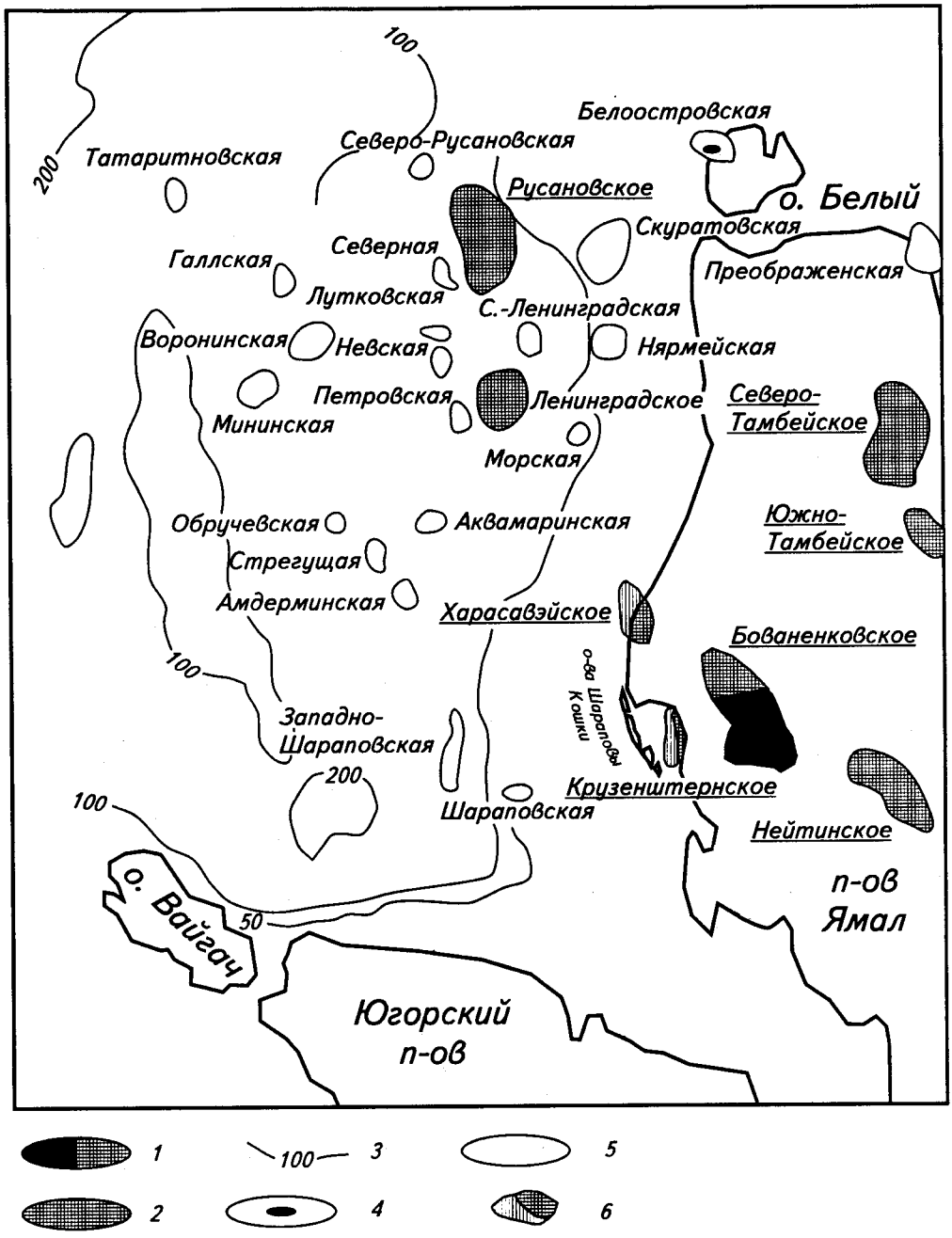


Рис. 4.25. Схематическая карта размещения месторождений и перспективных структур на Приямальском шельфе.

Месторождения: *1* — газонефтяные, *2* — газовые и газоконденсатные; *3* — изобаты; *4* — площади, введенные в бурение; *5* — выявленные локальные структуры; *6* — прибрежно-морские месторождения

Таблица 4.8

Текущее состояние запасов газа по Ленинградскому месторождению (по состоянию на 1.01.2001 г.)

Пласт	Запасы газа, млрд. м^3	
	Категория C_1	Категория C_2
С	27,1	388,0
$АС_1$	6,3	78,8
$АС_2$	14,1	192,3
$АС_3$	10,0	159,4
$А_1$	13,5	162,1
Всего	71,0	980,6

Таблица 4.9

Текущее состояние запасов газа по Русановскому месторождению (по состоянию на 1.01.2001 г.)

Пласт	Запасы газа, млрд. м^3	
	Категория C_1	Категория C_2
$А_1$	5,7	12,9
$А_2$	16,4	36,8
$А_3$	23,9	53,6
$А_4$	62,4	139,0
$А_5$	86,7	194,3
$А_6$	20,4	45,7
$А_7$	24,8	55,5
Всего	240,3	538,7

ными к сеноманским отложениям (нижележащие отложения глубоким бурением здесь пока не изучены). Вблизи от этих месторождений в акватории подготовлены к бурению структуры Обская (в акватории Обской губы) и Чугорьяхинская (в акватории Тазовской губы), в фонде выявленных находятся структуры Адерпаютинская и Антипаютинская (в акватории Тазовской губы), Бухаринская и Геофизическая – море (в акватории Обской губы). В отличие от локальных поднятий на прилегающей суше (Новопортовского, Ямбургского и др.) структуры в Обской губе – более пологие, с меньшим этажом газоносности. Кроме того, с высокой вероятностью на структурах в Тазовской губе следует ожидать высокую нарушенность разломами, что может повлиять на нефтегазоносность продуктивных горизонтов ниже сеномана.

4.4. ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ СОСТАВА И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

4.4.1. ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ СОСТАВА И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГАЗА

Состав свободного газа в залежах УВ мела и юры Ямала изучен подробно (табл. 4.10–4.12). В сеномане и альбе распространены исключительно метановые газы с крайне низким (менее 2 %) содержанием ТУВГ. По

Таблица 4.10

Составы пластовых газов (молярная доля, %) Бованенковского месторождения

Компоненты	Юрские залежи	Пласты $ТП_{16}-БЯ_5$	Пласты $ТП_{12}-ТП_{15}$
CH_4	85,16	88,57	89,13
C_2H_6	6,14	5,83	5,14
C_3H_8	2,25	2,25	2,00
изо-C_4H_{10}	0,50	0,50	0,48
н-C_4H_{10}	0,74	0,65	0,66
C_5H_{12}	0,81	0,33	0,36
C_6H_{14}	0,54	0,26	0,22
C_7H_{16}	0,44	0,18	0,16
C_8H_{18}	0,41	0,15	0,13
C_9H_{20}	0,34	0,08	0,07
$C_{10}H_{22}+$	0,85	0,50	0,31
CO_2	1,56	0,41	1,17
N_2	0,26	0,29	0,16
	100,00	100,00	100,00

всем без исключения месторождениям наблюдается постепенное снижение с глубиной содержания CH_4 с одновременным увеличением доли этана, пропана и бутанов. В неокоме и нижней-средней юре встречены газы с содержанием метана в диапазоне от 80—82 до 89—90, ТУВГ от 7 до 10 %.

Лишь в пластах, где имеются нефтяные оторочки, количество «тяжелых» газов увеличивается в целом по залежи и в направлении ГНК. Примером может служить залежь горизонта $ТП_{18}$ Бованенковского месторождения. На южном куполе структуры в составе газа преобладает метан, содержание ТУВГ колеблется от 7 до 12 %, в северо-западном направлении количество ТУВГ увеличивается до 24 %. Здесь на контакте газ—вода получены притоки нефти. Аналогичная картина прослеживается и на северном куполе, где по периферии количество тяжелых углеводородов возрастает.

В пласте $БЯ_2$ Харасавэйского месторождения вблизи контура газоносности резко возрастает количество ТУВ до 43—44 %, что также, по-видимо-

Таблица 4.11

Усредненный состав (молярная доля, %) пластового газа залежей Ростовцевского месторождения

Компоненты	Пласты	
	$ТП_{18}-ТП_{10}$	$НП_3$
CH_4	89,79	82,42
C_2H_6	5	5,33
C_3H_8	2,2	4,23
изо-C_4H_{10}	0,25	0,94
н-C_4H_{10}	0,45	0,97
C_5H_{12}	0,21	0,5
C_6H_{14}	0,16	0,4
C_7H_{16}	0,15	0,36
C_8H_{18}	0,13	0,31
C_9H_{20}	0,07	0,25
$C_{10}H_{22}+$	0,37	0,78
N_2	0,6	0,74
CO_2	0,62	2,77

Таблица 4.12

Составы свободных газов Ростовцевского месторождения

Компоненты	Состав газа (молярная доля, %)												
	Скв. 61					Скв. 62	Скв. 69		Скв. 72		Скв. 79		
	2048–2052	2063–2068	2097–2103	2407–2413	2684–2692	2581–2591	2678–2892	2076–2080	2103–2109	1840–1844	1985–1988	1994–1997	2048–2064
	ТП	НП	ТП	ТП	БЯ	НП	НП	НП	ТП	ТП	ТП	ТП	ТП
CH_4	82,595	69,837	15,532	71,073	86,284	81,750	85,284	82,400	94,462	90,247	91,727	90.707	92,335
C_2H_6	3,983	4,374	Следы	18,376	4,212	5,338	3,994	12,236	2,577	4,730	5,642	6,174	6,001
C_3H_8	0,338	0,645	0,711	5,967	2,269	4,427	2,193	2,874	0,070	0,038	0,749	1,260	0,325
изо-C_4H_{10}	0,149	0,265	0,491	0,887	0,292	0,946	0,304	0,998	0,997	0,124	0,106	0,359	0,228
н-C_4H_{10}	0,116	0,142	0,520	0,992	0,625	1,968	0,981	0,628	0,062	0,026	0,256	0,328	0,145
C_5H_{12}	0,033	0,072	Следы	0,231	0,186	0,725	0,236	0,599	–	Следы	0,141	0,148	0,081
C_5H_{12}	0,006	Следы	Следы	0,110	0,123	0,590	0,212	0,101	–	Следы	0,080	0,095	0,060
C_6H_{14}	–	–	–	Следы	–	0,340	0,093	–	–	–	0,028	0,300	Следы
C_6H_{14}	–	–	–	Следы	0,273	0,148	0,034	–	–	–	–	Следы	Следы
CO_2	0,794	3,004	6,785	1,440	1,440	0,736	–	–	1,777	0,524	0,170	0,222	Следы
N_2	7,821	21,444	75,718	0,899	4,248	2,775	5,959	0,150	0,915	4,311	1,105	0,672	0,630
He	0,007	0,011	–	–	0,015	0,003	–	0,006	0,012	Следы	Следы	0,005	Следы
Ar	0,037	0,201	–	0,025	0,065	0,079	0,129	0,004	0,028	–	–	–	–
H_2	4,122	0,005	0,244	–	0,004	0,175	–	0,004	–	–	–	–	0,195
Плотность по воздуху	0,6031	0,7099	0,9544	0,7592	0,6571	0,7271	0,6599	0,6834	0,5921	0,6039	–	0,6191	0,5981
Плотность, кг/м^3	0,7267	0,8554	1,1501	0,9149	0,7918	0,8762	0,7951	0,8235	0,7135	0,7277	–	0,7461	0,7207

му, связано с наличием небольшой оторочки нефти на северо-западе и юго-востоке структуры.

Во всех нефтегазоносных комплексах количество азота и углекислого газа невелико, не превышает 1–2 %. Нет ощутимой разницы и в содержании по разрезу инертных газов.

4.4.2. ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ СОСТАВА И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ КОНДЕНСАТОВ

Большинство газоконденсатных залежей (ГКЗ) полуострова Ямал, как и всей Западной Сибири, связано с терригенными отложениями неокома и юры и приурочено к антиклинальным структурам; часть ГКЗ выявлены в апте и палеозое. Нами изучены результаты более 100 исследований свойств конденсатов практически по всем месторождениям Ямала. Наиболее подробно состав и свойства конденсатов изучены по Бованенковскому, Харасавэйскому, Новопортовскому и группе Тамбейских месторождений. Данные по физико-химическим характеристикам изученных конденсатов приведены в табл. 4.13–4.15.

Плотность конденсатов варьирует в пределах от 0,7021 (Хамбатейское месторождение, валанжин) до 0,8509 г/см^3 (Тасийское месторождение, альб), смолы и асфальтены отсутствуют, сера обнаружена не во всех конденсатах — пределы ее содержания 0,02–0,07 %, спорадически появляются парафины от 0,02 до 4,58 %. В бензиновой фракции н.к. –200 °С среди парафиновых УВ в верхней части разреза изомеры преобладают над нормальными, внизу картина становится обратной. На большинстве месторождений полуострова в верхней части конденсатонасыщенного разреза (пласты ХМ, $ТП_{1-16}$) количество нафтенов преобладает над алканами и аренами. В нижней части разреза (готерив — юра) в конденсатах отмечается резкое преобладание метановых УВ над нафтеновыми, отношение метановых к нафтеновым иногда превышает 3 (Бованенковское и Харасавэйское месторождения).

Таблица 4.13

Усредненная характеристика конденсатов Ростовцевского месторождения

Параметры	Пласты серии ТП	Пласты серии БЯ
	2048–2064 м	2407–2413 м
Начало кипения, °С	60	58
10 % (по объему) перегоняется при t, °С	80	82
50 % (по объему) перегоняется при t, °С	128	133
90 % (по объему) перегоняется при t, °С	220	235
Конец кипения, °С	280	290
Остаток, % (по объему)	0,5	0,5
Потери, % (по объему)	0,5	0,5
Плотность, г/м^3	0,7640	0,7675
Вязкость, м^2/с 10^{-6} при 20 °С	0,93	0,9
Молекулярная масса	1,18	120
Температура застывания, °С	–60	–60
Содержание, % (по массе):		
общей серы	0,01	0,01
твердых парафинов	0,01	0,02

Таблица 4.14

Физико-химическая характеристика конденсатов месторождений полуострова Ямал (по данным ЦЛ Главтюменьгеологии, ПГО «Ямалнефтегазгеология»)

Интервал залегания, м	Индекс пласта	Плотность конденсата, г/см^3	Углеводородный состав фракции (начало кипения 200 °С)			Выход фракций, %	
			Арены	Нафтены	Алканы	до 200 °С (бензиновая фракция)	свыше 200 °С (керосино-масляные фракции)
Тасийское месторождение							
1600 – 1850	ХМ	0,7510 – 0,8509	6 – 7	56 – 75	19 – 38	30 – 85	15 – 70
1800 – 2650	ТП	0,7531 – 0,7721	3 – 18	34 – 71	26 – 48	78 – 88	12 – 22
2700 – 2900	БЯ	0,7824	25	34	41	72	28
Северо-Тамбейское месторождение							
1600 – 1800	ХМ	0,7791	–	–	–	–	–
1800 – 2500	$ТП_{1-16}$	0,7334 – 0,7791	1 – 18	27 – 70	26 – 72	40 – 89	11 – 60
Свыше 2500	$ТП_{17-22}$, БЯ	0,7444 – 0,7855	7 – 18	23 – 54	38 – 69	50 – 90	10 – 50
Западно-Тамбейское месторождение							
1800 – 2500	$ТП_{1-16}$	0,7200 – 0,7783	3 – 9	30 – 57	41 – 62	–	–
Свыше 2500	$ТП_{17-22}$, БЯ	0,7200 – 0,7700	13	36	51	–	–
Южно-Тамбейское месторождение							
1600 – 1800	ХМ	0,8240 – 0,8180	1 – 2	68 – 73	26 – 30	48 – 50	50 – 52
1800 – 2500	$ТП_{1-16}$	0,7200 – 0,7720	0,5 – 3,5	47 – 67	31 – 52	50 – 80	20 – 50
2500 – 2700	$ТП_{17-22}$, БЯ	0,7302 – 0,7832	8 – 21	27 – 39	45 – 60	70 – 90	10 – 30
Свыше 3500	Ю	0,8028	19	26	55	40	60
Малыгинское месторождение							
1900 – 2500	$ТП_{1-16}$	0,727	5	30	65	82	18
2700 – 2800	БЯ	0,7765	17	32	51	68	32
Бованенковское месторождение							
900 – 1850	$ПК_{9-10}$, ХМ	0,7682 – 0,8260	5	63	32	42	58
	$ТП_{1-10}$	0,7882 – 0,8148	1 – 8	68 – 79	22 – 28	53 – 74	26 – 47
	$ТП_{11-13}$	0,7293 – 0,7452	2 – 15	34 – 50	48 – 51	91 – 93	7 – 9
	$ТП_{14-16}$	0,7192 – 0,7297	12 – 13	22 – 27	60 – 66	91	9
1810 – 2200	$ТП_{17-20}$	0,7236 – 0,7350	12 – 15	22 – 27	59 – 65	85 – 88	12 – 15
	БЯ	0,7247 – 0,7498	10 – 17	17 – 28	54 – 72	81 – 90	10 – 19
2480 – 3100	Ю	0,7639 – 0,8187	12 – 23	23 – 37	48 – 63	36 – 67	33 – 64
Харасавэйское месторождение							
1500 – 2000	$ТП_{1-16}$	0,7133 – 0,7836	1 – 6	12 – 61	48 – 82	76 – 95	5 – 24
2000 – 3200	$ТП_{17-20}$	0,7294 – 0,7790	16	24	60	60	40
	БЯ		13 – 22	16 – 32	51 – 65	59 – 73	27 – 41

Продолжение табл. 4.14

Интервал залегания, м	Индекс пласта	Плотность конденсата, г/см^3	Углеводородный состав фракции (начало кипения 200 °С)			Выход фракций, %	
			Арены	Нафтены	Алканы	до 200 °С (бензиновая фракция)	свыше 200 °С (керосино-масляные фракции)
Средне-Ямальское месторождение							
1900 – 1950	$ТП_{13-14}$	0,760	6	37	57	91	9
2200 – 2300	БЯ	0,760 – 0,7746	10 – 17	28 – 57	32 – 55	62 – 90	10 – 38
2530 – 2537	$НП_4$	0,7483	10	36	54	79	21
2912 – 2931	$Ю_2$	0,8071	13	70	17	58	42
Арктическое месторождение							
1700 – 1750	$ТП_{10}$	0,793	1	69	30	72	28
1950 – 2000	$ТП_{17}$	0,707	2	42	56	89	11
Нурминское месторождение							
1950 – 2240	$ТП_{16-25}$	0,7429 – 0,7786	2 – 18	40 – 68	27 – 50	85 – 90	10 – 15
Хамбатейское месторождение							
2350 – 3050	БЯ	0,7021 – 0,8111	9 – 27	17 – 68	22 – 57	42 – 90	10 – 58
Ростовцевское месторождение							
1800 – 2100	$ТП_{1-16}$	0,7341 – 0,7873	7 – 18	27 – 71	22 – 66	70 – 93	7 – 30
2100 – 2800	$ТП_{16-20}$, НП	0,7575	16	40	44	85	15
Новопортовское месторождение							
1700 – 3500	НП, Ю	0,7281 – 0,8120	11 – 20	33 – 43	40 – 54	79 – 92	8 – 21

Таблица 4.15

Групповой углеводородный состав и потенциальное содержание конденсата в газоконденсатных залежах Ростовцевского месторождения

Залежь	Пластовые условия		Групповой углеводородный состав, % (по массе)			Содержание C_{5+}, г/м^3
	Давление, кПа (кгс/см^2)	Температура, °С	Ароматические	Нафтеновые	Метановые	
$ТП_8$	184	57	6	71	23	8
$ТП_{13}$	201	63	12	51	37	20
$ТП_{16-17}$	208	68	8	42	50	40
$БЯ_{18}$	245	77	16	34	50	75
$НП_{10}$	253	80	18	31	51	90
$НП_3$	328	87	20	25	55	130

В результате проведенных исследований нами выделено три типа газоконденсатных залежей.

ГКЗ первого типа развиты достаточно широко и выделены на всех конденсатосодержащих месторождениях Ямала. В северо-западной части полуострова на Харасавэйском, Бованенковском, Крузенштернском, а также на Нейтинском, Нурминском, Арктическом и Средне-Ямальском месторождениях эти залежи расположены в зоне развития ГФН в берриас-готеривских отложениях (до пласта $ТП_{17}$) на глубине 1,8 – 3,0 км, имеют

$p_{пл}$ = 20−50 МПа и пластовую температуру +67...−100 °С. В юго-восточном направлении (Харасавэй − Новый Порт) мощность осадочного мезокайнозойского чехла уменьшается, что позволяет более древним юрским породам вступить в ГФН, в связи с чем на Новопортовском месторождении все залежи газоконденсата, развитые в отложениях палеозоя-готерива в интервале глубин 1,7−3,5 км, относятся к первому типу ГКЗ. Пластовое давление 17,5−37,0 МПа, пластовая температура +50...+95 °С.

В северной части полуострова на Малыгинском и Тамбейских месторождениях ГКЗ первого типа выделены в готерив(начиная с $ТП_{17}$)-юрских отложениях, которые, несмотря на глубину залегания 2,5−4,0 км, в связи с меньшей степенью прогретости, чем в южной части (геотермический градиент составляет 2,8−4,0 и 2,3−2,8 °С/100 м на севере и юге соответственно), находятся в пределах ГЗН. Пластовое давление 25−60 МПа, температура пластовая +60...+105 °С.

Для залежей данного типа характерно следующее: почти предельная насыщенность конденсатного газа УВ $С_{5+}$ ($p_{пл}/p_{нас}$ = 1,01−1,1) в отложениях без АВПД и уменьшение ее ($p_{пл}/p_{нас}$ = 1,2−1,4) в отложениях с АВПД, обогащенность метановыми УВ (до 72 %) на Бованенковском, Харасавэйском, Западно-Сеяхинском и других месторождениях (метановый тип газоконденсата) и нафтеновыми УВ (до 54 %) на Малыгинском, Тамбейских, Новопортовском месторождениях (метаново-нафтеновый и нафтеново-метановый типы газоконденсата), содержание УВ $С_{5+}$, как правило, 40−90 г/м^3, за исключением Харасавэйского, где в отложениях ахской свиты (с АВПД) оно увеличивается до 320 г/м^3.

Второй тип ГКЗ выделен в отложениях баррема-альба (пласты $ТП_{16}$−$ПК_9$) на ряде газоконденсатных месторождений полуострова. ГКЗ этого типа расположены на сравнительно небольших глубинах (0,9−2,5 км) под крупными сеноманскими залежами сухого метана, они не имеют нефтяных оторочек, содержат небольшое количество жидких УВ − 0,2−60 г/м^3 (правильнее говорить о содержании конденсата в собственно газовых залежах, так как содержание жидких УВ в альбе и, частично, в апте не превышает 1 г/м^3), по углеводородному составу характеризуются обогащенностью нафтеновыми УВ (до 80 %), низким содержанием аренов (1−10 %) и газообразных гомологов метана.

ГКЗ третьего типа выделены нами лишь в юрских отложениях Бованенковского месторождения. Для этих залежей характерны жесткие термобарические условия ($p_{пл}$ более 40,0 МПа, температура пластовая более 90 °С), глубина залегания более 2,5 км. Они резко недонасыщены конденсатом (отношение пластового давления к давлению насыщения в основном равно 1,5−1,6), что обусловливает преобладание газообразных УВ (преимущественно метана) над жидкими, приводящее к переходу большей части жидких УВ в газовую фазу.

Газоконденсатные залежи имеют здесь тонкие оторочки нефтей. В них отмечается сравнительно высокая насыщенность УВ $С_{5+}$ (до 280 г/м^3) и обогащенность ароматическими УВ (до 23 % на фракцию н.к. −200 °С).

4.4.3. ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ СОСТАВА И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТЕЙ

С целью изучения нефтяных углеводородов Ямала Е.В. Соболевой и Л.В. Строгановым в 1991–1993 гг. проведены геохимические исследования нефтей оторочек газоконденсатных залежей, собственно нефтяных залежей и непромышленных притоков из меловых и юрских отложений полуострова. При этом использованы имеющиеся аналитические данные по физико-химическим параметрам и углеводородному молекулярному составу более 142 проб нефтей и 92 проб конденсатов 18 месторождений Ямала, охватывающих практически весь разрез (от палеозоя до альбского яруса) различных тектонических зон. Залежи исследованных нефтяных флюидов расположены на глубинах от 1,3 до 3,7 км. Основная часть нефтей находится в одном — берриас-готеривском — нефтегазоносном комплексе. Данные по составу и свойствам нефтей приведены в табл. 4.16–4.19.

Таблица 4.16

Физико-химическая характеристика поверхностных проб нефтей месторождений полуострова Ямал (по данным ЦЛ Главтюменьгеологии, ПГО «Ямалнефтегазгеология»)

Месторождение	Интервал перфорации, м	Индекс пласта	Возраст	Тип залежи, притока	Плотность, г/см^3	Содержание, % (по массе)			
						парафина	серы	асфальтенов	смол силикагелевых
Южно-Тамбейское	2645–2650	$ТП_{21}$	Готерив	НП	0,791	1,9	0,1	0,38	3,0
	2708–2712	$БЯ_{10}$	Валанжин	НП	0,774	0,006	0,009	—	—
Западно-Тамбейское	2175–2182	$ТП_{9/1}$	Баррем	Н	0,810	2,03	0,02	—	1,28
	2340–2351	$ТП_{13}$	Готерив	НП	0,816	3,14	0,06	—	2,36
	2385–2396	$ТП_{14/1}$	Готерив	Н	0,811	1,69	0,12	0,02	2,05
	2392–2397	$ТП_{14/0}$	Готерив	Н	0,831	3,69	0,05	—	2,37
	2432–2441	$ТП_{15}$	Готерив	НП	0,817	3,46	0,14	—	1,58
	2535–2540	$ТП_{19}$	Готерив	Н	0,815	3,30	0,07	0,04	1,21
	2556–2562	$ТП_{19}$	Готерив	Н	0,837	3,83	0,07	0,07	1,13
	2627–2631	$ТП_{20}$	Готерив	НП	0,839	4,61	0,07	0,07	1,50
	2670–2682	$ТП_{20/1}$	Готерив	Н	0,830	2,66	0,12	0,07	3,21
	2688–2696	$ТП_{21-22}$	Готерив	Н	0,830	4,82	0,08	0,12	2,19
Сядорское	2831–2834	$БЯ_1$	Готерив	НП	0,809	3,82	0,07	0,08	1,40
	3480–3495	$БЯ_{17}$	Валанжин	НП	0,827	5,13	0,10	0,14	2,44
	при гл. 3596	$БЯ_{17}$	Валанжин	НП	0,840	3,49	0,09	0,03	2,62
Малыгинское	3382–3392	БЯ	Валанжин	НП	0,848	2,31	0,20	0,04	2,64
	3539–3585	Ач	Валанжин	НП	0,804	2,16	0,11	отс.	1,74
Харасавэйское	2507–2511	$БЯ_2$	Готерив	НП	0,831	6,31	0,04	отс.	1,47
	2000–2008	$БЯ_1$	Готерив	НП	0,836	6,96	0,08	0,05	0,60
Бованенковское	2015–2023	$БЯ_2$	Готерив	НП	0,839	7,68	0,05	0,03	0,75
	2035–2046	$ТП_{19}$	Готерив	НП	0,835	4,75	0,12	0,10	2,01
	2046–2055	$ТП_{19-20}$	Готерив	НП	0,829	7,17	0,07	отс.	1,00
	2054–2065	$БЯ_1$	Готерив	НП	0,835	7,46	0,17	0,11	1,86
	2105–2111	$ТП_7$	Готерив	НП	0,847	8,88	0,16	0,08	1,77
	2144–2152	$БЯ_1$	Готерив	НП	0,844	11,13	0,06	0,20	1,83
	2165–2180	$БЯ_1$	Готерив	НП	0,830	4,49	0,03	0,10	0,94
	2192–2199	$БЯ_2$	Готерив	НП	0,839	8,61	0,07	0,24	1,66
	2203–2218	$БЯ_2$	Готерив	НП	0,839	6,21	0.06	0,13	1,04
	3083–3092	$Ю_{6-7}$	Юра	НП	0,867	16,12	0,12	0,55	4,13
	3341–3370	$Ю_{12}$	Юра	НП	0,890	25,72	0,18	1,03	5,71
Восточно-Бованенковское	2495–2500	$БЯ_4$	Валанжин	НП	0,797	3,55	0,03	0,05	1,38
	2515–2520	$БЯ_4$	Валанжин	НП	0,830	3,62	0,06	—	2,14
	2520–2528	$БЯ_4$	Валанжин	НП	0,834	4,08	0,08	0,08	1,90

Продолжение табл. 4.16

Месторождение	Интервал перфорации, м	Индекс пласта	Возраст	Тип залежи, притока	Плотность, г/см³	Содержание, % (по массе)			
						парафина	серы	асфальтенов	смол силикагелевых
Верхне-Тиутейское	2424 – 2428	$ТП_{19}$	Готерив	НП	0,851	5,14	0,09	0,15	2,48
	2436 – 2440	$ТП_{20}$	Готерив	НП	0,856	5,64	0,10	0,13	2,64
	2444 – 2455	$БЯ_1$	Готерив	НП	0,847	7,97	0,09	0,14	2,38
	2717 – 2721	$БЯ_8$	Валанжин	НП	0,862	10,60	0,11	0,17	1,75
Нейтинское	1348 – 1367	$ТП_1$	Апт	НП	0,832	1,82	0,20	0,20	4,51
	1773 – 1783	$ТП_{14-15}$	Баррем	НП	0,857	5,31	0,12	0,20	3,39
Нейтинское	2710 – 2720	$Ю_{2-3}$	Юра	НП	0,810	1,92	0,02	отс.	1,42
	2746 – 2752	$Ю_{2-3}$	Юра	НП	0,850	2,38	0,19	0,23	4,75
Арктическое	1966 – 1976	$ТП_{17}$	Готерив	НП	0,821	4,58	0,03	отс.	2,03
	2374 – 2394	$НП_{2-4}$	Валанжин	НП	0,851	6,25	0,07	0,20	3,60
	2453 – 2467	$НП_{2-4}$	Валанжин	НП	0,868	10,32	0,07	0ю31	2,49
	2491 – 2500	$НП_{9-10}$	Валанжин	НП	0,816	4,90	0,10	0,33	3,38
	3098 – 3120	$Ю_{2-4}$	Юра	НП	0,860	10,80	0,12	0,07	1,62
	3117 – 3128	$Ю_{2-4}$	Юра	НП	0,825	3,18	0,03	отс.	2,10
Байдарацкое	1812 – 1817	$БЯ_4$	Валанжин	НП	0,830	9,79	0,10	0,73	4,81
Средне-Ямальское	2120 – 2125	$ТП_{21}$	Готерив	НП	0,850	7,01	0,11	0,54	5,12
	2245 – 2253	$ТП_{25-26}$	Готерив	НП	0,846	5,0	0,09	отс.	3,83
	2282 – 2290	$ТП_{26}$	Готерив	НП	0,848	5,80	0,15	0,34	5,14
	2705 – 2720	Ач	Валанжин	НП	0,850	4,50	0,13	0,14	3,59
Нурминское	2012 – 2018	$ТП_6$	Баррем	НП	0,852	7,49	0,10	0,09	3,62
	2216 – 2245	$ТП_{20}$	Готерив	НП	0,834	3,75	0,06	отс.	1,75
Хамбатейское	2376 – 2384	$БЯ_{10}$	Валанжин	НП	0,827	2,61	0,04	отс.	0,49
Ростовцевское	2527 – 2535	$НП_1$	Валанжин	Н	0,838	4,16	0,12	0,08	2,44
	2550 – 2562	$НП_2$	Валанжин	Н	0,812	2,97	0,09	0,07	1,62
	2581 – 2591	$НП_2$	Валанжин	Н	0,816	1,21	0,18	0,03	3,29
	2579 – 2584	$НП_3$	Валанжин	Н	0,837	3,28	0,11	0,09	2,10
	2604 – 2609	$НП_4$	Валанжин	Н	0,838	3,42	0,12	0,03	1,81
	2684 – 2692	$НП_{7/0}$	Валанжин	Н	0,836	3,59	0,15	0,32	4,35
	2688 – 2692	$НП_7$	Валанжин	Н	0,824	3,07	0,08	0,11	1,53
	2678 – 2692	$НП_8$	Валанжин	НП	0,861	4,36	0,32	0,29	5,77
Новопортовское	896 – 900	$ХМ_1$	Альб	НП	0,915	0,1	0,15	0,25	5,34
	981 – 992	$ТП_1$	Апт	ГН	0,918	0,2	0,21	0,28	3,13
	1035 – 1040	$ТП_2$	Апт	НП	0,906	0,6	0,19	0,38	6,47
	1858 – 1867	$НП_1$	Валанжин	ГКН	0,846	7,4	0,07	0,24	2,85
	1869 – 1872	$НП_1$	Валанжин	ГКН	0,866	6,2	0,07	0,18	3,70
	1874 – 1879	$НП_1$	Валанжин	ГКН	0,860	5,7	0,12	0,20	3,87
	1880 – 1885	$НП_1$	Валанжин	ГКН	0,852	5,5	0,11	0,18	3,40
	1870 – 1878	$НП_2$	Валанжин	ГКН	0,840	4,8	0,03	0,25	1,35
	1891 – 1898	$НП_2$	Валанжин	ГКН	0,843	4,7	0,06	отс.	2,36
	1845 – 1851	$НП_{2-3}$	Валанжин	ГКН	0,825	3,7	0,05	отс.	2,76
	1875 – 1891	$НП_{2-3}$	Валанжин	ГКН	0,851	4.8	0,14	0,20	2,78
	1892 – 1898	$НП_{2-3}$	Валанжин	ГКН	0,847	7,84	0,03	0,17	2,28
	1892 – 1910	$НП_{2-3}$	Валанжин	ГКН	0,846	6,3	0,07	0,23	1,13
	1960 – 19780	$НП_{2-3}$	Валанжин	ГКН	0,834	4,3	0,07	0,05	2,51
	1970 – 1976	$НП_{2-3}$	Валанжин	ГКН	0,859	10,6	0,10	0,24	2,66
	1859 – 1870	$НП_3$	Валанжин	ГКН	0,850	5,0	0,05	0,18	2,88
	1862 – 1863	$НП_3$	Валанжин	ГКН	0,860	4,8	0,13	0,16	1,32
	1876 – 1884	$НП_3$	Валанжин	ГКН	0,865	4,0	0,11	0,03	2,79
	1892 – 1897	$НП_3$	Валанжин	ГКН	0,840	5,7	0,04	отс.	2,11
	1892 – 1902	$НП_3$	Валанжин	ГКН	0,859	5,1	0,11	0,20	2,92
	1900 – 1913	$НП_3$	Валанжин	ГКН	0,871	5,2	0,14	0,22	3,52
	1916 – 1926	$НП_3$	Валанжин	ГКН	0,862	5,1	0,12	0,15	3,01
	1904 – 1912	$НП_3$	Валанжин	ГКН	0,859	6,4	0,20	0,22	6,18
	1858 – 1869	$НП_4$	Валанжин	ГКН	0,864	7,2	0,08	0,1	3,05
	1861 – 1864	$НП_4$	Валанжин	ГКН	0,871	9,4	0,17	0,25	3,35
	1864 – 1869	$НП_4$	Валанжин	ГКН	0,859	5,6	0,11	0,04	2,61

Продолжение табл. 4.16

Месторождение	Интервал перфорации, м	Индекс пласта	Возраст	Тип залежи, притока	Плотность, г/см^3	Содержание, % (по массе)			
						парафина	серы	асфальтенов	смол силикагелевых
Новопортовское	1935 – 1940	$НП_4$	Валанжин	ГКН	0,855	5,5	0,13	0,25	3,43
	1870 – 1878	$НП_4$	Валанжин	ГКН	0,830	4,9	0,06	отс.	3,41
	1870 – 1880	$НП_4$	Валанжин	ГКН	0,856	8,2	0,13	0,19	2,39
	1880 – 1884	$НП_4$	Валанжин	ГКН	0,865	4,0	0,16	0,14	2,89
	1892 – 1894	$НП_4$	Валанжин	ГКН	0,867	5,1	0,11	0,14	3,19
	1890 – 1896	$НП_4$	Валанжин	ГКН	0,857	4,9	0,10	отс.	2,73
	1905 – 1910	$НП_4$	Валанжин	ГКН	0,855	8,2	0,08	0,15	3,45
	1910 – 1920	$НП_4$	Валанжин	ГКН	0,857	4,1	0,11	0,11	3,62
	1940 – 1946	$НП_4$	Валанжин	ГКН	0,852	5,6	0,16	0,31	3,65
	1873 – 1878	$НП_5$	Валанжин	ГКН	0,855	5,2	0,09	0,14	2,66
	1885 – 1890	$НП_5$	Валанжин	ГКН	0,873	7,4	0,14	0,27	3,70
	1891 – 1898	$НП_5$	Валанжин	ГКН	0,862	7,2	0,13	0,10	1,97
	1904 – 1910	$НП_6$	Валанжин	ГКН	0,860	5,7	0,12	0,21	4,08
	1903 – 1913	$НП_7$	Валанжин	ГКН	0,846	4,1	0,09	0,13	2,57
	1949 – 1954	$НП_8$	Валанжин	ГКН	0,864	10,8	0,10	0,24	3,84
	1977 – 1984	$НП_9$	Валанжин	ГКН	0,850	5,6	0,12	0,19	3,43
	2016 – 2020	$НП_9$	Валанжин	ГКН	0,858	5,0	0,17	0,13	2,87
	1865 – 1870	$НП_{10}$	Валанжин	ГКН	0,862	8,0	0,14	0,09	2,87
	1991 – 1996	$НП_{10}$	Валанжин	ГКН	0,855	4,1	0,12	0,24	3,38
	1971 – 1990	$НП_{10}$	Валанжин	ГКН	0,844	3,5	0,11	0.14	2,44
	1995 – 2001	$НП_{10}$	Валанжин	ГКН	0,844	4,1	0,08	0,16	2,31
	2040 – 2054	$Ю_{1-2}$	Юра	ГКН	0,845	9,4	0,15	0,42	4,34
	2040 – 2052	$Ю_2$	Юра	НП	0,861	6,6	0,09	0,11	2,78
	2044 – 2054	$Ю_2$	Юра	НП	0,871	8,26	0,36	0,99	5,20
	2031 – 2041	$Ю_{2-2}$	Юра	ГКН	0,849	6,4	0,13	0,17	3,59
	2050 – 2060	$Ю_{2-2}$	Юра	ГКН	0,844	9,7	0,18	0,49	3,46
	2026 – 2054	$Ю_{2-2-3}$	Юра	ГКН	0,841	4,8	0,14	0,12	3,26
	2054 – 2074	$Ю_{2-2-3}$	Юра	ГКН	0,852	8,4	0,07	0,39	3,50
	2050 – 2071	$Ю_{2-2-3}$	Юра	ГКН	0,849	9,4	0,14	0,28	4,62
	2042 – 2072	$Ю_{2-3}$	Юра	ГКН	0,853	9,93	0,11	0,27	2,29
	2036 – 2046	$Ю_3$	Юра	ГКН	0,858	5,3	0,15	0,34	5,46
	2043 – 2058	$Ю_3$	Юра	ГКН	0,850	6,3	0,12	0,23	3,41
	2049 – 2056	$Ю_3$	Юра	ГКН	0,858	9,3	0,18	0,56*	4,66
	2065 – 2080	$Ю_3$	Юра	ГКН	0,864	8,3	0,12	0,23	3,48
	2065 – 2088	$Ю_3$	Юра	ГКН	0,849	8,2	0,09	0,02	2,16
	2066 – 2074	$Ю_3$	Юра	ГКН	0,855	6,4	0,18	0,22	2,54
	2060 – 2064	$Ю_3$	Юра	ГКН	0,849	7,3	0,08	0,17	2,04
	2064 – 2072	$Ю_3$	Юра	ГКН	0,863	6,1	-0,16	0,44	5,31
	2072 – 2080	$Ю_3$	Юра	ГКН	0,862	6,3	0,16	0,51	4,73
	2077 – 2080	$Ю_3$	Юра	ГКН	0,847	7,3	0,06	0,18	2,65
	2046 – 2086	$Ю_{3-4}$	Юра	ГКН	0,859	6,6	0,22	0,33	3,74
	2055 – 2080	$Ю_{3-4}$	Юра	ГКН	0,850	4,1	0,18	0,14	3,43
	2049 – 2055	$Ю_4$	Юра	ГКН	0,855	6,0	0,13	0,27	4,35
	2060 – 2070	$Ю_4$	Юра	ГКН	0,862	4,8	0,13	0,64	4,90
	2066 – 2081	$Ю_4$	Юра	ГКН	0,856	5,3	0,21	0,41	3,05
	2068 – 2074	$Ю_4$	Юра	ГКН	0,853	8,0	0,10	0,24	3,12
	2055 – 2081	$Ю_{4-5}$	Юра	ГКН	0,852	7,2	0,06	0,21	1,99
	2091 – 2109	$Ю_6$	Юра	НП	0,850	5,7	0,06	0,13	2,20
	2053 – 2059	Ю	Юра	НП	0,859	11,7	0.17	0,30	2,14
	2110 – 2116	Ю	Юра	НП	0,858	8,2	0,17	0,27	1,81
	2130 – 2135	Ю	Юра	НП	0,835	2,4	0,14	0,11	2,54
	2131 – 2138	Ю	Юра	НП	0,834	2,4	0,13	0,07	2,38
	2164 – 2170	Ю	Юра	НП	0,832	6,6	0,02	0,15	1,87

Примечание: Н – нефтяная залежь, ГН – газонефтяная залежь, ГКН – газоконденсатная залежь с нефтяной оторочкой, НП – непромышленный приток нефти.

Таблица 4.17

Углеводородный состав нефтей полуострова Ямал (по данным ЦЛ Главтюменьгеологии, ПГО «Ямалнефтегазгеология»)

Месторождение	Интервал перфорации, м	Индекс пласта	Тип залежи, притока	Выход фракций до °С, %			Состав фракций н.к. 200 °С		
				150	200	300	Арены	Нафтены	Алканы
Южно-Тамбейское	2645–2650	$ТП_{21}$	НП	39,5	53	73	12,0	32,6	55,4
	2708–2712	$БЯ_{10}$	НП	46	76	97	24,3	32,1	43,6
Западно-Тамбейское	2175–2182	$ТП_{9/1}$	Н	8	27	69	–	–	–
	2340–2351	$ТП_{13}$	НП	12	26	58	14,1	14,6	71,3
	2385–2396	$ТП_{14/1}$	Н	16	29	61	10,4	13,4	76,2
	2392–2397	$ТП_{14/0}$	Н	–	7,8	49	11,0	19,6	69,4
	2432–2441	$ТП_{15}$	НП	11,5	25,5	57,5	12,5	17,5	70,0
	2535–2540	$ТП_{19}$	Н	21	31,5	62	–	–	–
	2556–2562	$ТП_{19}$	Н	3	15	52	–	–	–
	2627–2631	$ТП_{20}$	НП	–	9,4	53	–	–	–
	2670–2682	$ТП_{20/1}$	Н	8,6	20	48	–	–	–
	2688–2696	$ТП_{21-22}$	Н	3,1	16	45	–	–	–
Сядорское	2831–2834	$БЯ_1$	НП	11	29	59	–	–	–
	3480–3495	$БЯ_{17}$	НП	16	31	56	–	–	–
	при гл. 3596	$БЯ_{17}$	НП	7,2	19	48	–	–	–
Малыгинское	3382–3392	БЯ	НП	6	20	50	16	22	62
Харасавэйское	2507–2511	$БЯ_2$	НП	5,6	19	47	–	–	–
Бованенковское	2105–2111	$ТП_{17}$	НП	–	5,2	25	19	20	61
	2035–2046	$ТП_{19}$	НП	8	20	47	15	22	63
	2000–2008	$БЯ_1$	НП	8,1	17	42	17	13	70
	2144–2152	$БЯ_1$	НП	6	12	33	10	29	61
	2165–2180	$БЯ_1$	НП	–	9,5	51	21	14	65
	2015–2023	$БЯ_2$	НП	7,5	16,5	41	16	13	71
	2192–2199	$БЯ_2$	НП	5	13	40	10	32	58
	2203–2218	$БЯ_2$	НП	5,5	14	42	20	23	57
	3083–3092	$Ю_{6-7}$	НП	–	10	26	–	–	–
	3341–3370	$Ю_{12}$	НП	–	–	13	–	–	–
Восточно-Бованенковское	2495–2500	$БЯ_4$	НП	32	50	78	–	–	–
	2520–2528	$БЯ_4$	НП	7	24	50	12,8	28,8	58,4
Верхне-Тиутейское	2424–2428	$ТП_{19}$	НП	1,2	10	41,5	14,9	28,1	57,0
	2436–2440	$ТП_{20}$	НП	–	5,6	37	13,9	21,5	64,6
	2444–2455	$БЯ_1$	НП	4,2	10	36	12	28	60
	2717–2721	$БЯ_8$	НП	1,2	6	30	18	18	64
Байдарацкое	1812–1817	$БЯ_4$	НП	–	5,8	27	–	–	–
Нейтинское	1348–1367	$ТП_1$	НП	14	25	45	15,9	32,8	51,3
	1773–1783	$ТП_{14-15}$	НП	–	7,8	46	–	–	–
	1994–1969	$ТП_{19/0}$	ГКН	18	27	55	18,6	59,0	22,4
	2710–2720	$Ю_{2-3}$	НП	29	51	80	22,2	28,5	49,3
	2746–2752	$Ю_{2-3}$	НП	14	24	46	21,3	33,3	45,4
Арктическое	1966–1976	$ТП_{17}$	НП	15	30	63	16,4	37,6	46,0
	2403–2409	$БЯ_{10}$	ГН	26	40	64	19,1	25,9	55,0
	2374–2394	$НП_{2-4}$	НП	2,7	20	52	23,5	31,4	45,1
	2453–2467	$НП_{2-4}$	НП	7	14	37	20,2	35,5	44,3
	2491–2500	$НП_{9-10}$	НП	31	42	64	–	–	–
	3098–3120	$Ю_{2-4}$	НП	1,5	12	36	–	–	–
	3117–3128	$Ю_{2-4}$	НП	20	45	80	27,1	24,1	48,8
Средне-Ямальское	2120–2125	$ТП_{21}$	НП	3	11,5	42	–	–	–
	2245–2253	$ТП_{25-26}$	НП	10	22	49,5	22,0	50,7	27,3
	2282–2290	$ТП_{26}$	НП	8	20,5	49	17,2	29,0	53,8
	2705–2720	Ач	НП	6	18	45	–	–	–
Нурминское	2012–2018	$ТП_{16}$	НП	–	–	–	14,4	47,2	38,4
	2216–2245	$ТП_{20}$	НП	23	48,5	75	26,3	55,3	18,4
	2282–2290	$ТП_{22}$	НП	–	–	–	21,8	41,6	36,6
Хамбатейское	2376–2384	$БЯ_{10}$	НП	2,4	18	62	–	–	–
Ростовцевское	2527–2535	$НП_1$	Н	11	25	53	–	–	–
	2550–2562	$НП_2$	Н	23	27	62	–	–	–
	2581–2591	$НП_2$	Н	26	42,5	70	–	–	–
	2579–2584	$НП_3$	Н	9	28	57	–	–	–
	2604–2609	$НП_4$	Н	12	26,5	54	–	–	–

Продолжение табл. 4.17

Месторождение	Интервал перфорации, м	Индекс пласта	Тип залежи, притока	Выход фракций до °С, %			Состав фракций н.к. 200 °С		
				150	200	300	Арены	Нафтены	Алканы
Нопортовское	2684–2692	$НП_{7/0}$	Н	21	34	59	–	–	–
	2688–2692	$НП_7$	Н	25	40	72	17,2	29,8	53
	2678–2692	$НП_8$	НП	3,8	15	43	–	–	–
	896–900	$ХМ_1$	НП	–	–	33	–	–	–
	981–992	$ТП_1$	ГН	–	–	33	16	60	24
	1035–1040	$ТП_2$	НП	–	1,2	80	–	–	–
	1892–1898	$НП_{2-3}$	ГКН	9,0	20	52	18,6	19	62,4
	1880–1884	$НП_4$	ГКН	6,8	20	47	21,4	34,9	43,7
	2044–2054	$Ю_2$	НП	5,6	10	38	27	32	51
	2068–2074	$Ю_4$	ГКН	7,8	19	47	21,4	20,4	58,2
	2053–2059	Ю	НП	2,6	5	36	20,9	24,3	54,8

• *Примечание.* Н – нефтяная залежь, ГН – газонефтяная залежь, ГКН – газоконденсатная залежь с нефтяной оторочкой, НП – непромышленный приток нефти.

Таблица 4.18

Усредненный фракционный состав и физические свойства нефтей Новопортовского месторождения

Состав и свойства	Отложения		
	Юры	Неокома	Альба-апта
Фракционный состав, % (по объему):			
НК, °С	80	70	200
до 150 °С	15	18	5
до 200 °С	23	28	9
до 250 °С	34	39	15
до 300 °С	51	58	30
Остаток выше 300 °С	49	42	70
Плотность, г/см^3	0,8500	0,8400	0,9120
Молекулярная масса	200	190	260
Вязкость, м^2/с·10^{-6}:			
при 20 °С	11	6	50
пир 50 °С	5	3	14
Коксуемость, % (по массе)	0,9	0,5	1,2
Кислотность, мг на КОН на 1 часть нефти	0,06	0,06	0,09
Содержание, % (по массе):			
общей серы	0,13	0,1	0,2
твердых парафинов	6	4	0,5
смол	3	2,5	5
асфальтенов	3,2	0,16	0,5
азот	0,05	0,04	0,08

Таблица 4.19

Групповой углеводородный состав нефтей Новопортовского месторождения

Отложения	Содержание, % (по массе)		
	Ароматических	Нафтеновых	Метановых
Юры	20,3	29	50,7
Неокома	18,3	30,5	51,2
Альб-апта	21,7	67,8	10,5

Нефти изучаемой области разнообразны как по физико-химическим характеристикам, так и по групповому углеводородному составу. Плотность нефтей варьирует от 0,774 до 0,918 г/см^3. Снижение плотности нефтей обусловлено повышением содержания бензиновых фракций (от 1,2 до 76 %) и уменьшением доли смол (6,47 – 0,49 %) и асфальтенов (1,03 – 0,02 %). В основном, нефти Ямала легкие, парафинистые и высокопарафинистые, малосмолистые, малосернистые, имеют преимущественно метановый состав. Наибольшее содержание парафина отмечено в преимущественно метановых нефтях нижнеюрских отложений Бованенковского месторождения – до 25,72 %. Наибольшую плотность (0,918 г/см^3) имеет нафтеновая нефть пласта $ТП_1$ (апт) Новопортовского месторождения, которая при этом содержит незначительное количество смол и асфальтенов.

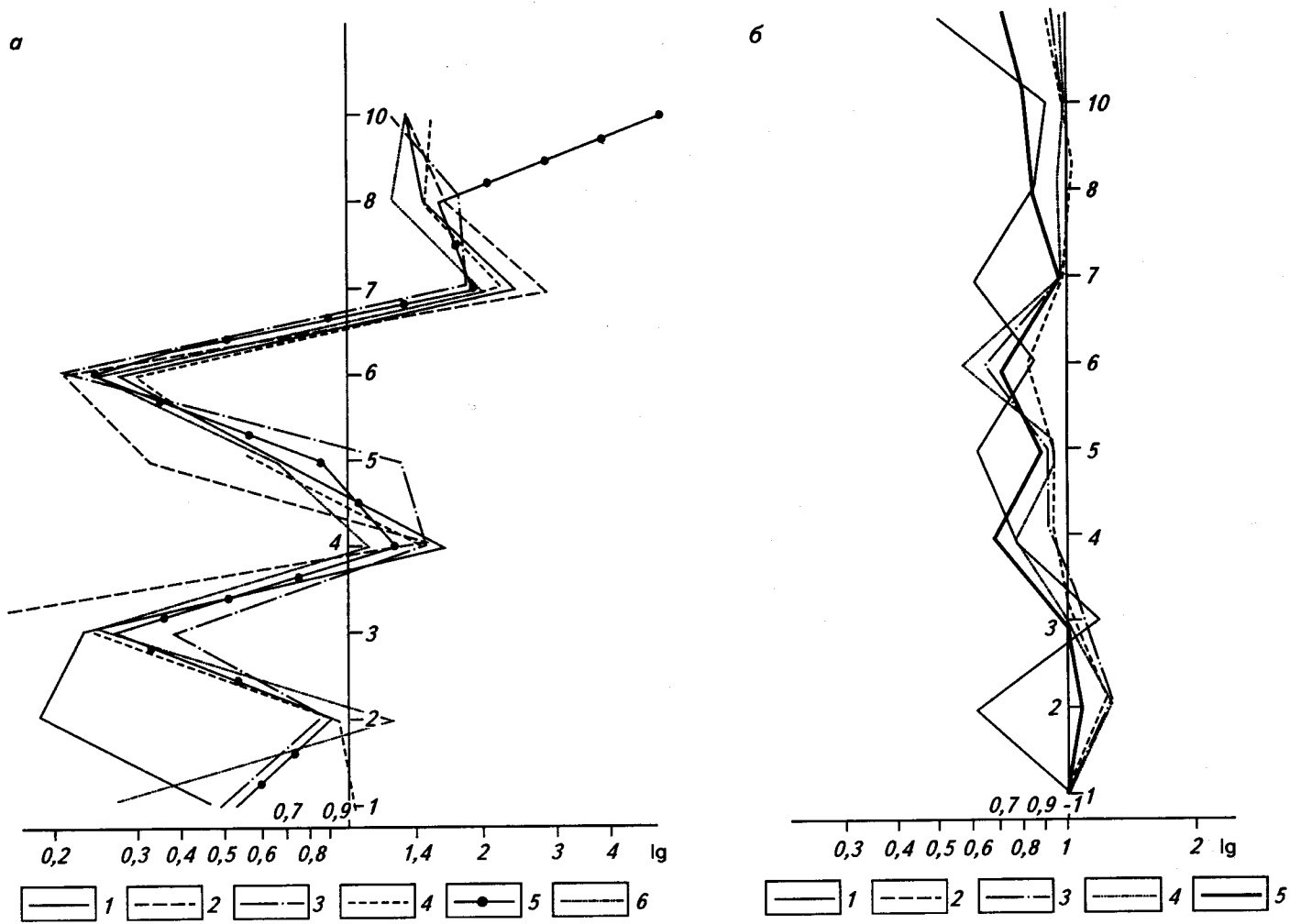
По групповому составу бензинов нефти характеризуются различными соотношениями углеводородов (УВ). Нефти метанового основания с содержанием парафиновых УВ 55 – 76 % приурочены к центральной части Ямала (Бованенковское, Восточно-Бованенковское, Верхне-Тиутейское и другие месторождения). В южной части полуострова (Новопортовское, Ростовцевское, Арктическое, Нейтинское и другие месторождения) распространены метаново-нафтеновые и нафтеново-метановые нефти. Уменьшение доли цикланов (нафтенов) в групповом составе УВ легких фракций нефтей в северном направлении и увеличение доли алканов и аренов указывают на увеличение в этом направлении степени «зрелости» нефтей, т.е. их катагенетической превращенности. Косвенным показателем «зрелости» нефтей северной части Ямала может служить повышение концентрации в средней части фракции (100 – 320 °С) нефтей относительно низкомолекулярных УВ, о чем свидетельствует увеличение в этом направлении отношения $\Sigma н\text{-}(C_{13}-C_{15})/\Sigma н\text{-}(C_{23}-C_{25})$ от 1,8 на Нейтинском месторождении до 3,2 на Сядорском. Увеличение содержания УВ $н\text{-}C_{12}-н\text{-}C_{17}$ может происходить за счет процессов термической деструкции более крупных молекул органического вещества (ОВ) вмещающих пород.

Исследование молекулярного состава индивидуальных УВ средних фракций показало, что в составе алканов нефтей изучаемого района, как и всей Западной Сибири, преобладают нормальные алканы над изопреноидами. Это отражается на значениях коэффициентов $\Sigma н$-алканов/$\Sigma изо$-преноидов (6,8 – 14,2), $изо\text{-}C_{19}/н\text{-}C_{17}$ (0,2 – 0,7) и $изо\text{-}C_{20}/н\text{-}C_{18}$ (0,2 – 0,4). При этом значения коэффициентов, как правило, не зависят от глубины расположения залежей.

Среди нормальных алканов сумма относительно легких – в области $н\text{-}C_{11}-н\text{-}C_{18}$ – значительно превышает сумму средних и тяжелых $н$-алканов, соответствующих области $н\text{-}C_{19}-н\text{-}C_{35}$. В связи с этим коэффициент $\Sigma н\text{-}(C_{13}-C_{15}/\Sigma н\text{-}(C_{25}-C_{27})$ колеблется в диапазоне 1,1 – 12,3. Та же тенденция отмечается и в изменении величины отношения $изо\text{-}(C_{19}-C_{20})/изо\text{-}(C_{14}-C_{18})$, равной 0,3 – 0,6. Это может быть следствием катагенетической превращенности нефтяных флюидов.

Таким образом, все без исключения нефти Ямала относятся к единому генотипу так называемых «континентальных» нефтей: за исключением явно «незрелых» нефтей апта и альба, они характеризуются пониженной плотностью и сернистостью, преобладанием метановых УВ в легких фракциях, высоким содержанием твердых алкановых УВ – парафина, отношением пристана к фитану более 2,0 – 2,5.

При изучении нефтяных оторочек газоконденсатных залежей Ямала и


а
10
8
7
6
5
4
3
2
1
0,7
0,9
0,2
0,3
0,4
0,5
0,6
0,8
1,4
2
3
4
lg
1
2
3
4
5
6
б
10
8
7
6
5
4
3
2
1
0,7
0,9
0,3
0,4
0,5
0,6
0,8
1
2
lg
1
2
3
4
5

сравнении таких параметров, как выход фракций – н.к. 150, 200 и 300 °С, содержание смол, парафинов (%) , групповой состав фракции н.к. –200 °С, плотность, молекулярная масса, состав *н*-алканов, отношения *н*-гексан/*н*-гептан, метилциклопентан/циклогексан, были выявлены три типа нефтяных оторочек.

Нефтяные оторочки первого типа выделены в основном на месторождениях северной и центральной частей Ямала (Западно-Тамбейском, Сядорском, Верхне-Тиутейском и др.). В этих нефтях плотность от 0,834 до 0,862 г/см^3, выход фракций до 150 °С – 1–8 %, до 200 °С – 5–24 %, до 300 °С – 30–52 %, концентрация твердых парафинов – 3,5-11,2 %, максимум в распределении нормальных алканов одних нефтей приходится на *н*-(C_9–C_{12}), других – два максимума на *н*-(C_{14}–C_{17}), *н*-(C_{14}–C_{17}) и C_{22}, молекулярная масса – 195–259, величины отношений *н*-гексан/*н*-гептан и метилциклопентан/циклогексан изменяются в пределах 0,3–0,4 и 0,5–0,7 соответственно.

Нефтяные оторочки второго типа распространены в основном в южной части полуострова, а также на Западно-Тамбейском, Сядорском и Бованенковском месторождениях. В нефтях этих залежей плотность 0,809–0,850 г/см^3, выход фракций до 150 °С 8–21 %, до 200 °С 20–31 %, до 300 °С 45–62 %, концентрация твердых парафинов 1,8–5,1 %, максимум в распределении *н*-алканов в одних нефтях приходится на *н*-(C_9–C_{11}), в других – два максимума на *н*-(C_4–C_{11}) и *н*-(C_{17}–C_{24}), молекулярная масса 174–209, величины отношений *н*-гексан/*н*-гептан и метилциклопентан/циклогексан изменяются в пределах 0,6–1,2 и 0,7–0,9 соответственно.

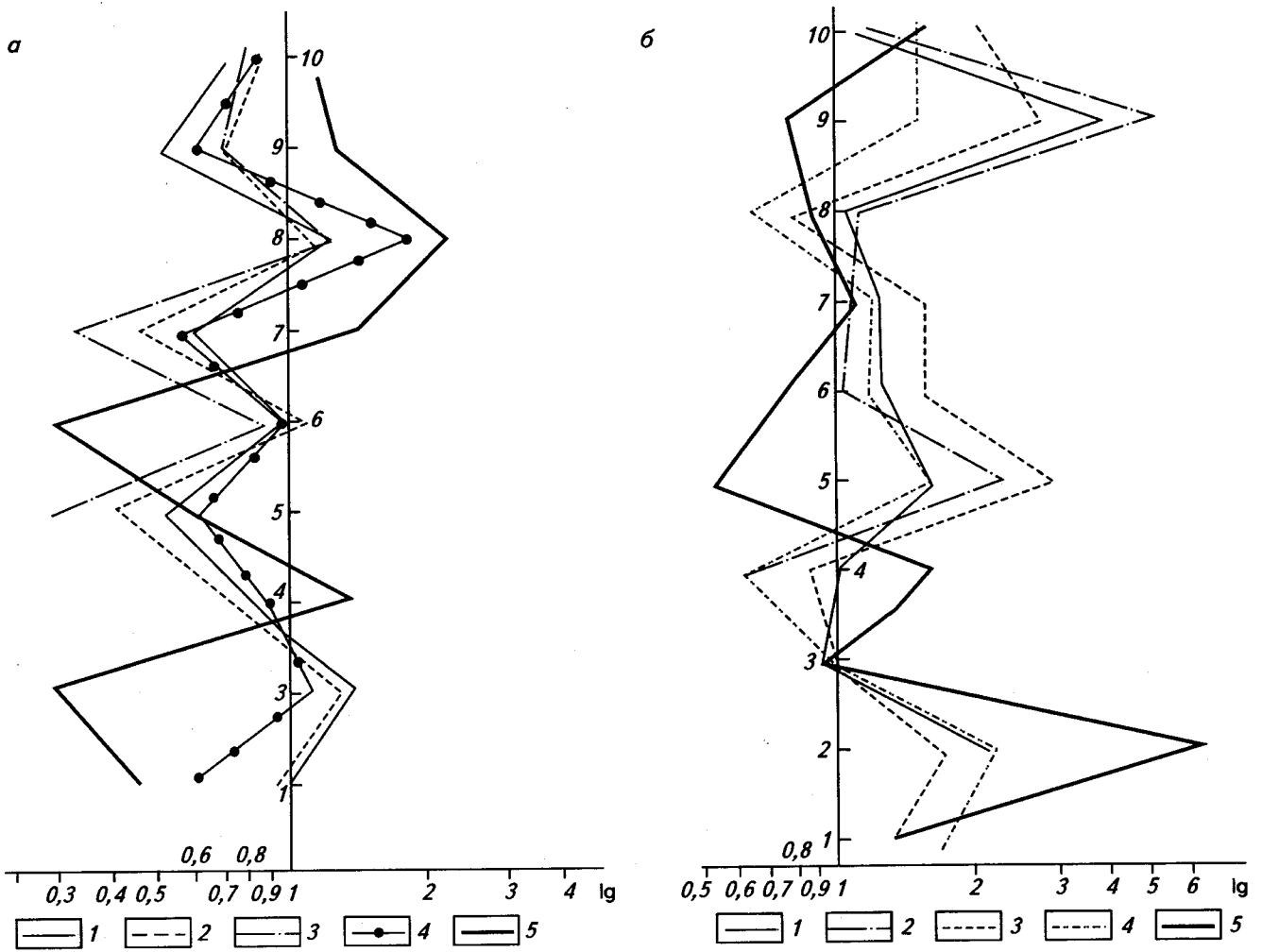
Нефтяные оторочки третьего типа выделены на Восточно-Бованенковском (пласт БЯ$_4$, скв.1) и Южно-Тамбейском (пласт БЯ$_{10}$, скв.2; пласт ТП$_{21}$, скв.1) месторождениях. В нефтях этих залежей плотность 0,774–0,797 г/см^3, выход фракций до 150 °С, 32–46 %, до 200 °С 50–76 %, до 300 °С 65–93 %, концентрация твердых парафинов 1,9–3,6 %, молекулярная масса 166–170.

С целью выделения групп нефтей близкого генезиса Е.В. Соболевой и Л.В. Строгановым проведена корреляция нефтей и конденсатов по методу И. Эрдмана и Д. Морриса с использованием следующих соотношений между концентрациями пар УВ фракции н.к. –130 °С, близких по химической структуре и температурам кипения:

1) изопентан/*н*-пентан,
2) циклопентан/2,3диметилбутан,
3) 2метилпентан/3метилпентан,
4) *н*-гексан/(метилциклопентан+2,2диметилпентан),

Рис. 4.26. Корреляция жидких углеводородов различных месторождений Ямала по составу индивидуальных углеводородов C_5–C_8:

а – эталон (ось ординат) – нефть, Бованенковское месторождение, скв. 129, интервал 3341–3370 м, пласт Ю$_{12}$ (тоар); *1* – нефть, скв. 116, интервал 2658–2666 м, пласт Ю$_3$ (бат); *2* – конденсат, скв. 114, интервал 2690–2700 м, пласт Ю$_6$ (байос); *3* – конденсат, скв. 98, интервал 2970–2986 м, пласт Ю$_7$ (байос); *4* – конденсат, скв. 97, интервал 2557–2564 м, пласт Ю$_2$ (бат); *5* – нефть, скв. 86, интервал 2165–2180 м, пласт БЯ$_1$ (готерив); *6* – нефть, скв. 69, интервал 2105–2111 м, пласт ТП$_{16}$ (готерив); *б* – эталон (ось ординат) – нефть, Бованенковское месторождение, скв. 86, интервал 2165–2180 м, пласт БЯ$_1$ (готерив): *1* – нефть, Бованенковское месторождение, скв. 69, интервал 2105–2111 м, пласт ТП$_{17}$ (готерив); *2* – нефть, Бованенковское месторождение, скв. 59, интервал 2035–2046 м, пласт ТП$_{19-20}$ (готерив); *3* – нефть, Арктическое месторождение, скв. 15, интервал 2374–2381 м, 2388–2394 м, пласт НП$_{2-4}$ (валанжин); *4* – нефть, Нейтинское месторождение, скв. 29, интервал 1964–1968 м, пласт ТП$_{18}$ (готерив); *5* – нефть, Верхне-Тиутейское месторождение, скв. 102, интервал 2424–2428 м, пласт ТП$_{20}$ (готерив)


а
10
9
8
7
6
5
4
3
1
0,6 0,8
0,3 0,4 0,5 0,7 0,9 1 2 3 4 lg
1 2 3 4 5
б
10
9
8
7
6
5
4
3
2
1
0,8
0,5 0,6 0,7 0,9 1 2 3 4 5 6 lg
1 2 3 4 5

5) 2метилгексан/2,3диметилпентан,
6) 3метилгексан/3метилпентан,
7) 1транс-3диметилциклопентан/1транс-2диметилциклопентан,
8) *н*-гептан/(1,1,3триметилциклопентан + метилциклогексан),
9) 2,2 диметилгексан/2метилгептан,
10) (4метилпентан + 3,4диметилгексан)/3метилгептан.

Расчет проводился по формуле $R = (CAa/CAb)/(CBa/CBb)$, где в числителе дано отношение концентраций УВ a и b в нефти (конденсате) А, в знаменателе — отношение концентраций УВ a и b в нефти В.

Для сравнения нескольких нефтей одну из них принимаем за базовую (нефть В), а все остальные рассматриваются по отношению к базовой. Графически такая корреляция изображена на рис. 4.26 и 4.27, где по оси ординат распределены пары УВ (1, 2, 3 и т.д.), а по оси абсцисс — логарифмы значений отношений. Для базовой нефти — это прямая линия, параллельная оси ординат.

В результате проведенной корреляции установлено:

нефти и конденсаты Бованенковского месторождения генетически схожи между собой, а также с нефтяными флюидами Арктического и Нейтинского месторождений (см. рис. 4.26) и образуют нурминский генетический тип (по названию мегавала, в пределах которого расположены эти структуры);

нефти месторождений, окаймляющих Северо-Сеяхинскую впадину — Верхне-Тиутейского, Восточно-Бованенковского, Сядорского, Западно-Тамбейского — схожи между собой и отличаются по соотношению пар УВ от нефтей и конденсатов Бованенковского месторождения (см. рис. 4.26) и образуют северо-сеяхинский тип;

нефти и конденсаты Малыгинского месторождения генетически схожи между собой (см. рис. 4.27) и образуют малыгинский тип. Исключение составляет нефть из скважины 12, расположенной в южной части структуры вблизи Сядорского месторождения, входящего по типу в другую зону.

Кроме физико-химических параметров, полезную информацию для анализа онтогенеза УВ несут сведения об изотопном составе углерода (ИСУ) метана ($\delta^{13}C$). Изотопные исследования проводились последние 30 лет во ВНИИЯГГе, ГЕОХИ РАН, ВНИГРИ, ВНИИГАЗе. Результаты этих исследований обобщены во ВНИИГАЗе [20, 21, 54, 83]. Фактические данные приведены в табл. 4.20.

По ИСУ метана в наибольшей степени охарактеризован разрез Бованенковского месторождения. По разрезу этого месторождения величина $\delta^{13}C$ изменяется снизу вверх и составляет в газах из отложений валанжи-

---

Рис. 4.27. Корреляция жидких углеводородов различных месторождений Ямала по составу индивидуальных углеводородов C_5–C_8:

а — эталон (ось ординат) — нефть, Западно-Тамбейское месторождение, скв. 30, интервал 2556–2562 м, пласт $ТП_{19}$ (готерив); *1* — нефть, Верхне-Тиутейское месторождение, скв. 102, интервал 2717–2721 м, пласт $БЯ_8$ (валанжин); *2* — нефть, Верхне-Тиутейское месторождение, скв. 102, интервал 2424–2428 м, пласт $ТП_{20}$ (готерив); *3* — нефть, Сядорское месторождение, скв. 210, интервал 2831–2834 м, пласт $БЯ_1$ (готерив); *4* — нефть, Восточно-Бованенковское месторождение, скв. 4, интервал 2520–2528 м, пласт $БЯ_4$ (валанжин); *5* — нефть, Бованенковское месторождение, скв. 129, интервал 3341–3370 м, пласт $Ю_{12}$ (тоар); *б* — эталон (ось ординат) — конденсат, Малыгинское месторождение, скв. 16, интервал 2734–2744 м, пласт $БЯ_3$ (валанжин); *1* — конденсат, скв. 16, интервал 2661–2671 м, пласт $БЯ_1$ (готерив); *2* — конденсат, скв. 16, интервал 2378–2388 м, пласт $ТП_{12}$ (баррем); *3* — конденсат, скв. 32, интервал 2754–2780 м, пласт $БЯ_3$ (валанжин); *4* — нефть, скв. 3, интервал 3572–3585 м, пласт $Ю_{2-3}$ (бат); *5* — нефть, скв. 12, интервал 3189–3192 м, пласт $БЯ_6$ (валанжин)

Таблица 4.20

Изотопный состав углерода метана свободных газов месторождений Ямала ($\delta^{13}C$, ‰) [54]

Месторождение	Возраст								
	K_2m-d, Pg_1, Q	K_2c	K_1al	K_1a	K_1h	K_1v	J_3	J_2	Pz
Харасавэйское		−47,6 [−54,3]		−40,4		−32,4			
Крузенштерн-ское		[−54,3]							
Бованенковское	−70,4 −76,8	−47,7 (−48,3)	−39,9	40,3					
Нейтинское		−38,3 −53,2							
Арктическое		(−61,7) [−56,46]		−39,6		−38,2			
Средне-Ямальс-кое		(−57)							
Нурминское		(−53)		(−57,5)					
Каменномысское		(−60,6)							
Новопортовское			−51,0			−39,6 (−45,6) (46,0) (−47,3)			−30,2
Малыгинское		[−65,36]							
Западно-Сея-хинское		[−61,41]							
Южно-Тамбей-ское				−48					

Примечание. Величины ИСУ в квадратных и круглых скобках — соответственно по данным работ [83, 21, 50].

на — 32,4 ‰, апта — 40 ‰, альба — 39,2 ‰, сеномана — 47,6 ‰ и, наконец, в самой верхней части разреза на глубине 15—150 м в газах из толщи ММП (K_2m-b, P_1, Q) — −70,4...−76,8 ‰ (Г.И. Теплинский, М.Г. Осипова, 1995). Таким образом, по разрезу Бованенковского месторождения на фоне уменьшения величины $\delta^{13}C$ снизу вверх отмечается значительное (незакономерное) уменьшение ее в газах из толщи ММП и в меньшей мере в газах сеноманских отложений, т.е. отчетливо наблюдается ощутимое облегчение углерода метана именно в этих частях разреза.

Изотопическое утяжеление углерода метана (иногда значительное) наблюдается в газах сеноманских отложений на газовых и газонефтяных залежах, в той или иной мере затронутых тектоническими нарушениями (Нейтинская, Ямсовейская, Тазовская, Русская, Мессояхская, Еты-Пуровская). Среди перечисленных наибольшее утяжеление углерода метана в газах сеноманских отложений установлено на Нейтинском ($\delta^{13}C$ = −38,8 ‰) и Мессояхском ($\delta^{13}C$ = −38,3 ‰) месторождениях. Утяжеление углерода метана в газах сеноманских отложений перечисленных выше залежей можно связывать с хорошей вертикальной проницаемостью разреза, обусловленной нарушенностью осадочного чехла.

В верхних горизонтах средней юры на Малыгинском, Бованенковском и Новопортовском месторождениях ИСУ изменяется в узком диапазоне −35,62...−36,64. Примечательно, что в низах юры (Новопортовское месторождение) присутствует свободный газ с самым тяжелым изотопным составом (−30,2 ‰).

4.5. КОЛЛЕКТОРСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА ЯМАЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ

Под коллекторским потенциалом (КП) авторы понимают общую и аккумуляционную песчанистость (долю пластов единичной мощностью более 10 м) конкретных продуктивных толщ, коррелируемость в пространстве песчано-алевролитовых горизонтов и фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород-коллекторов, фоновые — в целом по всем горизонтам и индивидуальные — по конкретным пластам.

Опыт проведения поисково-разведочных работ на юрский комплекс в северных районах ЗСП показывает, что главным фактором, лимитирующим распространение промышленных по величине и добычным возможностям скоплений УВ на средних и больших глубинах являются ФЕС пород проницаемых горизонтов. Для песчаников и алевролитов мелового и юрского возраста они зависят как от первично-генетических, так и вторичных факторов.

По всем ямальским месторождениям общее число определений ФЕС коллекторов превышает 3 тыс. Наиболее изученным является разрез Новопортовского (более 600 определений) и Бованенковского (более 1000) месторождений.

Коллекторами нефти и газа в продуктивных отложениях Новопортовского месторождения являются песчаники и алевролиты, отличающиеся в отдельных пластах по минералогическому составу, типу, составу и количеству цемента, физическим свойствам и пр.

Коллекторами горизонта $ТП_1$ являются песчаники и алевролиты полевошпатово-кварцевого и аркозового состава. Цемент преимущественно глинистый, гидрослюдистый, с примесью монтмориллонита; довольно часто встречается карбонатный цемент. Содержание цемента 2,0—5,0 %. Пористость коллекторов 20—28 %, в среднем 24—25 %, проницаемость достигает $(120-150)\cdot10^{-15}$ м^2 и более.

Коллекторы новопортовской продуктивной толщи представлены, в основном, песчаниками, тогда как алевролиты имеют меньшее распространение. Песчаники — крепкие, массивные, реже слоистые, по минералогическому составу аркозовые, полевошпатово-кварцевые (содержание кварца достигает 65—70 %). Цемент по составу преимущественно каолинитовый, гидрослюдистый, реже карбонатный. Содержание цемента в песчаниках 2,3—37,8 %, в отдельных скважинах встречаются слабосцементированные разности. Для всего разреза характерно обилие слойков глин в песчаниках, количество и толщина которых увеличивается по мере приближения к литологическим экранам.

Алевролиты — крупнозернистые, сцементированы гидрослюдисто-каолинитовым цементом преимущественно порового и пленочно-порового типа.

Открытая пористость песчаников группы НП изменяется в диапазоне 18—22 %, проницаемость $(10-150)\cdot10^{-15}$ м^2, ФЕС алевролитов существенно хуже.

Коллекторы горизонтов $Ю_{2-3}$ представлены песчаниками, кварцполевошпатовыми и аркозовыми, и алевролитами, аркозовыми, разнозернистыми, сцементированными каолинитовым, гидрослюдистокаолинитовым и карбонатным цементом (содержание цементирующего материала обычно

3—4 %). Характерной особенностью этих отложений является обилие слюд и растительного детрита с включениями линзочек и слойков углей. Их русловой генезис предопределяет достаточно высокую внутреннюю литологическую неоднородность. Песчаники неясно-слоистые, косослоистые или с волнисто-прерывистой слоистостью, определяемой присутствием алевролита и слюд. Средняя пористость коллекторов 18,2 %, проницаемость — (15—20,4)·10^{-15} м^2, хотя в отдельных образцах русловых песчаников $k_п$ достигает 21,6 %, $k_{пр}$ до 54,2·10^{-15} м^2. Вместе с тем, величина $k_п$ у песчаников нижней юры на глубинах 2500—2760 м снижается до 9,3—14,9 % (обычно около 11,5—12 %), $k_{пр}$ — до (0,16—13,7)·10^{-15} м^2, (обычно — единицы мД). На рис. 4.28 представлена взаимозависимость проницаемости и пористости для Новопортовского месторождения по всему продуктивному разрезу.

В целом для сеноманских и альбских пород Ямала КП оценивается как максимально высокий: наряду с высокой песчанистостью фоновая пористость слабосцементированных песчаников составляет 29—33 %, проницаемость — сотни миллидарси (максимальная — 802—907 мД), вместе с тем ФЕС коллекторов альб-сеноманского комплекса здесь несколько хуже, чем в НПТР.

В объеме танопчинской толщи (апт-неоком) КП ухудшается от верхних горизонтов ($ТП_{1-6}$) к нижним ($ТП_{16-20}$), пористость песчаников снижается от 27—24 до 22—20 % и ниже, проницаемость от (360—120)·10^{-12} м^2, до первых десятков миллидарси. Вместе с тем и коррелируемость отдельных пластов песчаников и алевролитов в континентальной угленосной толще между поисково-разведочными скважинами (3—5 км) оказывается невысокой: отмечаются многочисленные литологические замещения, выклинивания пластов, русловые врезы и прочее. В низах неокома (горизонты $БЯ_1$—$БЯ_{18}$ и НП) на большинстве площадей Ямала, кроме Новопортовской площади отмечается невысокая величина КП, в частности открытая пористость составляет в среднем 17—19,5 %, проницаемость песчаников от (2—5)××10^{-15} м^2 до 75·10^{-15} м^2, очень редко до 100·10^{-15} м^2, алевролитов до (5—3)·10^{-15} м^2 и менее (табл. 4.21).

Особо остро стоит вопрос о характеристике КП юрского продуктивного комплекса как в региональном плане, так и конкретно для Ямала и шельфа Карского моря и отдельных зон и площадей в их пределах.

Коллекторами для углеводородных скоплений на Ямале в разрезе нижне-среднеюрской продуктивной толщи (тюменская свита и ее аналоги) являются:

гравелиты и крупнозернистые песчаники базального горизонта юры пролювиально-аллювиального генезиса — обычно весьма хороший коллектор;

песчаники крупно- и среднезернистые, относительно хороший коллектор;

песчаники МКЗ и алевропесчаники, удовлетворительный коллектор;

алевролиты крупно- и мелкозернистые — посредственный и/или плохой коллектор;

алевролиты МКЗ, глинистые и тонкое переслаивание алевролитов и глин, слабопроницаемые, плохой коллектор.

На юге и юго-западе Ямала песчано-алевролитовые горизонты юры имеют континентальный генезис (преимущественно аллювиальные, озерные и дельтовые фации). Породы переполнены растительным детритом, РОВ и содержат тонкие пласты угля. К северу от Нейтинской площади

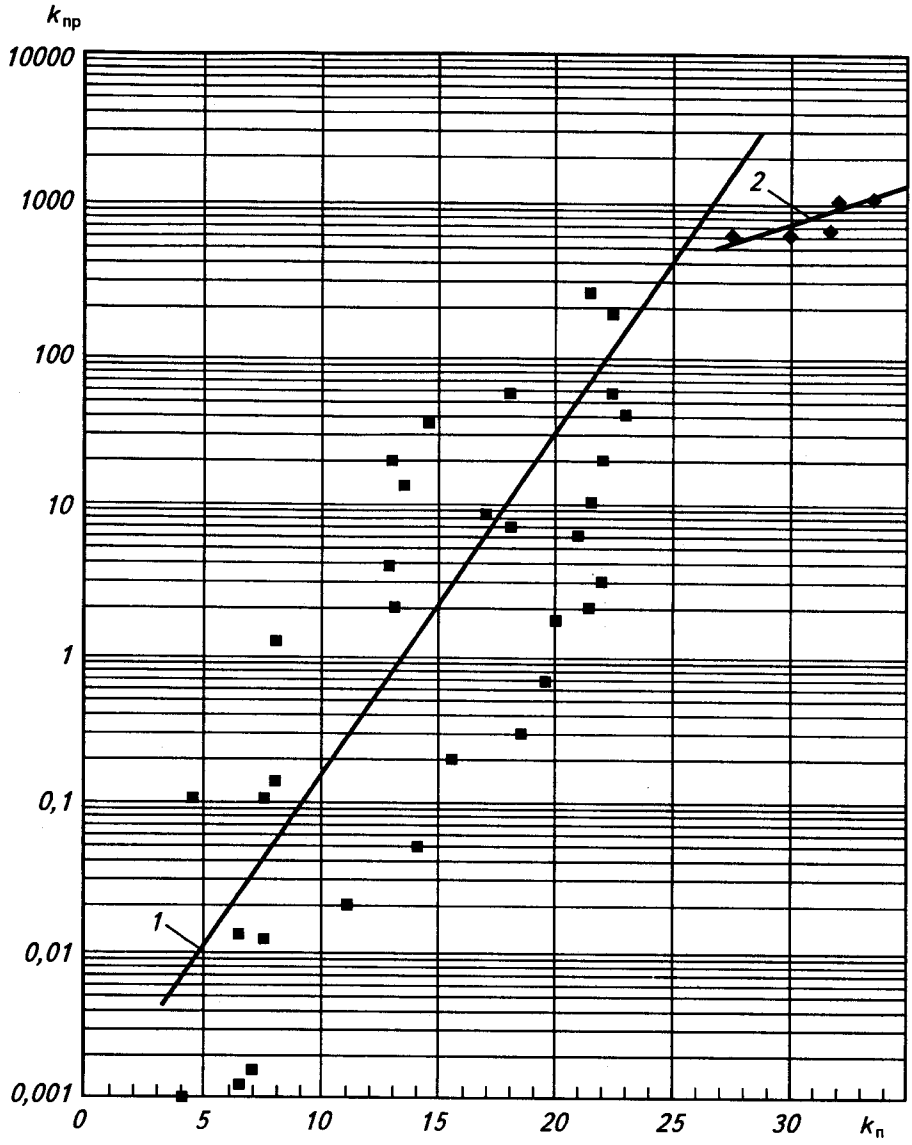


Рис. 4.28. График зависимости проницаемости от пористости (Бованенковское месторождение). (ВНИИГАЗ, 1993 г.)

1 – образцы с глубины 1400–2800 м, $k_{пр} = 0{,}0007 \cdot 1{,}67 k_п$; $r = 0{,}89$; *2* – образцы с глубины 1115–1400 м

значительно увеличивается доля прибрежно-морских, в том числе и баровых фаций.

Изучение КП пород юры провинции в целом и ее отдельных областей и районов начиналось с Березовского и Шаимского районов ХМАО, Новопортовского месторождения Ямала, юрских месторождений Томской области. В целом, по Западной Сибири накоплен колоссальный фактический материал в виде первичных (единичных) определений ФЕС – многие де-

Таблица 4.21

Коллекторские и литологические параметры продуктивных пластов БЯ и НП

Пласт	Скважина	Коллекторские свойства					Гранулометрический	
		Пористость, %	Проницаемость, 10^{-15} м^2	Водоудерживающая способность, %	Плотность, г/см^3	Карбонатность	Песок, %	Алеврит, %
БЯ	64	16,8	10,3	40	2,34	2,2	40	50
	67	16,8	12,2	54	2,23	0,8	48	41
	75	16,8	3,3	60	2,24	1,9	33	55
	91	16,8	9,1	51	2,21	2,4	32	55
	92	16,2	1,9	51	2,26	2,1	30	55
Средние значения		16,7	7	51	2,26	1,9	37	51
НП	66	17	7,5	43	2,2	1,3	40	50
	78	16,9	4,3	45	2,23	2	50	40
	81	16,5	4,8	47	2,23	1,5	33	55
	82	16,8	5,2	43	2,2	1,2	47	42
Средние значения		16,9	5,4	46	2,2	1,5	44	46

сятки тысяч — и других физических параметров коллекторов, петрофизических зависимостей и проч.

Многие исследователи отмечают в целом для провинции ухудшенные ФЕС коллекторов тюменской свиты. В частности, С.И. Шишигин с соавторами установил, что в разрезе Талинского нефтяного месторождения только 23,3 % изученных образцов песчано-алевролитовых пород относится к коллекторам вообще (проницаемость — 0,001 мкм^2 и выше), а к коллекторам промышленного значения — всего 5,3 % (проницаемость более 0,01 мкм^2). Следует заметить, что в пределах месторождения тюменская свита залегает на «щадящих» для сохранности коллекторского потенциала глубинах (2100—2600 м). В качестве нижних пределов ФЕС для коллекторов тюменской свиты называются разные, но в целом близкие величины. Например, для нефтенасыщенных коллекторов горизонта $ЮС_2$ Сургутского свода Ж.А. Поздеев и Н.В. Шишова (1983 г.) считают проницаемость равной $2{,}2 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 и открытую пористость равной 14,2—14,4 %, во многих работах Б.А. Лебедева, С.И. Шишигина и других исследователей приводится величина $0{,}5 \cdot 10^{-3}$ мкм^2. По А.А. Ханину, пониженная проницаемость коллекторов соответствует диапазону 0,1—0,01, низкая — 0,01—0,001 мкм^2, к полуколлекторам относятся породы с проницаемостью 10^{-3}—10^{-5} мкм^2 (менее 1 мД).

Изучение зонально-глубинных изменений величин ФЕС юрских коллекторов на Севере провинции проводили В.И. Ермаков, Б.А. Лебедев, Н.Н. Немченко, В.А. Скоробогатов, С.И. Шишигин, а в последние два года — достаточно детально — исследователи ОИГГиМ СО РАН (А.А. Карташов, Г.Г. Шемин и др.) [14, 43, 47, 48, 62, 65, 72, 82, 113, 129].

В.И. Ермаковым и В.А. Скоробогатовым в 70—90 гг. прошлого столетия проведены исследования КП юрской толщи и даны изменения его параметров по площадям и скважинам НПТР и Ямала, результаты которых обобщены в работах [43, 47]. На основе анализа большого массива фактических данных было показано, что средние и удовлетворительные коллекторские свойства у песчано-алевролитовых пород юры сохраняются только до 3000 м, глубже стремительно снижаются как открытая пористость, так и особенно проницаемость. Тем не менее, даже в интервале 3700—4200 м от

Ростовцевского месторождения (по данным лабораторного изучения керна)

состав		Минералогия обломков			Минералогия цемента		
Глина, %	Средний диаметр, мм	Кварц, %	Полевые шпаты, %	Обломочные породы, %	Каолинит, %	Хлорит, %	Гидрослюды, %
10	0,11	45	45	10	70	25	5
11	0,1	45	45	10	60	30	10
12	0,09	40	10	10			
13	0,07	40	45	15	60	25	15
15	0,07				60	25	15
12	0,09	43	45	12	64	26	10
10	0,11	40	45–50	10–15	80	15	5
10	0,12	40	50	10–15			
12	0,08	30	55	10–15			
11	0,11	40	50	10			
10	0,1	37	51	12	80	15	5

дельные прослои, главным образом, песчаников имеют пористость до 15–17 % и проницаемость до $4 \cdot 10^{-15}$ м^2 (межзерновую) и даже до $6{,}8 \cdot 10^{-15}$ м^2 (трещинную, в карбонатизированных разностях, с пористостью 9–10 %). В целом же на больших глубинах только 8 % образцов проницаемы для нефти и газа (более $2{,}0 \cdot 10^{-15}$ м^2) и 5 % – для газа $(0{,}5–2{,}0) \cdot 10^{-15}$ м^2, а 87 % слабо или полностью непроницаемы.

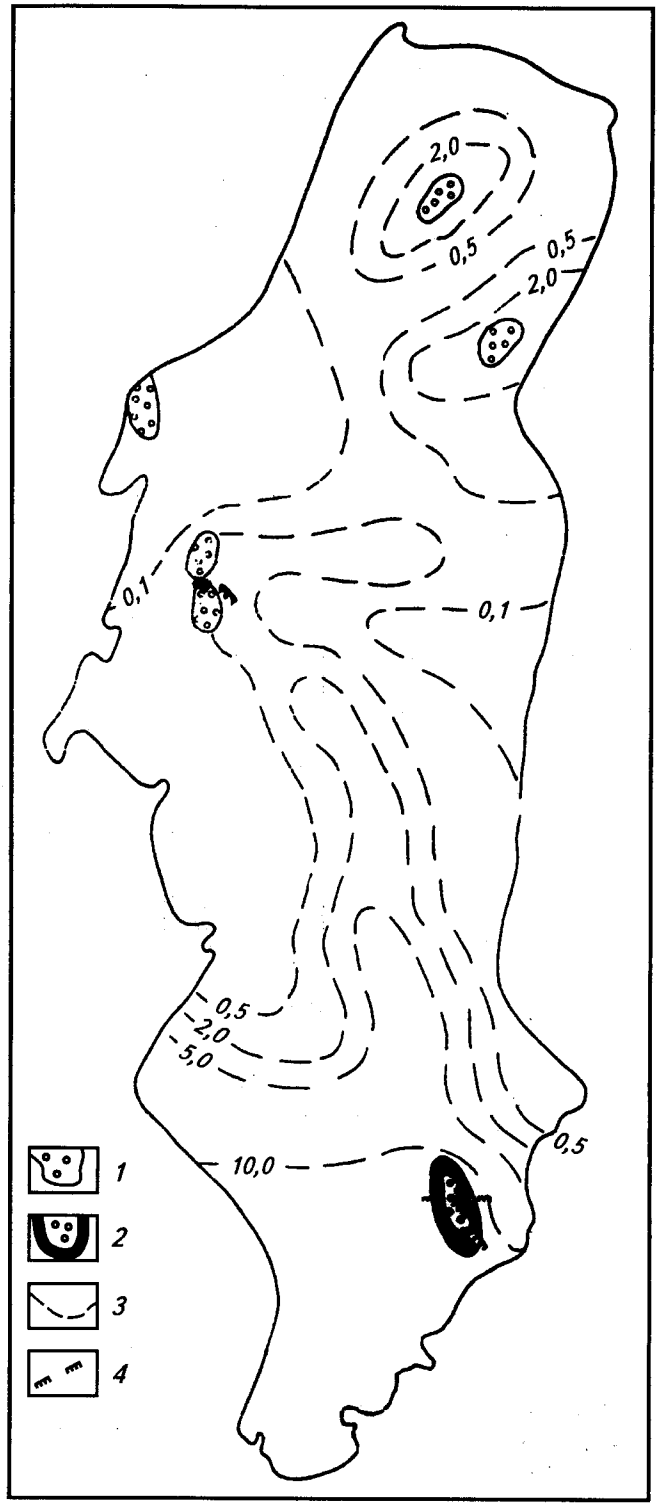
По характеру строения порового пространства в юрских коллекторах условно выделены три типа пород: ультратонкопоровые, тонкопоровые и среднетонкопоровые. Выделенные типы различаются диапазоном изменения пор по размерам, медианным диаметром и размерами доминирующих пор.

Во ВНИИГАЗе (А.Е. Рыжов, Н.В. Савченко и др.) экспериментально изучено влияние пластовых условий на проницаемость, что позволяет оценить фильтрационную способность пород в условиях залежи. Наибольшее снижение газопроницаемости (по отношению к абсолютной) и наличие градиентов начала фильтрации в условиях, моделирующих пластовые, наблюдаются в разностях с ультратонкопоровой структурой порового пространства. Такое строение характерно для пород с абсолютной проницаемостью менее $(0{,}3–0{,}5) \cdot 10^{-15}$ м^2, которые практически не могут служить коллекторами.

Наименьшее влияние пластовых условий испытывают среднетонкопоровые породы с абсолютной проницаемостью более $(2–4) \cdot 10^{-15}$ м^2. Такие породы представляют наибольший интерес с точки зрения добычи газа.

Группа пород с абсолютной проницаемостью в интервале $(0{,}5–2) \times 10^{-15}$ м^2 (в среднем – около $1 \cdot 10^{-15}$ м^2) является переходной от неколлектора к коллектору.

Особенностью юрских коллекторских горизонтов в Ямальской ГНО является зависимость фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) песчано-алевролитовых пород от глубин погружения и пластовых температур. На глубинах менее 2000 м при температурах до 60–70 °С проницаемость коллекторов составляет первые десятки миллидарси, пористость открытая от 12–14 до 18–20 %. С увеличением глубины и температуры от 2000 до 2500–2800 м и от 60 до 80–90 °С проницаемость снижается до первых


2,0
0,5
0,5
2,0
0,1
0,1
0,5
2,0
5,0
10,0
0,5
1
2
3
4

единиц — десятых долей миллидарси, пористость открытая до 10—14 %. На больших глубинах в условиях температур свыше 100 °С песчаники и особенно алевролиты в своей массе становятся неколлекторами, в первую очередь для нефти (проницаемость — десятые, сотые и тысячные доли миллидарси, пористость 6—12 %).

Однако, и в жестких термоглубинных условиях (3000—3700 м, 100—120 °С и более), локальные зоны в коллекторской толще юры сохраняют удовлетворительные величины ФЕС (проницаемость до $1{,}0 \cdot 10^{-15}$ м^2, пористость открытая до 11—12 %) и из них получены притоки газа до 60—80 тыс. м^3/сут (без вторичных методов). Однако подобные газопроницаемые зоны развиты на фоне обширных зон плотных, практически непроницаемых газонасыщенных коллекторов, как, например, установлено на Харасавэйской площади.

В частности, в разрезе юры Бованенковского месторождения фоновая проницаемость снижается от $(0{,}5—0{,}6) \cdot 10^{-15}$ м^2 ($Ю_{2-3}$) до 0,2—0,4 ($Ю_{6-7}$) и $(0{,}05—0{,}30) \cdot 10^{-15}$ м^2 ($Ю_{10-12}$) в одних и тех же скважинах, однако в объеме одновозрастных горизонтов величина $k_{пр}$ жестко контролируется локальным уровнем прогрева (СТ, °С). Восточная граница Харасавэйской термоаномалии проходит по западным склонам куполов Бованенковской площади, и как следствие в скв. 121, 124, 126, 131 $k_{пр}$ практически всех изученных образцов ниже $(0{,}05—0{,}01) \cdot 10^{-15}$ м^2, пористость открытая 6,2—11,0 % содержание карбонатов 5,1—21,4 % (неколлектор) и при испытании притоков геофлюидов не получено (практически «сухо»).

В работах И.Н. Ушатинского (1975), Н.Н. Немченко и Э.Д. Дорбида (1985) содержится вывод о сохранении юрскими коллекторами удовлетворительных и даже высоких ФЕС на глубинах более 4,0 км. Однако приводимые в этих работах аргументы (действие ювенильного и органогенного CO_2 в качестве фактора растворения и разуплотнения; существование скоплений УВ как фактор, препятствующий протеканию эпигенетических процессов в коллекторском пространстве, «механическому» сжиманию пород коллекторов), противоречат накопленным фактам и результатам исследований, проводившихся во ВНИГРИ, ИГИРГИ, ВНИИГАЗе. Эти эмпирические факты свидетельствуют о весьма затруднительных условиях для миграции УВ, в особенности жидких, в нижне-среднеюрской коллекторской толще северных районов ЗСП.

Закономерности изменения ФЕС коллекторов юры таковы:

1. Песчаники — преимущественно мелкозернистые, полимиктовые, в низах — кварцево-полевошпатовые, слабоокатанные, сцементированные карбонатно-глинистым цементом (карбонатность изменяется от 3—5 до 18—24 %), пористость открытая варьирует от 7—9 до 16 %, в редких случаях до 18—20 %. Фильтрационные свойства пород нижне-среднеюрского подкомплекса весьма низкие: фоновая проницаемость в большинстве районов Севера даже в горизонте $Ю_{2-4}$ меньше $5 \cdot 10^{-15}$ м^2 (рис. 4.29).

2. В большинстве образцов тюменской свиты наблюдается вполне отчетливое несоответствие между открытой пористостью, часто сохраняю-

---

Рис. 4.29. Схемы изменения фоновой проницаемости песчаников и алевролитов горизонтов $Ю_{2-3}$ Ямальской ГНО (Составил В.А. Скоробогатов, 1992 г.).

Месторождения: *1* — газоконденсатные; *2* — нефтегазоконденсатные; *3* — изолинии фоновой проницаемости, мД; *4* — тектонические нарушения

щейся до больших глубин (3,5–4,5 км) на уровне 12–15 % и проницаемостью: многие образцы обладающие удовлетворительной открытой пористостью оказываются непроницаемыми ($k_{пр}$ < $0{,}01 \cdot 10^{-15}$ м^2).

3. В большинстве районов и зон, в особенности высокопрогретых, отмечается высокая вторичная карбонатность пород (от 5 до 30–35 %), а при ее значениях более 6–8 % большинство образцов песчаников и алевролитов становятся неколлекторами.

4. На ряде структур, осложненных разломами, установлено увеличение ФЕС, главным образом проницаемости, по-видимому, тектонического происхождения, однако в целом проблема микротрещиноватости юрских терригенных коллекторов в экстремальных термоглубинных и катагенетических условиях севера провинции не изучена.

Главный вывод: в коллекторских горизонтах нижней-средней юры ЯНАО в целом и Ямальской области, в частности, наблюдается весьма сложная пространственная картина вариаций величин ФЕС, а именно «мозаика» разнопродуктивных и непродуктивных участков, с «мертвой» (неотдающей) газонасыщенностью плотных высококарбонатизированных пластов и прослоев песчаников и алевролитов, что должно учитываться при уточнении промышленных запасов газа и конденсата и добывных возможностей юрских залежей. Вместе с тем общую петрофизическую изученность юрских коллекторов нельзя признать удовлетворительной: необходим более глубокий и массовый анализ всех характеристик порового пространства и фильтрационных особенностей песчаников и алевролитов горизонтов $Ю_{2-3}$, $Ю_{6-7}$, $Ю_{10}$ и $Ю_{12}$ и других горизонтов.

Эволюционное изменение величин ФЕС коллекторов определяется как первичными седиментационно-диагенетическими, так и вторичными эпигенетическими условиями, такими, как темпы погружения и роста глубин и пластовых температур, количеством и типом ОВ, миграционными процессами геофлюидов.

Безусловно, величина КП определяется, прежде всего, первично-фациальными условиями осадконакопления, предопределяющими такие литологические параметры разреза, как мощность (толщина) единичных пластов песчаников и алевролитов, а также природных резервуаров (совокупности коллекторских пластов с маломощными внутренними глинистыми перемычками), зернистость пород, особенности петрографического состава и др.

В связи с анализом эволюции КП юрских резервуаров необходимо отметить следующее. На Ямале в нижне-среднеюрской толще повсеместно развито преимущественно газогенерирующее гумусовое РОВ и КОВ как в глинах, так и в песчано-алевролитовых пластах, с малой примесью сапропелевой компоненты, с малыми вариациями в содержании суммарного ОВ по площади области, поэтому в конечном итоге эпигенетические изменения в минеральном скелете пород-коллекторов контролируются, прежде всего, термоглубинными условиями их залегания и уровнем катагенеза (R^o, %).

Работами ВНИИГАЗа установлено, что помимо первичных, литолого-фациальных причин, на эволюцию коллекторских свойств и добывных возможностей природных резервуаров юры и АТ воздействуют вторичные причины: разные глубины погружения и, как следствие, разная гравитационная уплотненность пород; неравномерный прогрев различных зон и участков; наличие флюидопроницаемых разломов значительной амплитуды (не менее 50–70 м) – путей миграции геофлюидов (газа, воды, жидких УВ) и

перераспределения геофлюидальных давлений; вариации в количестве и особенно составе рассеянного ОВ: при преобладании гумусовой компоненты в суммарном ОВ в ходе прото- и мезокатагенеза, по сути непрерывно, но с относительными генерационными максимумами и минимумами при деструкции керогена помимо УВГ выделяются и повышенные количества CO_2, которые в водонасыщенной среде коллекторов при миграции геологически быстро расходуются на эпигенетические процессы и цементацию песчаников и алевролитов, а по плоскостям разломов — и уплотненных глин (аргиллитов).

В тюменской свите, из-за более интенсивного уплотнения, чем нижнемеловых толщ, возникают многочисленные, не столько фациальные, сколько эпигенетические барьеры, разделяющие залежь на блоки, но зато возникают трещиноватые участки, приводящие хотя бы к кратковременному их объединению. Кроме того, все более усиливается линейная ориентировка более проницаемых зон и объединение с помощью трещин разных пластов по вертикали. Разведывать такие залежи чрезвычайно сложно и еще труднее будет их разрабатывать.

Фильтрационная характеристика коллекторов определяет такой важнейший параметр добывных возможностей залежей, как величина притоков пластовых флюидов в скважину. Термоглубинные рубежи 3000±200 м и (100±10) °С отделяют в разрезе юрской толщи продуктивные коллекторские горизонты от практически сухих, часть которых оказывается непродуктивной по технологическим причинам.

Установленная зависимость объясняется уплотнением "традиционных" нижне-среднеюрских коллекторов — мелкозернистых полимиктовых песчаников и алевролитов — в жестких термобарических условиях больших глубин, с одной стороны, под действием веса вышележащих отложений, приводящего к раздавливанию обломков глинистых пород и нестойких минералов, содержание которых (по данным Б.А. Лебедева и др., 1974) достигает 30—40 %, и выжиманию их в поры, с другой стороны, за счет эпигенетических процессов, а именно выпадение кальцита в порах вследствие мощной генерации CO_2 в толщах с гумусовой органикой при повышенных геотемпературах. Причем, наблюдается взаимозаменяемость этих двух факторов, а именно на глубинах 3200—3500 м, но при СТ ниже 100 °С юрские поровые коллекторы еще не теряют промышленную значимость, по крайней мере для газа, аналогично и при более высоких геотемпературах, но меньших, чем 2800 м, глубинах. В силу этих причин широкое развитие в разрезе юры получили прослои и горизонты карбонатизированных, а на глубинах более 4,5 км и частично окварцованных песчаников, полностью потерявших способность проводить флюиды в пластовых условиях.

«Классическое» подтверждение закономерности, подмеченной авторами ранее [43, 47, 48, 129], а именно затухания газо- и особенно нефтепродуктивности юры — отсутствие притоков геофлюидов из горизонта $Ю_2$ Восточно-Бованенковского месторождения при термоглубинных условиях его нахождения 3058—3063 м и 96 °С («сухо», измеренная температура, повидимому, ниже пластовой на 2—4°С); горизонта $Ю_{6-7}$ Нурминского месторождения (3200 м, 106 °С, вероятно СТ занижена, так как при испытании — «сухо») и многих других.

Зоны с повышенным и средним КП на Ямале расположены в его южной части — от Байдарацкой до Новопортовской площадей, где кровля горизонта $Ю_{2-3}$ залегает на глубинах до 2800 м в условиях СТ менее 90°.

Глава 5
ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПОРОД ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА ЯМАЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ

В эволюционно-генетической «цепи» процессов и явлений, происходящих в осадочных толщах: генерация — миграция (первичная — вторичная) — аккумуляция — консервация — эволюция — разрушение (ГЭМАК = Э — Р) генерационному звену принадлежит фундаментальная роль. Именно условия, масштабы и геохимические особенности генерационных процессов в земных недрах определяют масштабы и направленность процессов газонефтеобразования внутри структурно-литологических комплексов пород и в значительной степени контролируют величину современного УВ-потенциала продуктивных толщ.

Различные типы горючих полезных ископаемых (ГПИ) в осадочных бассейнах (ОБ) того или иного типа и возраста — подвижные (фазообособленные: газ сухой, конденсатсодержащий и нефть с растворенным газом) и неподвижные (торф, уголь, углистые и горючие сланцы), изначально связаны с фоссилизированным и захороненным в осадках органическим веществом — рассеянным, полуконцентрированным и концентрированным (РОВ, ПКОВ и КОВ), которое в длительный период постдиагенетической эволюции по мере погружения вмещающих пород и ужесточения термобароглубинных и катагенетических условий и дает начало всей гамме углеводородистых веществ, в том числе органических подвижных соединений (ОПС).

Несомненно, что важную и часто ведущую роль в процессах газо- и особенно битумогенерации играет РОВ, однако, в разрезах, где угольные пласты имеют значительные суммарные мощности (толщины) и соответствующие газо- и нефтеобразованию стадии катагенеза, влияние их на размещение и тип месторождений УВ может быть достаточно велико и его необходимо учитывать.

Под генерационными свойствами отдельных литотипов пород и осадочных толщ в целом понимается совокупная информация о значениях параметров, определяющих масштабы и направленность процессов генерации ОПС — углеводородных и неуглеводородных газов, битумоидов и водорастворенных органических веществ (ВРОВ). К генерационным параметрам относятся формы накопления, генетический тип, микрокомпонентный и элементный состав, содержание и степень катагенетической преобразованности ОВ в осадочных породах. Кроме того, для понимания газо- и нефтегенерационных процессов в «зрелую» — катагенетическую фазу эволюции

ОВ в осадочных толщах необходимо знание особенностей развития процессов биофизикохимического изменения ОВ на предкатагенетических этапах.

Геохимические особенности ОВ и битумоидов пород осадочного чехла Ямальской области изучались рядом исследователей ВНИГРИ, ВНИГНИ, ЗапСибНИГНИ, СНИИГГИМС, ВНИИГАЗа, ИГИРГИ [21, 22, 26, 40, 44, 48, 133, 135, 139, 147 и др.].

Важнейшим параметром генерационных свойств является содержание в породах рассеянного органического вещества, определяемое по органическому углероду ($C_{орг}$, %).

Авторами обобщены материалы по геохимии органического вещества (рассеянного, полуконцентрированного и концентрированного — РОВ, ПКОВ и КОВ), битумоидов, нефтей и конденсатов, уровню катагенетической преобразованности ОВ, (R°, %). Использовано более 600 стандартных анализов $C_{орг}$, 55 анализов Rock-Eval и тонких геохимических исследований (работы 1972—2003 гг. ВНИИГАЗа, ИГИ, ИГИРГИ, МГУ, ВНИГНИ по коллекции пород и углей авторов). В результате исследований построен ряд новейших геохимических схем и графиков. В табл. 5.1 и на рис. 5.1, 5.2 приведены обобщающие данные о содержании $C_{орг}$ в разных литотипах пород. Наиболее детально изучено РОВ по разрезу мела и юры Новопортовской, Бованенковской, Харасавэйской, Малыгинской и Нейтинской площадей.

В альб-сеноманской песчано-глинистой толще отмечается повышенное содержание $C_{орг}$ в глинах и глинистых алевролитах — от 2 до 4 % и более, причем глины альба обогащены РОВ более, чем в сеномане, за счет присыпок тонкорассеянного угольного вещества.

В танопчинской угленосной свите (готерив-апт) содержание $C_{орг}$ увеличивается в северном направлении от 1,0—1,3 до 3,0 % и более при среднем содержании 2,3 % (рис. 5.1). В песчаниках и алевролитах в том же направлении содержание $C_{орг}$ возрастает от 0,7—1,0 до 4,8 % и более (в углистых разностях). В верхней части региональной глинистой покрышки (низы неокома, в том числе новопортовская и сеяхинская толщи) содержание $C_{орг}$ в глинах снижается до 1,93 % (табл. 5.1). Пониженным содержанием $C_{орг}$ характеризуются глины новопортовской толщи дельтового генезиса на юге области: 0,86 %. По данным работы [22] готерив-барремские глины на юге Ямала содержат от 0,5 до 1,0 % $C_{орг}$, глины берриаса-валанжина — от 1 до 2 %, с чем трудно согласиться.

Глины ачимовской толщи берриаса на севере Ямала обогащены РОВ (до 4,0 % и более). В глинисто-кремнистых породах волжского яруса — возрастных аналогах баженовской свиты Среднего Приобья — содержание $C_{орг}$ не превышает 3—4 %. В среднем, верхнеюрские глины характеризуются относительно пониженными содержаниями $C_{орг}$ (1,76 %). Глины волжского яруса на Новопортовской площади содержат 2,57 % $C_{орг}$ (4 анализа), абалакской свиты — 0,98 % (5 анализов). В нижне-среднеюрской толще содержание $C_{орг}$ в глинах составляет 1,92 % в среднем при значительных колебаниях по отдельным пластам (0,3—10,0 %) (см. рис. 5.2). При этом по большинству площадей намечается четкая тенденция снижения содержаний $C_{орг}$ с глубиной, от среднеюрских горизонтов к нижнеюрским и базальным, что объясняется как естественным «выгоранием» РОВ под воздействием катагенеза, так и первично-фациальными причинами. Характерный пример — Новопортовское месторождение. Здесь в верхних горизонтах тюменской свиты среднее содержание $C_{орг}$ в глинах типично континен-

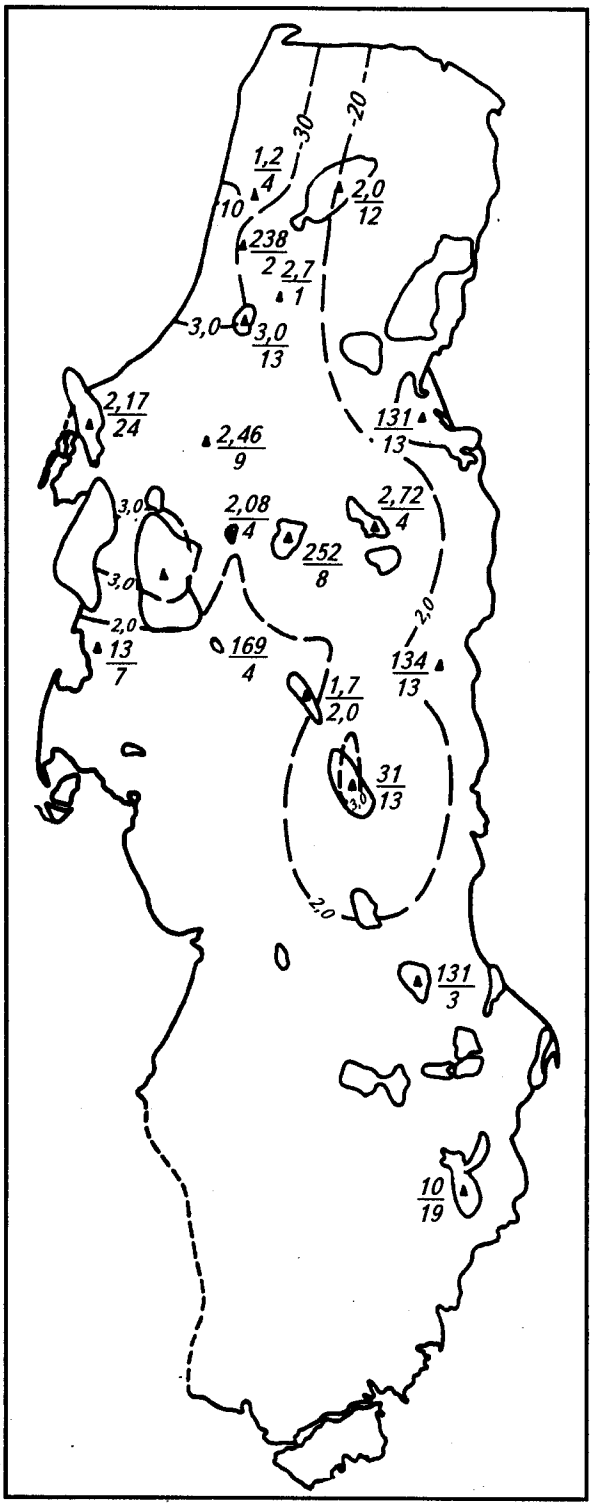


Рис. 5.1. Среднее содержание $C_{орг}$ в глинах и глинистых алевролитах неоком-апта Ямальской ГНО (Составили В.А. Скоробогатов, Т.А. Крючкова, Е.С. Давыдова, О.В. Печейкина, 1998 г.)

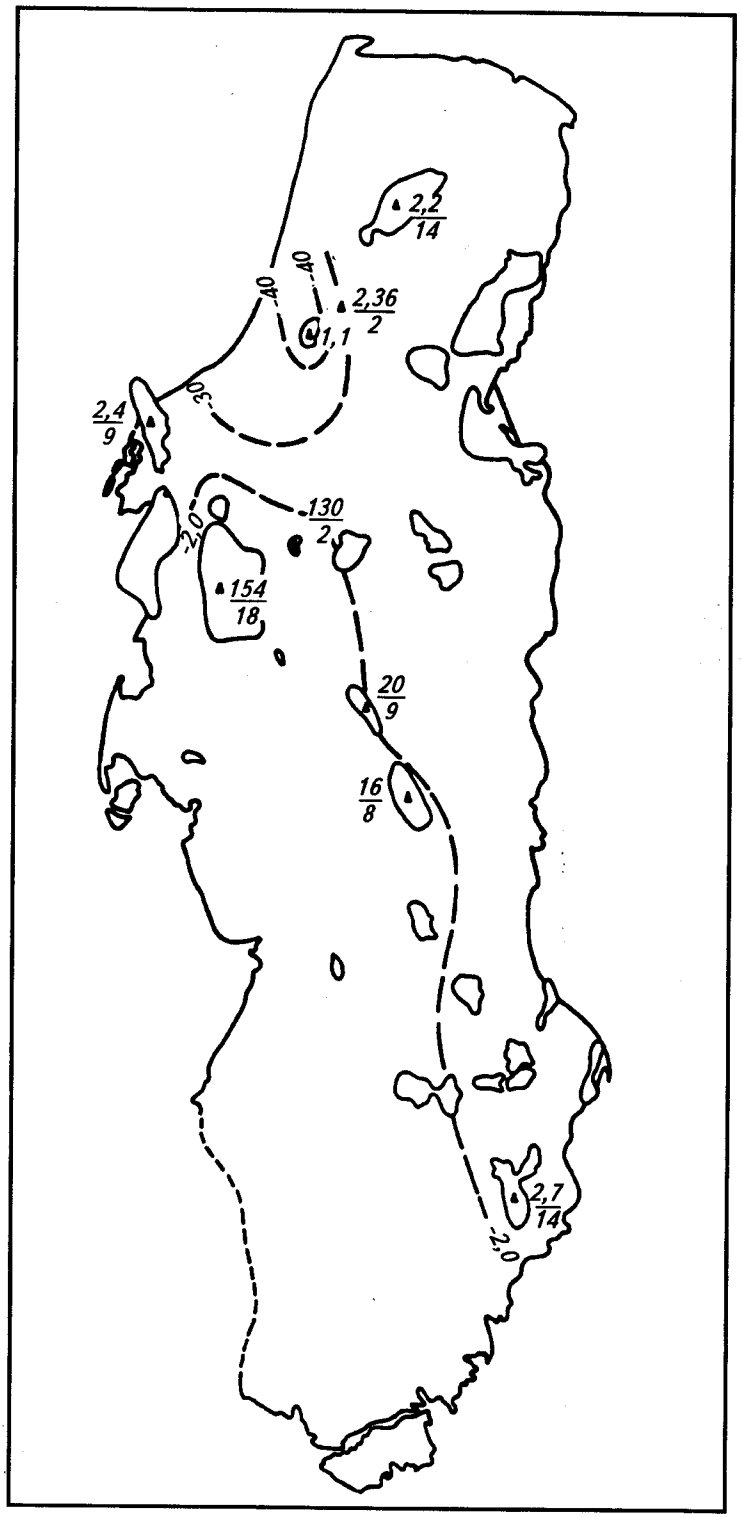


Рис. 5.2. Среднее содержание $C_{орг}$ в глинах и глинистых алевролитах средней юры Ямальской ГНО (Составили В.А. Скоробогатов, Т.А. Крючкова, Е.С. Давыдова, О.В. Печейкина)

Таблица 5.1

Средние содержания $C_{орг}$, %, в породах* мела и юры по площадям Ямальской области по коллекции В.А. Скоро-

Возраст комплексов и литология пород		Месторождения,										
		Бованенковское	Харасавэйское	Крузенштерновское	Восточно-Харасавэйское	Нейтинское	Арктическое	Нурминское	Новопортовское	Восточно-Бованенковское	Западно-Сеяхинское	Сядорское
Сеноман	Глины	2,69 (3)	1,75 (1)	2,49 (1)								
	Песчаники	1,4(4)	2,09 (1)	0,18 (2)								
Альб	Глины	2,17 (12)		0,18 (1)								
	Песчаники	0,51(1)		1,48 (1)								
Альб-сеноманский НГК	Глины	2,27 (15)	1,75 (1)	1,29 (2)								
	Песчаники	1,22 (5)	2,09 (1)	0,61 (3)								
Апт	Глины	3,42 (27)	2,1 (2)	5,66 (6)	3,26 (3)			1,08 (1)				1,49 (1)
	Песчаники	1,48 (17)	0,31 (2)	0,6 (6)				0,82 (5)				
Неоком	Глины	3,48(7)	2,19 (22)		2,06 (6)	1,7 (20)	3,1 (13)	1,43 (2)	1,0 (19)	2,06 (4)	2,72(4)	3,08 (12)
	Песчаники	1,46(8)	0,51 (12)		2,46 (9)	2,02 (2)	3,2(3)	0,6(3)	1,36 (10)			
Неоком-аптский НГК	Глины	3,43 (34)	2,17 (24)	5,66 (6)		1,7 (20)	3,1 (13)	1,31 (3)	1,0 (19)	2,06 (4)	2,72(4)	3,0 (13)
	Песчаники	1,47 (25)	0,48 (14)	0,6(6)		2,0 (2)	3,2(3)	0,74 (8)	1,36 (10)			
Ачимовская толща	Глины											
	Песчаники											
Глинистые породы низов валанжина	Глины			3,0(3)	1,24 (2)					1,32 (3)		
Верхняя юра	Глины	0,92 (3)	4,84 (3)			0,77 (3)			2,57 (4)			
Средняя юра	Глины	1,54 (18)	2,4(9)			2,0(9)	1,6 (8)		2,7 (14)	1,39(2)		4,4(7)
	Песчаники	1,13 (3)				0,83 (3)	1,83 (1)		2,26 (22)			
Нижняя юра	Глины	2,07 (9)	2,25 (7)			3,01(2)			0,82 (30)	1,84(2)		
	Песчаники								1,44 (17)			
Нижне-среднеюрский НГК	Глины	1,72 (27)	2,33 (16)			2,18 (11)	1,6(8)		1,42 (44)	1,6(4)		4,4(7)
	Песчаники	1,13(3)				0,83 (3)	1,83 (1)		1,9 (39)			
Доюрские породы	Глины									1,42(6)		
	Песчаники											

* В глинах и глинистых алевролитах, песчаниках и алевро-печаниках.
** Без данных Rock-Eval.
Примечание. В скобках приведено количество определений.

(определения проведены во ВНИГНИ, ИГИРГИ и ВНИИГАЗе богатова, 1999 г.)**

площади

Пяседайская	Малыгинское	Южно-Тамбейское	Верхне-Тиутейское	Верхнереченская	Западно-Малыгинская	Леоновская	Нерстинское	Остромысовская	Сеяхинская	Терминская	Среднее По ЯТНО
								2,14(1)			2,39 (6)
	4,9(7)		1,92(2)								1,15 (7)
											2,75 (22)
											1,0(2)
	4,9(7)		1,92(2)					2,14(1)			2,67 (28)
											1,12(9)
	2,13 (7)		6,37(1)					1,39(1)	1,7(14)		3,0(63)
									8,03(1)	4,8(2)	1,55(33)
2,7(7)	1,8 (5)	1,51 (13)	1,97 (7)			2,38(2)	1,69(4)	1,3(6)	2,37(1)	4,2(4)	2,13 (158)
									7,3(2)		1,5(40)
2,7(7)	2,0 (12)	1,51(13)	2,52 (8)			2,38(2)	1,69(4)	1,3(7)	1,74(15)	4,2(4)	2,38 (221)
									7,54(3)	4,8(2)	1,52(73)
	4,0(2)				4,02(3)					3,92(3)	4,0(8)
											1,93(8)
	1,3(6)			1,23(2)						1,93(3)	2,0(24)
2,38 (2)	2,2 (14)										2,25 (83)
											2,0(29)
											1,37(50)
											1,44 (17)
2,38 (2)	2,29 (14)										1,92 (133)
											1,79 (46)
											1,42(6)

тального генезиса составляет 2,7 %, а в нижней юре прибрежно-морские глины содержат менее 1 % $C_{орг}$. Песчано-алевролитовые разности содержат $C_{орг}$ в количестве от 0,5 до 2,5 %. В доюрских терригенных породах содержание РОВ невелико — около 1,4 % (см. табл. 5.1).

Таким образом, общее снижение содержания РОВ ($C_{орг}$) в пределах Ямальской области отмечается с севера и северо-запада на юг и сверху вниз по разрезу как в объеме нижнего мела (от альба к валанжину), так и юры (от верхней к средней и, особенно, к нижней юре). Вообще же, как в разрезе типично угленосной формации баррема-апта (повсеместно) и средней юры (на юге области), так и в прибрежно-морских и мелководно-морских толщах валанжина-готерива и нижней-средней юры (в северной половине Ямала) присутствуют многочисленные пласты и прослои глин различной мощности, обогащенных РОВ ($C_{орг}$ = 4—5 % и более), которые обладают превосходными генерационными свойствами по отношению к широкой гамме УВ. РОВ в альб-сеноманской, готерив-аптской и нижнесреднеюрской толщах относится к существенно гумусовому и сапропелево-гумусовому типам, независимо от фациальной принадлежности пород и лишь в отдельных прослоях — к гумусово-сапропелевому. Смешанное по составу ОВ рассеяно в преимущественно морских глинистых толщах верхней юры — валанжина и турона-олигоцена. В составе гумусовой компоненты РОВ содержание лейптинитовых микрокомпонентов относительно невысокое (до 20—30 %, обычно менее 15—10 %). Изучение ОВ нижнемеловых и юрских пород ряда площадей Ямала произведено и по методике Rock-Eval (табл. 5.2—5.6).

Сравнительньные результаты пиролиза пород баженовской свиты Салымской площади и ее возрастного аналога в разрезе Бованенковской площади приведены в табл. 5.2 [74].

Они показывают существенное уменьшение на севере генерационных возможностей пород волжского яруса.

Пиролиз 23 глинистых образцов тюменской свиты на Бованенковской площади [74] показал, что, по классификации Дж. Эспиталье и других ученых, они относятся к «средним», «богатым» и даже «превосходным» НМ-породам. Их общий нефтяной потенциал ($S_1 + S_2$) в малышевском горизонте изменяется от 2,0 до 17,08 кг/т породы, но из 110 изученных НМ-слоев этого возраста 8 имеют значения от 5 до 20 кг/т и *HJ* = 200—285 кг УВ/т $C_{орг}$ («богатый» НМ-слой). В вымском горизонте (скв. 114 и 116) этот пиролитический параметр варьирует от 8,6 до 21,76 («средний», «богатый» и «превосходный» типы), но уже в джангодском горизонте его значение, как

Таблица 5.2

Образец*	Данные пиролиза, кг УВ/т породы			T_{max}, °C
	S_0	S_1	S_2	
Бованенковская площадь, скв. 114, 2436,4 м				
1	0,03	3,04	16,06	446
2	0,01	0,56	16,32	423
Салымская площадь, скв. 198, 2885 м				
1	0,05	0,50	20,93	440
2	0,06	0,92	20,29	442

*1 — исходные образцы пород, 2 — после хлороформенной экстракции.

Таблица 5.3

Химико-битуминологическая характеристика пород берриаса и юры Ямальской области (Г.Н. Гордадзе, 1997 г.)

№ п/п	Номер образца	Площадь	Номер скважины	Интервал, м	Пласт	Литология	ХБ, %	$C_{орг}$, %	β
1	89	Сядорская	215	3600	Ачимовская пачка	Глина	0,33	4,68	7,1
2	198	Малыгинская	3	3345	Ачимовская пачка	Глина	0,08	1,8	4,4
3	74	Тарминская	1102	3710	$Ю_2$	Глина	0,2	5,15	3,9
4	196	Харасавэйская	103	3371	$Ю_3$	Глина	0,05	1,66	3
5	193	Харасавэйская	103	3683	$Ю_7$	Глина	0,02	2,08	1
6	191	Харасавэйская	103	3954	Ниже $Ю_{12}$	Глина	0,01	1,71	0,6
7	144	Восточно-Бованенковская	11	3933	Ниже $Ю_{15}$	Глина	0,02	1,02	2
8	142	Восточно-Бованенковская	11	3994	Ниже $Ю_{15}$	Глина	0,02	1,62	1,2

правило, не превышает 3,2 кг/т, а *HJ* = 160 кг УВ/т $C_{орг}$. Представляют интерес и другие пиролитические параметры: T_{max}, равные 435–460 °С, типичны для диапазона ГЗН; *OPJ*, как правило, больше 0,25, что связывают с активно развивающимся процессом генерации микронефти; $C_{орг}$, обычно изменяясь от 1,7 до 4 %, что весьма характерно для типичных глинистых НМ-пород.

В скв. 116 выделены два глинистых слоя, классифицирующиеся по данным пиролиза как «богатая НМ-порода». В малышевском горизонте это 6-метровый глинистый пласт (2634–2640 м) с $C_{орг}$ = 4,50 % и общим нефтяным потенциалом 17,08 кг/т породы (R°_{max} = 0,80 %). Пиролитические характеристики двух проб песчаника из зоны контакта с НМ-слоем (0,1 и 0,2 м от контакта): S_1 = 5,96 и 3,43 кг/т; *OPJ* = 0,77 и 0,57 – свидетельствуют об эффективном массопереносе УВ из материнского пласта в пористо-проницаемую породу и о формировании в ней скоплений.

В верхней части тюменской свиты Новопортовской площади, где измеренные значения R°_{max} не выходят за рамки градаций катагенеза $ПК_3$ – начало $МК_1$ (0,48–0,52 %), нефтематеринский потенциал глин реализован еще в небольшой мере и поэтому близок к полному (исходному) $П_{нм}$. Наиболее представителен образец глины скв. 146 (2060,3 м), где S_1 = 1,23 кг/т, S_2 = 17,18 кг/т, *HJ* = 459 кг/т и *OPJ* = 0,07, который относится к типу потенциально богатых НМ-пород. В этом интервале встречен песчаник, пропитанный нефтью (S_1 = 3,73 кг/т, *OPJ* = 0,83).

В нижней юре Новопортовской площади (скв. 161, глубина 2694 м) обнаружен образец глины черной с буроватым оттенком, идеально ровным изломом, тонкоотмученной, отложившейся в восстановительных условиях морского бассейна. Выход УВ пиролиза этой глины [S_1 = 7,01 кг/т, S_2 = = 46,57 кг/т, $C_{орг}$ = 13,85 % (по массе)] позволяет отнести ее к типу «превосходной» НМ-породы.

В последние годы исследования по методике Rock-Eval, проводившиеся Н.В. Лопатиным и другими, дополнены анализом ряда образцов по ряду площадей Ямала, их результаты приведены в табл. 5.4–5.5.

Таблица 5.4

Геохимическая характеристика пород ачимовской толщи и юры Ямала по данным пиролиза Rock-Eval

№ п/п	Номер образца	Площадь	Пласт	T_{max} °C	S_1, мг УВ / г породы	S_2, мг УВ / г породы	S_3, мг CO_2 / г породы	PI	S_2/S_3	PC, %	TOC, %	HI, мг УВ / г $C_{орг}$	OI, мг CO_2 / г $C_{орг}$
1	89	Сядорская	Ачимовская пачка	457	1,2	2,8	0,65	0,3	4,3	0,33	3,27	85	19
2	198	Малыгинская	Ачимовская пачка	446	0,32	1,47	0,09	0,18	16,3	0,14	1,15	127	7
3	74	Тарминская	$Ю_2$	457	0,8	2,15	0,84	0,27	2,55	0,24	3,17	67	26
4	196	Харасавэйская	$Ю_3$	480	0,22	0,42	0,29	0,34	1,44	0,05	0,75	56	38
5	193	Харасавэйская	$Ю_7$	510	0,12	0,29	0,15	0,3	1,93	0,03	0,79	36	18
6	191	Харасавэйская	Ниже $Ю_{12}$	536	0,06	0,12	0,01	0,33	12	0,01	0,59	20	1
7	144	Восточно-Бованенковская	Ниже $Ю_{15}$	486	0,07	0,16	0,04	0,32	4	0,01	0,29	55	13
8	142	Восточно-Бованенковская	Ниже $Ю_{15}$	483	0,08	0,27	0,12	0,24	2,25	0,02	0,64	42	18

Полученные результаты свидетельствуют о достаточно высоком потенциале газобитумогенерации сероцветных толщ континентального и морского генезиса на севере провинции. Таким образом, весь разрез осадочного чехла от турона до низов юры слагают высоко- и среднеэффективные газо- и нефтематеринские терригенные толщи.

Подобно органическому веществу распределены в разрезе и битумоиды. Исследования битуминозности пород нижнего мела и юры проводились в СНИИГГИМС и ИГИРГИ. В нижне-среднеюрском комплексе по данным единичных анализов концентрация $\beta_{хл}$ в глинах составляет 0,1 и более, а в песчаниках и алевролитах — 0,02—0,08 %. В неокомском и апт-альб-сеноманском комплексах в глинах содержание $\beta_{хл}$ составляет 0,02—0,05, а в песчаниках и алевролитах 0,01— 0,03 % (А.Э. Конторович, А.С. Фомичев и др., 1985).

В нижне-среднеюрском комплексе элементный состав битумоидов таков: углерод — 81,7—87,0, водород — 8,1—10,5, сера — 0,4—0,7 %. В групповом составе преобладают смолисто-асфальтеновые компоненты, которые составляют от 62,0 до 77,6 %, на углеводороды приходится 22,4—37,3 %. Среди углеводородов преобладают метаново-нафтеновые (13,2—21,9 % на битумоид).

Количество нафтеново-ароматических УВ испытывает резкие колебания в зависимости от принадлежности битумоида к тому или иному типу ОВ. В связи с этим отношение (Me—Nn/Nn—Ar) колеблется от 1,4 до 4,7. Прибрежно-морской характер осадков отражается и на составе ароматической части УВ. Наряду с нафталиновыми УВ в битумоиде определено зна-

Таблица 5.5

Анализ генерационных свойств глин и алевролитов нижнего мела и юры Малыгинской площади по Rock-Eval

Номер образца	Глубина, м	Содержание $C_{орг}$, %	Геохимические параметры*							Возраст пород
			S_1	S_2	S_3	HI	OI	PI	T_{max}	
172	1717	1,63	0,06	0,96	0,17	59	10	0,06	431	Нижний мел (альб)
187	1929	3,70	0,23	4,17	0,61	113	16	0,05	429	
188	1932	1,83	0,13	1,74	0,00	95	0	0,07	431	
179	1940	3,36	0,15	2,35	0,22	70	7	0,06	428	
180	1942	3,07	0,16	2,00	0,24	65	8	0,07	429	
168	2038	3,38	0,11	2,09	0,08	62	2	0,05	432	Апт
170	2137	0,94	0,04	0,55	0,02	58	2	0,07	434	
171	2138	1,58	0,05	0,89	0,08	56	5	0,05	435	
173	2182	1,72	0,10	2,12	0,00	124	0	0,05	433	
174	2183	5,83	0,30	15,20	0,27	261	5	0,02	424	
185	2190	1,00	0,09	0,72	0,32	72	32	0,11	433	
186	2193	1,01	0,03	0,56	0,61	55	60	0,05	434	
189	2378	0,77	0,08	0,50	0,00	65	0	0,14	434	Неоком
190	2380	0,77	0,03	0,35	0,34	45	44	0,08	439	
197	3265	0,83	0,07	0,38	0,25	46	30	0,16	442	
199	3270	1,15	0,17	0,82	0,63	71	55	0,17	445	
198	3345	1,89	0,31	0,97	0,00	51	0	0,24	445	
134	3410	3,25	0,86	2,57	0,38	79	12	0,25	447	
135	3414	4,09	1,46	4,93	0,18	121	4	0,23	446	
128	3582	0,62	0,10	0,30	0,05	48	8	0,25	446	Нижняя-средняя юра
123	3584	0,31	0,07	0,11	0,00	35	0	0,39	452	
129	3594	0,38	0,07	0,13	0,00	34	0	0,35	448	
117	3595	0,74	0,13	0,31	0,02	42	3	0,3	451	
132	3601	1,25	0,28	1,03	0,29	82	23	0,21	453	
133	3605	1,09	0,30	0,71	0,02	65	2	0,3	448	
116	3609	1,73	0,46	1,86	0,31	108	18	0,2	449	
113	3623	2,11	0,54	1,67	0,61	79	29	0,24	451	
136	3790	0,68	0,08	0,13	0,44	19	65	0,38	473	
124	3791	1,17	0,28	0,85	0,06	73	5	0,25	452	
130	3804	2,86	0,99	2,44	0,77	85	27	0,29	454	
131	3808	1,74	0,36	1,23	0,25	71	14	0,23	456	
126	3810	1,49	0,47	1,06	0,13	71	9	0,31	456	
127	3814	1,21	0,42	0,6	0,07	50	6	0,41	455	
176	3846	2,56	0,82	1,72	1,1	67	43	0,32	457	
177	3850	2,54	0,78	1,78	0,35	70	14	0,3	462	
125	3795	1,59	0,34	1,07	0,07	67	4	0,24	449	
118	3981	1,52	0,15	1,11	0	73	0	0,12	461	
119	3984	1,36	0,14	0,61	0,19	45	14	0,19	467	
120	4136	0,73	1,04	0,3	0,04	41	5	0,78	472	
121	4140	0,87	0,19	0,32	0,12	37	14	0,37	475	

* Единицы измерения геохимических параметров см. табл. 5.4

чительное количество фенантреновых, более сложные соединения присутствуют в незначительных количествах (менее 2 % на нафтеново-ароматическую фракцию).

Данных по элементному и групповому составу ОВ волжских отложений не имеется.

В берриас-готеривских битумоидах содержится от 82 до 85,6 % углерода, 8,9—11,2 % водорода и 0,4—1,1 % серы. Отмечается тенденция к увеличению нафтеново-ароматических УВ вверх по разрезу. Метаново-нафтеновая фракция в битумоиде составляет 31,1, а нафтеново-ароматическая — 12,6 %. Обращает на себя внимание низкое содержание смол и асфальтенов — 31,4 и 24,8 % соответственно. В нафтеново-ароматической

фракции отмечаются повышенные содержания ароматических структур (наравне с нижне-среднеюрскими), которые в сумме составляют 30,5 %. Среди ароматических ядер преобладают фенантреновые, что свидетельствует о наличии значительной примеси аллохтонного гумусового ОВ (А.Э. Конторович, А.С. Фомичев и др., 1985).

Элементный состав битумоидов в породах готерива-сеномана (в %) таков: углерода 83,7, водорода 9,6, серы 0,3. В групповом составе сумма углеводородов составляет 30—40, а смолисто-асфальтеновых компонентов 60—70 %. Среди углеводородов довольно часто преобладает нафтеново-ароматическая фракция, в составе которой отмечается высокое содержание ароматических УВ (30—50 %), причем нафталины часто доминируют. Такой состав углеводородов в битумоидах определяется исходным типом РОВ, в котором превалирует гумусовая компонента. Детальный анализ УВ состава битумоидов пород берриаса-юры проведен в ИГИРГИ Г.Н. Гордадзе и др. (табл. 5.6—5.9).

Большинство осадочных бассейнов мира — промышленно- и перспективно газонефтеносных и нефтегазоносных (ГНБ и НГБ) — являются в то же время и угленосными, поскольку в объеме их осадочного чехла значительную долю занимают угленосные и субугленосные формации с многочисленными пластами и линзами угля. Благодаря работам большого числа исследователей и успехам органической геохимии и эволюционной геологии за последние 15—20 лет можно считать твердо установленной генетическую связь угля, газа и нефти для большого числа осадочных бассейнов. К ним относятся Центрально-Европейский НГБ, Днепровско-Донецкая впадина, бассейны молодых плит Северной Евразии, внутренние и окраинные бассейны Китая, Юго-Восточной Азии, Австралии, региона Скалистых гор и др. В то же время промышленно угленосные бассейны являются фактически углегазоносными, но открытого типа, из которых газ рассеялся

Таблица 5.6

Геохимическая характеристика битумоидов по *н*-алканам и изопреноидам

№ п/п	Номер образца	Площадь	Пласт	*изо*-C_{19}/*изо*-C_{20}	*изо*-C_{18}/*н*-C_{17}	*изо*-C_{20}/*н*-C_{18}	$\frac{\textit{изо}\text{-}C_{19} + \textit{изо}\text{-}C_{20}}{\textit{н}\text{-}C_{17} + \textit{н}\text{-}C_{18}}$	$\frac{\textit{изо}\text{-}C_{18} + \textit{изо}\text{-}C_{16}}{\textit{изо}\text{-}C_{19} + \textit{изо}\text{-}C_{20}}$	*н*-C_{16}/*н*-C_{26}	$K^*_{неч}$
1	89	Сядорская	Ачимовская пачка	1,9	0,5	0,3	0,7	0,8	2	1,05
2	198	Малыгинская	Ачимовская пачка	3,8	1,2	0,2	0,4	1	1,6	1,05
3	74	Тарминская	$Ю_2$	1,5	0,5	0,3	0,3	0,7	2	0,78
4	196	Харасавэйская	$Ю_3$	1,9	0,4	0,2	0,5	1,1	2,9	1,02
5	193	Харасавэйская	$Ю_7$	1,3	0,5	0,4	0,4	0,4	8,7	1,02
6	191	Харасавэйская	Ниже $Ю_{12}$	1,4	0,5	0,4	0,3	0,1	3,4	1,03
7	144	Восточно-Бованенковская	Ниже $Ю_{15}$	1,2	0,3	0,3	0,3	0,8	2,3	0,94
8	142	Восточно-Бованенковская	Ниже $Ю_{15}$	1	0,3	0,3	0,3	0,8	3,1	0,99

$^*K_{неч} = 1/2(C_{23} + C_{25} + C_{27})/(C_{22} + C_{24} + C_{26}) + (C_{23} + C_{25} + C_{27})/(C_{24} + C_{26} + C_{28})$.

Таблица 5.7

Распределение *н*-алканов в битумоидах ачимовской толщи и юры Ямальской области

Число атомов С в *н*-алканах	Номер образца							
	89	198	74	196	193	191	144	142
11	0,8	3,9	0,4	0,1	0,1	0,1	6,7	7,6
12	2,9	9,6	4,1	0,6	0,1	0,4	7,8	8,7
13	4,5	13,3	6	3,6	0,6	0,7	6,9	7,9
14	5,5	9,5	7	8	4,7	1,1	8,6	9,6
15	8,7	5,6	7,9	10,5	14,1	4,6	8,6	9,2
16	8,2	5,1	7,3	10,2	17,4	11,7	6,7	7,2
17	8	4,3	7,8	8,9	14,5	16,9	7,6	7,9
18	7,5	5,1	7,9	9	13	12,6	6,2	6,6
19	7,9	5,6	6,8	7,6	8,6	9	5,6	5,2
20	6,7	4,8	7,2	6,8	6,7	9,6	5,1	4
21	6,3	5,1	6,6	6	3,7	6,7	4,2	4
22	5,6	4,1	6,1	5,1	3,4	5,4	4,1	3,2
23	5,6	4,1	5,2	4,7	2,3	4,3	3,9	3,4
24	4,7	3,9	4,4	4,5	2	2,9	3,6	3,2
25	3,9	3,4	3,7	3,6	1,9	2,7	2,8	2,5
26	3,3	2,7	3	2,9	1,7	2,8	3	2,2
27	2,6	2,4	2,3	2,5	1,3	2,2	1,8	1,9
28	2,1	2	1,7	1,5	0,8	1,4	1,5	1,6
29	1,6	2,1	1,6	1,4	0,8	1,6	1,6	1,3
30	1,1	1	0,9	0,8	0,5	0,9	1	0,7
31	0,8	1	0,7	0,5	0,4	1	1	0,7
32	0,5	0,4	0,3	0,4	0,3	0,5	0,4	0,5
33	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,6	0,4
34	0,4	0,3	0,4	0,2	0,5	0,3	0,4	0,3
35	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2	0,2	0,3	0,2

Таблица 5.8

Геохимическая характеристика битумоидов по стеранам

№ п/п	Номер образца	Площадь	Пласт	Регулярные стераны			K^1зр.	K^2зр.	$\frac{\Sigma Диа.}{\Sigma Рег.}$	$\frac{C_{21}}{C_{29}}$
				$\frac{C_{27}}{C_{29}}$	$\frac{C_{28}}{C_{29}}$	$C_{27}:C_{28}:C_{29}$				
1	89	Сядорская	Ачимовская пачка	0,65	0,67	28:29:43	50	85,7	1,75	0,95
2	198	Малыгинская	Ачимовская пачка	0,19	0,3	13:20:67	52	81	1,9	0,95
3	74	Тарминская	$Ю_2$	0,57	0,55	27:26:47	50	85,5	1	0,32
4	196	Харасавэйская	$Ю_3$	0,63	0,7	27:30:43	40	76,3	0,67	0,43
5	193	Харасавэйская	$Ю_7$	0,86	0,76	33:29:38	44	77,8	0,48	0,33
6	191	Харасавэйская	Ниже $Ю_{12}$	0,86	0,76	33:29:38	41	72,9	0,64	0,75
7	144	Восточно-Бованенковская	Ниже $Ю_{15}$	0,82	0,74	32:29:39	40	75	0,75	0,41
8	142	Восточно-Бованенковская	Ниже $Ю_{15}$	0,97	0,97	33:33:34	40	76	0,55	0,38

вследствие дегазации недр из-за отсутствия региональных покрышек, в том числе и по разломам. В противоположность им ГНБ и НГБ являются бассейнами закрытого типа, в осадочном чехле которых генерированные ОВ углеводороды в значительной своей массе сохранились, частично образовав в ловушках фазообособленные скопления достаточно крупных размеров (запасов). К подобным относится и крупнейший в мире Западно-Сибирский осадочный мегабассейн.

Исследованиями последних 15 лет установлено, что мегабассейн является и крупнейшей угленосной провинцией, но закрытого типа, в которой

Таблица 5.9

Геохимическая характеристика битумоидов по терпанам

№ п/п	Номер образца	Площадь	Пласт	Тритерпаны						$\frac{Г_{30}(m/z191)}{\Sigma Ст.С_{29}(m/z217)}$	$\frac{Тетра}{Три}$	$\frac{ДиаГ_{30}}{Г_{30}}$
				$\frac{Т_3}{Т_m}$	$\frac{Г_{29}}{Г_{30}}$	$\frac{М_{30}}{Г_{30}}$	$\frac{НеоГ_{29}}{Г_{29}}$	$Г_{27}:Г_{29}:Г_{30}:Г_{31}$	$\frac{Три}{Пента}$			
1	89	Сядорская	Ачимовская пачка	4	0,37	0,08	1	32:13:35:20	0,14	2,1	0,7	0,57
2	198	Малыгинская	Ачимовская пачка	1	0,56	0,08	0,4	9:24:43:24	0,01	2,1	4	0,07
3	74	Тарминская	$Ю_2$	1,7	0,39	0,08	1	38:14:30:18	0,1	1,6	1,4	0,94
4	196	Харасавэйская	$Ю_3$	0,91	0,7	0,08	0,3	11:23:33:33	0,24	1,6	0,32	–
5	193	Харасавэйская	$Ю_7$	0,62	0,8	0,1	0,3	14:24:32:30	0,23	1,3	0,36	–
6	191	Харасавэйская	Ниже $Ю_{12}$	0,8	0,74	0,14	0,4	15:23:31:31	0,31	1,3	0,35	–
7	144	Восточно-Бованенковская	Ниже $Ю_{15}$	1,1	0,64	0,1	0,3	15:23:37:25	0,23	2,12	0,4	–
8	142	Восточно-Бованенковская	Ниже $Ю_{15}$	1,2	0,73	0,16	0,3	12:21:34:33	0,27	1,75	0,5	–

количество и суммарная толщина угольных пластов увеличиваются в северном направлении [44, 48, 135]. Кроме окраинных впадин – угленосных суббассейнов – Ляпинской, Северо-Сосьвинской, Чулымской и других, высокой угленасыщенностью характеризуются разрезы усть-тазовской серии верхнего валанжина-сеномана Надым-Тазовского междуречья и особенно танопчинской свиты (готерив-апт) Ямальского и Гыданского полуостровов.

В пределах Ямальской области угольные пласты распространены в сеноманских, нижнемеловых и среднеюрских породах. В отложениях сеномана угольные пласты отмечены только на площадях северной части полуострова – Северо-, Южно- и Западно-Тамбейских. Толщина пластов в основном 0,6–1,0 м, в сумме достигает 18,6 м на Южно-Тамбейской, 9,5 м – на Северо-Тамбейской и 3,0 м – на Западно-Тамбейской площадях. Угли относятся к матовым и блестящим бурым углям (стадии катагенеза – $Б_2-Б_3$).

В отложениях апта и неокома угольные пласты выявлены на всех площадях полуострова (рис. 5.3). Толщина отдельных пластов в основном 0,8–1,2 м (иногда до 5–8 м), в сумме достигает 41,6 м на Бованенковской, 42,2 м на Крузенштернской, 42,6 м на Верхне-Тиутейской, 51,6 м на Северо-Тамбейской площадях. Стадии углефикации – $Б_2-Д_1$ на юге и $Д-Г_1$ на севере полуострова.

Особенностью отложений раннемелового возраста является резкое преобладание углей баррем-аптского возраста над углями берриаса-готерива. В барреме и апте суммарная толщина углей (см. рис. 5.3) в основном не менее 15 м, а в берриасе-готериве редко достигает 5 м (исключение составляют лишь Верхне-Тиутейская, Северо- и Южно-Тамбейская площади, где суммарная толщина углей берриаса-готерива около 18 м). Угленасыщенность новопортовской толщи валанжина на юге полуострова составляет 3–7 м (толщина «сгруженного» угля).

В отложениях юрского возраста угольные пласты толщиной 0,8–1,0 м встречены лишь на Новопортовской площади. Суммарная толщина пластов до 5,8 м, угли относятся к длиннопламенным.

Таким образом, суммарная толщина пласта-эквивалента («сгруженного» угля) в разрезе танопчинской свиты только по угольным пластам рабочей мощности (более 0,5 м) изменяется от 5–10 на Новопортовском до 40–55 м и более на Харасавэйском месторождении и на севере полуострова. С учетом мезо- и микроуглистости (прослоев и линз угля единичной толщиной менее 0,5 м) мощность «сгруженного» угля увеличивается не менее, чем на 80–100 %. По расчетам А.З. Юзвицкого, А.С. Фомичева и О.И. Бострикова (2000 г.), в северной половине Ямала величина макроуглистости в разрезе всего нижнего мела-сеномана составляет от 25 до 50 м пласта-эквивалента, с чем трудно согласиться.

Основное количество угольных пластов в ЯГНО находится в баррем-аптском литолого-стратиграфическом комплексе и образует три площадных зоны: Нурминскую, Тамбейскую и Малыгинскую, в каждой из которых средняя суммарная толщина угольных пластов составляет около 20 м.

Площадь Нурминской зоны – 22 000 км^2, при плотности 1,32 г /см^3 ресурсы угля составят около 600 млрд.т.

Площадь Тамбейской зоны – 14 000 км^2, ресурсы угля составляют 370 млрд. т.

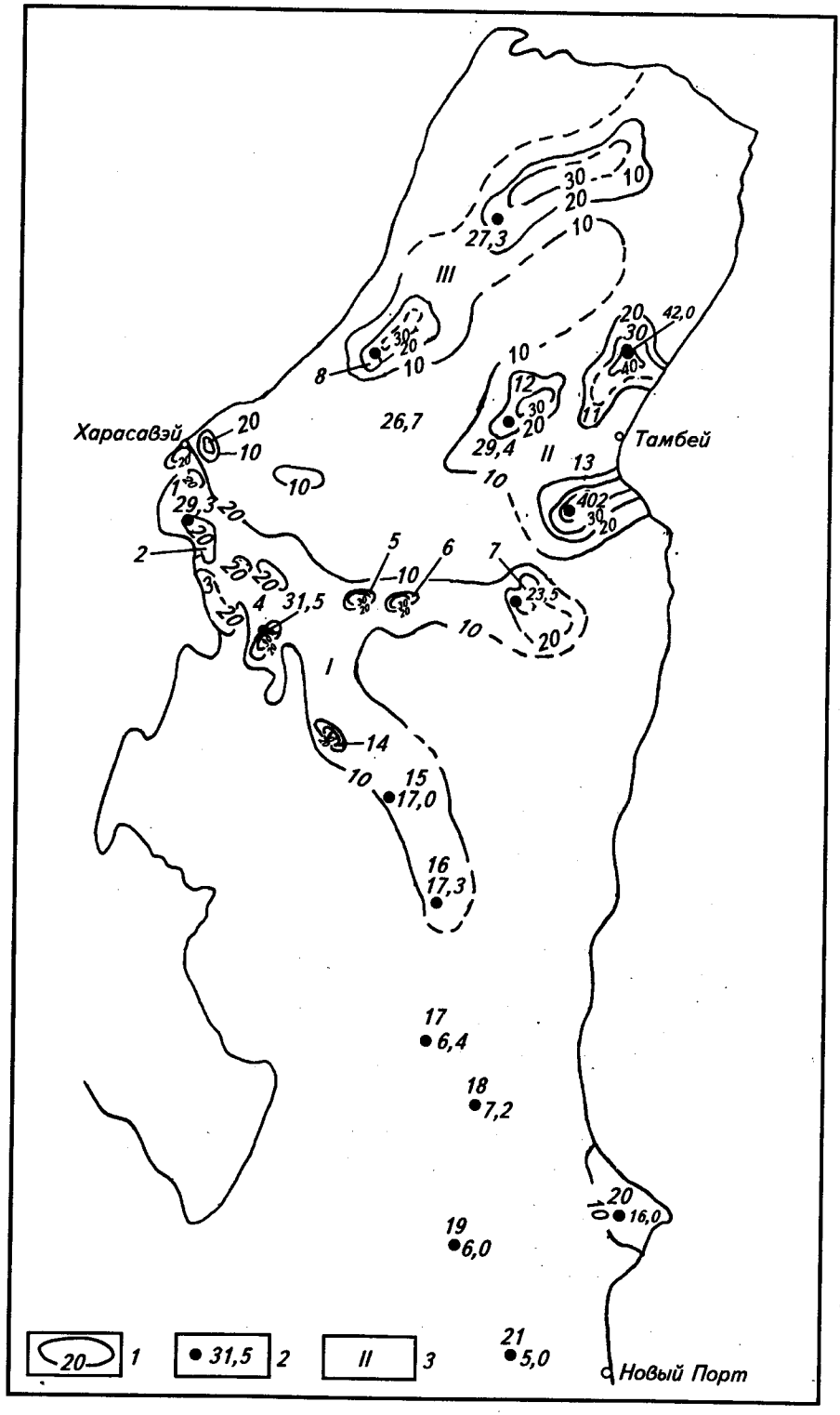

Харасавэй
Тамбей
Новый Порт
I
II
III
26,7
29,4
27,3
29,3
31,5
23,5
17,0
17,3
6,4
7,2
16,0
6,0
5,0
42,0
1
2
3

Рис. 5.3. Схема угленосности баррем-аптских отложений (горизонты $ТП_{1-16}$) Ямальской области:

I — Нурминский мегавал, *II* — Тамбейский свод, *III* — Малыгинский вал; *1* — линии равных величин «сгруженного» угля (м) — пластов углей единичной тощиной более 0,5 м; *2* — общая толщина «сгруженного» угля; *3* — крупные тектонические структуры; площади: *1* — Харасавэйская, *2, 3* — Крузенштернская, *4* — Бованенковская, *5* — Восточно-Бованенковская, *6* — Верхне-Тиутейская, *7* — Западно-Сеяхинская, *8—9* — Пяседайско-Сядорская, *10* — Малыгинская, *11* — Северо-Тамбейская, *12* — Западно-Тамбейская, *13* — Южно-Тамбейская, *14* — Нерстинская, *15* — Нейтинская, *16* — Арктическая, *17* — Средне-Ямальская, *18* — Нурминская, *19* — Малоямальская, *20* — Каменномысская, *21* — Новопортовская

Площадь Малыгинской зоны — 9 000 км^2, ресурсы угля составляют 230 млрд. т.

Всего по трем зонам геологические ресурсы угля по расчетам авторов составляют 1,2 трлн. т при площади 45 000 км^2 (около 40 % площади суши Ямала). Суммарные геологические ресурсы блестящих бурых углей (в апт-альбе), длиннопламенных и газовых углей (в неокоме) на территории Ямала, по оценке ВНИИГАЗа, составляют не менее 2,5 трлн. т в диапазоне глубин их современного залегания 700—2500 м (только по пластам рабочей мощности), масса же всего КОВ в объеме нижнего мела достигает 4,2—4,7 трлн. т. Помимо КОВ в разрезе неморских отложений Ямала широко развиты полуконцентрированные разности ОВ в пластах углистых глин и алевролитов различной толщины (от 0,3—0,5 до 5—7 м, редко более) с содержанием $С_{орг}$ от 8—10 % до 40—50 %, когда они переходят в типичные угли высокозольные (51—80 %) и низкозольные (более 80 % ОВ). Суммарная толщина пород с ПКОВ также увеличивается в северном направлении от 6—10 до 40—50 м. В составе КОВ и ПКОВ превалируют микрокомпоненты группы витринита (обычно более 70—80 %, по данным Н.И. Леонгардт), на втором месте по объему — фюзинит, в сумме на лейптинитовую и сапропелевую компоненты приходится, как правило, не более 10—15 %. Таким образом в разрезе осадочного чехла ЯГНО развито ОВ преимущественно гумусового типа.

Глава 6
ТЕРМОБАРИЧЕСКИЕ И ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ЛОКАЛИЗАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Тепловой поток, зарождающийся в глубоких недрах Земли и поступающий к ее поверхности, совместно с солнечной радиацией и другими экзогенными факторами определяет тепловой режим верхних горизонтов земной коры, который, в свою очередь, играет главную роль в различных физико-геохимических процессах, происходящих в осадочных, метаморфических и магматических породах. Важнейшей производной поля тепловых потоков является геотемпературное поле, т.е. распределение геотемператур по площади и разрезу Земли. Именно температура и давление (горное — литостатическое и импульсное — тектонодинамическое, а также флюидальное) определяют состояние вещества в ее недрах [21, 46, 48, 80, 152].

Тепловое поле и его важнейшая производная — геотемпературное поле — в объеме осадочного чехла нефтегазоносных и/или углегазоносных бассейнов является важнейшим фактором, влияющим на все этапы онтогенеза газа и нефти в земных недрах. В первую очередь это влияние сказывается на масштабах и направленности процессов генерации УВ. Кроме того, геотемпературы и их динамика в рамках геологического времени вместе с литологическими и тектоническими условиями (параметрами) контролируют масштабы и особенности процессов миграции и аккумуляции УВ, а также определяют сохранность их скоплений в ловушках. В связи с этим геотермические параметры должны использоваться при анализе условий формирования и эволюции скоплений УВ и, как следствие, в прогностических целях.

К ведущим геотермическим параметрам относятся: плотность теплового потока (ПТП, q, мВт/м^2), теплопроводность различных горных пород (λ), современные и палеогеотемпературы и их распределение в объеме осадочного чехла и фундамента (СТ, ПТ, °С), в том числе на различных глубинных срезах и по структурно-литологическим и стратиграфическим поверхностям, геотермоградиенты средние и частные (ССГ и ЧСГ), в том числе в литологически однородных толщах [21, 48, 152, 163].

Поле геофлюидальных давлений определяется по абсолютным величинам пластовых давлений ($p_{пл}$, МПа) и коэффициентам превышения пластовых давлений над условным гидростатическим ($K_{прев} = p_{пл}/p_{у.г}$), или коэффициентам аномальности ($K_а$, традиционное название). Для обозначения «аномальных», т.е. отличающихся от условных гидростатических флюидальных давлений, В.А. Скоробогатовым (1983 г.) введены понятия «выше

гидростатического» и «ниже гидростатического» пластовые давления (ВГПД = АВПД, НГПД).

Пространственно-временные вариации значений параметров геотермического и флюидобарического полей незамедлительно сказываются на изменении состояния вещества Земли и ее верхних оболочек, включая осадочный чехол седиментационных бассейнов. В связи с анализом энергетического механизма различных геологических процессов и явлений особый интерес представляет взаимоотношение факторов температура—давление—время (продолжительность). Для изучения одних процессов и реакций, происходящих в течение длительных периодов геологического времени, необходимо знать интегральную величину полученного импульса тепла — интегрального прогрева, которая определяется динамикой изменения геотемператур в анализируемый отрезок времени. Показателем суммарной энергии, прошедшей через литолого-флюидальную систему и частично затраченной на изменение ее состояния, может являться тот или иной уровень преобразованности минеральной и органической компонент вещества пород, косвенно определяемый экспериментальными или расчетными методами по уровню катагенетической преобразованности (стадиям катагенеза) органического вещества (ОВ). Для других необходимо знание абсолютных температур, поскольку длительность их воздействия оказывает весьма слабое, второстепенное влияние на динамику и конечные результаты этих процессов и явлений. В нефтегазовой геологии, например, для анализа генерационных и консервационных условий в осадочных толщах наибольшее значение имеет оценка стадий катагенеза ОВ материнских и вмещающих залежи УВ пород, для изучения же миграционных и аккумуляционных условий важнее анализ их геотемпературной истории (восстановление палеотемператур (ПТ) на важнейшие моменты геологического времени) и современные термобарические условия.

Теоретические и прикладные вопросы изучения термобарических условий земных недр и их влияния на формирование, эволюцию и разрушение УВ-скоплений обсуждаются в ряде работ, в том числе и в публикациях авторов настоящей работы [21, 46, 71, 120, 152].

6.1. СОВРЕМЕННОЕ ГЕОТЕРМИЧЕСКОЕ ПОЛЕ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА И ФУНДАМЕНТА ЯМАЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ

Анализ распределения значений важнейших параметров теплового и геотемпературного полей — плотности ТП, ССГ, ЧСГ и СТ по площади распространения и разрезу осадочного чехла, переходного комплекса и фундамента молодых плит и примыкающих к ним краевых альпийских прогибов России и Северной Евразии в целом проводился многими исследователями [22, 46, 69, 80, 110, 152, 163]. Несмотря на длительный период изучения, вариации значений геотермических параметров закартированы главным образом на региональном и отчасти областном уровнях. Кроме того, обширные области и районы, прежде всего, на территории севера Западно-Сибирской плиты изучены крайне неравномерно и в целом недостаточно, что связано в первую очередь с отсутствием глубоких поисково-разведочных скважин в их пределах.

Изучение геотермического поля Западно-Сибирской плиты проводилось с 1953 г. Г.Д. Гинзбургом, Ю.Г. Зиминым, Н.М. Кругликовым, С.И. Сергиенко, Б.П. Ставицким, А.Р. Курчиковым, В.А. Скоробогатовым и др. По результатам этих работ построены карты плотностей ТП и геоизотерм по различным геологическим поверхностям, карты-срезы изотерм на глубинах 0,5; 1,0; 1,5; 2,0; 2,5 и 3,0 км, карты ССГ и ЧСГ.

Региональные исследования геотермического поля Западно-Сибирской плиты обобщены в ряде работ [22, 46, 70, 80, 152, 163].

Плотность ТП и теплопроводность пород в Западной Сибири изучались Э.Э. Фотиади, В.И. Роменко, С.И. Сергиенко, Я.Б. Смирновым, Б.П. Ставицким, А.Р. Курчиковым и др. Результаты исследований опубликованы ранее [24, 71, 80, 152]. Определения значений плотности ТП в пределах различных тектонических элементов проведены при помощи расчетов по данным о теплопроводности осадочных пород и ССГ в них, а также путем прямых измерений.

Среднее значение плотности ТП для Западно-Сибирской плиты по 129 пунктам замера равно 52 мВт/м^2 при среднеквадратичном отклонении 10 мВт/м^2, интервал изменения – от 29 до 98 мВт/м^2.

Данные по замеренным и расчетным значениям ПТП для Ямала – противоречивы.

По данным В.В. Гордиенко и др. (1982) величина ПТП на Ямале увеличивается с севера на юг от 47 до 58–63 мВт/м^2. Обратную тенденцию отмечают в своих работах А.Р. Курчиков и Б.П. Ставицкий [71].

По их данным, величина ПТП в Нурминском районе изменяется в узком диапазоне – от 56,0 до 58,0 мВт/м^2, на юге Ямала – в диапазоне 50,0–51,0 мВт/м^2. В более поздней работе А.Р. Курчикова приводятся несколько другие данные, по которым величина ПТП снижается от осевой части Нурминского мегавала в южном и северном направлениях (табл. 6.1).

Существенно большие значения ПТП для Ямала приведены в работе [151], в частности для Харасавэйско-Бованенковской зоны – более 70, для центральных и южных районов – от 60 до 70 мВт/м^2.

В разрезе осадочного чехла ЗСП наблюдается чередование теплоизолирующих и теплопроводящих толщ, сложенных соответственно глинисто-кремнистыми породами турона-олигоцена и верхней юры-валанжина и песчано-глинистыми породами готерива-сеномана и нижней-средней юры.

Таблица 6.1

Характеристика теплового режима месторождений нефти и газа севера Западной Сибири (А.Р. Курчиков, 2001 г.)

Нефтегазоносная область, район	ТП отдельных групп месторождений, мВт/м^2				Средний ТП, мВт/м^2	
	ПА		РЛИ		по месторождению	по области (району)
	n	ТП	*n*	ТП		
Ямальская	15	55	1	52	54	54
Малыгинский	2	52	–	–	52	52
Тамбейский	3	46	–	–	46	47
Нурминский	6	60	1	51	58	58
Южно-Ямальский	4	55	1	53	55	56

Примечание: *n* – число месторождений.

Литологически разнородные части разреза характеризуются различными величинами ЧСГ в зависимости от теплопроводности слагающих их пород (при равных или близких значениях плотности ТП). По данным В.И. Роменко и С.И. Сергиенко, величины ЧСГ (°С/100 м) в разрезе мела и палеогена Западно-Сибирской плиты для водонасыщенных песчаников, уплотненных и слаболитифицированных глин равны соответственно 2,6; 3,6 и 4,1. Максимальными значениями ЧСГ в разрезе осадочного чехла в региональном плане характеризуются породы тюменской свиты (4,3 °С/100 м), баженовской свиты (4,4—5,5 °С/100 м, среднее 5,3 °С/100 м) и верхнемеловой толщи (3,9—4,8 °С/100 м); минимальными — существенно песчанистая водонасыщенная толща покурской свиты апта-сеномана (3,0 °С/100 м) [110].

Необходимо отметить, что в связи с массовыми поисково-разведочными работами на нефть и газ территория ЗСП была охвачена геотермическими исследованиями в региональном плане достаточно подробно, однако главным образом работами конца 70—80-х годов [22, 24, 46, 152]. Помимо региональных геотемпературных карт-срезов и по важнейшим литолого-стратиграфическим поверхностям (кровле сеномана, апта, неокома, средней юры и подошве нижней юры), были проведены и детальные исследования для конкретных зон и площадей (Красноленинской, Салымской, Сургутской, Уренгойской и др.), однако арктические районы провинции были исследованы недостаточно.

Как и другими исследователями, В.И. Ермаковым и В.А. Скоробогатовым были построены региональные, областные и зональные геотермические карты, схемы и разрезы [21, 46, 47].

Для построения карт ССГ и СТ по территории Западной Сибири были привлечены геотермические материалы по 900 площадям и более чем 5000 поисково-разведочным скважинам, в том числе большое число определений геотермических градиентов (ОГГ) в выстоянных скважинах, которые использовались в качестве опорных геотермических реперов (рис. 6.1). При этом на конкретных площадях рассчитывались значения ЧСГ в литологически однородных толщах и свитах и определялись геотемпературы в их кровле и подошве. В зависимости от размеров площади расчеты проводились по одной или нескольким скважинам с максимальной геотермической информацией: наличием большого числа опробованных по всей глубине высокодебитных водоносных и нефтегазоносных горизонтов с замеренными температурами или материалов ОГГ с периодом покоя скважин более 1 мес. В качестве контроля использовались определения температур и в других скважинах площади. Исследования показали, что замеры температур при опробованиях малодебитных объектов (менее 5—10 $м^3$/сут) дают ошибку в сторону уменьшения от 2 до 10 °С против истинных пластовых температур. Аналогичное явление наблюдается при сопоставлении СТ, полученных при испытании, и данных ОГГ маловыстоянных скважин.

Для расчета ССГ использованы материалы геокриологических исследований, проводившихся В.В. Баулиным, Г.Б. Острым, В.Ф. Белоусовым, С.Г. Фоминой, Б.В. Галактионовым. Таким образом, необходимыми точками отсчета являлись подошва монолитной или реликтовой мерзлоты (в центральных, юго-восточных и северных районах) с температурой около 0 °С. Для Ямальской области анализ геотермических параметров проводился А.Р. Курчиковым и Б.П. Ставицким по 18 площадям — 135 скважинам (1987,

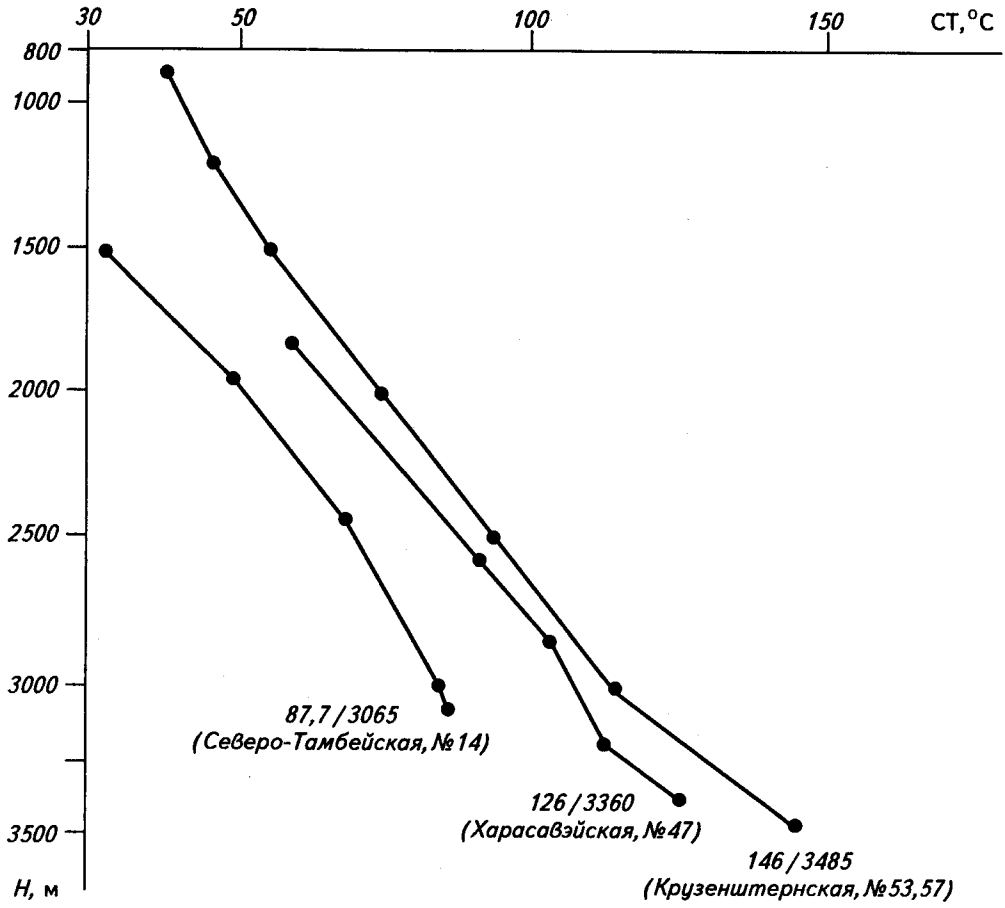


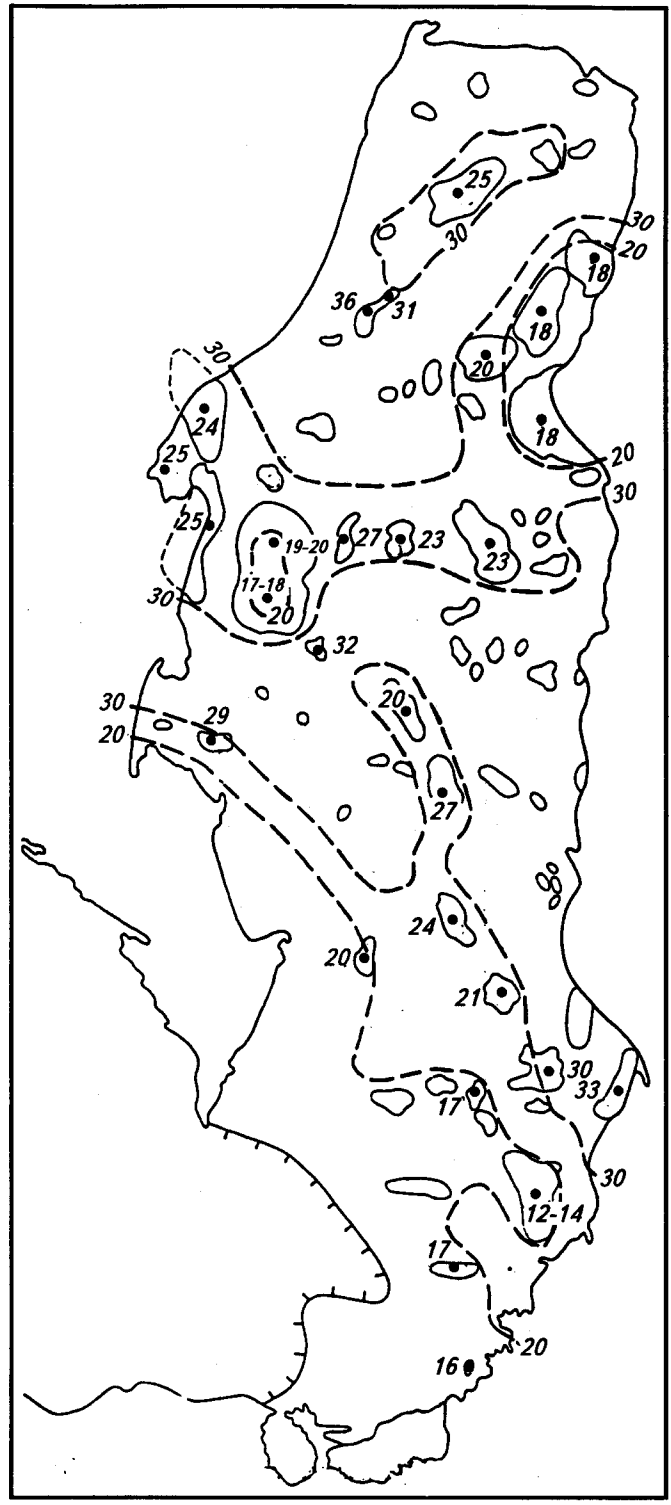
Рис. 6.1. Схема изменения СТ по данным исследований ОГТ в выстоянных скважинах Ямальской области

1988) и В.И. Ермаковым и В.А. Скоробогатовым по 52 площадям — 350 скважинам (1986, 1989, 1992, 1994, 1999). В настоящей работе приведены результаты геотермических исследований осадочного чехла ЯГНО периода 1998—2000 гг. с учетом ранее выполненных построений.

Для расчетов и построений использованы достаточно точные определения ОГТ в выстоянных скважинах: 53 и 57 Крузенштернской, 42 и 47 Харасавэйской, 14 — Северо-Тамбейской, 80 и 85 Новопортовской, 2 — Арктической и многих других (см. рис. 6.1).

Анализ серии построенных геотермических карт (схем) показывает следующее (рис. 6.2—6.4). Значения СТ в кровле сеномана, вследствие охлаждающего влияния толщи многолетнемерзлых пород, не превышают 38—40 °С даже во впадинах, изменяясь в сводах локальных структур от 12—16 до 25—36 °С (рис. 6.2). В кровле апта (гор. $ТП_{1-2}$) СТ увеличиваются до 30—55 °С с максимальным уровнем прогрева в северной части области, где происходит значительно увеличение мощности осадочного чехла (рис. 6.3).

Рис. 6.2. Схема ГТ, °С, в кровле сеномана ($ПК_1$) Ямальской ГНО



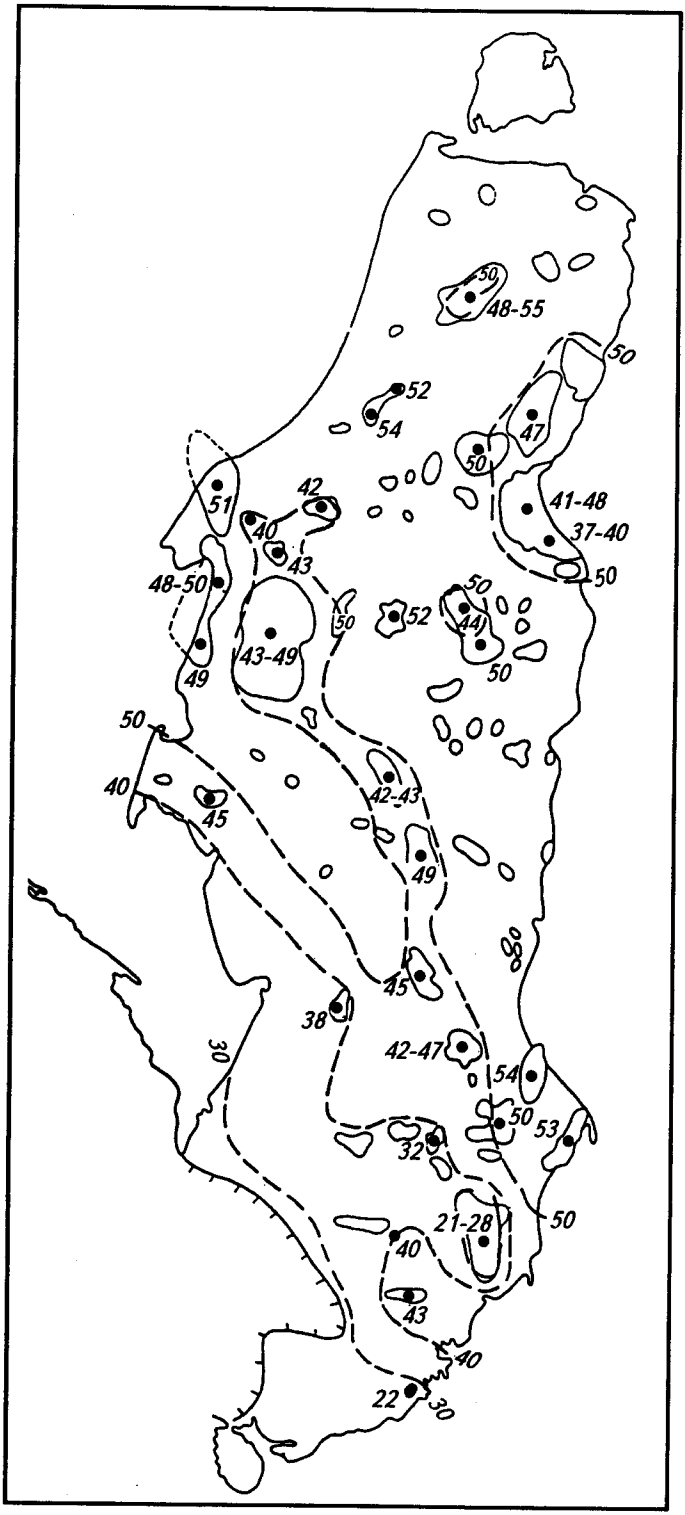
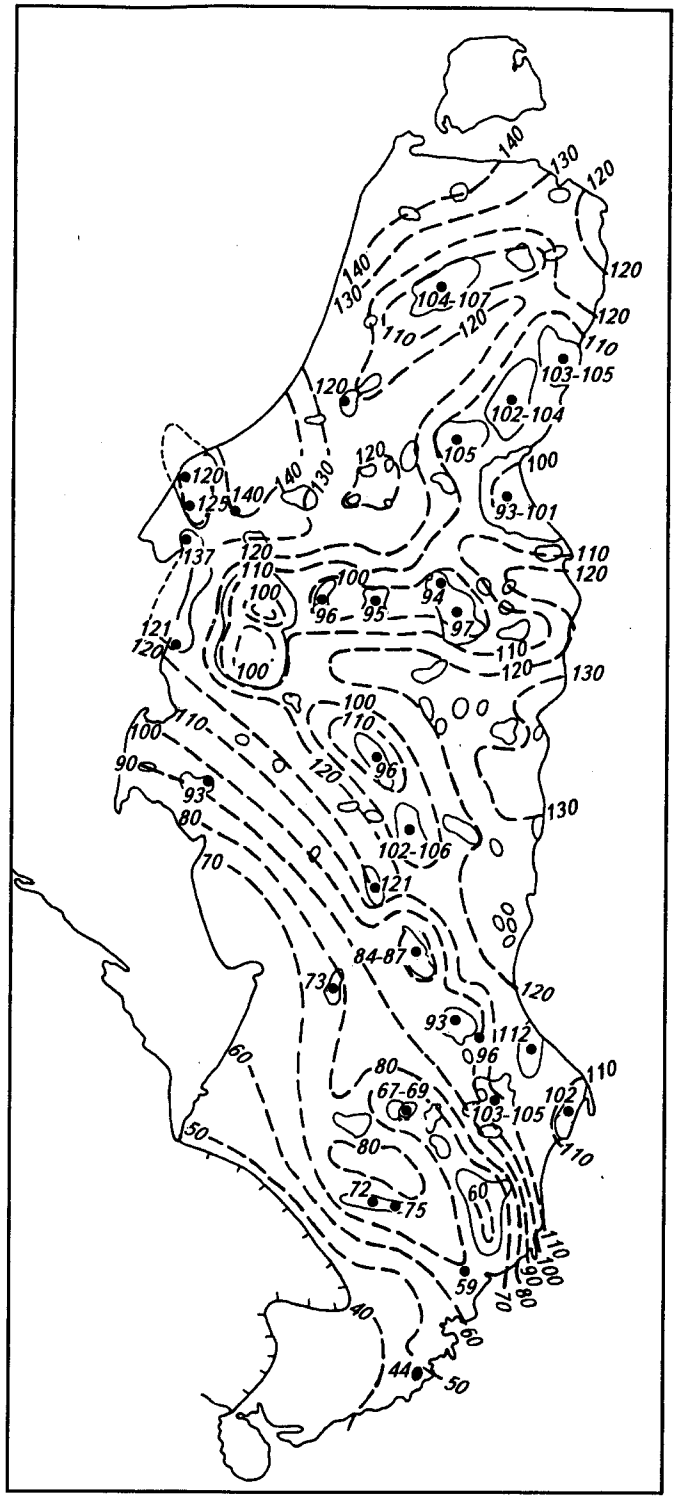


Рис. 6.3. Схема СТ, °С, в кровле апта ($ТП_1$) Ямальской ГНО

Рис. 6.4. Схема СТ, °С в кровле средней юры Ямальской ГНО



В нижней части танопчинской свиты, где резко увеличивается глинистость разреза валанжина-готерива, дифференциация СТ (по кровле гор. $ТП_{21}/БЯ_1$) по площади существенно увеличивается. С юга на север СТ увеличиваются от 50—60 до 80—85 °С. Максимальные величины СТ установлены или предполагаются во впадинах и прогибах севера — 90 ° и более. Максимально дифференцировано геотемпературное поле в кровле средней юры (гор. $Ю_{2-3}$), где СТ изменяются от 40—45° на крайнем юге полуострова до 120—145 °С в зоне Харасавэйско-Крузенштернской термоаномалии и северных впадинах, причем перепады СТ на сравнительно малых расстояниях между сводовыми частями валов и локальных структур и соседних впадин достигают 20—30 и даже 55 °С и более (Новопортовско-Каменномысская зона). Максимальные величины СТ установлены в скв. 42 Харасавэйской (125 °С), скв. 5 Крузенштернской (137 °С) и скв. 40 Харатской (140 °С) площадей.

Помимо исследований областного уровня, авторами выполнены построения схем СТ для ряда площадей по кровле горизонтов $ПК_1$, $ТП_1$, $БЯ_1$ и $Ю_{2-3}$, дающие представления о локальных вариациях геотемператур (см. рис. 6.5). Наиболее показательны локальные карты по кровле горизонта $Ю_{2-3}$. В частности, в пределах Новопортовской площади СТ в кровле тюменской свиты изменяются в диапазоне 58—75 °С (по большинству скважин — 60—64 °С), а диапазон главной нефтегазопродуктивности в объеме новопортовской толщи (гор. $НП_1—НП_{10}$) ограничен СТ от 51 до 70 °С. На Бованенковской площади породы средней юры прогреты на южном приподнятом куполе выше, чем на опущенном северном куполе (соответственно 91—103 °С и 88—100 °С). Значения СТ в кровле горизонта $Ю_6$ средней юры достигают 100—116 °С.

Для оценки СТ в подошве осадочного чехла построена областная схема ССГ в интервале от подошвы мерзлоты до кровли горизонта $Ю_2$. В пределах области величины ССГ изменяются от 3,0—3,5 до 4,0—4,2 °С/100 м с тенденцией к увеличению в северо-западном направлении. То же наблюдается и в локальном геотермическом поле. Например, в пределах Бованенковской площади на расстоянии 30—35 км ССГ увеличиваются от 3,57—3,70 до 4,00—4,25 °С/100 м по направлению к Харасавэю (рис. 6.6). Существование Харасавэйско-Крузенштернской термо(баро)аномалии, на наш взгляд, обусловлено как глубинными причинами (высокий уровень ПТП над интрузией (?) по фундаменту), так и местными внутричехольными, а именно, очень высокой общей глинистостью разреза юры-готерива и газонасыщенностью всех проницаемых песчано-алевролитовых горизонтов от сеномана до низов юры, а возможно, и доюрских образований, что резко увеличивает теплоизолирующие свойства разреза в целом. По сравнению с ССГ, частные термоградиенты в объеме нижне-среднеюрской продуктивной толщи существенно увеличиваются (в 1,1—1,3 раза), согласно и ранее установленной региональной тенденции для других областей провинции [46]. В силу невысокой разбуренности и изученности средних и особенно нижних, в т.ч. и базальных горизонтов юрского комплекса достаточно достоверные данные о ЧСГ в разрезе нижней-средней юры и СТ в кровле доюрских пород получены только для Новопортовской, Бованенковской, Арктической, Малыгинской и, вероятно, Харасавэйской площадей. По другим площадям значения СТ получены расчетным путем, по значениям ЧСГ и мощности нижне-среднеюрской толщи, поэтому уровень ошибки достигает по оценке авторов не менее ±10—15 %. СТ в подошве юры изменяются от

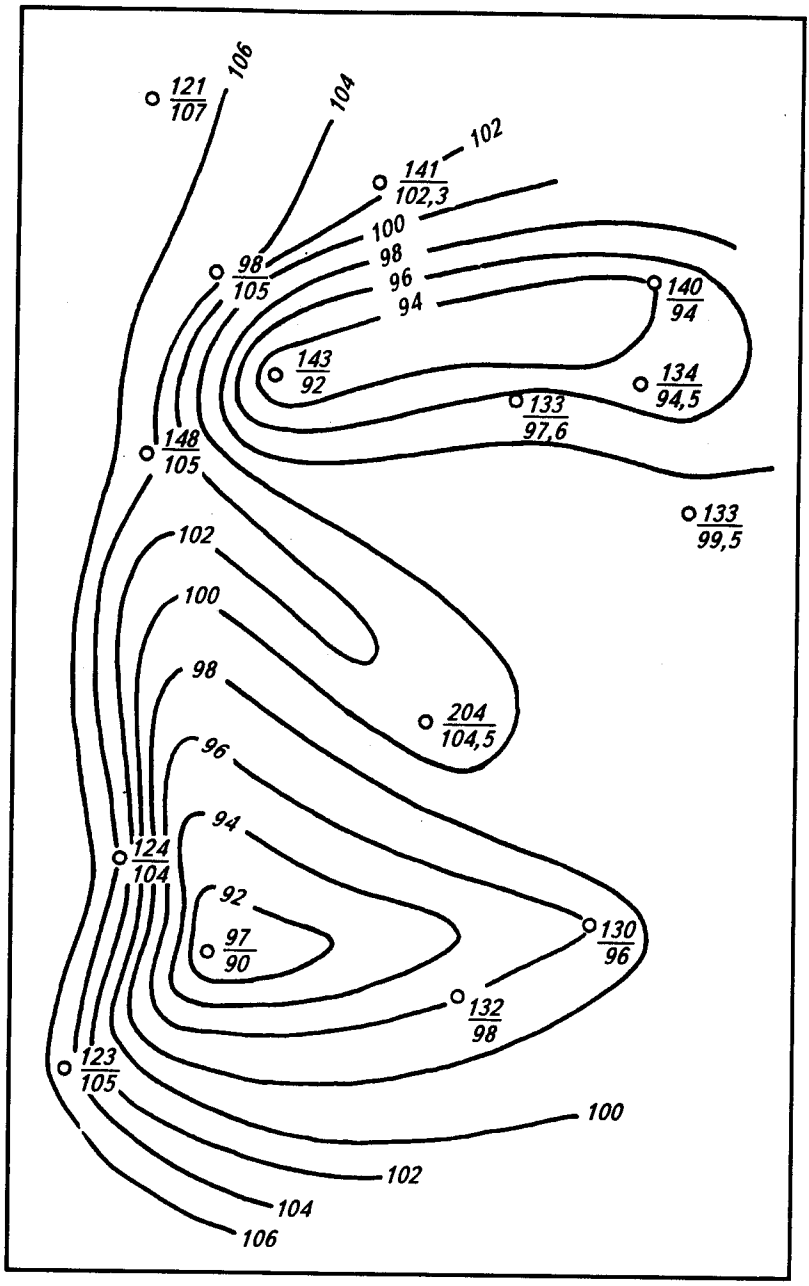


Рис. 6.5. Схема геотемператур в кровле пласта $Ю_2$ Бованенковского месторождения

55—70 °С на юге и юго-западе области, вблизи от линии регионального выклинивания нижне-среднеюрских пород, до 75—80 °С в Новопортовской зоне, 130—165 °С на Нурминском мегавалу и до 180—210 °С в днищах северных впадин и прогибов и в Харасавэйско-Крузенштернской зоне. Можно предположить, с учетом установленных геолого-геотермических тен-

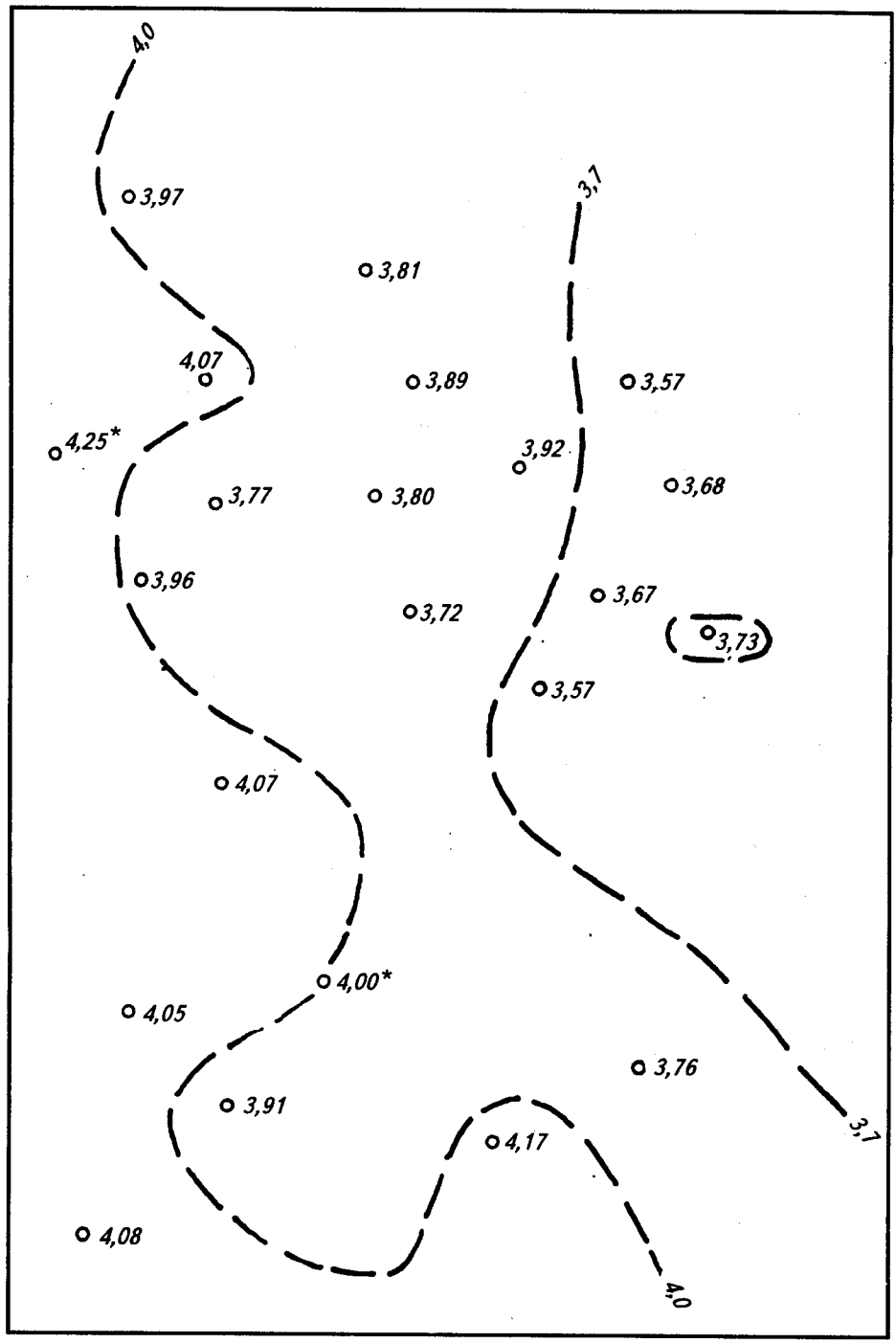


Рис. 6.6. Схема ССГ в интервале подошва мерзлоты – кровля пласта $Ю_2$ (средняя юра) Бованенковского месторождения.
Значения, помеченные звездочкой, вероятно, занижены

денций, что СТ в зонах губ и ближнего шельфа Карского моря достигают еще больших величин (до 200—250 °С). Этот очень высокий уровень прогрева нижней части осадочного чехла (юры и тем более доюрских осадочных образований — триаса и верхнего палеозоя) должен учитываться при прогнозе газо- и особенно нефтеносности глубокопогруженных горизонтов. Приводимые геотермические материалы в особых детальных комментариях не нуждаются... Результаты геотермических исследований необходимы при анализе влияния геотермического фактора на онтогенез УВ Ямальской области и при прогнозе газонефтеносности малоизученных зон.

6.2. ПАЛЕОГЕОТЕРМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПОРОД МЕЛА И ЮРЫ

По методу изменяющихся геотермических градиентов, разработанному В.А. Скоробогатовым, проведен расчет ПТ и составлена серия карт масштаба 1:2 500 000 и графиков по кровле и подошве тюменской свиты, по кровле валанжинских, барремских и сеноманских пород северных районов Западной Сибири, включая Ямал, для следующих временных рубежей: бат — ранний келловей, поздний валанжин (конец мегионского времени), баррем — ранний апт (конец вартовского времени), сеноман (конец покурского времени), ранний олигоцен (конец чеганского времени) [46, 47, 120]. В 1999—2000 гг. эти карты были уточнены.

Время проявления МПТ в недрах Западной Сибири — поздний эоцен — ранний олигоцен, т.е. момент максимального прогибания седиментационного бассейна в начале наступившей регрессии чеганского моря, когда большая часть территории плиты превратилась в низменную сушу, а также окончания эоценового климатического температурного оптимума. В последующее время незначительное осадконакопление продолжалось в отдельных центральных и юго-восточных зонах. В неогене произошли подъем территории и размыв пород верхней части осадочного чехла (от 50—100 м в южной половине плиты до 200—300 м на севере), который был частично компенсирован в плиоцен-четвертичное время накоплением морских и флювиогляциальных осадков мощностью от 50 до 200 м.

МПТ в осадочном чехле Западной Сибири рассчитывались аналитическим методом с учетом неогенового размыва пород и изменения климатических $ПТ_{н.с}$ в послераннеолигоценовое время. В течение олигоцена, миоцена и раннего плиоцена на территории Западной Сибири, представлявшей собой медленно воздымающуюся сушу, наблюдались колебания климатических температур с общей тенденцией к их снижению (15—21 °С в раннем олигоцене и 5—10 °С в плиоцене). Резкое похолодание климата произошло во второй половине плиоцена, когда на большей части плиты поверхностные температуры снизились до нуля и отрицательных значений и началось промерзание верхних горизонтов осадочного чехла. Четвертичный период — время господства арктического и субарктического климата на территории Западной Сибири. Температурный режим поверхности Земли в северной половине плиты осложнялся неоднократными трансгрессиями бореального моря, когда температура воды у дна составляла 0—2 °С и происходила частичная или полная деградация ранее образовавшегося слоя многолетней мерзлоты. По данным четвертичной геоло-

Таблица 6.2

Динамика изменения палеотемператур в кровле и подошве нижне-среднеюрской толщи Ямала (В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов, 1986, с уточнениями 1999 г.)

Площади	Палеотемпературы, °С, в конце					
	средней юры	валанжина	баррема	сеномана	раннего олигоцена (МПТ)	современные
Новопортовская (свод)	16*/34	28/46	56/74	72/89	83/100	60/80
Средне-Ямальская	16*/55	64/94	106/134	128/147	129/150	109/130
Бованенковская (южный купол)	16*/58	66/104	106/142	118/152	122/157	94/132
Южно-Тамбейская	15*/78	56/114	88/144	105/157	120/161	93/143

*Температуры «нейтрального» слоя.

гии море окончательно ушло с современной территории Западной Сибири 50–70 тыс. лет назад и на большей части плиты сформировался монолитный слой многолетнемерзлых пород мощностью от 180 до 350 м на Ямале.

ПТ в момент максимального погружения большей части территории плиты в раннеолигоценовое время были максимальными за всю мезозойско-кайнозойскую историю осадконакопления в Западной Сибири. Диапазон превышения чеганских ПТ в породах юры над современными, по мнению авторов, составлял на севере 20–28 °С (табл. 6.2), в кровле сеномана 21–30 °С, что связано с различной мощностью размытых в новейшее время отложений и влиянием многолетней мерзлоты, которое несколько уменьшается с глубиной.

Палеогеотермический анализ юрских и меловых пород Западной Сибири проводился и другими исследователями.

По мнению А.Э. Конторовича, И.И. Нестерова [22], Г.М. Парпаровой, С.Г. Неручева и А.В. Жуковой [57], МПТ, существовавшие в породах осадочного чехла, практически не изменились к настоящему времени, особенно в нижних горизонтах. В то же время Ю.Г. Зимин, А.Э. Конторович и Э.Э. Фотиади не исключают, что ПТ в юрских и более молодых отложениях на севере были выше современных. По расчетам Н.Н. Немченко, геотемпературы в северной части плиты снизились в послеэоценовое время на 15–20 °С. При этом уменьшение геотемператур было максимальным в апт-сеноманских толщах и минимальным в юрских. По мнению А.Н. Резникова, МПТ в Западной Сибири были на 15–30 °С выше современных, причем эта разница во многом обусловлена климатическими изменениями до эпох оледенения. По данным И.И. Нестерова, А.Р. Курчикова и Б.П. Ставицкого [85], разница между СТ и МПТ составляет в подошве и кровле тюменской свиты, в кровле киялинской (неоком) и покурской свит соответственно 35–40, 30, 35–40 и 40–45 °С.

В.И. Горшковым и А.С. Ровенской методом абсолютной витринитовой палеогеотермии рассчитаны МПТ в породах юры и мела Западной Сибири и построена серия палеотемпературных карт. Диапазон уменьшения МПТ

до уровня СТ равен, по мнению В.И. Горшкова и А.С. Ровенской, 15–55 °С и увеличивается от сеномана к подошве осадочного чехла. На глубинах более 4 км «аномалии термодегрессии» могут составлять 55–90 °С. Несмотря на разные тенденции уменьшения МПТ в расчетах И.И. Нестерова, А.Р. Курчикова и Б.П. Ставицкого аналитическим методом и В.И. Горшкова и А.С. Ровенской методом витринитовой палеогеотермии, абсолютные значения падения МПТ до уровня СТ представляются чрезмерно завышенными: в первом случае вследствие завышения роли позднечетвертичных колебаний климатических температур, и как следствие, недооценки длиннопериодных изменений климата; во втором – из-за недостатков самого метода (справедливая критика метода витринитовой палеотермометрии ИГИРГИ и его использования в условиях Западной Сибири содержится в ряде работ [46, 85]).

6.3. КАТАГЕНЕЗ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА МЕЛА И ЮРЫ

Уровень катагенеза ОВ и пород, отражающий кумулятивный (в рамках геологического времени) прогрев органофлюидоминеральной системы пород – важнейший универсальный фактор формирования, эволюции и разрушения УВ-скоплений в земных недрах, изменения их добывных возможностей, качественного и количественного прогноза газонефтеносности геологических (и поисковых) объектов любого масштаба, вплоть до локальных структур и отдельных горизонтов. Наиболее удобный количественный показатель степени катагенетической превращенности осадочных пород и ОВ – показатель отражения витринита (или ПОВ, R^o, %). Систематические исследования катагенеза ОВ нижнемеловых, юрских и триас-палеозойских пород на севере ЗСНГП проводятся с середины 70-х годов. В них принимали участие исследователи ВНИГРИ, ИГИРГИ, ИГИ, ВНИИГАЗа, ЗапСибНИГНИ, СНИИГИМСа. Медленное накопление данных (определений R^o, %) по мере изучения территории глубоким бурением и их обобщение позволило периодически составлять региональные, областные и зональные карты и схемы катагенеза, уточнять и детализировать их по новейшим данным. Результаты этих исследований опубликованы [22, 40, 44, 46, 57, 74, 91, 132]. В настоящей работе использованы самые последние материалы периода накопления и осмысления фактических данных 1994–2002 гг. В связи с высокой угленасыщенностью разреза готерива-апта и средней юры, наиболее достоверные определения выполнены по танопчинской свите и кровле средней юры (горизонты $Ю_{2-3}$) по Новопортовской, Малыгинской, Бованенковской и другим площадям. В кровле сеномана развиты малопреобразованные бурые угли (R^o не более 0,40 %), в апте – от бурых матовых на Бованенковской и др. площадях центральной части Нурминского мегавала (0,41–0,45 %) до длиннопламенных углей – Д (градация катагенеза $МК_1$) на севере Ямала и в зоне Харасавэй-Крузенштернской термоаномалии (R^o= 0,50–0,60 %). В средних горизонтах танопчинской свиты ($ТП_{18-20}$–$БЯ_{1-3}$) величины R^o изменяются в диапазоне 0,58–0,80 % (длиннопламенные и газовые угли) (табл. 6.3–6.4).

В связи с существенно разными термоглубинными условиями залегания нижне-среднеюрской толщи в различных районах и зонах ЯГНО уро-


1,8
1,7
1,6
1,5
1,4
1,3
1,2
1,1
1,0
0,9
0,8
0,7
0,6
0,3
1,10
1,15
40
0,96
0,84
45
1,85
53
1,35
1,30
1,94
1,97
41
0,77
0,80
1,19
27
0,75
11
0,95
3003
0,66 - 0,77
2
0,45
129
0,54 - 0,57
1
2
3
4
6
7
8
10
12
13
15
17
18
19
20
22
23
24
25
а
б
в
г
д
е
ж
з
и
к
л
м
н
о
п
р
с

Таблица 6.3

Результаты определения степени катагенеза органического вещества юрских пород Новопортовского месторождения

№ п/п	Номер скважины	Интервал отбора керна, м	Характер угленосности	Значения ПОВ R^o, %	Стадия углефикации
1	н/д*	1900	Уголь	0,48	$ПК_3$
2	116	2057–2060	Уголь в глине	0,46	$Б_3$
3	116	2057–2060	Уголь	0,52	Д
4	85	2058–2073	Уголь	0,51	Д
5	104	2508–2521	Уголь	0,61	Д
6	126	2173–2186	Уголь	0,62	Д
7	126	2672–2677	Уголь	0,69	Переход к Г
8	121	2593–2606	Уголь	0,61	Д
9	121	2593–2606	Уголь	0,65	Д
10	93	3164–3174	Уголь	0,67	Переход к Г

*По В.И. Горшкову и др. [91].

Таблица 6.4

Результаты определения степени катагенеза органического вещества юрских и меловых пород Бованенковского месторождения

№ п/п	Номер скважины	Интервал отбора образца, м	Горизонт	ПОВ R^o, %	Стадия углефикации
1	100	1409–1410	$ТП_{1-5}$	0,40	$Б_3$
2	103	1908–1919	$ТП_{18}$	0,74*	Переход к Г
3	104	2010–2016	$ТП_{15-16}$	0,55	Д
4	120	2040–2053	$ТП_{16}$	0,54	Д
5	120	2134–2148	$ТП_{18}$	0,64	Д
6	135	2070–2085	$ТП_{18}$	0,55	Д
7	98	2104–2118	$ТП_{18}$	0,64–0,68 (2 обр.)	Г
8	116	2630–2645	$Ю_{2-3}$	0,76	Г
9	116	2800–2830	$Ю_{6-7}$	0,87	Переход к Ж
10	114	2705–2720	$Ю_{6-7}$	0,90	Переход к Ж
11	119	2700–2715	$Ю_{6-7}$	0,90	Переход к Ж
12	135	2775–2790	$Ю_{2-3}$	0,83	Г
13	144	2985–3000	$Ю_{6-7}$	0,75**	Переход к Г
14	141	3060–3089	$Ю_3$	0,84–0,89 (2 обр.)	Переход к Ж
15	138	3260–3272	Низы юры	0,83	Г

*Вероятно, окисленный витринит
**Примесь лейптинита

вень катагенеза ОВ изменяется в большом диапазоне значений ПОВ (R^o, %). Общей тенденцией является увеличение степени катагенеза в северном направлении и от сводовых частей крупных положительных структур ко впадинам (рис. 6.7). Невысоким интегральным прогревом характеризуются горизонты $Ю_{2-3}$ в южных и юго-западных окраинных зонах: вблизи обрамления в кровле тюменской свиты развиты блестящие бурые угли (R^o

Рис. 6.7. Схемы катагенеза органического вещества (R^o, %) в кровле малышевской-тюменской свит ($Ю_{2-3}$) Ямальской области (Составил В.А. Скоробогатов, 1994 г.).
Месторождения: *1* – Малыгинское, *2* – Тасийское, *3* – Северо-Тамбейское, *4* – Западно-Тамбейское, *5* – Сядорское, *6* – Южно-Тамбейское, *7* – Харасавэйское, *8* – Крузенштернское, *9* – Северо-Бованенковское, *10* – Восточно-Бованенковское, *11* – Бованенковское, *12* – Верхне-Тиутейское, *13* – Западно-Сеяхинское, *14* – Нерстинское, *15* – Нейтинское, *16* – Байдарацкое, *17* – Арктическое, *18* – Средне-Ямальское, *19* – Усть-Юрибейское, *20* – Нурлинское, *21* – Хамбатейское, *22* – Ростовцевское, *23* – Мало-Ямальское, *24* – Каменномысское, *25* – Новопортовское

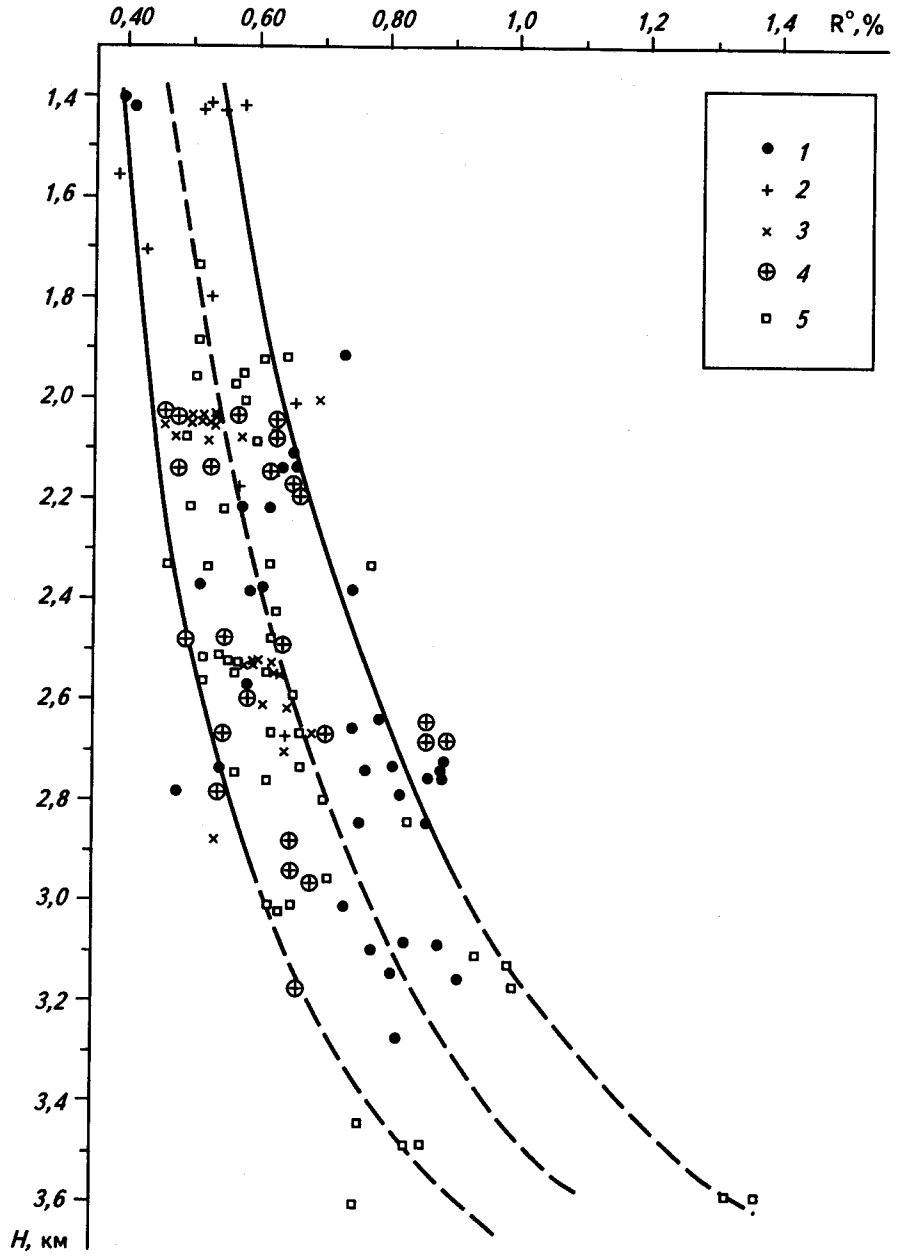


Рис. 6.8. График изменения величин показателя отражения витринита (R°) угольных включений с глубиной погружения вмещающих пород нижнего мела и юры по площадям Ямальской ГНО (Составили В.А. Скоробогатов, С.В. Миронова).

Месторождения: *1* — Бованенковское, *2* — Харасавэйское, *3* — Крузенштернское и Харатская площадь, *4* — Новопортовское, *5* — остальные

от 0,45 до 0,48 % градация $ПК_3$), на юге Нурминского мегавала и в зоне южных моноклиналей — угли марок Д, Г и ГЖ. В зоне Тамбейских структур зафиксирован уровень катагенеза $МК_2^2-МК_3$. Максимальные величины ПОВ в горизонте $Ю_{2-3}$ фактически установлены на Харасавэйской площади (более 1,6 %) и предполагаются в юре на Крузенштернской. Во впадинах и прогибах северной половины Ямала в кровле средней юры развиты коксовые и даже отощенно-спекающиеся угли ($МК_4-МК_5$), т.е. уже в верхней части нижне-среднеюрской толщи уровень катагенеза очень высокий. В средних и нижних горизонтах юры установлен весьма широкий диапазон уровней катагенеза ОВ — от $МК_{1-2}$ до $МК_5-АК_2$.

На основании первичных данных о ПОВ построен график зависимости величин R°, % от глубины отбора образцов (рис. 6.8). С использованием этого графика, а также частных графиков увеличения ПОВ с глубиной на конкретных площадях для отдельных зон по экстраполяции определены вероятные уровни катагенеза ОВ в базальных горизонтах юры, которые на 1—3 градации превышают катагенетическую превращенность ОВ в горизонтах $Ю_{2-3}$. В частности, в северной половине ЯГНО величина R° повсеместно превышает 2,50 % (полуантрациты — $АК_2$), а в зоне Харасавэйской термоаномалии — 3,40 % (антрациты — $АК_3$), в то время как на юге области даже в низах юры развиты угли марок Д и Г (на Новопортовской площади установленная фактически величина R° не превышает 0,65—0,87 на глубинах 2500—2950 м) [42, 136].

По мнению ряда исследователей, «критические» значения уровня катагенеза ОВ соответствуют величинам R° (%) в диапазоне от 0,45 до 0,55, 1,00, 1,30—1,35 и 2,00. Достаточно достоверно в объеме осадочного чехла ЯГНО можно провести только две первые границы. Рубеж $ПК_3/МК_1$, проводимый по величине $R°=0,5\pm0,02$ % залегает в диапазоне глубин от 1400—1700 м (на Крузенштернской, Харасавэйской и др. площадях) до 2200—2500 м и более (на северных площадях). Вторая граница, соответствующая резкому ухудшению ФЕС терригенных коллекторов и началу термодеградации нефти в залежах, проходит на глубинах 3100—3600 м.

6.4. ФЛЮИДОБАРИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЛЕКТОРСКИХ ГОРИЗОНТОВ

Одной из актуальных и в то же время наиболее трудно решаемых проблем нефтегазовой геологии является проблема генезиса и прогноза ВГПД (или аномально высоких пластовых давлений — АВПД) при проведении поисково-разведочных работ.

Вопросами распространения и генезиса ВГПД в породах различного типа и возраста занимались Б.А. Тхостов, К.А. Аникиев, А.А. Карцев, В.В. Колодий, У.Х. Фертль и др.

Параметры геофлюидальной системы природных резервуаров раннемелового и ранне-среднеюрского возраста ЯГНО изучены также по результатам испытаний и опробований различных продуктивных и водоносных горизонтов в процессе поисково-разведочного бурения. Несмотря на достаточно большой объем опубликованных работ по проблемам газонефтяной геологии Ямала, Гыдана и НПТР, специальных исследований поля флюи-

дальных давлений проведено крайне мало и они носят фрагментарный характер. Авторами обобщены данные по абсолютным величинам $p_{пл.}$ по отдельным площадям и в целом для ЯГНО, рассчитаны величины $K_{прев.}$ и составлены схемы распространения ВГПД во флюидонасыщенных горизонтах низов мела и средней юры (рис. 6.9—6.10). Сведения о флюидобарическом поле более глубоких горизонтов скудны и малодостоверны, вследствие их крайне низкой проницаемости и кратковременности испытаний в скважинах. В объеме неокома-сеномана вследствие сравнительно «мягких» термоглубинных условий залегания проницаемых горизонтов распространены «нормальные», близкие к условным гидростатическим флюидальные давления. В низах новопортовской и ачимовской толщ к северу от Нурминского мегавала, где они погружаются глубже 3000 м, начинает ощущаться некоторая «аномальность» давлений из-за затрудненного латерального флюидообмена с ростом глинистости разреза. Собственно ВГПД имеют распространение только в самых нижних горизонтах неокома ($БЯ_{1-9}$) в Харасавэйской зоне, с $K_{прев}$= до 1,80 (см. рис. 6.9).

В кровле юрской проницаемой толщи «нормальные» давления распространены на юге области (Новопортовская, Мало-Ямальская, Усть-Юрибейская и другие площади). В северном направлении, по мере ужесточения термоглубинных условий залегания среднеюрских коллекторов величина $K_{прев}$ увеличивается до 1,1—1,6 по структурам Нурминского мегавала и к Средне-Ямальскому своду и далее на север и северо-запад до 1,7—2,0, с максимумом в Харасавэйской зоне (см. рис. 6.10). Точно также, в разрезе юры отдельных площадей уровень превышения $p_{пл.}/p_{ут}$ растет от горизонтов $Ю_{2-3}$ к нижнеюрским и базальным. Например, в пределах Новопортовской площади, где тюменская свита имеет относительно небольшую толщину (500—650 м) и погружена на глубины от 2000—2400 м (кровля) до 2600—3100 м (подошва), некоторая «аномальность» геофлюидальных давлений начинает ощущаться только в базальных горизонтах юры с глубин 2800-3000 м ($K_{прев}$ =1,05—1,12) по северо-восточным скважинам, что свидетельствует о существенной флюидоизолированности различных частей в целом гидродинамически единой песчано-глинистой толщи. Так же, как и в других областях провинции, в породах тюменской свиты и ее аналогов по мере увеличения расстояния до окраины мегабассейна, глубин погружения, СТ, глинистости разреза и снижения проницаемости и выдержанности в пространстве — латеральной сообщаемости песчано-алевролитовых горизонтов растет «напряженность» флюидобарического поля.

Помимо региональных, областных и зональных исследований, анализ геотемператур и флюидальных давлений на локальном уровне проведен для всех крупных по запасам УВ месторождений Ямала [46, 48, 55].

В частности, термобарическая характеристика литофлюидальной системы нижнемеловой-сеноманской коллекторской толщи Новопортовского месторождения такова. В кровле сеномана современные температуры не превышают 12—14 °С, поскольку подошва вечной мерзлоты в пределах месторождения залегает на глубинах 150—256 м (в зависимости от орогидрографических условий). В кровле апта температуры увеличиваются до 24—27 °С. Новопортовская продуктивная толща прогрета от 50-56 °С в кровле ($НП_0$) до 62—67 °С в подошве ($НП_{12}$). В кровле тюменской свиты СТ варьируют в диапазоне 59—70 °С, в подошве — 82—95 °С. Средний геотермоградиент в толще осадочного чехла изменяется от 3,50 до 3,65 °С/100 м.

В зонах сравнительно неглубокого залегания пород юры (Южно-

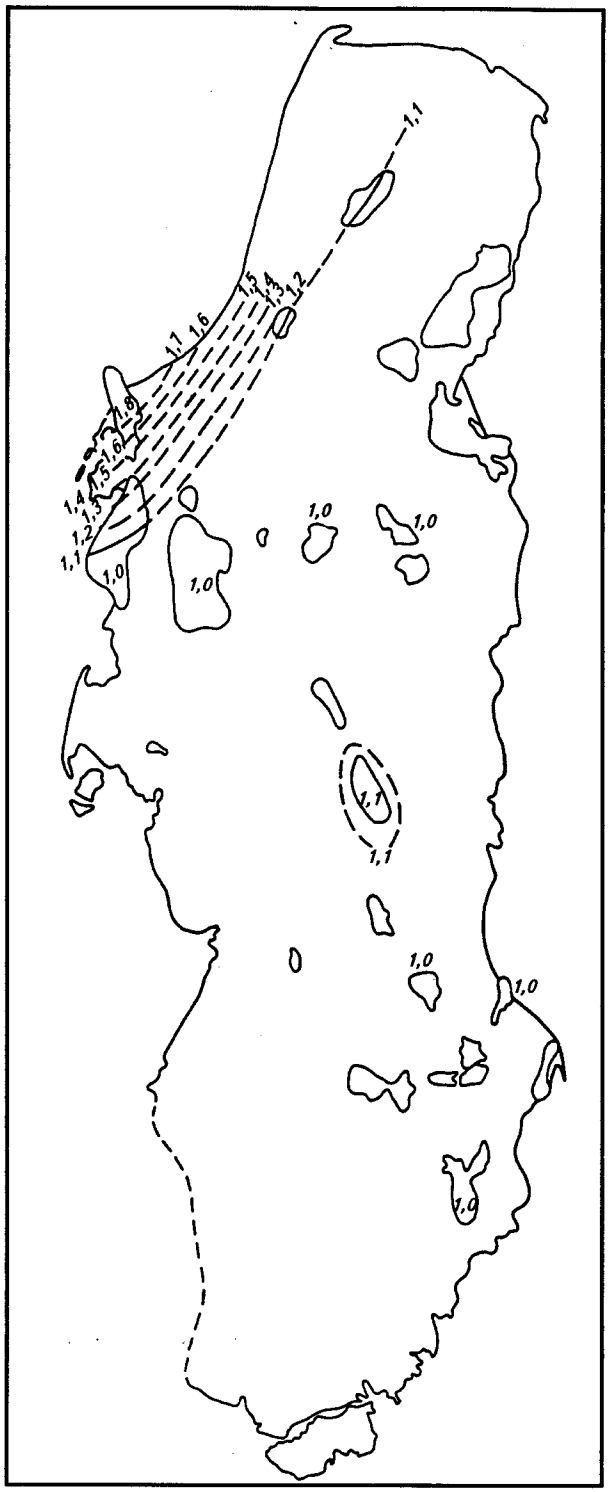


Рис. 6.9. Схема изменения коэффициента превышения пластовых давлений над условными гидростатическими в горизонте $БЯ_1$ Ямальской области

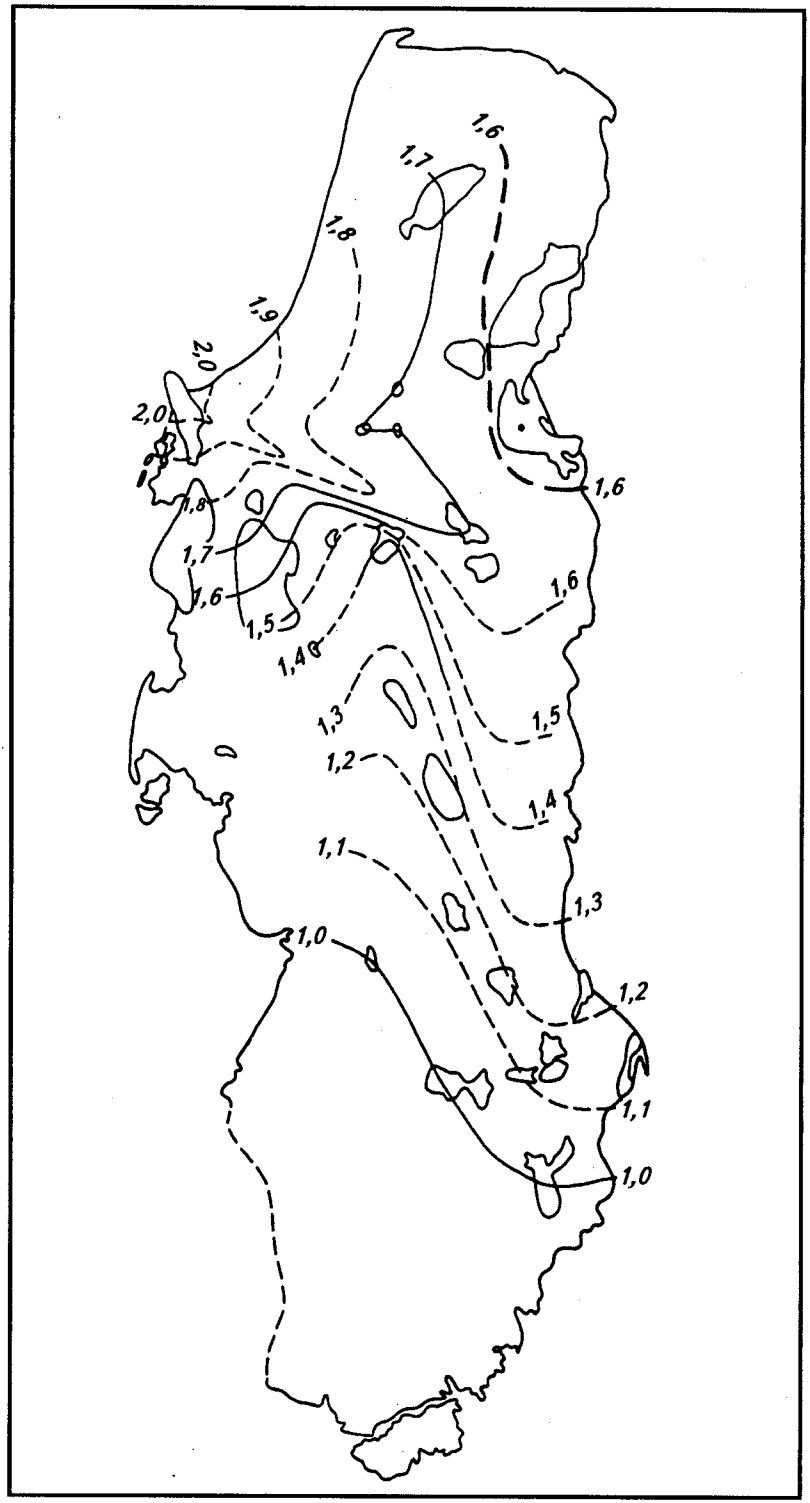

1,6
1,7
1,8
1,9
2,0
2,0
1,8
1,7
1,6
1,5
1,4
1,3
1,2
1,1
1,0
1,6
1,6
1,5
1,4
1,3
1,2
1,1
1,0

Таблица 6.5

Термобарическая характеристика продуктивных горизонтов мелового возраста Харасавэйского газоконденсатного месторождения

Горизонт, свита	Интервал опробования, м	Запасы УВ по залежам, %		Газоконденсатный фактор, г/м³	Термобарические особенности продуктивных горизонтов		
		Газ	Конденсат		T, °С	p, МПа	G_p
$ПК_{1-6}$	750 – 943	17,77	–	–	22 – 28 / 24(9)	7,7 – 10,0 / 8,1(10)	0,97 – 106 / 1,03(10)
$ТП_{1-5}$	1490 – 1540	51,59	4,46	2,5	48 – 55 / 51(9)	15,3 – 16,4 / 15,5(10)	1,00 – 1,09 / 1,02(10)
$ТП_6$	1572 – 1648	0,76	0,07	–	– / 56(1)	– / –	– / –
$ТП_8$	1603 – 1669	1,97	0,31	4,5	4 – 56 / 52(3)	– / –	– / –
$ТП_{9-1}$	1669 – 1831	0,27	–	–	50 – 72 / 58(5)	– / –	– / –
$ТП_{10-0}$	1831	0,47	–	–	50 – 72 / –	16,4 – 17,9 / 17,5(3)	0,99 – 1,01 / 1,00(3)
$ТП_{10}$	1713 – 1779	3,21	–	–	– / 59(1)	– / 17,5(1)	– / 1,02(1)
$ТП_{11}$	1779 – 1833	2,58	4,91	55,58	59 – 63 / –	16,7 – 19,3 / –	0,94 – 1,06 / –
$ТП^1_{11}$	1833	0,11	–	–	60(5)	18,3(5)	1,03(5)
$ТП_{12}$		3,76	7,6	60,0			
$ТП_{13-14}$	1820 – 2150	2,65	5,96	65	62 – 79 / 70(14)	18,6 – 25,4 / 20,9(12)	0,96 – 1,34 / 1,08(12)
$ТП_{15-16}$	2150	1,14	2,73	69,0			
$ТП_{21-23}$	2129 – 2286	2,29	6,33	80,0	81 – 83 / 82(2)	– / 35,1(1)	– / 1,65(1)
$БЯ_1$	2289 – 2439	3,29	15,70	133,7	80 – 90 / 84(6)	37,3 – 40,5 / 38,9(2)	1,62 – 1,78 / 1,70(2)
Всего по месторождению		100	100		22 – 90(58)	7,7 – 44,4(53)	0,94 – 1,77(53)

Примечание. В знаменателе в скобках – число замеров.

Ямальская моноклиналь, Новопортовский вал) геофлюидальные давления равны или незначительно превышают гидростатические.

Изменение геофлюидальных давлений в объеме осадочного чехла Харасавэйской площади изучено подробно. Одной из особенностей изменения флюидальных давлений по глубине, как показывают результаты поинтервальной обработки данных (табл. 6.5), является их вертикальная зональность распределения. Достаточно надежно выделяются две специфические зоны давления. Первая – верхняя зона давлений – охватывает глубину до 1,7 – 1,8 км и характеризуется плавным нарастанием давления с глубиной. В этой зоне изменение давления в основном подчиняется законам гидро-

Рис. 6.10. Схема изменения коэффициента превышения пластовых давлений над условными гидростатическими в кровле средней юры (горизонт $Ю_2$) Ямальской области

статики. Средний вертикальный градиент давления в этой зоне не превышает 1,1 МПа/100 м, а в основном изменяется от 1,00 до 1,03 МПа/100 м.

Во второй зоне, охватывающей глубины более 1,8 км, характеризующейся широким проявлением ВГПД (АВПД), выделяются две подзоны: верхняя и нижняя. Верхняя подзона ВГПД расположена в интервале 1,8—2,2 км. Здесь наблюдается повышение «аномальности» давления до 1,3—1,6 от величины гидростатического давления; в продукции скважин при испытании получен газ и редко газ с водой, а иногда — вода с газом.

В верхней части разреза давление флюидов в основном не превышает величину условного гидростатического. Однако уже с горизонтов $ТП_{13-14}$ наблюдается постепенный, но постоянный рост превышения давления от 1,05 (в пластах $ТП_{8-10}$) до 1,20 в гор. $ТП_{12-15}$.

В низах танопчинской свиты под глинами мощностью 10—20 м, «аномальность» давлений достигает в локально развитых коллекторах ахской свиты (представленных на Харасавэе горизонтами $НП_1$ ($БЯ_1$) и $НП_2$ ($БЯ_2$) соответственно 1,8 и 1,9. Обращает на себя внимание факт увеличения «аномальности» давления по мере приближения к региональному разлому, прослеживаемому в этих продуктивных горизонтах ($НП_1$ и $НП_2$) и зоне глинизации.

Нижняя подзона охватывает глубины более 2,4 км. Она характеризуется повсеместным распространением ВГПД; здесь величина аномальности достигает 1,9—2,05 от величины гидростатического давления. Эта подзона, в отличие от предыдущей, характеризуется резким увеличением градиента давления на глубине 2,2—2,4 км, а затем постепенным снижением его. Весьма примечательно, что в этой подзоне ВГПД, наряду с падением среднего по глубине градиента давления в валанжинских горизонтах по отношению к юрским отмечается относительное постоянство абсолютной величины давления, составляющей около 41 МПа.

Западно-Сибирский гидрогеологический мегабассейн в плане имеет сложную конфигурацию и состоит из трех частей. Самый большой сегмент — собственно Западно-Сибирский бассейн. В зоне слияния Обской и Тазовской губ с востока примыкает Енисей-Хатангский бассейн, а с северо-запада — Ямало-Карский.

Ямало-Карский бассейн простирается с юго-запада на северо-восток от Пай-Хоя до островов Северной Земли, имеет форму прямоугольника размером 600 км×1500 км. За пределами полуостровов Ямал и Гыдан бассейн продолжается в недрах шельфовой области Карского моря. Северо-западной границей является Новая Земля, юго-восточной — горные сооружения Таймыра.

Основными элементами Ямало-Карского гидрогеологического бассейна являются шесть водоносных комплексов, имеющих в пределах Ямала региональное распространение. Гидрогеологическая стратификация основана на литологических особенностях разреза, наличии глинистых отложений большой мощности, которые разделяют проницаемые водонасыщенные отложения на относительно изолированные интервалы разреза.

Наиболее детально гидрогеологическая характеристика изучена по Новопортовскому и Бованенковскому месторождениям (табл. 6.6—6.7).

Здесь выделяют два гидрогеологических этажа: нижний и верхний, разделенных региональным флюидоупором (800-метровая толща глин турон-олигоценового возраста).

Верхний гидрогеологический этаж представлен песчаными породами

Таблица 6.6

Физико-химические свойства подземных вод $ТП_{1-6}$ Бованенковского месторождения

Номер скважин	Интервал перфорации, м	Минерализация, г/л	Содержание ионов, мг/л					pH	Плотность, г/см^3	Гидропроводность, $\frac{м^3}{мПа \cdot с}$
			Na^+K^+	Cl^-	HCO_3^-	Br^-	J^-			
65	1510–1514	10,0	3732	5106	1062	24,1	6,8	8,4	1,007	11,64
70	1487–1497	8,1	2704	2706	2362	12,2	5,7	7,1	1,005	–
76	1468–1476	6,4	262	2766	1342	12,2	0,8	7,6	1,003	–
95	1503–1509	12,5	4452	5674	2318	23,4	2,6	7,6	1,008	–
99	1462–1475	8,5	2877	3050	2562	18,6	7,6	7,3	1,005	–
144	1482–1493	10,4	3900	4858	1440	21,1	4,2	8,1	1,007	–
145	1500–1505	10,2	3600	5000	1378	16,7	6,9	7,3	1,007	–

олигоцен-четвертичного возраста. Подземные воды этажа на территории Новопортовского месторождения в основном находятся в твердой фазе. На Новопортовском месторождении гидрогеологический этаж не исследован.

Нижний гидрогеологический этаж, характеризуясь в целом условиями затрудненного водообмена, состоит из нескольких водоносных комплексов: палеозойского, юрского, неоком-аптского и альб-сеноманского. Он же является регионально нефтегазоносным.

На Новопортовском месторождении в пределах нижнего этажа гидрогеологические исследования проведены, главным образом, в неокомских, юрских и палеозойских отложениях. В общей сложности опробовано 205 гидрогеологических объектов. В ходе исследований производились замеры дебитов, пластовых температур, газосодержания.

Осуществлялся отбор и анализ проб пластовой воды и растворенного газа. В общей сложности проанализировано 140 проб пластовой воды (19-PZ, 55-J, 66-K_1nc) и 48 проб водорастворенного газа.

Данные по гидрохимии приведены в табл. 6.7

По химическому составу воды ***палеозойского*** гидрогеологического комплекса на Новопортовском месторождении относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу. Лишь в скв. 134 получены пластовые воды хлоридно-кальциевого типа. Величина минерализации пластовых вод колеблется от 5,25 до 10,80 г/л.

Основные солеобразующие компоненты пластовых вод – хлор и натрий+калий. Их содержание составляет соответственно 32,0–40,0 % и 47,6–51,7 %-экв. Лишь в скв. 134 химический состав пластовой воды количественно иной: содержание хлора – 67,0, натрия+калия – 25,6 %-экв.

Концентрация остальных компонентов: Ca^{++} – 0,1–0,5 %-экв., Mg^{++} – 0,5–1,9 %-экв., HCO_3 – 5,1–16,6 %-экв.

Таблица 6.7

Характеристика основных гидрогеологических комплексов Новопортовского месторождения

Гидрогеологический комплекс	Характеристика пластовых гидрокарбонатно-натриевых вод		
	M, г/л	Водообильность, м^3/с	Основные компоненты
Альб-сеноманский	7–10	4,3–20,2	
Неокомский	5,2–19,9	1–165	Na+K, Cl, HCO_3, Ca, Mg, J, Br, B
Юрский	5,2–14,85	1–255	Na+K, Cl, HCO_3, Ca, Mg, J, Br, B
Палеозойский	5,25–10,8	0,1–34,5	Cl, Na+K, HCO_3, Ca, Mg, J, Br, B

Из микрокомпонентов присутствуют йод — 2,46—6,36 мг/л, бром — 6,91—26,06 мг/л, бор — 6,52—138,04 мг/л.

Водорастворенные газы преимущественно метанового состава, обогащены диоксидом углерода до 5—7 %. Лишь в скв. 305 его содержание возрастает до 16,9 %.

Юрский гидрогеологический комплекс представлен песчаными пластами большехетской серии раннесреднеюрского возраста, характеризующимися сильной литофациальной изменчивостью. Это обусловливает резкую дифференциацию коллекторских свойств по площади месторождения и соответственно сложную гидродинамическую обстановку в целом. Так, водообильность изменяется от 0—10 (в большинстве случаев) до 255 $м^3$/сут.

Минерализация вод изменяется от 5,52 до 14,85 г/л. По химическому составу воды гидрокарбонатно-натриевого типа с преобладанием содержания ионов $Na^+ + K^+$ (46,2—50,2 %-экв.) над Cl^- (32,3—45,3 %-экв.). Содержание гидрокарбонат-иона до 22 %-экв. Концентрация ионов магния не превышает 4,6 %-экв., кальция — 1,1 %-экв.

Содержание микрокомпонентов низкое. Йода, как правило, не выше 10 мг/л, лишь в скв. 71 — 27,33 мг/л; брома — 5,32—47,34 мг/л; бора — 2,85—54,0 мг/л.

Водорастворенный газ преимущественно метанового состава (до 96,9 %).

Неоком-аптский гидрогеологический комплекс представлен чередованием аргиллитов и песчано-алевритовых пород ахской и танопчинской свит. Наблюдается значительное изменение коллекторских свойств пород

Таблица 6.8

Изменения состава ВРГ юрских и неокомских отложений Ямальской ГНО (по данным С.Н. Беспаловой, 1981, 1983 гг.)

Месторождения	Состав газа (в среднем), %					Газонасыщение, $см^3/см^3$
	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	CO_2	N_2	
Юрские отложения						
Новопортовское	97,8	11	0,3	0,4	0,2	—
	94,3	2,2	0,5	2,7	0,4	—
	83,4	3,9	2,6	7,6	0,4	—
	92,7	3,2	1,6	0,4	0,6	—
	86,4	5,6	1,5	5,1	0,4	—
	80,7	6,0	3,8	0,5	1,4	—
	91,6	3,6	1,3	0,5	1,4	—
Берриас-валанжинские отложения						
Харасавэйское	80,92	3,64	2,05	0,71	1,44	—
Средне-Ямальское	90,66	2,71	0,34	1,85	2,93	2,03
Мало-Ямальское	96.15	1,36	0,67	0,78	1,01	2,53
Новопортовское	90,31	3,06	1,08	0,53	1,69	3,00
Готерив-барремские отложения						
Харасавэйское	87,69	3,84	1,95	0,76	1,23	1,99
Крузенштернское	91,34	3,87	1,92	0,98	1,49	1,15
Бованенковское	92,93	3,15	0,91	0,76	1,05	2,03
Нейтинское	90,18	3,47	1,25	0,87	2,05	2,18
Арктическое	91,76	2,84	1,77	1,02	1,53	1,89
Средне-Ямальское	92,78	3,37	0,23	1,65	1,34	2,10
Мало-Ямальское	96,31	1,18	0,43	0,62	0,82	2,17
Новопортовское	91,34	3,87	1,76	0,62	1,59	2,41
Малыгинское	93,81	2,01	0,63	1,56	1,04	2,50
Южно-Тамбейское	85,72	5,67	1,00	0,98	0,87	2,58

по площади и разрезу. В связи с этим величина водообильности пород варьирует в широком диапазоне: от 1 до 165 $м^3$/сут.

Минерализация вод изменяется от 5,2 до 19,9 г/л, в основном в диапазоне 9—14 г/л. Пластовые воды гидрокарбонатно-натриевого типа. Основные солеобразующие компоненты — натрий+калий (46,5—49,9 %-экв.), хлор (38,1—48,1 %-экв.), гидрокарбонат (1,5—9,6 %-экв.).

Содержание йода колеблется от 0,84 до 18,38 мг/л, за исключением скв. 72 (26,36 мг/л). Содержание брома не превышает 44,39 мг/л, бора 46 мг/л.

Водорастворенные газы метанового состава.

Альб-сеноманский гидрогеологический комплекс представлен песчано-алевролитовыми породами с прослоями глин яронгской и марресалинской свит. Основная часть коллекторов комплекса относится к высокопроницаемой, преимущественно песчаной толще сеномана.

Опробование альб-сеноманского водоносного комплекса проведено в скв. 108 и 140, где получены притоки воды дебитом 4,3 и 20,2 $м^3$/сут при динамических уровнях 471 м и 355 м соответственно. Практически не изучены законтурные воды залежей. По комплексу имеется лишь одна проба воды. Вода — хлоркальциевого типа, с минерализацией 15,2 г/л. Содержание сульфатов незначительное — 41,1 мг/л, HCO_3 — 213,5 мг/л, Са-иона — 1672 мг/л. Концентрация йода — 4,1 мг/л, брома — 7,4 мг/л. Коэффициент *r*Na/*r*Cl равен 0,69, т.е. воды довольно минерализованы.

Подобная смена гидрокарбонатно-натриевых вод в неокоме на хлоркальциевые в сеномане типична для месторождений Севера Западной Сибири.

По химическому облику воды сеномана на Ямале отличаются от одновозрастных водоносных отложений Уренгойского, Медвежьего, Заполярного, Ямбургского месторождений, но аналогичны нижнемеловым водам этих месторождений (глубины от 1,8 км и более). Картина изменения минерализации по площади залежей одинакова: под залежами минерализация вод минимальна, по мере удаления от контура газоносности минерализация увеличивается в 1,5—3 раза и более. Вероятно, что зоны пониженной минерализации локализованы вблизи залежей. За их пределами поле минерализации вод относительно однородное.

Глава 7
УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И ЭВОЛЮЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

7.1. ОБЩИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ И ОСОБЕННОСТИ ГАЗОНЕФТЕОБРАЗОВАНИЯ, ФОРМИРОВАНИЯ И ЭВОЛЮЦИИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПРЕИМУЩЕСТВЕННО ГАЗОНОСНЫХ ОБЛАСТЯХ И КОМПЛЕКСАХ ПОРОД

В объеме осадочной оболочки земной коры с толщиной осадочной линзы неметаморфизованных терригенных, карбонатных, кремнистых, соленосных и вулканогенно-осадочных пород от 0,3—0,5 до 10—15 км различными исследователями выделяется от 630 до 700 осадочных бассейнов (ОБ), многие из которых являются в то же время и промышленно нефтегазоносными, газонефтеносными или углегазоносными (НГБ, ГНБ или УГБ) [10, 16, 21, 115, 139].

Многие ОБ объединены в крупнейшие мегабассейны, в пределах которых выделяется ряд нефтегазоносных провинций (НГП). Целый ряд бассейнов расположен под дном эпиконтинентальных морей и частично на суше. В каждом из НГБ (ГБ) установлены свои, частные закономерности пространственного размещения промышленных скоплений углеводородов (УВС), однако к настоящему времени выявлены и общемировые, универсальные закономерности нефтегазонакопления в земных недрах. Кратко проанализируем эти закономерности, не претендуя на окончательность большинства выводов.

Анализу условий газонефтеобразования и газонефтенакопления и объяснению закономерностей размещения залежей УВ в осадочных толщах бассейнов различного тектонотипа и возраста в зависимости от конкретных геологических и генетических факторов посвящено большое количество исследований, из которых основополагающими являются работы отечественных ученых И.И. Аммосова, И.О. Брода, Н.Б. Вассоевича, И.В. Высоцкого, И.М. Губкина, Ф.Г. Гурари, Н.А. Еременко, В.И. Ермакова, А.А. Карцева, А.Л. Козлова, Н.А. Крылова, С.П. Максимова, М.Ф. Мирчинка, В.Д. Наливкина, С.Г. Неручева, И.И. Нестерова, В.Ф. Раабена, Е.А. Рогозиной, В.П. Савченко, В.А. Успенского, Н.Ю. Успенской, В.Е. Хаина и многих других, а также зарубежных исследователей — М. Бестужева, Д. Вельте, У. Гассоу, Э. Дегенса, Дж. Коннана, А.И. Леворсена, Д. Лейтхойзера, М. Луи, К. Лэндса, У. Рассела, М. Тайхмюллер, Б. Тиссо, Дж. Ханта, Х. Хедберга и других [10, 16, 44, 61, 74, 75, 86, 96, 107, 109, 114, 153, 154, 156, 159, 167, 168].

В многоаспектной проблеме формирования и эволюции УВС в породах различного типа и возраста важнейшее значение имеет анализ форм, масштабов, длительности и направленности процессов генерации, эмиграции, вторичной миграции и аккумуляции газа и нефти, наличия условий для их сохранности, а также поиск «генетических корней» УВС — генетическая интерпретация состава и свойств их вещества и фазового состояния.

Процессы формирования и эволюции скоплений УВ в осадочных, метаморфических и магматических породах верхней части земной коры имеют сложный характер, происходят в течение многих десятков и сотен миллионов лет и изучены до настоящего времени недостаточно, несмотря на более чем вековой период научно-экспериментальных изысканий и практических наблюдений. Онтогенез и филогенез газа и нефти в земных недрах определяются большим числом природно-геологических процессов и явлений со множеством двух- и многосторонних связей, в свою очередь контролирующих начало, динамику, масштабы, направленность и завершение процессов генерации (Г), эмиграции (Э), коллекторской миграции (М), аккумуляции УВ в ловушках (А), консервацию УВС (К), ремиграцию УВ из одних ловушек в другие через покрышки ($Р_м$), частичное или полное конечное разрушение ($Р_ч$, $Р_к$).

Собственно формирование УВС представляет собой центростремительное движение — стягивание мигрирующих УВ, находящихся первоначально в рассеянном (микроконцентрированном) состоянии в ловушки, т.е. своеобразные «тупиковые» зоны — части природных резервуаров, экранированные сверху (часто и по латерали) низкопроницаемыми («непроницаемыми») породами-покрышками.

Суть реакций, приводящих в конечном итоге к газонефтенакоплению, сводится к существованию следующих необходимых предпосылок: вещество — энергия — пространство — катализ — время. Отсутствие или «неразвитость» какого-либо генетического элемента обусловливает или полную невозможность образования УВС, или крайне ограниченные масштабы накопления УВ в виде промышленных по запасам и добывным возможностям залежей.

В природных резервуарах в объеме ловушек того или иного типа в конечном итоге скапливаются и сохраняются в течение геологического времени органические подвижные соединения (ОПС) — газ, конденсат и нефть, которые были генерированы в материнских толщах и после миграции образовали залежи той или иной величины (по массе) и фазового состояния.

В природной «технологической» цепочке процессов и явлений, приводящих к формированию скоплений УВ (генерация — эмиграция — миграция — аккумуляция — консервация — ремиграция — разрушение-эволюция) генерационному блоку принадлежит фундаментальная роль. Именно генерация является первоосновой онтогенеза газа и нефти в земных недрах.

В современной структуре поверхности Земли как геологического тела выделяются геоморфологические обстановки осадконакопления: континентальная (наземная), дельтовая (переходная), морская (эпиконтинентальные моря), переходная от континента к океану (континентальный склон, континентальное подножие) и океаническая.

Первичные факторы седиментогенеза — режим тектонических движений и палеогеографические условия в областях размыва и накопления —

предопределяют фациальную обстановку и в конечном итоге контролируют литолого-петрографический состав осадочных образований, содержание в них ОВ и общий характер минералогических ассоциаций (соотношения форм железа, серы и др.). В соответствии с климатическими особенностями на континентах выделяются гумидный, аридный и гляциальный типы литогенеза (Н.М. Страхов, 1963).

Важнейшими осадочными формациями континентов являются: континентальные обломочные (включая молассы), угленосные песчано-глинистые, ледниковые обломочные, морские песчано-глинистые и глинистые (включая терригенный флиш и морские молассы), карбонатные, соленосные, кремнистые и вулканогенные (А.Б. Ронов, 1980), а также достаточно специфическая по строению и генезису дельтовая формация (ДФ).

Угленосные формации (УФ) по определению Ю.А. Жемчужникова (1955) характеризуются присутствием континентальных фаций, обилием и многообразием растительных остатков, наличием угольных пластов.

Наибольшим распространением в разрезе континентальных сероцветных формаций (КСФ) пользуются песчано-глинистые породы аллювиально-болотного и озерного генезиса, содержащие пласты, пропластки и линзы углей, углистых и горючих (битуминозных) сланцев, растительный макро- и микродетрит. По степени угленасыщенности разреза среди сероцветных континентальных формаций целесообразно выделять аллювиально-болотные УФ, содержащие большое число различных по мощности пластов углей, озерно-аллювиальные субугленосные формации (СУФ) с редкими маломощными пластами и линзами углей и безугольные озерные формации (БОФ).

Фациальный спектр осадконакопления в морских условиях значительно более ограничен и консервативен (в пространственно-временных рамках) по сравнению с континентальной обстановкой, в связи с нивелирующим действием однородной водной толщи на обширных пространствах дна морей и океанов.

В объеме осадочного чехла большинства НГБ и тем более УГБ на долю КУСФ, БОФ, ДФ и красноцветно-пестроцветных формаций по расчетам авторов приходится весьма значительная часть, обычно от 30—40 до 60—95, редко до 100 %. Только в разрезе отдельных бассейнов с преимущественно докембрийским и нижнесреднепалеозойским выполнением эта доля снижается до 10—8 %.

Литолого-флюидальная система осадочных толщ той или иной формационной принадлежности и возраста находится под постоянным и периодически импульсным влиянием различных геофизических полей: геотермического (теплового), гравитационного, электромагнитного, тектонодинамического и многих других, под воздействием которых непрерывно-прерывисто происходят всевозможные физико-химические изменения вещества пород, фазовые переходы, тепло- и массоперенос, вариации флюидальных давлений и т.д. На фоне этих трансформаций и происходит формирование, эволюция и разрушение (как частные моменты эволюции) углеводородных систем в виде скоплений (УВС) — залежей в ловушках того или иного типа. При этом, как показали исследования В.И. Ермакова, В.А. Скоробогатова и ряда других отечественных и зарубежных исследователей, условия и результаты онтогенеза УВ в осадочных толщах различной формационной принадлежности и фациальной характеристики, достаточно специфичны [44, 115, 153, 159].

Все осадочные и осадочно-вулканогенные породы, содержащие ОВ в рассеянном и концентрированном виде (РОВ и КОВ), в ходе хронотермобарогеохимической эволюции которых в земных недрах образуются углеводородные газы (УВГ) и битумоиды, являются газо- и/или нефтематеринскими в широком смысле. В более узком, практическом смысле под нефте-(и газо)материнскими понимают породы, в которых масса и объем генерации были достаточными для формирования промышленных скоплений нефти и газа в коллекторах.

Вопрос о диапазоне содержаний ОВ ($C_{орг}$) в связи с промышленным нефтегазонакоплением, рассматривается в целом ряде работ [10, 44, 156, 159]. В частности, А.Б. Ронов (1958) приводит диапазон минимального содержания $C_{орг}$ в глинах нефтеносных и ненефтеносных областей между 1,4 и 0,4 % (по массе). Многие исследователи определяют этот предел между 0,4 и 1,0 % $C_{орг}$ в материнских глинах. Для карбонатных пород, отличающихся высоким нефтегенерационным потенциалом сапропелевого ОВ Дж. Хант (1976) приводит минимальную величину в 0,3 % $C_{орг}$. По мнению авторов настоящей работы к определению величины нижнего предела содержания $C_{орг}$ необходимо подходить дифференцированно в зависимости от типа и состава ОВ, степени его зрелости, мощности материнского пласта, современных и экстремальных термобарических условий. По нашей оценке для промышленного нефтенакопления в континентальных терригенных толщах необходимо содержание РОВ в глинах и глинистых алевролитах не менее 0,9—1,0 ($C_{орг}$ — 0,7—0,8 %) при гумусовом типе ОВ (лейптинитовых микрокомпонентов менее 10 %) и не менее 0,6—0,7 при сапропелевом и гумусово-сапропелевом типе ОВ, находящихся на градации $МК_1$ (R° = 0,5—0,55 %).

Для газонакопления благоприятны все типы сероцветных пород, в том числе как глины и карбонаты, так и грубозернистые разности, с минимальным содержанием ОВ около 0,3—0,4 % ($C_{орг}$ = 0,25—0,3 %). Естественно, что верхнего предела содержания ОВ, благоприятного для нефте- и газонакопления, не существует.

Газо- и нефте(битумо)продуцирующие свойства органоминеральных комплексов пород определяются условиями седиментогенеза и диагенеза, содержанием, морфологическими особенностями, генетическим типом, составом и уровнем катагенетической преобразованности ОВ.

Наибольшим диапазоном содержания ОВ (от десятых долей процента до 95—98 %) и разнообразием морфологических форм нахождения характеризуются породы КСФ, наименьшим — красноцветные континентальные толщи и морские глубоководные осадки. По степени концентрации ОВ осадочных пород подразделяется на концентрированное (угли — КОВ), полуконцентрированное (углистое и горючие сланцы — ПКОВ) и рассеянное (РОВ). За условный рубеж между осадочными породами с РОВ и ПКОВ можно принять массовое содержание $C_{орг}$ = 15 % в начале градации катагенеза $МК_1$ (показатель отражения в масле — ПОВ, R° = = 0,5 %, длиннопламенные угли), что соответствует содержанию ОВ примерно 20 %, 12 % на $МК_2$ (R° = 0,75), РОВ до 15 %, 8 % — $МК_3$ (1,00 %), РОВ — 10 %. К КОВ относятся угли с содержанием ОВ более 50 % в начале катагенеза и более 40 % в конце катагенеза и морфологической толщиной более 0,5 мм. Формы нахождения ОВ в осадочных породах — самые разнообразные.

В макро-, мезо- и микроконцентрированных формах КОВ преобладают

микрокомпоненты групп витринита и фюзинита при содержании лейптинита обычно не более 10—15 %.

В классификации ОВ Б. Тиссо и Ж. Эспиталье (1973, 1975 гг.) выделяется три типа керогена в зависимости от его элементного состава и изменения отношений H/C и O/C на эволюционном пути от конца диагенеза к метагенезу (по диаграммам Ван-Кревелена).

Б. Тиссо (1984 г.) выделяет дополнительно еще IV тип керогена, характеризующийся аномально высоким атомным отношением O/C (0,25 и более) и низким отношением H/C (менее 0,6) (окисленное в высыхающих болотах и почвах растительное вещество). Промежуточное положение занимают лейптинитовые вещества. Генетически они связаны с гумусовым ОВ, геохимически тяготеют к сапропелевому ОВ.

Как в глобальном масштабе, так и по отдельным ОБ в континентальных толщах превалирует гумусовое и лейптинито-гумусовое ОВ (в РОВ и особенно в КОВ), на долю которого приходится от 60—70 до 90 % и более суммарной массы, считая и смешанные разности ОВ. Единственной литофациальной разновидностью пород неморского генезиса, в которой доля сапропелевой компоненты (СК) может составлять 60—90 % являются битуминозные озерные глины БОФ. Причем во многих случаях содержание СК в озерных отложениях оказывается много выше, чем в одновозрастных лагунных и прибрежно-морских породах, подверженных влиянию мощного привноса минерального и органического материала со стороны суши.

Как показывают исследования по многим отложениям с гумусовым РОВ и КОВ, максимальное содержание нефтяных УВ — C_{5+} в экстракте (до 100 мг/г $C_{орг}$ и более) отмечается в интервале ПОВ от 0,5—0,6 до 1,0—1,1 % (R^o), пик выхода нефти — 0,7—0,85 %, резкое уменьшение выхода экстракта — в диапазоне 1,0—1,2 % (M. Radke et. al., 1980). По мере повышения геотемператур и уровня катагенеза происходит генерация все более легких продуктов термодеструкции керогена пород и КОВ. Наиболее сложная генерационная картина наблюдается на уровне $МК_3$ (R^o 0,9—1,2 %), когда с одной стороны продолжается хронотермическая деградация керогена с выделением ТУВГ и битумоидов все более облегченного состава, с другой стороны битумоиды, рассеянные в слабопроницаемых породах (остаточные-неэмигрировавшие), начинают расщепляться на УВ и «мертвый углерод», который выпадает в осадок и пополняет $C_{орг}$.

Важнейшим аспектом проблемы генезиса УВ является качественный состав и количественные соотношения (в единицах массы и объема) между газообразными и жидкими + высокомолекулярными твердыми (растворенными в битумоиде и пластовой воде) компонентами ОПС, генерированными ОВ различного типа на конкретных стадиях его эволюции в недрах и в целом от начала протокатагенеза.

Оценка общих потерь массы ОВ на генерацию ОПС в широком диапазоне его геохронотермической эволюции проводилась многими исследователями, в частности, по данным об элементном составе торфа, углей разных марок и РОВ [10, 21, 22, 26, 44, 107, 115, 123, 134, 153, 156, 159 и др.].

По современным воззрениям угли и углистые глины обладают не только газоматеринским, но и некоторым нефтематеринским потенциалом, причем не только лейптинитовые микрокомпоненты, но и витринитовые.

По уменьшению битумогенерационной способности гумусовые мацералы выстраиваются в ряд: воски + пыльцевые компоненты → резинит → споринит+кутинит + суберинит → витринит → фюзинит. Поэтому более

корректно проводить генерационные расчеты на основе дифференциации массы лейптинито-гумусового ОВ по отдельным микрокомпонентам, при этом расчеты значительно усложняются.

По данным В.И. Ермакова и В.А. Скоробогатова, «нефтяное окно» в генерационном плане (массовое образование битумоидов с высоким содержанием нефтяных УВ) по шкале катагенеза ограничено следующими интервалами ПОВ (R°, %): в собственно гумусовом ОВ (восковые компоненты, витринит + фюзинит) — от 0,55 до 1,20—1,25, в сапропелевом РОВ от 0,45 до 1,30—1,35, в сапропелевом полуконцентрированном ОВ морского и в особенности озерного генезиса и в лейптинитовых компонентах (исключая воск и резинит) от 0,65—0,70 до 1,35—1,40.

Наибольшие расхождения во мнениях среди исследователей наблюдаются по вопросу катагенетической приуроченности главной фазы газо(метано)образования и состава газов в ОВ различного типа. В большинстве схем газообразования ГФГ отведено место в конце мезокатагенеза — апокатагенезе (на градациях $МК_5$—АК). Аргументы против этой концепции содержатся в работах Ал.А. Петрова, Е.А. Глебовской и В.П. Строганова и др. Многие исследователи считают, что максимальная генерация CH_4 и CO_2 происходит в гумусовом ОВ в диагенезе и протокатагенезе "одновременно" с образованием протонефти в сапропелевом ОВ на небольших глубинах. Об огромных масштабах образования CO_2 на ранних этапах трансформации ОВ свидетельствуют и результаты экспериментов.

Концепция генерации газа и нефти, развиваемая авторами, основанная на критическом анализе и осмыслении во многом противоречивых результатов теоретических и экспериментальных исследований и, главное, наблюдений над реальными геологическими объектами, прежде всего, по бассейнам Северной Евразии (СЕА), сводится к следующему.

Современный уровень знаний о генерационных процессах, происходящих в земных недрах, требует замены понятия о главных фазах нефтеобразования/газообразованиях (ГФН/ГФГ) как неадекватных природным закономерностям, понятием «фаза максимальной генерации (битумоидов»/нефти или газа) с соответствующими термоглубинными и катагенетическими границами, разными в разных геологических (геохронодинамических) условиях. По данным В.А. Скоробогатова, ФМГБ (Н) для собственно гумусового ОВ проявляется в катагенетическом диапазоне (%, R°) 0,55—0,95, для сапропелевого РОВ преимущественно морских отложений (тип II) и для смоляных компонентов лейптинита (резинит) — 0,45—0,85, для сапропелевого и гумусово-лейптинитового ПКОВ преимущественно озерного генезиса — 0,65(0,70)—1,10. Выше и ниже этих катагенетических границ имеет место фаза генерации протонефтяных битумоидов (ФПБ) и фаза термодеструкции битумоидов (и нефти). ФМГГ для гумусового ОВ приурочена к диапазону 0,35 (0,40)—0,85 (0,90) %, с учетом биотрансформации CO_2 в CH_4 в протокатагенезе, несколько меньшие максимумы — 1,30—2,00 %, 2,50—4,00 %, в сапропелевом ОВ — 1,20—1,80 % (для ТУВГ) и 1,50 (1,60) — 2,40(2,80) % (для CH_4), (границы ориентировочные). Наименее изученными, недостаточно понятными в плане генерации ОПС и массообмена между керогеном и подвижными компонентами ОВ являются диапазоны катагенеза от 0,95—1,00 до 1,30—1,40 % (R°) и более 3,00 %.

В реальных геологических условиях не существует резких термокатагенетических границ нефтяной (генерационной) зоны. В зависимости от соотношения органических микрокомпонентов континентального (наземно-

го) и субаквального генезиса, их химического состава, концентрации, особенностей взаимодействия с минеральной матрицей и степени восстановленности верхняя (по глубине) катагенетическая граница «колеблется» в диапазоне ПОВ 0,40–0,70 %, нижняя – в диапазоне 1,20–1,40 %.

Суммарные «генерационные мощности» лейптинито-гумусового ОВ со средним содержанием лейптинитовых микрокомпонентов 15–20 % и сапропелевого РОВ (типа II) сопоставимы (суммарный выход УВГ и битумоидов на 1 т ОВ). Суммарная битумо(нефте)- и газогенерационная «мощность» сапропелевого и лейптинито-сапропелевого ОВ типа I, прежде всего континентальных озерных толщ, оценивается как максимально высокая. Гумусовое КОВ уже к концу градации $МК_2$ (R^o = 0,85 %) в значительной степени реализует свой газоматеринский потенциал (до 200 $м^3$ на 1 тонну текущей массы угля, в том числе 170 $м^3$ – CH_4, 30 $м^3$ – C_2+C_4, преобладает этан) и максимально – битумогенерационные возможности (до 50 кг битумоидов/1 т органической массы). Расчеты масс генерации УВГ и битумоидов в ОВ различного состава приведены в табл. 7.1–7.2.

Динамика и особенности катагенетических процессов в объеме органической и минеральной компонент (твердая фаза) и насыщающих их геофлюидов определяются и контролируются взаимовлиянием трех ведущих факторов катагенеза (эпигенеза): геотемпературы, давления (литостатического, эволюционно-динамического и стрессового для твердой фазы, геофлюидального) и органоминерального катализа при главенствующей роли первого. Однако, поскольку воздействие этих факторов на осадочные породы носит непрерывно-импульсный характер и имеет временное измерение (диапазон проявления в рамках геологического времени), то ход, направленность и результаты физико-химических трансформаций вещества в объеме ОБ, помимо трех вещественно-энергетических факторов, в рамках эволюционной геосистемы, контролируются еще одним фактором (точнее надфактором) – временным (материя – энергия – длительность).

Оценка генерационных условий и масштабов газо- и битумообразования по ряду ОБ мира показала, что наиболее выдающимися продуцентами УВГ в большинстве бассейнов являются КСТ и ДФ с преимущественно гумусовым, лейптинито-гумусовым и сапропелево-гумусовым РОВ и КОВ,

Таблица 7.1

Количество генерируемых газов на разных этапах катагенеза собственно гумусового ОВ (по данным ВНИИГАЗа, В.П.Козлов и В.П.Токарев, В.И.Ермаков и В.А.Скоробогатов, 1972, 1983, 1992 гг.)

Шкала углефикации	R^o, %	Объем генерируемого газа, $м^3$/т ОВ $\Sigma УВГ = CH_4 + C_2+C_3+C_4$
Торф	Диагенез	
Бурые угли	0,40	68 = 67 + 1
	0,50	100 = 97 + 3
Длиннопламенные	0,65	162 = 144 + 18
Газовые	0,85	200 = 170 + 30
Жирные	1,15	220 = 180 + 40
Коксовые	1,30	245 = 195 + 50
ОС	1,50	300 = 225 + 75
Тощие	2,0	320 = 275 + 45
Полуантрациты	2,50	330 = 325 + 5
Антрацит	3,40	340 = 338 + 2
Метаантрацит	5,00	420 = 420 + 0
Метаморфизм: графит	11,00	УВГ разрушаются

Таблица 7.2

Генерация УВГ и битумоидов в диапазоне «зрелого» и позднего катагенеза ОВ (по В.А. Скоробогатову, 2001 г. Расчеты сугубо ориентировочные, $м^3$/% массы на 1 т ОВ на данном уровне катагенеза)

R°, %	Органическое вещество		
	Лейптинито-гумусовое	Сапропелевое РОВ терригенных толщ	
0,85	200/4,7	45/19,2	
0,90	204/5,0	60/22,0	
1,00	210/6,0	70/24,0	
1,05	214/6,5	80/26,0	
1,10	217/7,0* (начало разрушения битумоидов и нефти в залежах)	90/28,0	
1,15	220/5,0	100/30,0	↕ Интервал интенсивного разрушения битумоидов пород и нефти в залежах
1,20	228/3,0	250/20,0	
1,25	237/2,5	320/15,0	
1,30	245/2,0	370/10,0	
1,35	258/1,0	400/7,0	
1,50	300/1,0	450/3,0	
2,00	320/0,5	500/2,0	
2,50	330/–	550*/0,5	
3,00	335/–	570/–	
3,40	340/–	620/–	

*Рассчитано на основе природных реалий, балансовых расчетов по генерации и данных экспериментов.

на них приходится от 60 до 95 % суммарного объема генерированных УВГ (по отдельным ОБ). Вместе с тем во многих бассейнах «битумогенерационные мощности» КСТ сопоставимы (по абсолютным массам генерации) с морскими отложениями, прежде всего за счет значительных абсолютных масс сапропелевой и лейптинитовой компонент ОВ в породах неморского генезиса и высокого нефтематеринского качества ОВ типа I озерных глин (на молодых плитах СЕА, в ряде ОБ Южной Азии, ЮВА, Китая, Австралии и др.), однако в глобальных масштабах объемы битумогенерации в морских терригенных, карбонатных и кремнистых толщах, по оценке авторов, в 3–4 раза превышают таковые в КСТ. Таким образом, неморские и дельтовые отложения генетически предрасположены более к газу, чем к нефти, за исключением достаточно редких случаев накопления мощных макролинз озерных глин типа Грин-Ривер, Чиншанкоу, Шахэцзе (Китай), тюменской свиты Красноленинского свода (Западная Сибирь).

Проведенные во ВНИИГАЗе и его филиалах исследования показали, что неморские сероцветные толщи являются эффективными продуцентами как газа, так и битумоидов, и во многих бассейнах, прежде всего Восточного полушария Земли, послужили главным источником ОПС в осадочных толщах позднепалеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста.

Фундаментальное онтогенетическое значение имеет анализ геологических факторов (условий), влиявших (и поныне влияющих) на эволюционно-динамические процессы ГЭМАК=Э, особенно в развертке геологического времени. Принято различать следующие геологические факторы в порядке их традиционной последовательности: тектонический, литологический, геотермический, геохимический, гидрогеологический и временной. Состояние любого геологического тела в земных недрах в общем и в осадочных толщах, в том числе и в нефтегазоносных комплексах (НГК), в частности (в твердом, жидком, газообразном), может быть описано и количественно

выражено большим числом статических и динамических параметров, совокупности которых и входят в понятие геологических факторов (условий). Естественно, что в ходе геологической истории проявление генетических факторов находится в сложной многофункциональной зависимости от разновременно-разнонаправленного действия (проявления) и взаимодействия геологических факторов и определяющих их параметров, причем влияние каждого из них может быть однонаправленно для газонефтеобразования и накопления во всех НГБ, а внутри них для всех НГК одинаково благоприятно или неблагоприятно разнонаправленно для разновозрастных генетически различных НГБ или отдельных продуктивных толщ в их объеме, или характеризоваться еще более сложным воздействием на онтогенез УВ (табл. 7.3).

Все звенья генетической «цепи» оказывают разновременно-разнонаправленное и различное влияние на эволюцию УВС в ловушках под влиянием изменяющихся геологических условий, вследствие этого залежи газа и нефти с момента их возникновения (концентрации в ловушках первых порций органических подвижных соединений — ОПС) представляют собой открытые динамические системы.

В многоаспектной проблеме формирования и эволюции УВС в породах различного типа и возраста важнейшее значение имеет не только изучение генерационного аспекта, но и анализ форм, масштабов, длительности и направленности процессов эмиграции, вторичной миграции и аккумуляции газа и нефти, наличия условий для их сохранности и причин их частичного и полного разрушения.

В объемно-временной генетической последовательности ГЭМАК = $Э_в$Р особенности и условия реализации отдельных «звеньев» таковы:

1) процессы генерации природных газов, прежде всего углеводородных (УВГ), в земных недрах происходят непрерывно по мере увеличения уровня прогрева материнских осадочных толщ, то усиливаясь по интенсивности, то относительно снижаясь. Наиболее эффективными продуцентами УВГ являются континентальные аллювиально-болотные, лагунно-континентальные, дельтовые, а начиная с юрского времени — и прибрежно-морские сероцветные осадочные толщи с гумусовым и сапропелево-гумусовым ОВ как рассеянным, так (особенно) и концентрированным. В морских и озерных терригенных, карбонатных и кремнистых отложениях с существенно сапропелевым и лейптинито-сапропелевым типом ОВ битумообразование в диапазоне средних стадий катагенеза почти на порядок превышает (по генерационной массе) генерацию газа, которого едва хватает на «расходные статьи баланса распределения» — насыщение растворенным газом сорбционной емкости пород и пластовых вод на ранних стадиях погружения. Природные наблюдения и результаты расчетов показывают, что значительная часть природного газа образуется в конце протокатагенеза — самом начале мезокатагенеза (R° от 0,45 до 0,60 %), когда проявляется первый, а возможно, и главный максимум газообразования.

По мере хронотермобарогеохимического "созревания" и уплотнения керогена в недрах происходят необратимые изменения его структуры и обуглероживание состава. Прочие же элементы (H, O, S, N и др.) удаляются в виде летучих ОПС. Удаление кислорода происходит преимущественно в виде воды и CO_2.

В общей массе генерированных природных газов на долю УВГ приходится, по данным различных исследователей, менее 50 % в диагенезе и

Таблица 7.3

Соотношение между геологическими и генетическими факторами онтогенеза газа и нефти в земных недрах (Составил В.А. Скоробогатов, 1997 г.)

Генетические факторы	Геологические факторы						
	Тектонический		Литологический	Геотермический	Геохимический	Гидрогеологический	Эволюционно-динамический
	Пликативно-тектонический подфактор	Дизъюнктивный подфактор					
Генерация	–	?	++	++++	++++	–	++
Эмиграция		+++	++++	++	++	++ (газ) + (битумоид)	++
Коллекторская миграция	+++	++	++++	+	++	++	+
Аккумуляция	++++	++	++++	+	–	++	++
Консервация	++	+++	++++	+	+	++	–
Эволюция	–	+++	++ (?)	++++	+	+	++++
Ремиграция	+	++++	++++	+	–	+++	–
Разрушение: частичное	–	++++	+++	++++	++	+++	++
Разрушение: конечное	–	++++	++++	+++	++	+++	+++

Примечание: (++++) – решающее влияние, (+++) – сильное, (++) – среднее, (+) – слабое или опосредовано влиянием других факторов, (–) – практически отсутствует.

протокатагенезе, не менее 70—80 % в начале и середине мезокатагенеза (R^o от 0,45—50 до 1,30—1,50 %); в дальнейшем их доля прогрессивно уменьшается, среди же неуглеводородных газов в континентальных, дельтовых и прибрежно-морских сероцветных толщах с гумусовым и смешанным ОВ неизменно преобладает диоксид углерода;

2) процессы эмиграции газа (первичной миграции из материнских слабопроницаемых пород) в пространственно-временных рамках сопряжены с процессами генерации и из обогащенных ОВ пород — углей и сильноуглистых глин ($C_{орг}$ более 10 %) — в связи с их быстрым уплотнением и обезвоживанием уже на стадии диагенеза осуществляются исключительно в свободной УВ-фазе, т.е. зарождение газовых струй происходит в этих же материнских породах [114]. Точно так же в континентальных сероцветных толщах с фоновой глинистостью разреза от 30 до 60 %, в которых нет резких различий в содержании РОВ в песчано-алевролитовых и глинистых породах, пласты которых, как правило, чередуются с коллекторами, имеют ограниченную толщину (от 1—3 до 15—30 м, редко более) и уплотняются быстрее и эффективнее, чем мощные существенно глинистые толщи морского генезиса, т.е. еще на стадии диагенеза и в начале протокатагенеза, эмиграция УВГ происходит в свободной фазе. Кроме того, глины континентального и дельтового генезиса характеризуются более высокой вторичной — генерационной карбонатностью, значительно худшей минералогической чистотой по сравнению с морскими, в них, как правило, присутствует алевритовая компонента (до 10—30 %), что также способствует более полной эмиграции геофлюидов. При этом насыщение поровых вод в глинах метаном происходит также на ранних стадиях — в начале и середине протокатагенеза посредством диффузии на микрорасстояниях внутри тонкозернистых пород. Выжимаясь в коллекторские пласты, эти воды полностью насыщены газом. Однако по мере погружения уплотняющихся пород, резкого уменьшения масштабов отжатия вод и снижения пористости коллекторов, по мере увеличения в них флюидального давления образуется дефицит растворенного газа в пластовых водах коллекторских горизонтов, из-за малой эффективности диффузии газа на макрорасстояниях, и в дальнейшем метан пластовых вод не участвует в процессах миграционного газонакопления. Эмиграция наиболее легкой части битумоидов происходит в свободной «битумоидной» — жидкой или газорастворенной фазе (конденсатно-газовый раствор) [21, 117, 159, 167];

3) вторичная миграция УВ в коллекторских толщах, приводящая к их аккумуляции в ловушках, происходит в водонасыщенной среде коллекторов исключительно в свободном состоянии в виде газовых-нефтегазовых струй той или иной дискретной массы, причем по ходу миграции происходит то частичная потеря массы УВ вследствие литологической неоднородности разреза, наличия микроловушек и тупиковых зон, то ее пополнение за счет других мигрирующих струй или поглощения ранее «застрявших» микроколичеств газа и нефти. В мощных коллекторских флюидодинамически связанных толщах происходит ступенчатая горизонтально-вертикальная миграция по песчано-алевролитовым горизонтам или субвертикальная по разноамплитудным разломам на расстояния, как правило, не более первых десятков километров и первых сотен метров. Соответственно по высокоамплитудным активным разломам и зонам дробления пород вертикальная межкомплексная миграция возможна на 300—700 м и более [17, 153];

4) масштабы вторичной миграции УВ внутри коллекторских толщ ограничены ареалами влияния как крупных структур-валов, куполовидных поднятий, так и локальных структур (и ловушек в их объеме) и зон аккумуляции в виде ловушек различных неструктурных типов, внутри которых происходит центростремительное «стягивание» мигрирующих газовых и нефтяных струй. В отличие от медленно протекающих процессов вторичной миграции в межструктурных пространствах, миграция-аккумуляция внутри ареала структурно-литологического влияния ловушек и ремиграция происходят весьма быстро и интенсивно (в рамках геологического времени) [17, 21];

5) свободные газовые и, тем более, нефтяные скопления, особенно значительные по массе, могут сколь угодно долго сосуществовать внутри коллекторских толщ с пластовыми водами, даже существенно недонасыщенными растворенным газом, вследствие медленности и малых расстояний диффузии УВ в пористой среде коллекторов;

6) аккумуляция УВ внутри ловушек различных генетических типов происходит прерывисто-непрерывно и зависит от масштабов и активности вторичной миграции, аккумуляционного потенциала автономных генерационно-аккумуляционных объемов/комплексов пород (АГАО/К), надежности и эволюционного развития региональных и локальных покрышек. В зависимости от термобароглубинных условий локализации УВС в земных недрах аккумуляционные возможности одних и тех же коллекторских комплексов существенно различны по отношению к газу и нефти: на малых глубинах и при низких температурах они составляют примерно 1:(4÷5), однако в условиях больших глубин и жестких термобарических условий происходит сближение газо- и нефтеаккумуляционного потенциалов — до соотношения 1:(3,0÷2,5) и менее;

7) разрушение газосодержащих и, в меньшей степени, нефтяных скоплений происходит из-за низкого качества покрышек, особенно глинистых, т.е. присутствия в них алевролитовых прослоев или песчано-алевролитовой компоненты в объеме глин, но, главное, в результате тектонической активности, «оживления» старых и возникновения новейших флюидопроницаемых и полупроницаемых (для газа) разломов. Кроме того, в окраинных зонах областей газонакопления дифференцированные тектонические движения могут изменять углы наклона пород, вследствие чего на отдельных этапах тектонического развития ловушки могут «раскрываться». В этих же зонах активный гидравлический напор вод также может «вымывать» газовые скопления из ловушек. В жестких термокатагенетических условиях больших глубин, вероятно, самым действенным фактором становится хронотермохимическое разрушение самого вещества УВ, приводящее к трансформации их скоплений в неуглеводородные.

Проведенный анализ динамики и масштабов генерации, миграции и аккумуляции УВ в ходе термобарической истории ОВ осадочных толщ различного генезиса, а также консервации УВ в залежах ведущих НГБ—ГНБ мира позволил авторам, с привлечением данных других исследователей [16, 17, 21, 114, 153, 159, 160, 168 и др.] сформулировать некоторые общие закономерности и частные особенности образования газосодержащих скоплений в земных недрах. Они сводятся к следующему.

Гумусовое, лейптинито-гумусовое и сапропелево-гумусовое РОВ и КОВ угленосных и субугленосных континентальных и дельтовых отложений позднепалеозойского и мезо-кайнозойского возраста является источником

УВ для газовых и газонефтяных залежей на средне-позднебуроугольной подстадиях катагенеза ($ПК_{2-3}$), газоконденсатных, газоконденсатно-нефтяных и чисто нефтяных (в условиях сильной нарушенности недр) залежей на средних стадиях катагенеза ($МК_1 - МК_3^1$), газоконденсатных с пониженным содержанием конденсата и ТУВГ в конце мезокатагенеза ($МК_3^2 - МК_{4-5}$) и чисто газовых залежей на высоких стадиях ($АК_1 - АК_2$) вплоть до А/12) [11, 21, 61]. Сапропелевое, лейптинито-сапропелевое, гумусово-лейптинитовое и гумусово-сапропелевое ОВ морских и континентальных озерных отложений дает начало газовым, газоконденсатно-нефтяным и газоконденсатным скоплениям исключительно на высоких (в конце $МК_3 - МК_4$ и выше) стадиях катагенеза (до уровня R° — 1,9—2,2 %). Расчеты генерации газа и битумоидов сапропелевым ОВ, а также балансовые расчеты статей расхода генерированных газа и битумоидов в земных недрах свидетельствуют о том, что залежи свободного газа в толщах, содержащих сапропелевое и гумусово-сапропелевое ОВ низких и средних стадий катагенеза (до уровня R° — 0,9—1,0 %), в принципе не могут образовываться без дополнительного подтока УВГ из нижележащих толщ с высокопреобразованным ОВ, поскольку генерационное соотношение между УВГ, представленными к тому же высокосорбируемыми гомологами метана, и нефтью в интервале преобразования ОВ от $ПК_3$ до $МК_3$ включительно таково, что количества газа едва хватает на насыщение вод и нефтей, а также сорбционной емкости материнского ОВ и вмещающих пород, поэтому в большинстве случаев нефти в залежах недонасыщены газом (50—200 $м^3$/т, редко выше).

Вследствие преобладания в суммарном ОВ угленосных и субугленосных отложений гумусовых микрокомпонентов (70—90 % и более), в составе которых доля экзинитовых (лейптинитовых) микрокомпонентов обычно не превышает 10—30%, генерационно-массовое соотношение между битумоидами и УВГ в континентальных, лагунно-континентальных и дельтовых толщах, за исключением озерных образований, в глобальном масштабе резко сдвинуто в пользу последних (от 1:4 до 1:10 и более), и поэтому накопление нефти в условиях мощного газообразования в разрезе угленосных и субугленосных формаций при благоприятных для газа консервационных условиях происходит исключительно в виде маломощных, часто непромышленных оторочек и редких небольших по запасам нефтяных залежей. То есть «конкурентная» борьба за аккумуляционный потенциал в АГАК между нефтью и газом в подобных условиях чаще всего заканчивается в пользу последнего. При этом начало процесса нефтенакопления за счет ОВ угольного ряда — гумусового концентрированного (углей и сильно углистых пород) катагенетически несколько сдвинуто по сравнению с сапропелевым РОВ в связи с задержкой эмиграции жидких УВ в КОВ [96]. В зависимости от преобладания тех или иных экзинитовых микрокомпонентов (резинита, споринита и др.) «окно в нефть» для пород, содержащих лейптинито-гумусовое ОВ «открывается» в широком диапазоне катагенеза (R° от 0,45 до 0,70 %), однако в массовых масштабах — примерно с уровня 0,53—0,55 % (R°).

Принимая во внимание тот факт, что более 80 % разведанных запасов и прогнозных ресурсов газа и нефти связано с породами, ОВ в которых преобразовано до уровня катагенеза не выше $МК_2$, а также сингенетичность большинства УВ вмещающим генерационно-аккумуляционным толщам пород [159], можно сделать вывод об исключительной роли угленосных и субугленосных отложений, а также дельтовых толщ, в формирова-

нии современных газовых, ГК- и ГКН-залежей верхней части осадочного чехла (до глубин 3—5 км, в зависимости от конкретной термокатагенетической обстановки) большинства регионов Мира [44, 159].

Эволюция газовых скоплений (свободной и твердой газогидратной форм концентраций природных газов в коллекторских горизонтах) представляется следующим образом. На этапе диагенеза и в начале протокатагенеза (ДГ и $ПК_1$) на сравнительно небольших глубинах широкая по спектру компонентов и мощная по масштабам газогенерация не сопровождается образованием сколько-нибудь значительных скоплений свободного газа, поскольку отсутствуют благоприятные предпосылки для их консервации. В условиях протокатагенеза ($ПК_2$—$ПК_3$) в континентальных и прибрежноморских толщах с гумусовым материнским ОВ происходит образование залежей природного (свободного) газа, в составе которого резко преобладает изотопически легкий метан (95—99 %) с небольшой примесью ТУВГ ($C_2 > C_3 + C_4$) и неуглеводородных компонентов (CO_2, N_2).

На градациях мезокатагенеза $МК_1$ — $МК_4^1$ суммарное содержание газообразных гомологов достигает в среднем 8—13 %, иногда 20—25 % в нефтегазоконденсатных скоплениях, генетически связанных с морскими и озерными толщами со смешанным ОВ, причем в последнем случае содержание этана может быть ниже суммы пропан-бутанов, как и в нефтерастворенных газах, в то время как в неморских субугленосных толщах с преобладающе гумусовым материнским ОВ среди ТУВГ доминирует этан. В позднем мезокатагенезе ($МК_4^2$—$МК_5$) содержание ТУВГ в свободном газе залежей постепенно уменьшается до 3—5 %, вероятнее всего, за счет разбавления метаном термодеструкционного генезиса, эмигрировавшим из материнских пород (источники — кероген и битумоиды). В дальнейшем в апокатагенезе ($АК_1$ и $АК_2$) термически неустойчивыми становятся уже не только сохранившиеся легкие фракции нефтей (конденсатов), но и ТУВГ, и их содержание в газе снижается до десятых и сотых долей процента. В жестких термоглубинных условиях метагенеза (антрациты высоких марок) геохронотермически неустойчивым оказывается и метан, и в результате реакции конверсии он превращается в смесь CO_2+H_2 [61]. Мировой опыт показывает, что по большинству газоносных и газонефтеносных бассейнов, содержащих промышленные по величине скопления свободного газа, их совокупные геологические запасы (потенциальные ресурсы в предельно разведанных — разбуренных бассейнах или комплексах пород) составляют доли, редко — первые проценты от массы генерированных в диапазоне катагенеза и метагенеза УВГ, в том числе в толщах с пониженным содержанием рассеянного ОВ (1,2—1,0 % и менее). Даже в уникально газоносных комплексах пород типа апт-сеноманского на севере Западной Сибири коэффициент аккумуляции газа, генерационный по отдельным автономным генерационно-аккумуляционным районам (зонам), не поднимается выше 8—15 %. Это значит, что подавляющая часть генерированного газа остается в рассеянном состоянии в газоматеринских толщах (пластах), насыщает пластовые воды (часто — до предела) или составляет миграционно-аккумуляционные и консервационно-эволюционные потери свободной газовой фазы (огромное количество микро- и макроскоплений, по единичному объему менее 10^5 $м^3$, уход по разломам вверх по разрезу и в конечном итоге в атмосферу — дегазация недр).

По мере затухания миграционных процессов вследствие резкого ухудшения коллекторских свойств пород в терригенных толщах в жестких термоглубинных и катагенетических условиях ($МК_3-АК_1$) подавляющая часть ранее существовавших скоплений УВ превращается в консервационные с «мертвой» газо- и нефтенасыщенностью пустотного пространства песчано-алевролитовых коллекторов (пористость открытая менее 10 %, проницаемость менее $0{,}1\times10^{-15}$ м^2), и все большую значимость приобретают трещиноватые карбонатные коллекторы как пути вторичной миграции УВ и природные резервуары для скоплений с извлекаемыми запасами газа.

Для Западной Сибири и особенно для ее северных районов большое значение имеет анализ условий формирования газоконденсатных залежей. На фактическое содержание конденсата оказывают влияние термобарические условия нахождения скоплений УВ в земных недрах, однако менее сильное, чем первичные генерационно-консервационные причины, которые определяют фоновые содержания жидкой — при нормальных условиях — компоненты (C_5-C_9) в свободной газовой фазе УВ. Первичные (в понимании авторов) ГК-системы, как правило, недонасыщены конденсатом на всех этапах их эволюции. В то же время вторичные ГК-системы в катагенетическом диапазоне ОВ материнских пород $МК_3^2-МК_4$ ($R°$ — от 1,10 до 1,40—1,50 %) могут быть и полностью насыщены и даже пересыщены жидкой фазой, однако полного насыщения часто не наблюдается ввиду поступления в ловушки, занятые медленно трансформирующейся в смесь ТУВГ нефтью, свободного газа, генерированного керогеном и битумоидами пород.

При прочих равных условиях медленное эволюционное развитие геологических объектов (генерационно-аккумуляционных комплексов) без существенных геологических инверсий благоприятно для полной реализации всех звеньев цепи ГЭМАК и эволюции УВС, а в конечном итоге — и для достижения высоких величин общего потенциала газонефтенакопления и сохранности (ОПГННС). «Революционные» геологические ситуации имеют ярко выраженные деструктивные последствия, прежде всего, для газа и сохранности газосодержащих скоплений в земных недрах. Вместе с тем, в неморских сероцветных толщах мощная дегазация недр может позитивно влиять на повышение нефтяного потенциала вследствие остаточного нефтенакопления в ловушках.

Основная формула теории эволюции УВС в земных недрах была сформулирована В.А. Скоробогатовым в 1994 г.:

$$УВС \rightarrow ГЭМАК = Э_в \overset{\nearrow P_м \nwarrow}{\leftrightarrow} P_{част} \rightarrow P_{кон},$$

где УВС — углеводородные скопления; Г — генерация; Э — эмиграция; М — коллекторская миграция; А — аккумуляция; К — консервация; $Э_в$ — эволюция скоплений УВ; $P_{част}$ — частичное разрушение; $P_{кон}$ — конечное разрушение; $P_м$ — ремиграция.

В таком виде подчеркивается поступательное развитие событий (процессов и явлений) со множеством двух- и многосторонних связей каждого из элементов «генетической цепи». Любой из них может быть представлен в виде потенциала газонефтеносности (генерационного, миграционного, аккумуляционного и т.д.), нереализованного, частично или полно реализованного на заключительных этапах эволюционного развития. В частности, консервационный потенциал газонефтеносности (КПГН)

осадочных продуктивных комплексов также определяется целым рядом факторов (параметров) как внутренних, специфических для конкретных комплексов, так и внешних, связанных с тектоническим развитием региона в целом и особенностями геологического строения осадочного чехла.

В результате сочетания благоприятных и неблагоприятных консервационных условий в земных недрах в течение длительных отрезков геологического времени в виде промышленных скоплений (залежей в ловушках) сохраняется лишь некоторая, как правило, малая часть от первоначального количества УВ, образовавших залежи газа и нефти:

$$P^{\text{залежи}}_{\text{УВ совр.}} = P^{\text{залежи}}_{\text{УВ перв.}} - P^{\text{дифф.}}_{\text{УВ}} - P^{\text{гидр.}}_{\text{УВ}} - P^{\text{геотерм.}}_{\text{УВ}} - P^{\text{диз.}}_{\text{УВ}}, \quad (7.1)$$

где $P^{\text{залежи}}_{\text{УВ совр.}}$ — потенциальные ресурсы газа и/или нефти в залежах; $P^{\text{залежи}}_{\text{УВ перв.}}$ — общая масса УВ, которая находилась первоначально в ловушках; $P^{\text{дифф.}}_{\text{УВ}}, P^{\text{гидр.}}_{\text{УВ}}, P^{\text{геотерм.}}_{\text{УВ}}, P^{\text{диз.}}_{\text{УВ}}$ — соответственно общее количество (масса) УВ, покинувших гомогенные скопления в данном комплексе в результате диффузии, гидродинамического вымывания, геотермического и геохимического разрушения и перетока в вышележащий комплекс по дизъюнктивам. Количественная мера КПГН — коэффициент сохранности УВ в залежах — равен

$$K^{\text{залежи}}_{\text{УВ сохр.}} = P^{\text{залежи}}_{\text{УВ совр.}} / P^{\text{залежи}}_{\text{УВ перв.}} \quad (7.2)$$

или

$$K^{\text{залежи}}_{\text{УВ сохр.}} = 1 - P^{\text{дифф.}}_{\text{УВ}} / P^{\text{залежи}}_{\text{УВ перв.}} -$$

$$- P^{\text{гидр.}}_{\text{УВ}} / P^{\text{залежи}}_{\text{УВ перв.}} - P^{\text{геотерм.}}_{\text{УВ}} / P^{\text{залежи}}_{\text{УВ перв.}} - P^{\text{диз.}}_{\text{УВ}} / P^{\text{залежи}}_{\text{УВ перв.}}. \quad (7.3)$$

В тех случаях, когда формирование УВС в породах продуктивного комплекса с низким аккумуляционными свойствами, застойным гидродинамическим режимом и невысокими пластовыми температурами закончилось недавно, вторым, третьим и четвертым членами в правой части равенства практически можно пренебречь. Равенство примет следующий вид:

$$K^{\text{залежи}}_{\text{УВ сохр.}} = 1 - P^{\text{диз.}}_{\text{УВ}} / P^{\text{залежи}}_{\text{УВ перв.}}. \quad (7.4)$$

В хорошо изученных районах, где запасы УВ в промышленных по величине залежах известны, исходя из общегеологических соображений можно достаточно точно оценить первоначальное количество газа и нефти в разрушенных дизъюнктивами залежах и тем самым с высокой степенью достоверности оценить коэффициент сохранности УВ в залежах.

На основании понятий о ГПГН, АПГН и КПГН сформулировано понятие об общем потенциале газонефтенакопления и сохранности (ОПГННС) осадочных комплексов, который определяется частными потенциалами газонефтеносности. Мерой количественной оценки ОПГННС может служить коэффициент аккумуляции генерационный ($K^{\text{ген}}_{\text{ак}}$), а именно, отношение ресурсов УВ к их генерационной массе.

Теория генетических потенциалов газонефтеносности возникла на рубеже 70—80-х годов во ВНИИГАЗе как результат обобщения общемирового

опыта изучения онтогенеза и филогенеза газа и нефти в различных условиях конкретных ОБ [21]. На рис. 7.1 показан вертикально-катагенетический «ряд» эволюционного развития УВС в породах с лейптинито-гумусовым ОВ.

При этом необходимо учитывать, что на онтогенез газа и нефти в недрах осадочных бассейнов геологические и генетические факторы влияют по-разному (табл. 7.4), и очень часто бывает, что хорошо для нефти, то плохо для газа... .

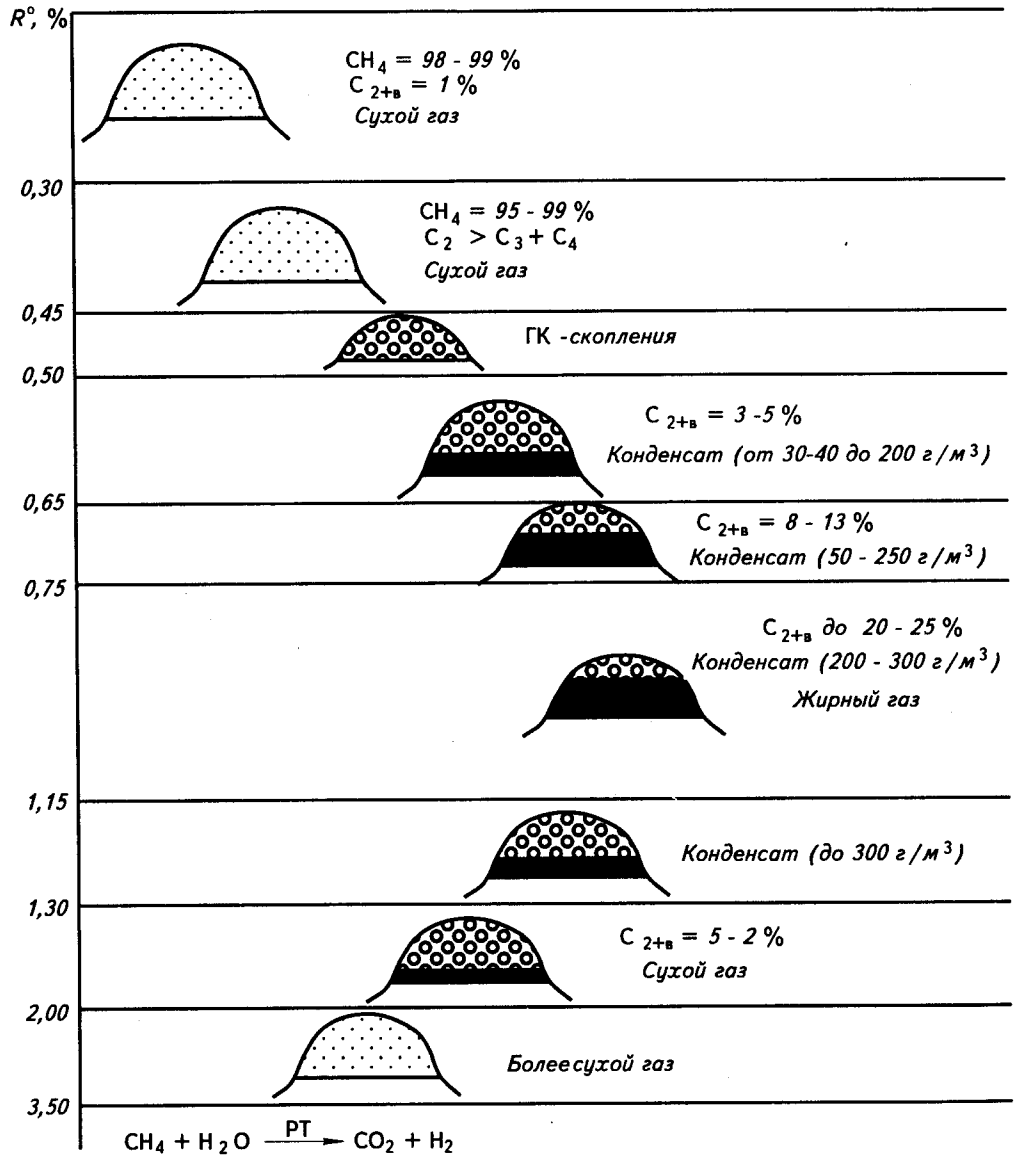


Рис. 7.1. Схема эволюции газовых и газоконденсатных залежей [газ из гумусового ОВ с примесью ОВ I типа (по классификации Б. Тиссо)]. Составил В.А. Скоробогатов, 1992 г.

Таблица 7.4

Общее и различное в формировании и сохранности промышленных скоплений свободного газа и нефти в терригенных толщах (Составил В.А. Скоробогатов, 2001)

Промышленное скопление	Условия генерации	Условия эмиграции	Условия вторичной миграции	Наличие ловушки	ФЕС коллектора в ловушке	Наличие и надежность покрышки	Время, прошедшее после окончательного формирования	Уровень катагенеза газовмещающих толщ
Свободный газ	++	+	+++	+++	+	+++	++	++
Нефть	+++	+++	++	++	+++	+	+	+++

+++ – ведущее, решающее значение, ++ – важное значение, + – второстепенное.

Качественный и тем более количественный прогноз газонефтеносности геологических объектов любого масштаба невозможны без всестороннего детального анализа условий формирования УВС, особенностей эволюционного развития УВ в залежах, масштабов деструкционных процессов в условиях ухудшения (снижения) консервационного потенциала осадочных продуктивных комплексов. Главным из современных методов изучения онтогенеза и филогенеза УВ в земных недрах является так называемый бассейновый анализ, основанный на анализе динамики погружения и прогрева материнских пород, масштабов и особенностей генерационных процессов, материального баланса распределения генерированных газообразных и жидких УВ внутри АГАО/АГАК, т.е. изучения сначала «леса» в целом, как общей совокупности биоценоза саморазвивающейся под действием солнечных лучей (прогрева) системы, а потом уже отдельных групп «деревьев» и индивидуальных «деревьев» (месторождений и залежей УВ): от общего к частному, и от понимания последнего к лучшему пониманию — объяснению общего.

Основы теории бассейнового анализа были заложены советскими, прежде всего российскими геологами и геохимиками в 60–70-х годах — Н.Б. Вассоевичем, А.А. Карцевым, Н.В. Лопатиным, С.П. Максимовым, Б.А. Соколовым, С.Г. Неручевым, Е.А. Рогозиной, К.Ф. Родионовой и другими и только после отечественных публикаций получили дальнейшее развитие в трудах зарубежных исследователей: Дж. Ханта, Дж. Коннана, Д. Вельте и многих других. Разработка и внедрение в бассейновый анализ в 80-х годах методов относительно точного расчета уровня катагенеза и палеогеотемператур на любом отрезке геологического времени (В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов и др.) [45, 46] позволили восстанавливать геотермическую и катагенетическую историю развития как осадочных бассейнов в целом, так и отдельных материнских осадочных толщ, и тем самым значительно увеличили точность генерационно-динамических расчетов и построений.

Дальнейшее развитие газонефтяной геологии, теории и практики поисково-разведочных работ требует создания единой теории формирования, эволюции и разрушения (сохранности) горючих полезных ископаемых, которая наряду с совершенствованием генетического бассейнового анализа,

будет разработана в первое десятилетие XXI века. В решении этой суперфундаментальной проблемы общемирового значения примут участие и российские геологи.

Проблемы формирования, эволюции и разрушения УВС в породах осадочного чехла и фундамента ЗСНГП обсуждаются более 30 лет. Результаты исследований онтогенеза газа и нефти приведены в многочисленных публикациях [19, 22, 23, 25, 40, 41, 46, 48, 77, 83, 88, 108, 147 и др.]. Вместе с тем, необходимо подчеркнуть, что арктическим районам провинции (Ямал, Гыдан и Карское море) уделено наименьшее внимание по сравнению с Надым-Пурской, Пур-Тазовской и тем более центральными, западными и южными областями. Изучению условий газонефтеобразования и накопления в недрах Ямала посвящено немного публикаций [39, 48, 74, 132, 133, 135, 136, 138, 144], обобщающие же работы отсутствуют вовсе. Таким образом, перед авторами стояла задача проанализировать, обобщить и осмыслить накопленные факты по геологическому строению, газонефтеносности, термобарическим, катагенетическим и геохимическим условиям в нижнемеловых и юрских толщах, оценить динамику, масштабы и особенности генерационных процессов, восстановить условия первичной и вторичной миграции и аккумуляции УВ, и предложить собственную концепцию формирования и эволюции УВС, объясняющую современную картину их размещения в объеме осадочного чехла.

7.2. МАСШТАБЫ И ОСОБЕННОСТИ ГЕНЕРАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ В ОСАДОЧНЫХ ТОЛЩАХ МЕЛА И ЮРЫ ЯМАЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ

Исследования генерационных возможностей пород мела и юры различных районов полуострова и оценки генерации ОПС в различных типах ОВ в широком диапазоне его катагенетической преобразованности позволили рассчитать количества УВ-газов и битумоидов, образовавшихся в ходе геохронотермической эволюции материнского ОВ в разновозрастных толщах Ямальской области. В силу литологических и геохимических особенностей разреза генерационно-массовые расчеты проводились раздельно для альб-сеноманского и неоком-аптского песчано-глинистых комплексов, верхнеюрско-валанжинского существенно глинисто-кремнистого комплекса с ачимовской и новопортовской толщами и нижне-среднеюрского песчано-глинистого комплекса, причем последний был разделен на два подкомплекса, в силу резких различий в уровне катагенеза ОВ в верхних и нижних горизонтах юры.

Наиболее достоверные данные по масштабам (количеству и объемам) генерации ОПС, в силу достаточной обеспеченности фактическим материалом, получены для неоком-аптского относительно автономного генерационно-аккумуляционного комплекса (АГАК) Ямала, менее достоверные — для альб-сеноманского и верхней половины нижне-среднеюрского, невысокой достоверности — для существенно глинистой толщи верхней юры-валанжина и особенно, для низов юры; в последнем случае к расчетам надо относиться, фактически как к ориентировочным — полуколичественным, и авторы прекрасно отдают себе в этом отчет... .

При расчетах нижнеальбская глинистая покрышка была разделена по-

ровну и присоединена соответственно к альб-сеноманскому и неокомаптскому подкомплексам, точно также 20 метров глин ниже последнего песчано-алевролитового горизонта неокома и выше горизонта $Ю_2$ были присоединены (в генерационно-эмиграционном плане) к соответствующим генерационно-аккумуляционным комплексам. В силу крайне низкого уровня катагенеза ОВ в средних и нижних горизонтах турон-олигоценовой глинисто-кремнистой покрышки (не выше среднебуроугольной подстадии) и пониженного содержания преимущественно сапропелевого ОВ (менее 1,0 %) оценка генерации ОПС в верхнемеловой толще не производилась.

7.2.1. АЛЬБ-СЕНОМАНСКИЙ КОМПЛЕКС

Для удобства расчетов и дальнейшего анализа условий формирования УВС и прогноза газонефтеносности вся площадь распространения комплекса (более 100 тыс.км^2) была разделена на эталонные и подсчетные участки (для оценки потенциальных ресурсов УВ). Всего было выделено 7 ЭУ (один «суперэталон» (СЭУ) — Бованенковско-Харасавэйский) и 17 ПУ (рис. 7.2). Общая толщина комплекса вместе с верхней половиной нижнеальбской покрышки изменяется от 450—520 м на юге области до 800 м и более в зонах северных впадин и прогибов. Выделение участков производилось по тектоническому признаку (валы, куполовидные поднятия, седловины со склонами и моноклиналями — впадины, прогибы с бортами), хотя в отдельных случаях их границы «режут» под острым уголом тектонические структуры в связи с необходимостью присоединить к ЭУ хорошо изученные участки прилегающих прогибов (ЭУ—7^1 и ЭУ—7^2 и др.). Суммарная толщина глин и глинистых алевролитов изменяется по отдельным участкам от 200 до 412 м (табл. 7.5) песчаников и алевролитов — от 177 до 480 м. Общая толщина углей и углистых сланцев увеличивается с юга на север от 7—12 до 35—38 м при некотором преобладании углей в северной половине области. Величина содержания $C_{орг}$, измеренная по фактическим данным и полученная при интерполяции и экстраполяции, изменяется в глинах и глинистых алевролитах от 1,6 до 4,9 %, в песчаниках и алевролитах от 0,8 до 1,5 %, в углистых сланцах и углях — принято 33 и 75 % [10, 21, 156, 159]. Величины содержания $C_{орг}$ переводились в рассеянное ОВ при помощи переводного коэффициента 1,35, плотность углей принята в 1,3 г/см^3, 1,6 г/см^3 — для ПКОВ и 1,9—2,0 г/см^3 для глин и песчаников (по разным участкам). В породах комплекса преобладает лейптинито-гумусовое и собственно гумусовое ОВ во всех его разностях, даже в альбских глинах прибрежно-морского генезиса (80—90 %). С учетом разного уровня катагенеза ОВ, впрочем не выходящего повсеместно из буроугольной стадии (градации $ПК_{2-3}$ по Н.Б. Вассоевичу) и при помощи данных по удельной газо- и битумогенерации рассчитаны объем и масса УВГ и битумоидов по ЭУ и ПУ. Наибольшие объемы газа и битумоидов по расчетам были генерированы в Тамбейской и Северо-Малыгинской зонах (более 33—35 трлн. м^3 и более 3 млрд. т). Сумма объемов генерации УВГ в альбской и сеноманской частях разреза Ямала составляет почти 300 трлн.м^3 и более 25 млрд. т. В силу низкой степени зрелости материнского ОВ среди УВГ был генерирован исключительно метан (более 97—98 %) и тяжелый нафтеново-ароматический битумоид, однако с относительно невысоким содержанием смол и особенно асфальтенов.

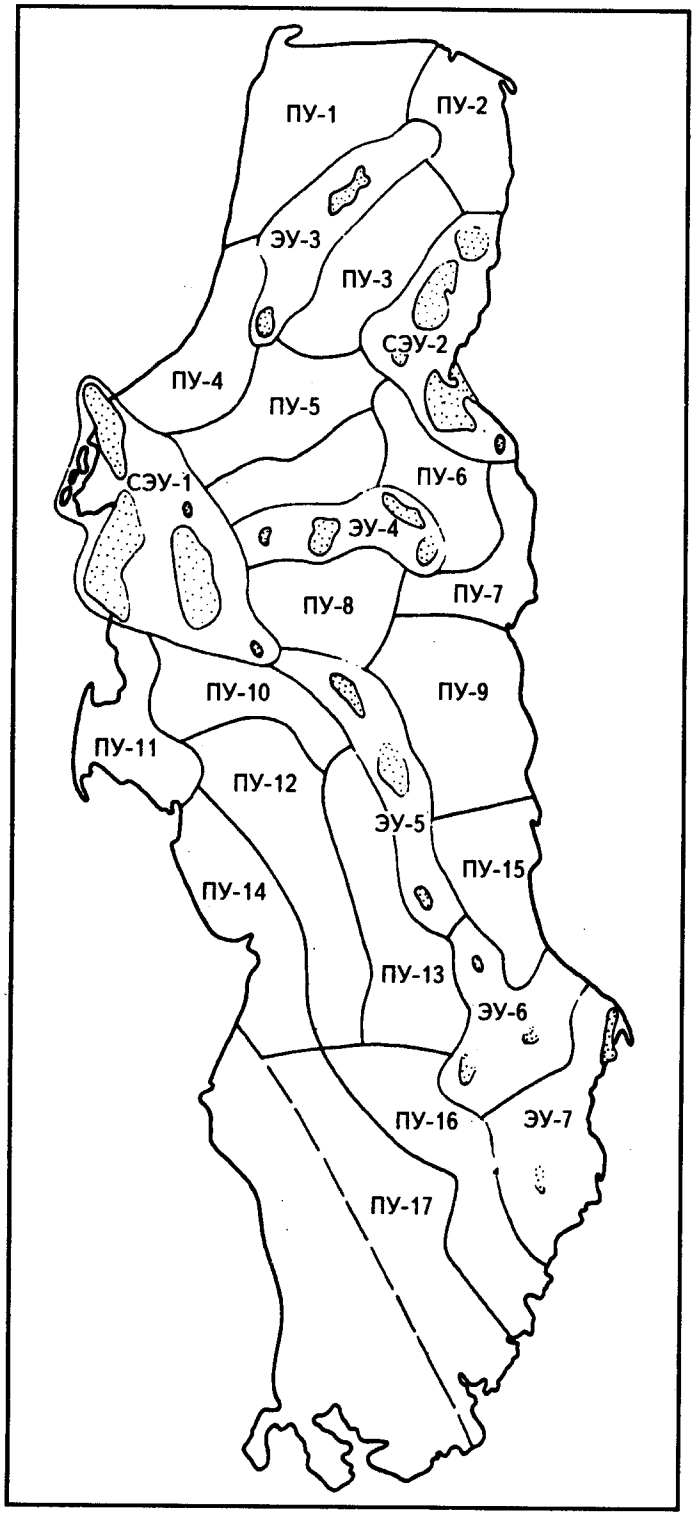


Рис. 7.2. Схема расположения эталонных и подсчетных участков в альб-сеноманском комплексе Ямальском ГНО

Таблица 7.5

Объемы газо- и битумогенерации в породах альб-сеноманского комплекса ЯГНО

Номера эталонных и подсчетных участков	Площадь, км^2	Общая толщина комплекса (в среднем по участку), м	Суммарная толщина литотипов пород, м			Среднее содержание, % (по массе)			
			Глины и глинистые алевролиты	Песчаники и алевролиты	Угли и углистые сланцы Σ(КОВ/ПКОВ)	$C_{орг}$		ОВ	
						Глины + + глинистые алевролиты	Песчаники + + алевролиты	Углистые сланцы	Угли
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
СЭУ-1	8037,5	655	347	288	20 (12/8)	2,2	1,1	33	75
2	6375	813	406	374	33 (18/15)	3,1	1,3	33	75
3	3325	740	335	370	35 (20/15)	4,9	1,5	33	75
4	2850	736	412	324	27 (20/25)	2,0	1,0	33	75
5	3625	668	341	307	20 (8/12)	1,8	1,15	33	75
6	4100	552	275	260	17 (7/10)	2,1	1,20	33	75
ЭУ-7[1]	2925	520	209	296	15 (3/12)	2,5	1,20	33	75
ЭУ-7[2]	1462,5	700	202	480	18 (5/13)	2,7	1,25	33	75
ПУ-1	5525	773	379	356	38 (22/16)	3,5	1,4	33	75
2	2775	809	385	388	36 (22/14)	3,4	1,4	33	75
3	3687,5	768	334	399	35 (20/15)	4,0	1,5	33	75
4	3112,5	707	324	354	29 (15/14)	3,35	1,15	33	75
5	2405	726	294	407	25 (15/10)	2,45	1,20	33	75
5[a]	3487,5	715	290	400	25 (15/10)	2,55	1,25	33	75
6	2600	805	389	386	30 (17/13)	2,1	1,15	33	75
7	2355	809	397	380	32 (18/14)	2,2	1,15	33	75
8	3105	709	382	305	22 (13/9)	1,9	1,0	33	75
9	5500	738	367	347	24 (12/12)	1,95	1,1	33	75
10	2875	612	313	281	18 (9/9)	1,9	1,0	33	75
11	2575	486	233	243	10 (4/6)	1,8	0,9	33	75
12	5850	467	277	177	13 (6/7)	1,85	1,0	33	75
13	4912,5	563	306	242	15 (6/9)	2,0	1,2	33	75
14	4170	477	260	210	7 (3/4)	1,7	0,9	33	75
15	2062,5	645	321	303	21 (9/12)	2,2	1,3	33	75
16	5300	520	218	290	12 (3/9)	2,0	0,9	33	75
17	6962,5	450	222	220	8 (2/6)	1,6	0,8	33	75
Всего	101960							33	75

Продолжение табл. 7.5

Номера эталонных и подсчетных участков	Масса ОВ в столбе породы площадью 1 м², т	Состав суммарного ОВ (соотношение лейптинито-гумусового/сапропелевого компонентов)		Масса ОВ, т/м²		Степень катагенеза ОВ (ПОВ, R %) в середине комплекса	Средняя удельная газо- и битумогенерация на 1 т гумусового/сапропелевого ОВ		Масса генерированных ОПС/м²		Суммарная генерация	
	ΣОВ КОВ+ПКОВ/РОВ	РОВ	КОВ+ПКОВ	лейптинито-гумусового	сапропелевого		УВГ, м³/т	битумоидов, %	УВГ, м³/т	битумоидов, т	Объем УВГ, трлн. м³	Масса битумоидов, млрд. т
1	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
СЭУ-1	44,6/15,9/28,7	80/20	90/10	37,27	7,33	0,38	50/10	−/2	1936	0,147	15,56	1,18
2	71,9/25,5/46,4	80/20	90/10	60,07	11,83	0,48	90/10	−/4,5	5642,9	0,53	35,97	3,38
3	85,9/27,4/58,5	80/20	90/10	71,46	14,44	0,45	84/18	−/4	6204	0,58	20,63	1,93
4	51,4/20,9/30,5	80/20	90/10	43,21	8,19	0,42	75/14	−/3,5	3355,4	0,29	9,56	0,83
5	39,8/14,1/25,7	80/20	90/10	33,25	6,55	0,36	42/8	−/1,5	1448,9	0,098	5,25	0,35
6	35,8/12,1/23,7	80/20	90/10	29,85	5,95	0,37	45/8	−/1,7	1390,8	0,1	5,7	0,41
ЭУ-7[1]	32,5/9,2/23,3	80/20	90/10	26,92	5.58	0,35	40/7	−/1,5	1115,9	0,08	3,26	0,23
ЭУ-7[2]	42,3/11,8/30,5	80/20	90/10	35,02	7,28	0,36	42/8	−/1,5	1529,1	0,11	2,24	0,16
ПУ-1	78,3/29,8/48,5	80/20	90/10	65,62	12,68	0,47	88/18	−/4,2	6002,8	0,53	33,17	2,93
2	78,0/28,8/49,2	80/20	90/10	65,28	12,72	0,46	87/19	−/4,2	5921,0	0,53	16,43	1,47
3	78,8/27,4/51,4	80/20	90/10	65,78	13,02	0,47	88/18	−/4,2	6026,2	0,55	22,22	2,03
4	61,7/22/39,7	80/20	90/10	51,56	10,14	0,49	95/22	−/5	5121,3	0,51	15,9	1,59
5	52,1/19,9/32,2	80/20	90/10	43,67	8,43	0,46	87/19	−/4,2	3959,5	0,35	9,52	0,84
5[a]	52,9/19,9/33,0	80/20	90/10	44,31	8,59	0,46	87/19	−/4,2	4018,2	0,36	14,01	1,26
6	57,0/23,5/33,5	80/20	90/10	47,95	9,05	0,45	84/18	−/4	4190,7	0,36	10,9	0,94
7	59,8/25,0/34,8	80/20	90/10	50,34	9,46	0,46	87/19	−/4,2	4559,3	0,40	10,74	0,94
8	44,9/17,5/27,4	80/20	90/10	37,67	7,23	0,44	80/17	−/3,7	3136,5	0,27	9,74	0,84
9	47,2/18,0/29,2	80/20	90/10	39,56	7,64	0,43	77/15	−/3,2	3160,7	0,24	17,38	1,32
10	36,9/13,6/23,3	80/20	90/10	30,88	6,02	0,40	68/12	−/3	2172,1	0,18	6,24	0,52
11	24,1/17,1/17,0	80/20	90/10	19,99	4,11	0,35	40/7	−/1,5	828,4	0,06	2,13	0,15
12	27,8/9,5/18,3	80/20	90/10	23,19	4,61	0,36	42/8	−/1,5	1010,9	0,07	5,91	0,41
13	34,6/10,6/24,0	80/20	90/10	28,74	5,86	0,38	5/10	−/2	1495,6	0,12	7,35	0,59
14	21,7/5,0/16,7	80/20	90/10	17,86	3,84	0,33	35/5	−/1,0	644,3	0,04	2,69	0,17
15	44,4/15,1/29,3	80/20	90/10	37,03	7,37	0,40	68/12	−/3	2606,5	0,22	5,38	0,45
16	26,2/7,7/18,5	80/20	90/10	21,73	4,47	0,35	40/7	−/1,5	900,5	0,07	4,77	0,37
17	23,6/9,9/13,7	80/20	90/10	19,87	3,73	0,32	33/4	−/1,0	670,6	0,04	4,67	0,28
Всего											297,32	25,27

7.2.2. НЕОКОМ-АПТСКИЙ КОМПЛЕКС

Породы комплекса залегают на средних глубинах и в области средних геотемператур, поэтому условия генерации и особенно аккумуляции и сохранности УВ в них оказались более благоприятными, чем в альб-сеноманском и особенно в юрском НГК. Ареал установленной и предполагаемой газонефтеносности пород комплекса был разделен, также как и альб-сеноманского НГК, на 7 ЭУ и 17 ПУ (рис. 7.3). Генерационная толщина комплекса (до подошвы самого нижнего выдержанного песчано-алевролитового горизонта + 20 м нижней глинистой покрышки) изменяется от 350–600 м на юге до 1000–1300 м в северных впадинах, песчанистость комплекса варьирует от 31 до 58 %, суммарная толщина КОВ+ПКОВ изменяется от 20 до 125 м, причем суммарная толщина «пласта-эквивалента» углей с учетом мезо- и микроуглистости разреза сопоставима с суммарной толщиной углистых сланцев (с содержанием ОВ от 10 до 50 %). Средние содержания $C_{орг}$ в глинах и глинистых алевролитах изменяются в диапазоне от 1,00 до 3,59 % с четкой тенденцией увеличения на северо-запад, в песчаниках и алевролитах от 0,80 до 3,00 %, обычно менее 1,50 % (табл. 7.6). Для пересчета $C_{орг}$ в РОВ (%) использован переводной коэффициент 1,30; плотности терригенных пород, ПКОВ и углей приняты соответственно 2,1–2,2, 1,60 и 1,35 г/см^3. По этим данным рассчитаны массы ОВ в столбе породы площадью 1 м^2 по участкам, а с учетом содержания лейптинито-гумусовой и сапропелевой компонент (в РОВ и КОВ) оценена их суммарная масса. Примечательно, что объемно-массовое отношение КОВ+ПКОВ/РОВ в породах неокома-апта повсеместно превышает 1,0–1,2 (до 2,2), что однозначно указывает на преимущественную газогенерацию суммарного ОВ [21, 44].

Уровень катагенеза ОВ в середине комплекса изменяется по олеумной шкале от 0,40–0,45 до 0,60–0,66 %, т.е. не выходит за пределы позднебурогольной – длиннопламенной стадий углефикации, когда происходит весьма бурная генерация УВГ в гумусовом и битумоидов в сапропелевом ОВ, однако генерация жидких УВ в лейптинитово-гумусовом ОВ еще только начинается и ограничена по масштабам. Тем не менее, за счет очень высокого содержания ОВ в разрезе неокома и особенно апта были генерированы грандиозные объемы ОПС: газа более 1,3×10^{15} м^3, битумоидов более 270 млрд. т с соотношением УВГ и жидких примерно 5:1 (см. табл. 7.5), причем наименее интенсивно процессы генерации происходили на юге и юго-западе Ямала, в частности, в Новопортовской зоне. Примечательно, что газо- и особенно битумогенерационные возможности аптских и особенно неокомских пород значительно превосходят возможности альб-сеноманской толщи. Безусловно, использование в генерационных расчетах усредненной (по площади участка и разрезу комплекса) величины катагенеза ОВ несколько огрубляет их результаты, так как катагенетическая преобразованность ОВ апта существенно ниже (обычно 0,40–0,52 R°, %), чем в нижних горизонтах проницаемой части неокома (0,50–0,70 %), однако недостаток фактических данных по содержанию $C_{орг}$ и катагенезу ОВ по разрезу большинства участков не позволяет проводить более детальные объемно-дифференцированные расчеты генерации ОПС. В ряде отчетов и публикаций А.Э. Конторовича и А.С. Фомичева (1985, 1987 гг.) приведены расчеты масс РОВ+КОВ и генерации УВГ и *эмиграции* (?!) жидких УВ для Нурминской зоны Ямала. Для апт-альб-сеноманского

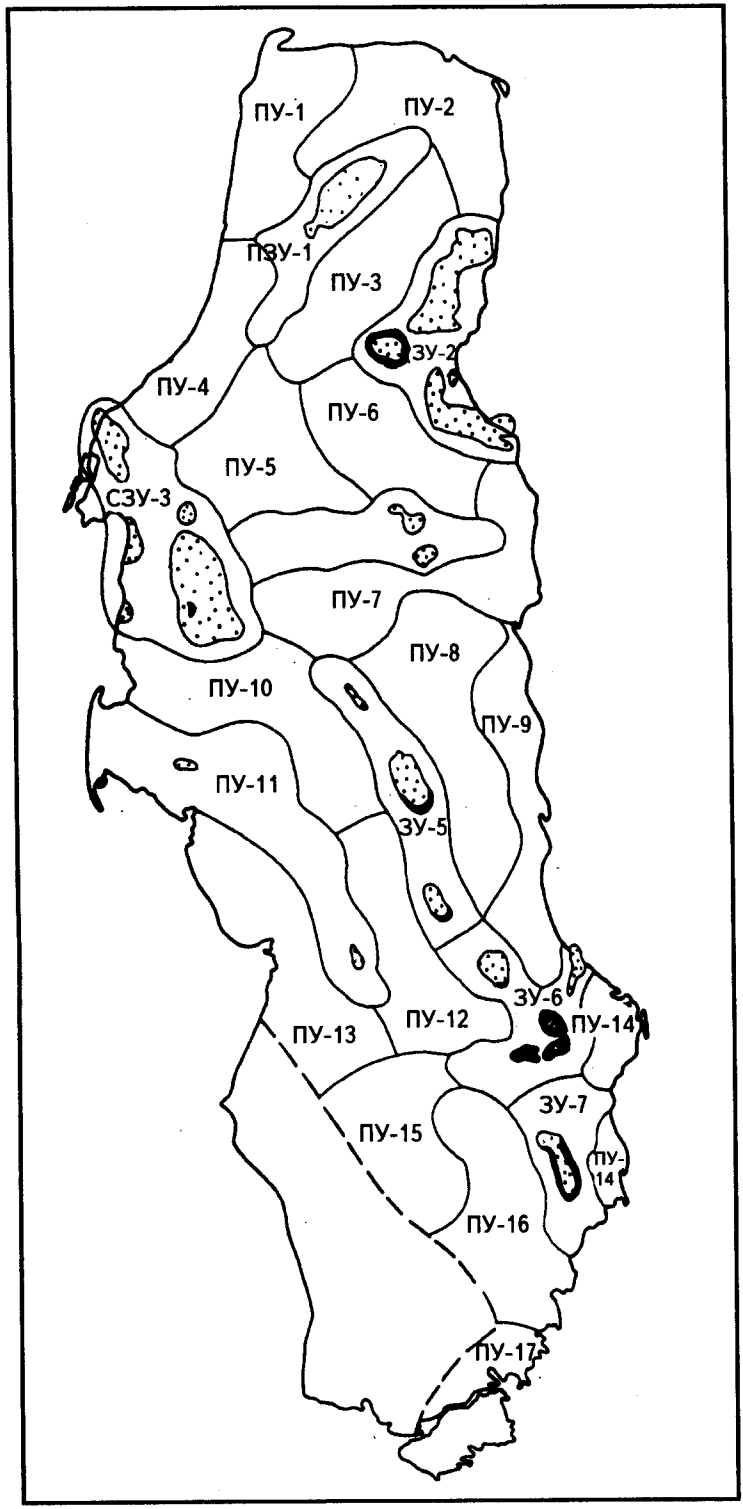


Рис. 7.3. Схема размещения месторождений, эталонных и подсчетных участков в неоком-аптском комплексе Ямальской ГНО

Таблица 7.6

Объемы газо- и битумогенерации в породах неоком-аптского комплекса ЯГНО

Номер эталонных и подсчетных участков	Площадь, км^2	Общая толщина комплекса, (в среднем по участку), м	Суммарная толщина литотипов пород, м			Среднее содержание, % (по массе)			
						$C_{орг}$		ОВ	
			Глины и глинистые алевролиты	Песчаники и алевролиты	Угли и углистые сланцы, Σ (КОВ/ПКОВ)	Глины + + глинистые алевролиты	Песчаники + + алеврол.	Углистые сланцы*	Угли*
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПЭУ-1	3025	1050	550	380	120 (65/55)	2,56	1,50	33	75
2	4637,5	1200	636	460	104 (56/48)	1,51	1,00	33	75
3	6687,5	1000/930	508/463	390/365,0	102 (52/50)	3,51	1,04	33	75
4	3475	1193	715	370,0	108 (55/53)	2,46	2,15	33	75
5	3750	967	429	456,0	82 (42/40)	2,17	1,50	33	75
6	3912,5	1020	336	620	64 (34/30)	1,58	1,43	33	75
7	2512,5	720	204	468	48 (23/25)	1,3	1,36	33	75
ПУ-1	3652,5	1100	612	363	125 (65/60)	3,59	2,40	33	75
2	4695	1120	655	353,0	112 (60/52)	2,40	1,60	33	75
3	4225	1250*	710,0	430,0	110 (55/45)	2,03	1,25	33	75
4	3125	1270*	709	450	111 (58/53)	3,03	1,27	33	75
5	3562,5	1100	621	374	105 (53/52)	2,85	1,57	33	75
6	3587,5	1075*	605	364,0	106 (53/53)	1,98	1,56	33	75
7	4992, 5	1200*	655	454	92 (47/45)	1,74	3,0	33	75
8	5887,5	1300	695	520	85 (45/40)	2,25	1,82	33	75
9	3735	1150*	515	546	89 (46/43)	2,00	1,75	33	75
10	5300	950	499	370	81 (41/40)	2,84	1,27	33	75
11	6677,5	755	282	413	60 (35/25)	1,70	1,25	33	75
12	4075	850	322	470	58 (25/23)	1,87	1,45	33	75
13	5150	680*	245	400	35 (18/17)	1,40	1,10	33	75
14	1562,5	860*	341	465	54 (29/25)	1,75	1,30	33	75
15	3620	706	241	435	30 (16/14)	1,25	1,05	33	75
16	4817,5	600	173	400	27 (14/13)	1,10	0,90	33	75
17	1115	350	160	170	20 (11/9)	1,00	0,80	33	75
Всего	97780								

*Экстраполяция от соседних участков и от горизонта $Ю_2$ по графику (рис. 6.8)
**В западной и восточной половинах участка

Продолжение табл. 7.6

Номера эталонных и подсчетных участков	Масса ОВ в столбе породы площадью в 1 м², т	Состав суммарного ОВ (соотношение лейптинито-гумусового/сапропелевого компонентов)		Масса ОВ, т/м²		Степень катагенеза ОВ (ПОВ, R %) в середине комплекса	Средняя удельная газо- и битумогенерация на 1 т гумусового/сапропелевого ОВ		Масса генерированных ОПС/м²		Суммарная генерация	
	ΣОВ / КОВ+ПКОВ/РОВ	РОВ	КОВ+ПКОВ	лейптинито-гумусового	сапропелевого		УВГ, м³	битумоидов, %	УВГ, м³	битумоидов, т	Объем УВГ, трлн. м³	Масса битумоидов, млрд. т
1	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
ПЭУ-1	164,4/107,6/56,8	80/20	90/10	142,28	22,12	0,64	157/31,6	2,1/10,0	23037	5,2	69,7	15,7
2	133,7/93,1/140,6	80/20	90/10	116,27	7,43	0,56	120/29	1,2/7,5	14457	2,7	67,0	12,5
3	152,6/89,8/62,8	75/25	90/10	127,92	24,68	Х+К Бов.	128/30	1,4/8,3	17114	3,84	57,2	12,84
	147,7/89,8/57,9			124,27	23,43	0,58 0,51	103/25	0,4/5,4	13386	1,76	44,76	5,89
4	168,3/95,1/73,2	75/25	90/10	140,49	27,81	0,60	140/30	1,6/8,8	20503	4,7	71,2	16,3
5	118,2/72,3/45,9	75/25	90/10	99,5	18,7	0,57	125/29	1,3/7,8	12980	2,75	48,7	10,3
6	96,8/57,1/39,7	75/25	90/10	81,16	15,64	0,53*	110/26	0,7/6,3	9334,2	1,55	36,5	6,1
7	66,7/41,6/25,1	75/25	90/10	56,26	10,43	0,50	100/24	0,4/5,0	5876,3	0,75	14,8	1,9
ПУ-1	198,8/110,7/88,1	75/25	90/10	165,7	33,1	0,66*	163/32,6	2,3/10,9	28088,2	7,4	102,6	27
2	161,5/100,1/61,4	75/25	90/10	136,14	25,36	0,63*	152/32,2	2,0/9,7	21484,5	5,2	100,9	24,4
3	146,2/90,1/56,1	75/25	90/10	123,16	23,04	0,62*	153/31	2,0/9,4	19557,7	4,6	82,6	19,4
4	175,2/98,5/76,7	75/25	90/10	146,18	29,02	0,62*	153/31	2,0/9,4	23265,1	5,65	72,7	17,65
5	160,0/92,2/67,8	75/25	90/10	133,83	26,17	0,60*	140/30	1,6/8,8	19521,3	4,44	69,5	15,8
6	143,4/92,8/50,54	80/20	90/10	123,9	19,5	0,58*	128/30	1,4/5,4	16444,2	2,79	59	10,0
7	151,6/81,1/70,5	80/20	90/10	129,4	22,2	0,55*	116/28	1,0/7,2	15632,0	2,89	78	14,4
8	147,3/75,7/71,6	75/25	90/10	121,8	25,5	0,57*	125/29	1,3/7,8	15964,5	3,57	94	21,0
9	134,9/78,7/56,2	80/20	90/10	115,8	19,1	0,58*	128/30	1,4/8,3	15395,4	3,21	57,5	12,0
10	125,5/72,2/54,3	75/20	90/10	104,8	20,7	0,54*	112/27,2	0,9/6,8	12300,6	2,35	65,2	12,4
11	83,2/55,1/28,1	75/20	90/10	70,7	12,5	0,50*	100/24	0,4/5,0	7370,0	0,91	49,2	6,1
12	78,7/42,5/36,2	75/20	90/10	65,4	13,3	0,52*	106/25,6	0,6/5,8	7272,9	1,16	29,6	4,7
13	52,9/30,9/22,0	80/20	90/10	45,4	7,5	0,45*	84/18	–/4,0	3948,6	0,30	20,3	1,5
14	82,3/48,3/34,0	75/25	90/10	69,0	13,3	0,53*	110/26	0,7/6,3	7935,8	1,32	12,4	2,1
15	48,1/26,8/21,3	80/20	90/10	41,1	7,0	0,44*	80/17	–/3,7	3407,0	0,26	12,3	0,94
16	39,3/23,9/15,4	80/20	90/10	33,8	5,5	0,43*	77/15	–/3,2	2685,1	0,16	12,9	0,77
17	26,4/18,0/8,4	80/20	90/10	22,9	3,5	0,40	68/12	–/3,0	1599,2	0,1	1,8	0,11
Всего											1330,36	271,8

«комплекса» (фактически — «полтора» комплекса) приведены массы РОВ и КОВ — соответственно 742 и 402 млрд. т (в сумме — 1144 млрд. т), масса генерации УВГ — 5 трлн. м^3, эмиграции битумоидов — 4,6 млрд. т (подразумевается, что генерация — не менее, чем в полтора раза больше). Если ограничить Нурминскую зону тремя участками — без Новопортовской зоны (СЭУ-1, ЭУ-5 и 6, рис. 7.2), то по расчетам авторов настоящей работы, в породах альба-сеномана содержится не менее 650 млрд. т суммарного ОВ, которое продуцировало более 26,5 трлн. м^3 УВГ и 1,94 млрд. т битумоидов (и это без апта!). Кроме резких отличий от результатов расчетов авторов настоящей работы, в расчетах А.Э. Конторовича и А.С. Фомичева содержатся два крупнейших противоречия: первое — как в слабопреобразованной угленосной толще (величина R° не более 0,5 %) апта-сеномана с преимущественно гумусовым составом ОВ могло образоваться битумоидов существенно больше, чем УВГ (по массовому отношению — более чем в 2 раза), второе, почему объем генерации (5 трлн. м^3) оказывается существенно меньше объема газа (запасов категорий В + C_1 + C_2) в открытых и разведанных залежах Нурминского мегавала (6,8 трлн. м^3, по состоянию на 1.01.2001 г.)? — и это без других «расходных» статей баланса генерированного газа, в то время как сингенетичность аптских, альбских и сеноманских залежей вмещающим породам можно считать доказанной [3, 20, 54, 83 и др.]. Для неокомского подкомплекса А.Э. Конторович и А.С. Фомичев приводят массу РОВ в Нурминской зоне — 492 млрд. т при нулевом содержании КОВ (и это в угленосной танопчинской свите ниже горизонта $ТП_{11}$?!), а объем генерации УВГ — 10 трлн. м^3 и эмиграции жидких УВ — 6,6 млрд. т. По расчетам же авторов настоящей работы, в неоком-аптской толще трех участков Нурминского мегавала (СЭУ-3, ЭУ-5 и ЭУ-6) содержится более 1800 млрд. т суммарного ОВ при явном преобладании КОВ+ПКОВ над РОВ, которое генерировало 132,4 трлн. м^3 УВГ и 35,2 млрд. т битумоидов, а в сумме по двум меловым генерационным комплексам на трех сопоставимых участках — 158,9 трлн. м^3 УВГ и 37,2 млрд. т битумоидов, что совершенно несопоставимо с объемом генераций газа в породах неокома-сеномана — 15 трлн. м^3 и массой эмиграции жидких УВ — 11,2 млрд. т для площади Нурминской зоны в 33 тыс. км^2 (по А.Э. Конторовичу и А.С. Фомичеву). Даже если ограничить Нурминскую зону только Нурминским и Нейтинским участками площадью всего 7,7 тыс. км^2 (без Бованенковско-Харасавэйской зоны) разница между объемами генерации УВГ превышает 6 раз, а поскольку неизвестны величины ***генерации*** битумоидов по А.Э. Конторовичу и А.С. Фомичеву, сопоставлять их с нашими расчетами не имеет смысла (при коэффициентах реальной эмиграции от 0,1 до 0,9, см. ниже).

Вывод очевиден: величины генерации ОПС в породах неокома-сеномана минимизированы до геологического абсурда вследствие некорректности расчетов, приводимых в работах исследователей СНИИГГИМСа [6, 108], и прежде всего это относится к удельной газогенерации — в апт-сеноманском «комплексе» всего 4,4 м^3/т, в неокоме — 20 м^3/т материнского ОВ, что находится в полном противоречии с данными всех других исследователей генерационных процессов в земных недрах [21, 107 и мн. др.].

7.2.3. ВЕРХНЕЮРСКО-НИЖНЕНЕОКОМСКИЙ ЭКРАНИРУЮЩИЙ КОМПЛЕКС (РЕГИОНАЛЬНАЯ ПОКРЫШКА)

Существенно глинистые породы верхней юры — валанжина-нижнего готерива (ахская свита и ее аналоги) составляют второй (сверху) региональный флюидоупор. Мощность толщи изменяется от 270—350 м в юго-западных районах до 800—900 м и более в Харасавэйской зоне. Глинистый экран осложняется песчано-алевролитовыми горизонтами новопортовской толщи в Нурминском и Новопортовском районах и ачимовской толщей на севере и востоке области, при этом общая песчанистость толщи обычно не превышает 15—20 %. Согласно взглядам ряда исследователей [10, 21], в мощных непроницаемых толщах, лишенных внутренних систем разгрузки (эмиграции) геофлюидов генерационные процессы несколько затормаживаются и их интенсивность снижается на фоне «нормального» изменения уровня катагенеза ОВ по разрезу, однако точные количественные оценки этого процесса (уменьшения удельной генерации) отсутствуют и, по-видимому, их роль ограничивается первыми процентами, поэтому при общей невысокой точности генерационных расчетов ими можно пренебречь.

Для расчетов газо- и битумогенерации в породах региональной покрышки площадь ее распространения была разбита на те же 7 ЭУ и 17 ПУ, что и для неоком-аптского комплекса Значения $C_{орг}$ в глинах ахской свиты (низы неокома) в среднем по Ямалу составляет 1,55 %, однако в берриасе и аналогах баженовской свиты увеличивается до 2,5—4,0 % и вновь снижается до менее чем 2,0 % в абалакской свите, поэтому по отдельным ЭУ и ПУ содержание $C_{орг}$ в глинах региональной покрышки рассчитано с учетом вариаций по площади и разрезу. В объеме толщи отсутствуют угольные пласты и сильноуглистые и битуминозные разности глин, за исключением Новопортовской зоны, где в разрезе одноименной толщи зафиксированы пласты углей, однако небольшой суммарной толщины. В средней части покрышки уровень катагенеза соответствует градациям $МК_1$—$МК_3$, величина R° изменяется от 0,45—0,50 до 1,10—1,15 %. Это значит, что практически вся толща залегает в настоящее время в оптимальном для битумогенерации диапазоне геотемператур и стадий катагенеза продуцирующего РОВ. По расчетам авторов, в соответствие со смешанным типом ОВ в объеме верхнеюрско-нижненеокомской толщи было генерировано около 252 млрд. т битумоидов и 375 трлн. $м^3$ УВГ, причем наибольшими масштабами генерации битумоидов характеризуются северо-западные зоны в ареале Харасавэйско-Крузенштерновской термоаномалии. По расчетам А.Э. Конторовича и А.С. Фомичева (1987 г) в верхнеюрском подкомплексе Нурминской зоны (кстати, маломощном на Ямале — не более 100 м) рассеяно 200 млрд. т ОВ, при термодеградации которого было генерировано 12 трлн. $м^3$ УВГ и эмигрировало (интересно, куда?) 49 млрд. т жидких УВ, что более чем в 4 раза превышает массу эмигрировавших жидких УВ из мощной толщи валанжина-сеномана (более 2000 м) при сопоставимых содержаниях $C_{орг}$ % и развитии КОВ+ПКОВ в них суммарной толщиной от 50—70 до 140 м и более. Точно также, сопоставимость объемов газогенерации в верхней юре Ямала (12 трлн. $м^3$) и вышележащих меловых толщах (15 трлн. $м^3$) ничем, кроме как абсурдом не назовешь... Таким образом, в силу генерационных возможностей преимущественно глинистая толща верхней юры — валанжина является основным продуцентом битумоидов в объеме осадочного чехла.

7.2.4. ЮРСКИЙ КОМПЛЕКС (НИЖНЕСРЕДНЕЮРСКИЙ ПРОДУКТИВНЫЙ ПОДКОМПЛЕКС)

Значительные вариации общей толщины нижнесреднеюрского подкомплекса (от 400—600 до 2000 м и более) и, главное, высокий градиент изменения уровня катагенеза ОВ в разрезе тюменской свиты и ее аналогов, обусловивший разницу в катагенетической преобразованности кровельных и базальных горизонтов юры на 2—4 градации, вынудил авторов проводить генерационные расчеты раздельно для верхней и нижней половин подкомплекса (табл. 7.7).

Площадь перспективных земель распространения нижнесреднеюрской толщи разделена на 4 ЭУ и 27 ПУ, причем некоторые участки с учетом специфики термокатагенетических условий были разделены на подучастки (рис. 7.4). Полутолщина подкомплекса изменяется от 100—300 до 1000—1300 м, песчанистость уменьшается от Новопортовской зоны (53 %) в северном направлении (до 22 %).

В верхней половине подкомплекса общая толщина КОВ+ПКОВ обычно невелика (от 5 до 16 м). Содержание $C_{орг}$ в глинах изменяется от 1,45 до 2,90 %, в песчаниках и алевролитах от 0,85 до 2,26 %. С учетом плотности пород с РОВ, углистых сланцев и углей (соответственно 2,40, 1,65 и 1,35 г/см^3) рассчитаны массы ОВ на 1 м^2 площади конкретных участков, а с учетом содержаний различных компонентов — массы лейптинитово-гумусового и сапропелевого ОВ. Уровень катагенеза ОВ в середине верхней половины подкомплекса изменяется от градаций $МК_1$—$МК_2$ (R° от 0,60—0,72 %) до $МК_5$—$АК_1$ (R° = 1,50—2,20 %). С помощью расчетов по объемам и массе удельной газо- и битумогенерации рассчитаны удельные (на 1 м^2 площади), суммарные по участкам и общие объемы УВГ и массы битумоидов, генерированные породами верхней части подкомплекса: $1296\times\times10^{12}$ м^3 и 92×10^9 т, т.е. масса УВГ (с учетом объемного пересчета) на порядок превышает массу битумоидов. Аналогичные расчеты выполнены для нижней половины подкомплекса, с учетом меньших содержаний РОВ и значительно более высокой его катагенетической преобразованности в середине толщи (R° от 0,50 до 2,50—3,10 %, вплоть до полуантрацитовой стадии углефикации). По расчетам суммарный объем генерации УВГ составил 1266×10^{12} м^3, масса битумоидов — около 42×10^9 т, в сумме по нижнесреднеюрскому подкомплексу Ямала — 2562 трлн. м^3 газа и 134 млрд. т битумоидов. Таким образом, нижнесреднеюрская песчано-глинистая толща представляет собой главный генератор ОПС в осадочном чехле Ямальской области, причем, в силу чрезвычайно разнообразных термоглубинных, катагенетических и геохимических условий, в ее объеме проявились практически все фазы генерации (в пространстве — зоны) — от начальных через «зрелые» до завершающих (на уровне полуантрацитов).

Доюрская часть разреза, когда она представлена нормальными осадочными и метаморфическими породами, прошла свой, сложный путь геохронотермохимической эволюции в палеозое с деструктивной фазой в конце перми-триасе. Уровень катагенетической преобразованности пород и ОВ здесь несравненно выше даже по сравнению с таковым в базальных горизонтах юры. В силу недостатка (практического отсутствия) данных о генерационных возможностях пород расчет объемов генерации ОПС для доюрских толщ невозможен. Безусловно, в их объеме были генерированы зна-

Таблица 7.7

Объемы газо- и битумогенерации в породах верхней половины нижнесреднеюрского подкомплекса ЯГНО

Номера эталонных и подсчетных участков	Площадь, км^2	Общая полутолщина комплекса (подкомплекса), м	Толщина литотипов пород, м			Средние содержания $C_{орг}$, % (по массе)				Масса ОВ в столбе пород, т/м^2
			Глин и глинистых алевролитов	Песчаников и алевролитов	КОВ+ПКОВ / углей/углистых сланцев	Глины/ глинистые алевролиты	Песчаники и алевролиты	Углистые сланцы	Угли	ΣОВ / КОВ+ПКОВ/РОВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
СЭУ-1-1	1900	550	397	148	5 (1/6)	2,40	1,3	20	60	35,6/2,7/32,9
1–2	1162,5	750	588	155	7 (1/6)	1,54	1,00	25	65	33,7/3,3/30,4
2–1	1100	300	203	90	7 (3/4)	2,05	1,35	25	65	20,2/4,2/16,0
2–2	3000	260	114	138	8 (4/4)	2,70	2,26	35	75	24,7/6,3/18,4
3	2362,5	900	685	207,5	7,5 (1/6,5)	2,25	1,95	25	65	59,4/3,5/55,9
4	2987,5	850	630	212	8 (2/6)	2,75	2,15	25	65	67,1/4,2/62,9
ПУ–1	3775	1300	1000	285	15 (2/13)	2,90	2,50	20	60	106,8/5,8/104,0
2	3775,5	1000/800	737/587	250/200	13 (2/11)	2,15	2,00	20	60	65,1/5,1/60,0 / 53,0/5,1/47,9
3	3282,5	1200	865	323	12 (2/0)	2,50	2,15	20	60	87,1/4,8/82,3
4	4075	1300	972	312	16 (2/14)	2,40	2,00	25	65	92,6/7,4/85,2
5	2587,5	950	734	209	7 (2/5)	2,90	1,90	20	60	78,8/3,2/75,6
6	2450	900	668	225	7 (2/5)	1,95	1,15	25	65	48,8/3,8/45,0
7	3962,5	850	636	210	6 (1/5)	1,75	1,05	25	65	41,3/2,9/38,4
8	3750	800	562	330	8 (2/6)	2,15	1,85	20	60	55,8/3,5/52,3
9	2000	1200	920	270	10 (3/7)	2,07	1,78	20	60	73,4/4,7/68,7
10	1825	600	439	150	6 (2/4)	1,70	1.12	25	65	29,7/3,4/26,3
11	3262,5	800	540	250	10 (2/8)	1,65	1.15	25	65	38,9/5,0/33,9
12	3187,5	700	527	166	7 (2/5)	1,72	1,00	20	60	34,1/3,2/30,9
13	3150	1100	868	230	12 (2/10)	1,95	1,08	20	60	60,6/4,8/55,8
14	3800	500	364	130	6 (2/4)	1,69	1.10	25	65	25,2/3,4/21,8
15	3900	550	413	130	7 (2/5)	1,82	1,12	25	65	30,4/3,8/26,6
16	2825	1250	950	284	16 (3/13)	1,70	1,04	20	60	62,3/6,6/55,7
17	3437,5	350	228	105	7 (2/5)	1,51	0,95	25	65	16,9/3,8/13,1
18	3312,5	400	291	100	9 (2/7)	1,61	0,90	25	65	21,1/4,6/16,5
19	3137,5	300	200	92	8 (3/5)	1,40	0,85	25	65	15,5/4,6/10,9
20	4175	160	98	62	6 (3/3)	1,40	0,95	25	65	11,2/3,8/7,4
21	3450	180	110	63	7 (3/4)	1,90	1,07	25	65	12,4/4,2/8,2
22	3800	550	405	138	7 (3/4)	2.10	1,13	25	65	34,1/4,2/29,9
23	2275	900	623	270	7 (3/4)	1,78	1,00	20	60	43,4/3,7/39,7
24	2650	650	435	200	15 (4/11)	2,85	1,85	25	65	54,2/7,9/46,3
25	5562,5	200	130	62	8 (3/5)	1,50	0,82	25	65	11,9/4,6/7,3
26	4662,5	100	42	52	6 (3/3)	1,87	1,03	25	65	7,7/3,8/3,9
27	2212,5	120	58	55	7 (3/4)	1,60	0,92	25	65	9,6/4,2/5,4
Всего:	102738									

Продолжение табл. 7.7

Номера эталонных и подсчетных участков	Состав суммарного ОВ (соотношение лейптинито-гумусового/сапропелевого компонентов)		Масса ОВ, т/м^2		Степень катагенеза ОВ (ПОВ, R %) в середине комплекса	Средняя удельная газо- и битумогенерация на 1 т лейптинито-гумусовом/ сапропелевом ОВ		Масса генерированных ОПС/м^2		Суммарная генерация	
	РОВ	КОВ+ПКОВ	лейптинито-гумусового	сапропелевого		УВГ, м^3	битумоидов, %	УВГ, м^3	битумоидов, т	Объем УВГ, трлн. м^3	Масса битумоидов, млрд. т
1	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
СЭУ-1-1	70/30	90/10	16,27	6,23	1,40	272/417	1,0/5,6	7023,3	0,51	13,34	0,97
1–2	70/30	90/10	21,06	8,34	2,50	330/550	–/–	11537	–	13,41	–
2–1	80/20	90/10	11,38	2,32	1,00	210/70	6,0/24,0	2552	1,24	2,81	1,36
2–2	80/20	90/10	11,41	2,19	0,65/0,80	162/32	2,2/10,4	1918	0,48	2,88	0,72
						185/41	4,2/17,5	2200	0,86	3,3	1,29
3	75/25	90/10	38,67	12,33	2,20	325/540	–/1,0	19225,9	0,12	45,42	0,28
4	75/25	90/10	45,03	14,37	2,00	320/500	0,5/2,0	21595	0,51	64,5	1,52
ПУ–1	75/25	90/10	60,34	19,16	3,00	335/570	–/–	31135	–	117,53	–
2	75/25	90/10	40,83	12,77	2,70	323/560	–/–	20707	–	38,68	–
			33,33	10,27				16817		31,41	
3	75/25	90/10	58,38	18,62	2,20	325/540	–/1,0	29028	0,19	94,7	0,62
4	75/25	90/10	59,85	19,05	3,00	335/570	–/–	30908	–	126	–
5	70/30	90/10	45,52	18,88	3,10	336/582	–/–	26283	–	68	–
6	70/30	90/10	29,35	11,95	2,70	332/560	–/–	16436	–	40,27	–
7	70/30	90/10	24,95	10,15	2,60	331/557	–/–	13912	–	55,13	–
8	75/25	90/10	37,36	11,94	2,40	328/435	–/0,7	17448	0,08	65,43	0,30
9	75/25	90/10	47,13	14,87	2,55	331/555	–/–	23853	–	47,71	–
10	70/30	90/10	19,27	7,43	2,20	325/540	–/1,0	10275	0,07	18,75	0,13
11	70/30	90/10	26,10	9,90	1,90	317/490	–/2,2	13125	0,22	42,82	0,72
12	75/25	90/10	22,00	6,80	2,00	320/500	0,5/2,0	10440	0,25	33,28	0,80
13	75/25	90/10	40,00	12,30	2,40	328/435	–/0,7	18470	0,09	58,18	0,28
14	70/30	90/10	16,36	6,04	1,50	300/450	1,0/3,0	7626	0,34	29,00	1,30
15	75/25	90/10	20,97	6,23	1,60	305/460	0,8/2,8	9262	0,34	36,12	1,33
16	75/25	90/10	43,81	12,99	2,55	331/555	–/–	21710	–	61,33	–
17	75/25	90/10	11,79	3,21	1,00	210/70	6,0/24,0	2701	1,48	9,28	5,09
18	75/25	90/10	14,53	3,97	1,45	287/435	1,0/3,5	5897	0,28	19,53	0,93
19	80/20	90/10	11,40	2,3	0,80	185/41	4,2/17,5	2203	0,88	6,91	2,76

Продолжение табл. 7.7

Номера эталонных и подсчетных участков	Состав суммарного ОВ (соотношение лейптино-гумусового/ сапропелевого компонентов)		Масса ОВ, т/м^2		Степень катагенеза ОВ (ПОВ, R %) в середине комплекса	Средняя удельная газо- и битумогенерация в лейптино-гумусового/ сапропелевого ОВ на 1 т		Масса генерированных ОПС/м^2		Суммарная генерация	
	РОВ	КОВ+ПКОВ	лейптино-гумусового	сапропелевого		УВГ, м^3	битумоидов, %	УВГ, м^3	битумоидов, т	Объем УВГ, $\times 10^{12}$ м^3	Масса битумоидов, $\times 10^9$ т
1	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
20	80/20	90/10	9,34	1,86	0,50	100/24	0,4/5,0	979	0,13	4,09	0,54
21	80/20	90/10	10,34	2,06	0,62	150/31	1,8/9,4	1615	0,38	5,57	1,31
22	80/20	90/10	27,70	6,40	1,00	210/70	6,0/24,0	6265	3,20	23,81	12,16
23	80/20	90/10	35,09	8,31	1,5	300/450	1,0/3,0	14266	0,80	32,46	1,38
24	80/20	90/10	44,15	10,05	1,35	258/400	1,0/7,0	15411	0,14	40,84	3,02
25	80/20	90/10	9,98	1,92	0,57	122/30	1,3/7,8	1275	0,28	1,09	1,56
26	80/20	90/10	6,54	1,16	0,65	162/32	2,2/10,4	1097	0,26	5,15	1,21
27	80/20	90/10	8,1	1,50	0,52	108/26	0,6/5,8	914	0,14	2,02	0,31
	Всего:		958							1266,75	41,87

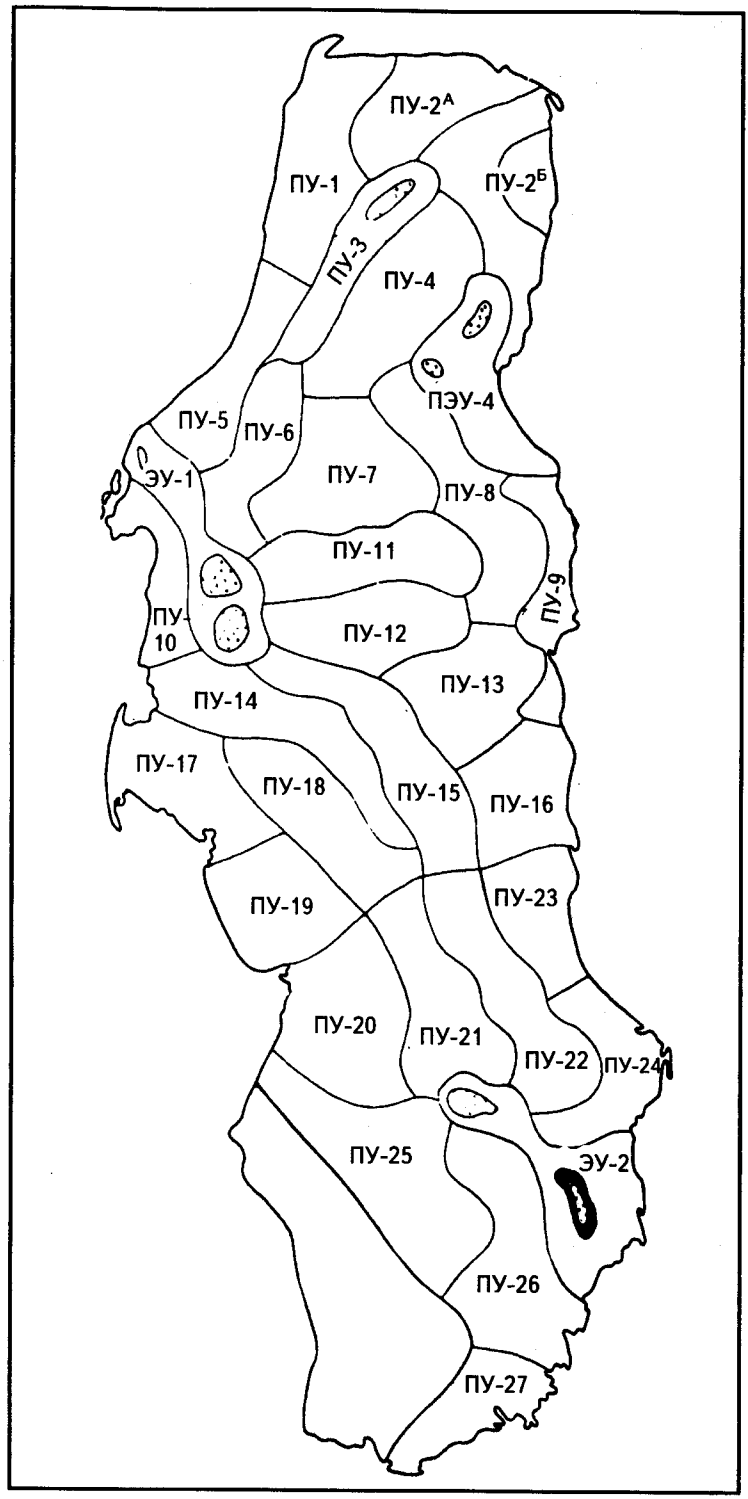


Рис. 7.4. Схема размещения эталонных и подсчетных участков в верхней половине нижнесреднеюрского подкомплекса Ямальской ГНО

чительные количества преимущественно газа еще на палеозойском этапе развития ЗСП.

По расчетам А.Э. Конторовича и А.С. Фомичева (1987 г.) в нижнесреднеюрской толще Нурминской зоны было генерировано 40 трлн. $м^3$ УВГ и эмигрировало 261 млрд. т (следовательно, генерировано не менее 400—500 млрд. т), с генерационным соотношением нефть:газ около 10, что противоречит реальным генерационным условиям в данной толще и, главное, абсолютно противоположно установленным закономерностям газонефтенакопления в породах юры.

Таким образом, в объеме осадочной юрско-сеноманской макролинзы Ямала были образованы по оценке авторов настоящей работы колоссальные количества УВГ и битумоидов — $4{,}6\times10^{15}$ $м^3$ и $0{,}68\times10^{12}$ т с резким преобладанием газа над жидкими УВ+смолами и асфальтенами (в составе битумоидов) (табл. 7.8), которые в ходе миграционно-аккумуляционных процессов образовали залежи УВ, часть которых сохранилась до настоящего времени.

Динамика генерационных процессов в ходе эволюционно-катагенетического развития органо-минеральной системы меловых и юрских пород в соответствие с изменением ПТ в продуцирующих толщах (см. главу 6) представляется следующей.

В нижних горизонтах юрского комплекса уже к концу среднеюрского времени ПТ и уровень катагенеза ($ПК_3$ — начало $МК_1$) были достаточны для активной газогенерации и начала битумогенерации, в позднеюрскую и раннемеловую эпохи в нижней половине комплекса северных районов Ямала активно проходили процессы битумообразования при некотором снижении активности газогенерационных процессов, в позднемеловую эпоху низы юры вступили в фазу позднемезокатагенетического разрушения нефти и битумоидов, которая продолжалась и в течение всей кайнозойской эры. Верхние горизонты среднеюрской песчано-глинистой толщи центральных и северных районов области вступили в зону активной генерации газа (на градациях $ПК_3-МК^1_1$) в конце неокомского времени и битумоидов в среднемеловое время. ФМГБ продлилась до конца мела, а в кайнозое на фоне газообразования за счет гумусовой компоненты ОВ, лейптинитовая и сапропелевая части суммарного ОВ также переключились на «вторичное» и «третичное» (через разрушение битумоидов и нефти в залежах) газообразование.

Таблица 7.8

Масштабы генерации газа и битумоидов в меловых и юрских отложениях Ямальской области

Генерационный комплекс	Площадь распространения (подсчета), $км^2$	Суммарная генерация	
		УГ, трлн. $м^3$	Битумоиды, млрд. т
Альб-сеноманский	101960	297,32	25,57
Неоком-аптский	97780	1330,36	271,8
Верхнеюрско-валанжинский	97780	375	252
Верхняя половина нижнесреднеюрского комплекса	102738	1296	92
Нижняя половина нижнесреднеюрского комплекса	102738	1266,75	41,87
Всего		4565,43	683,24

В мощной глинисто-кремнистой толще верхней юры — валанжина (неокома) битумогенерация в сколько-нибудь чувствительных масштабах началась повсеместно не ранее апта (в низах) и середины позднего мела (в верхах) и продолжалась вплоть до конца чеганского века и медленно уменьшаясь по интенсивности, — до настоящего времени, в условиях плавного снижения геотемператур от уровня МПТ до СТ (согласно теории «постинверсионного метаморфизма ОВ»). В средних горизонтах неокомаптского НГК фаза протокатагенетического максимума газообразования ($ПК_3$ — начало $МК_1$) наступила уже в начале позднемеловой эпохи, однако начало ФМГБ приходится на раннекайнозойское время, для горизонтов же в кровле баррема и в апте большинства районов Ямала эта фаза не наступала никогда..., и в них в течение всего кайнозоя до настоящего времени бурно проходили процессы газогенерации за счет РОВ и особенно углей, то же относится и к альб-сеноманскому комплексу, в объеме которого на фоне мощного газообразования только в самых нижних горизонтах альба и только в северных впадинах в кайнозойское время начался процесс генерации первых порций битумоидов в ограниченных масштабах.

7.2.5. ПЕРВИЧНАЯ МИГРАЦИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

По мере созревания ОВ в породах юры и нижнего мела, генерация ОПС приводила к насыщению и пересыщению абсорбционной и адсорбционной емкости как твердого керогена, так и минеральной матрицы, часть подвижных веществ отрывалась от материнского субстрата и происходили процессы так называемой первичной миграции-эмиграции из тонкозернистых отложений в коллекторские горизонты. Специфика эмиграционных процессов сводится к следующему.

Региональные покрышки (флюидоупоры), разделяющие коллекторские комплексы, являются мощными источниками геофлюидов, из которых последние выжимаются в верхнее и нижнее полупространство.

Формы, масштабы и расстояния первичной миграции ОПС контролируются прежде всего количеством, степенью концентрации и типом материнского ОВ. Из анализа генерационных и эмиграционных отношений газа и нефти следует, что из гумусового КОВ исключительно, а из гумусового и сапропелево-гумусового РОВ — преимущественно газы выносятся в свободном состоянии, а низко- и среднемолекулярные компоненты битумоидов, главным образом, в газорастворенном состоянии на всех этапах катагенетической эволюции материнского ОВ.

Эмиграция газа из существенно сапропелевого ОВ в диапазоне «нефтяного окна» происходит исключительно в растворенном состоянии вместе с нефтяной фазой.

Если УВГ генерационно не связаны с битумоидами (масса УВГ >> массы битумоидов), то они значительно легче и существенно полнее эмигрируют: в то же время растворенный в битумоидах, даже их микроколичествах, газ оказывается в своей массе связанным и немигрантоспособным. В связи с этим даже из мощных толщ глин с гумусовым РОВ и мощных пластов углей и углистых сланцев массовая эмиграция УВГ достигает больших величин.

В апокатагенезе на больших глубинах в доинверсионных нефтегазоугленосных осадочных бассейнах на фоне мощной относительной и абсо-

лютной газогенерации за счет керогена всех типов и остаточных битумоидов, высокой трещиноватости материнских аргиллитов и углей и исчезновения коллекторских свойств у песчаников и алевролитов большинства средних и тонких пластов действенность главного механизма эмиграции сухого метанового газа — перепада флюидальных давлений между материнскими и песчано-алевролитовыми породами, — вероятно, резко снижается, за счет роста флюидальных давлений в последних до величин, близких к литостатическому давлению. В этих условиях масштабы свободной газоэмиграции могут существенно снизиться и одновременно может повыситься роль диффузии газа.

Пласты материнских неколлекторских пород являются одновременно и генераторами ОПС, и покрышками для фазообособленных скоплений УВ в коллекторских терригенных и карбонатных горизонтах, поэтому оптимальная эмиграционно-консервационная толщина пластов глин (аргиллитов), по мнению авторов, составляет 10—30 м.

Эмиграция ОПС в континентальных и дельтовых угленосных и субугленосных толщах реализуется более полно, чем в морских песчано-глинистых образованиях.

Достаточно полной (до 0,8—0,95) является эмиграция генерированных ОПС из КОВ и ПКОВ, сосредоточенного в виде пластов, пропластков и линз углей и углистых сланцев различной, но обычно небольшой мощности (0,1—10 м, микроуглистость — менее 0,1 м), несмотря на максимальную среди осадочных образований адсорбционную и абсорбционную емкость КОВ по отношению к УВГ и особенно битумоидам.

Во многих случаях позитивную роль для первичной миграции газа и нефти играют дизъюнктивные нарушения и зоны дробления пород над глубинными разломами. Особенно благоприятны разломы типа сбросов, образующиеся в условиях растяжения пород. В тонкослоистых (листоватых) разностях глин (аргиллитов) так же, как и в песчаниках и алевролитах, проницаемость по простиранию существенно выше (в 3—5 раз), чем по нормали. Это способствует выносу подвижных компонентов к плоскости разлома или в зону дробления и далее в коллекторские породы.

В случае залегания ОВ (рассеянного и КОВ) в коллекторских горизонтах эмиграция микроколичеств ОПС, точнее их десорбция и уход с микрочастиц ОВ, носит распыленный объемный характер и в этом случае отсутствует эффект первичной аккумуляции на плоскости — литологической границе коллектор-неколлектор и дальнейшая вторичная миграция затруднена до тех пор, пока в силу тех или иных причин не произойдет слияние микроколичеств ОПС до «критической массы-объема» всплывания. Другой крайний случай представляет эмиграция ОПС непосредственно в природный резервуар внутри ловушки, когда газо- и/или нефтегенерирующий горизонт перекрывает или подстилает проницаемые породы. В этом случае эмиграция трансформируется в миграцию-аккумуляцию, и вторичная миграция газа и нефти в межструктурном пространстве отсутствует. В последнем случае генерация и сопряженная с ней эмиграция непосредственно влияют на эволюцию УВ-скоплений в ловушках.

Рассмотрим подробнее масштабы и условия эмиграции геофлюидов в осадочным чехле Ямальской области.

В доюрских породах, прошедших длительный и сложный путь развития, первичная миграция ОПС происходила в конце палеозойского и в триасовое время. В силу слабой изученности этих пород судить о масшта-

бах и особенностях эвакуации УВ из материнских толщ в коллекторские горизонты пока не представляется возможным.

В нижних горизонтах юры, имеющих современную мощность от 200—300 до 700—800 м (разуплотненную от 350 до 1000 м и более) достаточно интенсивная эмиграция УВ имела место уже в конце раннеюрской, в среднеюрскую и позднеюрскую эпохи, когда породы нижней юры были погружены на глубины 800—2000 м (градации катагенеза к концу юры $ПК_{2-3}$—$МК_1$ — начало $МК_2$). При этом полномасштабное обезвоживание при уплотнении пластов глин (при их полумощности, как правило, от 5 до 15—30 м) происходило быстро и сочеталось с диагенетическим и протокатагенетическим газообразованием. Во второй половине юрского периода на фоне первого максимума газообразования и малых масштабов выделения воды эмиграция как УВГ, так и битумоидов происходила в свободном состоянии. В меловое время по мере увеличения степени катагенеза ОВ и уплотненности глин продолжающаяся газо- и битумогенерация были сопряжены с эмиграцией ОПС в песчано-алевролитовые пласты и горизонты, которые также в течение юры и мела уплотнялись гравитационно и под воздействием эпигенеза, прежде всего маломощные. Кроме невысокой мощности литологически однородных пластов, интенсивной эмиграции способствовала и высокая степень дизъюнктивной нарушенности разреза нижней половины тюменской свиты, движения по сингенетичным разломам, которые многочисленны в юрской толще. В конце мела и в кайнозое уровень катагенеза достиг высоких величин, и газогенерация из ОВ и разрушающихся битумоидов сопровождалась эмиграцией УВГ по зонам и участкам трещиноватости в уплотненных аргиллитоподобных глинах с высоким содержанием $CaCO_3$ в объеме пород. Средние величины газоэмиграции для нижней юры оцениваются в 85—90 % и более в районах южнее Нурминского мегавала и до 65—80 % в северной половине области, эмиграции жидких УВ в среднепрогретых зонах ($R°$ не более 1,30—1,40 %) до 25—40 %.

В среднеюрской толще выжимание воды в основном закончилось еще к позднеюрской эпохе и значительная часть геофлюидов, включая ранние газы, мигрировала в верхнее полупространство, и рассеялось на поверхности Земли, до образования верхнеюрской экранирующей толщи. Эмиграция газов в неокоме, газов+битумоидов в среднемеловое время и преимущественно УВГ в конце мела и кайнозое происходила достаточно полно и интенсивно как в микроконцентрированном состоянии в верхнее и нижнее полупространство пластов глин и глинистых алевролитов, так и по линейным зонам тектонической трещиноватости и дробления вдоль разломов в виде струйных потоков той или иной массы. К настоящему времени уровень эмиграции УВГ в среднеюрской толще оценивается в 60—70 %, битумоидов («микронефти») — в 20—30 %.

В течение продолжительного периода времени, начиная с келловея (оксфорда) и до середины (конца) валанжина, накопилась достаточно мощная глинисто-кремнистая толща (от 250 до 450 м) с минимальной песчанистостью, которая уже к готериву в результате уплотнения превратилась в региональный флюидоупор для юрского проницаемого комплекса. В преимущественно глинистой толще кимериджа-среднего валанжина, осложненной песчано-алевролитовыми линзами новопортовской и ачимовской толщ, эмиграция характеризовалась большой сложностью. Первоначальное выжимание воды еще до массовой генерации ОПС в породах абалакской,

баженовской свит и подачимовской пачки произошло синхронно с осадконакоплением в морской бассейн берриасового времени. Данные наблюдений, экспериментов и расчетов, проведенных для баженовской свиты Среднего Приобья, показали, что в условиях отсутствия разломов перемычка небитуминозных глин мощностью всего в 10—12 м практически полностью отсекает эмиграционный поток битумоидов от близлежащего коллекторского горизонта. В связи с этим битумогенерация в верхнеюрско-нижненеокомской толще не сопровождалась сколько-нибудь значительной эмиграцией битумоидов. Газы эмигрировали из пород верхней юры-валанжина, примыкающих к коллекторским горизонтам, значительно эффективнее, чем битумоиды, поскольку для УВГ предельные значения изолирующих толщин отсутствия эмиграции оцениваются в 50—60 м, не менее, однако в силу смешанной газо- и битумогенерации масштабы первичной миграции газа были относительно малы (по оценке, для всей толщи региональной покрышки — не более 15—20 %, в Новопортовской зоне — до 70—80 %).

По мере уплотнения берриас-валанжинской преимущественно глинистой толщи выжимание воды и газов диагенетического и протокатагенетических этапов генерации происходило преимущественно в верхнее полупространство, так как нижнее (горизонты $Ю_2$—$Ю_3$) было отсечено флюидогенерационным барьером верхнеюрских глин. При этом часть ОПС + + воды была выжата в горизонты НП и АТ на самых ранних этапах эмиграции. По мере развития газо- и битумогенерационных процессов на фоне экспоненциального снижения масштабов гравитационного выталкивания воды из толщи глин масштабы эмиграции ОПС, прежде всего, газа увеличивались, тем не менее они были ограничены малым распространением природных резервуаров. Эмиграция из средних горизонтов региональной покрышки была мало эффективной, и значительная часть УВГ и особенно битумоидов осталась здесь в рассеянном и микроконцентрированном состоянии. Масштабы эмиграции УВГ в объеме НП и АТ с примыкающими глинами оцениваются в 55—60 %, битумоэмиграции не более 25—30 % от генерированной массы. Достаточно активное для юры участие раннеконседиментационных разломов в процессе эмиграции ОПС становится для берриас-валанжинской толщи менее очевидным, так как большинство юрских разломов затухает в кровле юры и не выходит из региональной покрышки. Тем не менее, вынос части УВГ и битумоидов из берриас-валанжинской низкопроницаемой толщи в горизонты АТ и в нижние шельфовые пласты неокома по конседиментационным и новейшим разломам в позднемеловое и кайнозойское время в отдельных зонах был возможен.

В верхних глинистых горизонтах региональной покрышки (30—50 м), примыкающих к песчано-алевролитовым пластам валанжина разгрузка геофлюидов происходила субвертикально, в том числе и по линейным зонам периодически проницаемых разломов. Газоэмиграция из них оценивается в 60—70 %, битумоэмиграция — в 30—35 %. Таким образом, масштабы первичной эмиграции УВ были наиболее значительны в нижне-среднеюрской толще, в низах которой в кайнозойское время происходило апокатагенетическое затухание эмиграции. Менее масштабно процессы выноса ОПС из генерирующих толщ в природные резервуары происходили в верхнеюрской части разреза, малоинтенсивно — в центральных и верхних горизонтах берриас-валанжинской толщи, промежуточный по интен-

сивности характер имели для ачимовской и новопортовской толщ вместе с примыкающими к горизонтам групп НП и АТ глинами.

Из пластов алевритистых (в своей массе) глин, глинистых алевролитов и углей континентального, дельтового и прибрежно-морского генезиса верхов ахской, нижних и средних горизонтов танопчинской свиты эмиграция УВГ происходила активно и достаточно эффективно (70—80, до 90 %), битумоидов в газорастворенном и свободном (микропрорывы свободной битумоидной — «нефтяной» фазы) состоянии также достаточно полно (по оценке авторов, не менее 50—60 %), в существенно песчанистой толще верхов танопчинской свиты — максимально активно по газу (85—90 %) и достаточно интенсивно — по битумоидам, которые эмигрировали в значительной своей массе в газорастворенном состоянии (первичные газоконденсатные системы-струи). То же относится и к газоэмиграции из глинистых горизонтов альба и сеномана, за исключением нижнеальбской зональной покрышки, когда ее полутолщина увеличивается до 30—40 м и более.

Таким образом, эвакуация генерированных УВГ и части битумоидов из пластов-генераторов в природные резервуары происходила в объеме осадочной макролинзы ЯГНО интенсивно и весьма полно по масштабам, за исключением региональной верхнеюрско-неокомской покрышки и отдельных мощных горизонтов глин в разрезе нижней-средней юры. Эмиграция части УВГ (весьма малой по отношению к генерационной массе диапазона преобразования ОВ $ПК_2$ — современная градация катагенеза) вместе с гравитационно-отжимаемыми и «возрожденными» водами происходила на глубинах погружения сопряженных пар — пластов (толщ) глина — песчаник до глубин 500—700 м и в дальнейшем экспоненциально затухала по интенсивности. При дальнейшем погружении природных резервуаров с пластовыми водами и затухании привноса новых порций воды с растворенным газом по мере роста флюидальных давлений возрастал дефицит упругости водорастворенного газа (недонасыщение воды газом), на фоне эмиграции УВГ в свободном состоянии и крайне низкой диффузии газов в водонасыщенной среде коллекторов на макрорасстояниях.

7.2.6. КОЛЛЕКТОРСКАЯ МИГРАЦИЯ И АККУМУЛЯЦИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

По мере развития генерационных процессов в нижних и средних горизонтах юры, в преимущественно глинистой толще берриаса-среднего валанжина и в песчано-глинистых отложениях ахской, танопчинской, яронгской и марресалинской свит верхнего валанжина-сеномана в результате трансформации ОВ из твердого состояния в смесь жидкого и газообразного (газы + битумоиды) вместе с переходом рыхло- и прочно связанной воды в свободное состояние и ростом внутрипоровых давлений геофлюиды оказывали расклинивающее действие на минеральную матрицу пород (термофлюидальные микроразрывы — с периодическим перезахлопыванием образующихся микротрещин), и тем самым осуществлялся длительный процесс эмиграции ОПС в близлежащие коллекторские горизонты. На границах глина/песчаник-алевролит происходил эффект так называемой первичной аккумуляции, когда с увеличением эмигрировавшей свободной УВ-фазы в водонасыщенном коллекторе она достигала высоты и массы, необходимой для всплывания вверх по наклону пластов.

В силу высокого эмиграционного потенциала тюменской свиты юга Ямала и танопчинской свиты, первичная миграция УВ осуществилась в них достаточно полно. В то же время масштабы вторичной миграции УВ в коллекторских толщах юры и нижнего мела были невелики вследствие чрезвычайно сложного литологического строения разреза и относительно низких коллекторских свойств пород. Расстояния субгоризонтальных перетоков УВ под локальными и зональными покрышками не превышали первых десятков километров, субвертикальных — обычно десятков — реже первых сотен метров. При этом УВ из нижних секций разреза юры и неокома практически не перемешивались с УВ верхних горизонтов, в силу слабой вероятности преодоления вышележащих литологических барьеров и быстрого «захлопывания» флюидопроводящих разломов в не потерявших пластичности глинах и вследствие эпигенетического минералообразования по их плоскостям, точнее масштабы «внутренней ремиграции» в толщах нижней-средней юры и готерива-баррема были невелики. Особенно это относится к центрально-западным и северным районам области, ввиду высокой глинизации юрского разреза.

Внутри новопортовских и особенно ачимовских песчано-алевролитовых линз вторичная миграция УВ, по-видимому, была еще более ограничена по расстояниям латеральных перемещений (первые километры — 15—20 км, не более). В случае АТ с линзовидным характером распространения природных резервуаров первичная миграция УВ непосредственно трансформировалась в миграцию-аккумуляцию внутри отдельных линз и вполне вероятно, что по мере их УВ-насыщения отсутствовал субвертикальный обмен геофлюидами даже между сближенными линзами.

В новопортовской дельтовой толще юго-востока Ямала латеральная миграция УВ могла достигать 30—40 км и более (в направлении юг — север).

В апте под областной покрышкой и в альб-сеномане — под региональной — расстояния вторичной миграции были значительно больше, однако и здесь они не превышали 50—70 (до 100) км в пределах тектонических структур III (II) порядка: близлежащая впадина — склон — свод локальной (или куполовидной) структуры. Естественно, что УВГ опережали мигрирующие струи нефти и скапливались раньше и быстрее в наиболее приподнятых структурных и литологически-экранированных (на склонах) ловушках. Кроме того, избирательная карбонатизация и уплотнение пород-коллекторов, в первую очередь, относительно маломощных пластов (менее 10—8 м) приводили к образованию литолого-эпигенетических барьеров сложной конфигурации, тупиковых зон и ловушек разнообразной емкости, перехватывавших мигрирующие струи УВ. Многочисленные газо- и нефтепроявления в толще юры и неокома вне зависимости от структурного положения скважин — прямые свидетельства существования множества мезо- и микроскоплений УВ, в том числе и нетрадиционных по величине геологических запасов.

По мере непрерывно-прерывистого процесса вторичной миграции в коллекторских толщах юры и нижнего мела-сеномана происходила частичная «трансформация» их миграционного потенциала в аккумуляционный, т.е. заполнение ловушек всевозможных типов и морфологии газом и нефтью в различных объемно-массовых сочетаниях между ними. При этом, в силу грандиозных масштабов генерации ОПС внутри генерационно-миграционно-аккумуляционных (продуктивных) комплексов большинство ловушек (изначально — все без исключения), прежде всего простого

строения (антиклинальные — на сводах и валах) оказались заполненными УВ практически до замка. Наиболее активно аккумуляционные процессы происходили в неогеновое время на фоне роста контрастности и инверсии тектонических движений.

Внутри горизонтов юры, НП, АТ и неокома активная аккумуляция УВ в ловушки проходила в течение позднемелового и раннекайнозойского времени, вместе с тем эпигенетические процессы внутри минерального скелета пород-коллекторов в палеогеновое время существенно ухудшили возможности для миграции-аккумуляции (внутри ареалов структурно-литологического влияния ловушек). Вследствие более раннего поступления в природные резервуары (в объеме ловушек) воды и свободного протокатагенетического газа еще на малых глубинах погружения продуктивных толщ, «борьба за аккумуляционный потенциал» между УВГ и нефтью в последующее время закончилась в большинстве зон в пользу газа, который «аккумулировал в себя» и часть наиболее легких жидких УВ (ГК-системы).

В песчано-алевролитовой толще верхнего валанжина-баррема на Ямале преобладала сублатеральная коллекторская миграция газа и нефти на расстояния от первых километров до 30—40 км, редко более, в отдельных зонах нарушаемая субвертикальными перетоками мигрирующих УВ по зонам опесчанивания покрышек и проницаемым разломам (в моменты «оживления» тектонических подвижек по ним).

В преимущественно песчано-алевролитовых толщах апта и верхнего альба-сеномана преобладали перетоки УВ по вертикали, преимущественно газа, на многие десятки — первые сотни метров по вертикали при горизонтальной составляющей до 50—80 км (вершины валов и сводов — днища соседних впадин и прогибов), при этом даже в случае отдельных ремиграционных межкомплексных «вспрыскиваний» УВ из верхних горизонтов юры в среднемеловую секцию разреза, их масса была относительно невелика и лишь незначительно «разбавляла» миграционную массу газа и нефти мелового генезиса, о чем говорят и генерационные расчеты; по крайней мере, прямые геохимические свидетельства нахождения макроколичеств юрских УВ в ловушках неокома и апта-сеномана отсутствуют как в НПТР, так и на Ямале.

В преимущественно газогенерирующих горизонтах баррема-сеномана последние и вероятно, самые активные акты аккумуляционных процессов совершались в кайнозое, и в частности, в плиоцен-четвертичное время, когда активизировались процессы ремиграции, переформирования и частичного разрушения скоплений УВ. Вследствие громадных объемов генерации и эмиграции УВ и преимущественно близкой по расстояниям коллекторской миграции и резкого несоответствия между МПГН и АПГН последний был реализован полностью, однако подавляющая часть массы УВ, оказавшейся в коллекторских горизонтах юры и нижнего мела, так и осталась в неассоциированном состоянии в виде блуждающих в межструктурном пространстве природных резервуаров струй той или иной массы (объема) и размеров, часть которой и выплескивалась из седиментационной макролинзы в ее окраинных южных частях и рассеивалась.

7.2.7. ОБЩАЯ СХЕМА ФОРМИРОВАНИЯ, ЭВОЛЮЦИИ И РАЗРУШЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СКОПЛЕНИЙ В ЯМАЛЬСКОЙ ГАЗОНЕФТЕНОСНОЙ ОБЛАСТИ

Ямальская область представляет собой довольно редкий пример соответствия (почти тождественности) наблюдаемой зональности распределения разнотипных (разнофазовых) скоплений в объеме осадочного чехла генерационной зональности с малым искажением этого соответствия в отдельных зонах (на месторождениях) миграционными (ремиграционными) процессами и дегазацией недр по активным разломам.

В нефтегазовой геологии наиболее сложной и наименее понятной является проблема эволюции УВС в ловушках с момента их аккумуляции, т.е. изменение фазового состояния и физико-химических свойств УВ в постаккумуляционный период вплоть до настоящего времени. Теория эволюции УВ-скоплений достаточно интенсивно в последние годы разрабатывается в работах исследователей ВНИИГАЗа [125–128].

Формирование и эволюция скоплений УВ в породах неокома, апта и альба-сеномана северных районов ЗСП проанализированы в работах многих исследователей [20, 22, 23, 25, 44, 83, 108, 116, 119 и мн. др.]. Существенно меньше работ посвящено анализу процессов газонефтенакопления в юрских горизонтах, крайне мало уделено внимания ачимовской толще [46, 48, 94, 137, 140].

Рассмотрим закономерности и особенности формирования и эволюции УВС для отдельных продуктивных комплексов Ямала в сравнении с другими областями Севера провинции (НПТР и Гыданской).

Альб-сеноманский комплекс – уникальный газоносный комплекс в общепланетарном масштабе. Образование гигантских и уникальных скоплений сухого бесконденсатного газа в кровле сеномана НПТР произошло в результате сочетания следующих благоприятных условий: наличия огромных масс протокатагенетического метана, генерированного субугленосной и угленосной (в апте) толщей танопчинской свиты континентального, лагунно-континентального и прибрежно-морского генезиса со смешанным преимущественно сапропелево-гумусовым по составу ОВ (РОВ и КОВ); высокой песчанистости разреза и широкого развития высокоемких антиклинальных структур, наличия мощной глинисто-кремнистой региональной покрышки.

Значительный генерационно-аккумуляционный объем пород, захватывающий как альб-сеноманскую, так и более глубокие части разреза (баррем-апт в Надым-Пурской, частично верхи валанжина и готерив-апт в Пур-Тазовской НГО), в силу линзовидного характера большинства глинистых пластов для многих ловушек в кровле сеномана обеспечил накопление и сохранность весьма значительных объемов свободного газа.

Нефтяные скопления в альб-сеноманском комплексе распределяются по принципу: есть флюидопроводящий разлом (серия разломов) – достаточно высокой является вероятность открытия промышленной или полупромышленной залежи нефти (серии залежей). Именно присутствие на Тазовском и Северо-Комсомольском месторождениях весьма значительных по запасам подгазовых скоплений тяжелой нафтеновой нефти позволило предположить наличие малоамплитудных разломов, которые не были выявлены более ранними сейсмическими исследованиями и наличие которых подтверждается в настоящее время.

Таким образом, установлено что на газо- и нефтепродуктивность альб-сеноманского проницаемого комплекса, формирование, размещение и сохранность УВС, величину НПР газа и нефти и особенности их структуры в отдельных областях и районах провинции решающее влияние оказал тектонический фактор и определяющие его параметры. Несколько меньшую роль играют литологический и гидрогеологический факторы, незначительную — геотермический и геохимический факторы, вследствие малой пространственной дифференциации в объеме комплекса определяющих их параметров.

Относительная автономность комплексов в отдельных зонах частично нарушается перетоками геофлюидов, прежде всего свободного газа. Тем не менее, как свидетельствуют закономерности изменения физико-химических свойств газа и нефти по разрезу многопластовых месторождений, большинство УВС являются все же самобытными системами и в своей массе избежали крупномасштабного смешения из различных источников (в частности, находящихся в иных генерационных условиях), и доля пришлого газа (из валанжинских и тем более юрских горизонтов) в целом невелика. Наиболее мощным газогенерационным интервалом разреза в меловом надкомплексе является готерив-аптская толща. Именно вследствие отсечения нижнеальбской глинистой покрышкой этого источника газа от сеноманских и альбских ловушек на Ямале и Гыдане наиболее значительные скопления газа образовались в аптских и барремских горизонтах, в альб-сеноманском же комплексе в образовании газовых скоплений участвовал преимущественно сингенетичный газ протокатагенетического генезиса и в силу этих причин они существенно уступают по единичным и совокупным запасам баррем-аптским. Здесь же сказался и менее благоприятный структурный фон на севере Ямала и Гыдана, а именно, развитие пологих малоамплитудных поднятий-ловушек по кровле сеномана и альба.

Неоком-аптский продуктивный комплекс — в Западной Сибири является ведущим по запасам и ресурсам нефти и вторым по значимости по запасам и ресурсам свободного газа и конденсата. В силу разнообразия и сложности структурно-тектонических, фациально-литологических и прочих генетических условий, значительно более разнообразными по сравнению с вышележащим продуктивным комплексом являются условия нахождения скоплений УВ (типы ловушек, диапазон изменения единичных запасов залежей, фазовое состояние скоплений и состав сосуществующих в ловушках фаз, добывные возможности и проч.). Бесконденсатные и низкоконденсатные скопления газа в залежах типа Г и НГ встречены лишь на нескольких месторождениях Ямала и Гыдана — Бованенковском ($ТП_{1-6}$), Новопортовском — $ТП_1$, Утреннем, Гыданском и Солетском ($ТП_1-ТП_{10}$), а также на севере НПТР в самых верхних горизонтах (апт) на Ныдинском куполе Медвежьего и на Парусовом месторождении, а также в горизонтах $ПК_{16}-ПК_{22}$ в Пур-Тазовской области.

Катагенетический уровень преобразованности ОВ неоком-аптской толщи на севере провинции максимально благоприятен для нефтегазообразования, формирования и сохранности разнотипных скоплений УВ, поскольку почти весь объем комплекса находится в верхнем диапазоне «нефтяного окна» ($R°$ от 0,5 до 0,9—1,0 %, градации катагенеза $МК_1 - МК_2^1$, переходная к $МК_3$) , за исключением верхнебарремских и аптских горизонтов ($R°$ от 0,40 до 0,52 %).

В неоком-аптском проницаемом комплексе МПТ составляли от 45 до

135 °С, катагенез ОВ — от $ПК_2$ до $МК_3$. Масштабы нефтегазонакопления, как и сама возможность проявления аккумуляционных процессов в породах неокома-апта, определялись литологическим и тектоническим (структурным) факторами. Неоком-аптский НГК по сравнению с альб-сеноманским обладает более значительным газо- и особенно нефтегенерационным потенциалом.

Палеогеотемпературный анализ свидетельствует о том, что к концу неокомского времени в низах валанжина могли происходить только процессы протокатагенетической газогенерации (стадии $ПК_1-ПК_2$), однако аккумуляционные условия были крайне неблагоприятными, так как сколько-нибудь надежные покрышки были сформированы позже в раннем апте в Среднем Приобье и в альбе на Ямале и Гыдане. К концу сеномана в берриас-валанжинских породах северных районов ОВ оказалось преобразованным до градации катагенеза $ПК_3$. По-видимому, на конец раннемелового времени и на сеноман приходится период формирования чисто газовых скоплений в неокомской толще северной половины плиты. В течение позднемелового и раннекайнозойского времени по мере повышения геотемператур и преобразованности материнского ОВ активность генерационных и миграционно-аккумуляционных процессов в неоком-аптских толщах прогрессивно увеличивалась, и залежи протокатагенетического метанового газа и незрелой нефти постепенно трансформировались в ГК и ГКН (на севере) и в нефтяные (в центре плиты) залежи зоны «нефтяного окна». Максимальной интенсивности процессы газонефтеобразования и накопления достигли в кайнозойское время в условиях проявления МПТ и контрастных тектонических движений.

В условиях мощного газообразования и накопления в северных областях жидкие УВ образовали скопления преимущественно в виде оторочек залежей типа ГКН и НГК, причем химический состав нефти (высокая парафинистость и низкая сернистость) свидетельствует о том, что нефтематеринским было сапропелево-гумусовое и гумусовое ОВ (РОВ и КОВ) континентальных, дельтовых и прибрежно-морских пород, преобразованное до стадий катагенеза $МК_1^2-МК_2$. Верхняя граница «нефтяного окна» в северных районах проходит в зависимости от конкретных геотермических условий в средних и нижних горизонтах апта и кровле баррема. Она четко фиксируется сменой в разрезе залежей метанового газа с содержанием тяжелого нафтенового конденсата менее 10—15 г/м^3 и нафтеновых нефтей в горизонтах $ТП_1-ТП_{10}$ ГК- и ГКН-залежами, например на Новопортовском, Харасавэйском, Бованенковском и других месторождениях. Одновременно с появлением в разрезе «нормальных» нефтей, наблюдается «всплеск» конденсатосодержания до 50—70 г/м^3. Так же, как и в юрских отложениях, физико-химические свойства неокомских нефтей, конденсатов и газов тесным образом связаны с геотемпературами и катагенезом материнского ОВ.

Характерными примерами являются Бованенковское и Новопортовское месторождения (табл. 7.9).

В отличие от альб-сеноманского, в неоком-аптском комплексе резко повышается влияние литологического фактора на размещение и величину единичных запасов залежей свободного газа, который по значимости приближается к тектоническому.

Реализация мощного генерационного потенциала газоносности ниж-

немеловых пород в Ямальской области завершилась только частичной трансформацией его в аккумуляционный потенциал, в силу затрудненных условий для миграции УВ и ограниченного полезного объема ловушек в разрезе локальных поднятий на крупных положительных структурах. Часть генерированной массы газа в свободном состоянии и, вероятно, значительная, оказалась вне участков аккумуляции, в виде «блуждающих» в межструктурном пространстве газовых струй.

При относительно равных генерационных условиях, различия в миграционно-аккумуляционных и особенно консервационных условиях в одних и тех же продуктивных комплексах на разных площадях (локальных структурах) привели к формированию, с одной стороны, газовых и газоконденсатных месторождений и залежей (Бованенковского, Харасавэйского, Южно- и Северо-Тамбейского и многих других), с другой — газоконденсатно-нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений и залежей (Новопортовского, Западно-Тамбейского, Нейтинского, Арктического) с пониженной и низкой долей газа в смешанных скоплениях.

По физико-химическим характеристикам нефти Ямала похожи на нефти крупных угольных бассейнов мира и диагностируются как неморские, генетически связанные с гумусовым ОВ, в различной степени обогащенным лейптинитовой компонентой. В связи с этим, а также учитывая, что угольные пласты Ямала, по расчетам, могли генерировать значительные абсолютные объемы жидких УВ [133, 135], можно вполне определенно остановиться на выводе об угольном — в широком смысле — генезисе ямальских нефтей. Однако считать, что угольные пласты здесь являются основным генератором битумоидов, не представляется возможным, так как все ямальские нефти (за редким исключением) содержатся преимущественно в берриас-готеривских и среднеюрских коллекторах, а основное количество угольных пластов расположено в баррем-аптских отложениях, отделенных от нижележащих толщ нейтинской пачкой глин.

В этих породах развито ОВ смешанного генезиса с повышением доли сапропелевой компоненты относительно ОВ вышележащих отложений, а также угольное вещество в рассеянной и полуконцентрированной форме, в котором, вероятно, доля нефтегенерирующих составляющих (витринита и особенно лейптинита) также увеличена.

Главной причиной отсутствия сколько-нибудь крупных скоплений нефти в отложениях баррема-апта, содержащих преимущественно концентрированное угольное вещество, является их невысокая зрелость (R° от 0,40 до 0,55 %), а также, видимо, отсутствие в них в достаточном количестве лейптинитовой компоненты (споринита, кутинита, резинита и др.), дающей сопоставимые генерационные массы газа и жидких УВ.

Таким образом, Ямал по нижнемеловым отложениям представляет собой преимущественно газоугленосную область, в которой начальные потенциальные геологические ресурсы нефти в залежах будут не менее, чем в 10—12 раз ниже традиционных ресурсов свободного газа.

Свою специфику формирования УВС имеют новопортовская и ачимовская толщи Ямала.

Вследствие линзовидного характера коллекторских горизонтов НП и АТ, сложности литологического строения, развития полупроницаемых алевролитовых прослоев сколько-нибудь масштабная латеральная миграция в ней была невозможна, аккумуляционный потенциал («собирательная» миграция-аккумуляция и полезная емкость ловушек) оказался относительно

Таблица 7.9

Изменение состава и физико-химических свойств газа, конденсата и нефти в вертикально-катагенетическом ряду залежей месторождений Ямальской области

Месторождение	Возраст продуктивного пласта	Средняя глубина залегания, м	СТ, °С / $p_{пл}$, МПа	Величина R°, %	Состав свободного газа			Конденсат (стабильный)		Нефть		
					CH_4	C_2	C_3+C_4	Содержание, г/м³	Плотность, г/м³	Плотность, г/см³	Содержание серы, %	Содержание парафина, %
Бованенковское	Сеноман $ПК_{1-6}$	590–680	17–20 / 5,9–6,8		99,3	0,22	0,04	Отсутствует				
	Сеноман $ПК_9$	928–980						0,15				
	Сеноман $ПК_{10}$	1010–1016			98,88	0,771	0,003	0,15	0,83			
	Альб $ХМ_1+ХМ_2$	1200–1250	38–44 / 12–12,5		96,26	3,019	0,042	0,65				
	Апт $ТП_{1-6}$	1190–1400	40-48 / 12,0–14,0	0,45	95,96	3,32	0,11	0,65	0,805			
	Апт $ТП_{7-8}$	1452–1500			95,51	3,43	0,03	1,4	0,807			
	Апт $ТП_9$	1505–1515			94,43	3,64	0,14	2,4	0,8			
	Баррем $ТП_{10-11}$	1545–1590	52		93,76	4,126	0,49	2,4	0,806			
	Баррем $ТП_{12}$	1580–1640		0,5				18,1	0,75			
	Баррем $ТП_{13-14}$	1636–1732						55,5	0,74			
	Баррем $ТП_{15-16}$	1693–1807			93,71	4,392		60,8				
	Баррем $ТП_{18}$	1851–2000	57–78 / 21	0,52	90,4	5,4	2,61	70,5	0,73	0,839		
	Готерив $ТП_{20-21}$	1900–2050	67–79 / 20–21,2	0,54–0,55	92,84	4,6	2,05	54,9	0,73	0,839	0,5–0,17	6,2–11,2
	Готерив $ТП_{22-24}$	1950–2220	68–82 / 20,2–23					80,9–84,2	0,735			
	Средняя юра $Ю_2$	2550–2850	95–105 / 40–43	0,76–0,8				176,7–232,4	0,76			
	Средняя юра $Ю_3$	2570–2880	100–110 / 42–47	0,82–0,85	88,25	6,51	2,72	95–118	0,745	0,844*	0,0*	20,0*
	Средняя юра $Ю_6$	2700–3070	108–112 / 43–48	0,87–0,9				99,6-102	0,77			
	Средняя юра $Ю_7$	2850–3100	108–115 / 47–50	0,9				155,2				
Новопортовское	Сеноман $ПК_1$	470–490	4,93									
	Альб $ХМ_1$	890–904	8,41									
	Апт $ТП_1$	976–1000	10,09							0,91	0,11	0,46
	Неоком $НП_1$	1868–1877	18,27					44,77		0,918 0,866	0,1 0,07	0,16 2,15
	Неоком $НП_{2-3}$	1830–1900	50 / 18,27		90,64	5,42	1,28	62,65		0,814–0,868	0,03–0,14	2,59–7,84
	Неоком $НП_4$	1850–1925	59		90,16	5,19	2,38	55,07		0,811–0,871	0,04–0,13	2,76–7,5
	Неоком $НП_{5-6}$	1880–1915	60 / 18,67					52,79		0,807–0,848	0,05–0,11	0,94–3,24
	Неоком $НП_7$	1892–1978								0,846	0,09	3,77
	Неоком $НП_8$	1920–1950	61					60,79		0,864	0,1	10,8
	Неоком $НП_{9-10}$	1903–2030	64 / 18,67					58,89		0,823–0,844	0,11–0,18	4,52–4,86
	Средняя юра	1995–2082	65 / 19,9		86,89	6,4	2,52	153		0,83–0,865	0,06–0,25	3,15–8,98
	Низы юры $Ю_{2-3}$	2483–2633	25,72					43,4				
	Палеозой	2530–2950	27,11		90,11	4,3	2	43,5	0,81			

* Нефтепроявления.

невысоким. В силу преимущественного развития гумусового ОВ в течение всего периода его термодеструкции наряду с большими массами УВГ генерировались в значительные количества CO_2, особенно в протокатагенезе и в конце мезокатагенеза. В связи с конседиментационным характером многих поднятий, которые существовали уже в раннемеловое время, струи CO_2 попадали в наиболее приподнятые части ловушек внутри НП и АТ раньше УВГ и быстро (геологически «мгновенно») расходовались на процессы вторичного минералообразования (полная или выборочная — по путям миграции — карбонатизация песчаников и особенно алевролитов). Этим, в основном, и объясняется ухудшение ФЕС коллекторов в сводовых частях некоторых структур, а также установленное объемно-мозаичное строение коллекторских горизонтов АТ, где помимо первично седиментационных барьеров образовались и эпигенетические полупроницаемые и непроницаемые латеральные экраны. В силу низкой эффективности эмиграции битумоидов внутри мощных глинистых толщ, помимо мощной газогенерации, в конечном итоге в НП и АТ Ямала образовались скопления типа ГК и ГКН с оторочками высокопарафиновых нефтей.

Коллекторские толщи нижней-средней юры и келловей-оксфорда (тюменская и васюганская свиты и их аналоги) характеризуются на территории Западной Сибири широким термоглубинным диапазоном залегания и наибольшей площадью распространения промышленных скоплений УВ. В отличие от меловых комплексов в юрском наблюдается еще большее разнообразие (более широкий диапазон изменения) структурно-тектонических, литологических, геохимических, геотермических и гидрогеологических условий, вследствие чего формирование, размещение и сохранность промышленных по величине и добывным возможностям залежей УВ в породах юры контролировалось четырьмя главными факторами — тектоническим, литологическим, геохимическим и геотермическим при ведущей роли трех последних. Влияние же гидрогеологического фактора на сохранность залежей УВ в породах юры проявилось только в узкой полосе проникновения инфильтрационных вод вблизи складчатого обрамления ЗСНГП.

Фаза максимальной генерации битумоидов в базальных горизонтах юры на севере провинции началась в позднеюрскую эпоху, когда ПТ во впадинах и прогибах достигли 100 — 110 °С. Этого уровня с учетом времени 35 — 40 млн. лет, прошедшего с начала юрского осадконакопления, оказалось достаточно для начала генерации нефти. К концу баррема до 60 % палеообъема комплекса оказалось в диапазоне «нефтяного окна», в то же время низы юрского разреза, пройдя «нефтяное окно», вступили в глубинную зону метанообразования. К концу сеноманского века значительная часть пород тюменской свиты на севере оказалась в диапазоне ПТ более 120 — 130 °С, которые с учетом периода примерно 50 млн. лет (с конца бата) соответствуют началу геохронотермодеградации нефтяной фазы в залежах и рассеянных битумоидов в материнских и коллекторских толщах.

В течение позднемелового и палеоцен-эоценового времени палеогеотермический режим в породах юры в целом благоприятствовал развитию процессов как газо- так и нефтеконденсатообразования, и фактическое преобладание по масштабам тех или других контролировалось уже геохимическими параметрами.

По мере развития процесса генерации в породах юры параллельно с нарастающей интенсивностью происходила первичная миграция газа и

нефти, масштабы которой зависели от степени литологической неоднородности разреза. В силу высокого эмиграционного потенциала тюменской и васюганской свит, первичная миграция УВ осуществилась в них достаточно полно. В то же время масштабы вторичной миграции УВ в коллекторской толще юры были невелики вследствие чрезвычайно сложного литологического строения разреза и относительно низких коллекторских свойств пород, и она имела распыленный характер, как следствие, в юрской толще сформировались преимущественно средние и небольшие по величине УВС. Глубинная фаза метанообразования, проявившаяся в нижних и средних горизонтах юры северных районов в позднемеловое-кайнозойское время, не получила выход к промышленному газонакоплению ни в нижнесреднеюрской коллекторской толще, песчано-алевролитовые породы которой на современных глубинах более 3,5—4,0 км в условиях СТ более 110—120 °С практически непроницаемы, ни тем более в нижнемеловой-сеноманской толще, отделенной от юрской региональной глинистой покрышкой мощностью более 400 м.

Особо необходимо отметить роль разломов в процессах эволюции, ремиграции и разрушения УВС в осадочном чехле ЗСНГП и Ямальской области, в частности. Эта проблема обсуждается в ряде публикаций [48, 132, 137, 139].

В связи с относительно небольшой дизъюнктивной нарушенностью недр полуострова долгоживущими высокоамплитудными разломами их роль оказалась существенно менее значимой, чем для районов НПТР. Особенно ярко проявилась роль разломов в онтогенезе нефтяных скоплений в преимущественно газоносных северных областях провинции.

Именно присутствие нефтяных залежей или нефтяных оторочек на многих месторождениях севера провинции натолкнуло многих исследователей, включая и авторов настоящей работы, на мысль о развитии флюидопроводящих разломов разной амплитуды в ареале локальных структур до того, как они были выявлены сейсмическими и буровыми работами. Вообще же, многие разломы были предсказаны и протрассированы по ряду косвенных признаков еще до того, как их выявили по результатам сейсмопоисковых и буровых работ.

Исследования показывают, что в зависимости от морфологии и истории развития разломы играют как положительную, так и отрицательную роль по отношению к нефтенакоплению в осадочных толщах различного генезиса, но, как правило, негативную роль — в сохранности газа в залежах. Развитие на локальных структурах конседиментационных сквозных, новообразованных позднеконседиментационных и новейших средне- и высокоамплитудных разломов приводит к интенсивным внутри- и межкомплексным субвертикальным перетокам УВ-флюидов, отрыву газа от нефти и образованию в верхних секциях разреза вторичных газовых, нефтегазовых и нефтяных залежей (Комсомольское, Северо-Комсомольское, Губкинское, Южно-Харампурское, Нейтинское и многие другие месторождения). В случае мощной дегазации отдельных комплексов или разреза в целом происходит локализация остаточных, часто значительных по величине, нефтяных скоплений (Русское, Новопортовское и другие) или полное разрушение скоплений УВ. В континентальных, дельтовых и прибрежноморских субугленосных толщах (нижняя-средняя юра и нижний мел северных районов), где генерационные и миграционно-аккумуляционные условия неблагоприятны для образования крупных чисто нефтяных скопле-

ний, дизъюнктивные нарушения способствуют мобилизации нефти из больших генерационно-аккумуляционных объемов пород и ее концентрации в ловушках, ранее занятых полностью или частично свободным газом.

В осадочном чехле ЗСП развиты дизъюнктивные нарушения различного генезиса, амплитуды и проницаемости, которые в новейшее время несколько исказили генерационно-аккумуляционную зональность распределения УВС, вместе с тем консервационный потенциал отдельных комплексов оценивается высоко: по газу 80—85 %, по нефти до 90—97 % и более.

Разломы, даже высокоамплитудные, развитые на дальних склонах локальных структур и во впадинах и прогибах, оказывают, по-видимому, небольшое влияние на межкомплексную миграцию УВ-флюидов: практически мгновенные подвижки по ним и «пропуск» геофлюидов покрышками чаще всего не совпадают в пространстве и времени с миграционными струями УВ. Только в пределах поднятий или неантиклинальных ловушек и приуроченных к ним месторождений подобные разломы сказываются на межкомплексной миграции, ремиграции, частичном или полном разрушении УВС.

Однако при эмиграции газа и особенно битумоидов межструктурные разломы чрезвычайно важны, поскольку они значительно увеличивают площадь и глубину «дренажа» материнских слабопроницаемых толщ.

В случае мощной дегазации отдельных комплексов или разреза в целом происходит локализация остаточных, часто значительных по величине, нефтяных скоплений.

По соотношению площадей продуктивности и систем разломов изученные месторождения можно подразделить на три группы: практически сохранившиеся от разрушения (законсервированные), частично разрушенные и полностью разрушенные.

По оценке авторов, только из альб-сеноманского комплекса северных районов ЗСП ушло по «живым», в том числе и новейшим разломам около 6 трлн. $м^3$, из неокома — 2—3 и юры — 3—4 трлн. $м^3$, всего — 11—13 трлн. $м^3$ (11—13 % от НПР газа суши), но в ловушках скопилось около 3 млрд. т нефти, что составляет около 1/8 от геологических ресурсов нефти северных районов.

В континентальных, дельтовых и прибрежно-морских субугленосных толщах ЗСП, где генерационные и миграционно-аккумуляционные условия неблагоприятны для образования крупных самостоятельных или подгазовых нефтяных скоплений, дизъюнктивные нарушения способствуют мобилизации нефти из больших генерационно-аккумуляционных объемов пород и концентрации ее в ловушках, откуда газ рассеялся вверх по разрезу, высвободив часть или все полезное пространство для жидких УВ, включая конденсат, вследствие его остаточного сепарационного накопления.

Одним из следствий эволюционного развития УВС в породах берриаса-валанжина (во впадинах) и юры (повсеместно) Ямальской области явилась трансформация «нормальных» (промышленных, по современным критериям) залежей и традиционных ресурсов в так называемые консервационные и нетрадиционные [129, 148].

В.А. Скоробогатовым при региональном изучении юрского НГК давно был замечен чисто эмпирический факт резкого снижения газо- и особенно нефтепродуктивности (первоначальных дебитов УВ из скважин) в зависимости от термоглубинных условий залегания природных резервуаров. Эта пространственная граница соответствует глубинам 3000±200 м и СТ 100±±5 °С при явной взаимозаменяемости глубин и геотемператур (до глубин

Таблица 7.10

Характеристика альб-сеноманского комплекса эталонных автономных генерационно-аккумуляционных районов (зон) севера ЗСНГП (По В.А. Скоробогатову, 1986 г.)

НГО	АГАР	ГПГН, % (по массе)	ГПГ, $м^3/м^3$	$K^{м}_{а-к}$, % (по массе) газ/нефть	$K^{г}_{а-к}$, % (по массе) газ/нефть
Надым-Пурская	Уренгойский	0,38	9,5	7,82	3,07
	Ямбургский	0,26	7,2	12,5	3,80
	Медвежий	0,28	8,0	7,50	2,59
	Губкинский	0,30	7,5	1,65	0,60
Пур-Тазовская	Заполярный	0,44	9,3	16,0	5,29
	Русский + Южно-Русский	0,70	8,8	1,66 / 9,9	0,52 / 7,9
	Тазовский	0,37	9,0	0,91 / 4,7	0,26 / 3,3
Ямальская	Крузенштернский	0,41	9,8	14,1	8,0
	Бованенковский	0,40	9,9	4,76	2,70
	Харасавэйский	0,41	9,8	1,76	0,92
	Нейтинско-Арктический	0,42	10,0	0,62	0,37
	Новопортовский	0,32	8,0	0,39	0,10

Примечание. $K^{м(г)}_{а-к}$ – коэффициент аккумуляции и консервации (сохранности), миграционный (генерационный).

3500–3700 м, но при СТ не более 85–90 °С и наоборот – 2300–2500 м, но при СТ 110–115 °С), когда притоки нефти снижаются до 5–3 т/сут и менее (первичные, без вторичных воздействий на пласт), газа до 30–20 тыс. $м^3$/сут и менее, т.е. становятся непромышленными. Это правило, менее жесткое, но тем не менее действующее и для газа, выполняется для тюменских коллекторов во всех без исключения районах ЗСНГП и связано с воздействием эпигенетических процессов цементации и обычного гравитационного раздавливания пород-коллекторов, когда проницаемость резко снижается от десятков и единиц до десятых и сотых долей миллидарси ($1 \cdot 10^{-15}$ $м^2$).

В объеме юрской песчано-глинистой толщи залежи с «кондиционными» запасами УВ локализованы на относительно малых глубинах (до 3,0–3,5 км) в верхних горизонтах ($Ю_2$–$Ю_7$). Даже на уникальном Бованенковском месторождении Ямала из 635,6 млрд. $м^3$ запасов юрского газа до 180–200 млрд. $м^3$ сконцентрированы на участках типа ПК и НК (полу- и некондиционных), с первично-геологическими (начальными) дебитами до 70–80 тыс. $м^3$/сут, хотя в балансах они значатся как промышленные (обычные) запасы. В зоне Харасавэйской термоаномалии обычные запасы газа в горизонтах $Ю_{2-3}$ не превышают 10 млрд. $м^3$, в то время как в ареале юрской структуры сконцентрировано в толще нижней-средней юры около 3,7 трлн. $м^3$ геологических ресурсов газа, однако практически все они будут относиться к нетрадиционным ресурсам газа (в низкопроницаемых коллекторах).

Результаты генетических расчетов баланса распределения УВГ в породах мела и юры северных областей ЗСНГП опубликованы ранее [44, 46]. Известно, что большую часть баланса занимают «расходные статьи», а именно, растворение газа в отжимающихся пластовых водах, эмиграционные, миграционные и эволюционные потери; в то же время, потери на

межкомплексные перетоки и общую дегазацию недр на Ямале значительно меньше, чем в других областях провинции и тем более в большинстве НГБ мира, во многих из которых наблюдаются грандиозные процессы переформирования и разрушения газосодержащих месторождений [79, 104, 153, 159]. Эффективность онтогенеза УВ в ЗСНГП и на Ямале, в частности, оказалась очень высокой, несмотря на резкое несоответствие аккумуляционного (ограниченного) и генерационно-эмиграционного (очень значительного) потенциалов газонефтеносности и мало благоприятных эволюционно-динамических условий в глубокопогруженных горизонтах низов мела и юры. Предыдущие расчеты коэффициентов аккумуляции (и — добавим — сохранности) для газа и нефти по ряду районов провинции приведены в табл. 7.10, последние расчеты для Ямала на новой фактологической и методической базе приведены в табл. 7.11.

Влияние геологических факторов на важнейшие условия и результаты онтогенетических процессов отражено в табл. 7.12.

Таблица 7.11

Масштабы аккумуляции и сохранности газа и нефти в юрско-меловых продуктивных комплексах Ямальской области (в пределах хорошо изученных зон и участков, по отношению к суммарной генерации ОПС) (В.А. Скоробогатов 2001–2002 гг.)

НГК	Номер ЭУ, ПЭУ	Начальные геологические запасы		Объем и масса генерации		Коэффициенты аккумуляции и сохранности, %	
		газа, млрд. м^3	нефти, млн. т	газа*, трлн. м^3	битума*, млрд. т	$K_{ак}^{г*}$	$K_{ак}^{н*}$
Альб-сеноманский	СЭУ-1	3006,4	–	15,56	1,18	19,3	–
	2	856,9	–	35,97	3,38	2,4	–
	3	139,6	–	20,63	1,93	0,7	–
	4	174,1	–	9,56	0,83	1,8	–
	5	263,3	–	5,25	0,35	5,0	–
	6	82,5	–	5,7	0,41	1,4	–
	ЭУ-7[1]	35,1	–	3,26	0,23	1,1	–
	ЭУ-7[2]	6,0	–	2,24	0,16	0,3	–
Неоком-аптский	ПЭУ-1	423,6	–	69,7	15,7	0,6	–
	2	1759,0	115,5	67,0	12,5	2,6	0,9
	3	4593,7	18,9	102	18,7	4,5	0,1
	4	140,5	–	71,2	16,3	0,2	–
	5	214,9	97,4	48,7	10,3	0,4	0,9
	6	300,8	201,9	36,5	6,1	0,8	3,3
	7	135,5	477,2	14,8	1,9	0,9	25,1
Верхняя половина нижне-среднеюрского комплекса	СЭУ-1-1	14,3		10,88	6,46	0,1	
	1-2	527,5		140,0	0,42	3,8	
	2-1	170,9		3,2	1,03	5,3	
	2-2	36,6	277,8	9,35	2,69	0,4	10,3
	3	206,7		47,2	2,08	0,4	
	4	182,5		23,17	4,9	0,8	
Нижняя половина нижне-среднеюрского комплекса	СЭУ-1-1	–		13,34	0,97	–	
	1-2	107,9		13,41	–	0,8	
	2-1	–		2,81	1,36	–	
	2-2	38,2		6,18	2,01	0,6	
	3	–		45,42	0,28	–	
	4	–		65,5	1,52	–	

* Без турон-олигоценовой толщи, СЭУ-1 — Бованенковско-Харасавэйский, 2–2 — Новопортовский и т.д

Таблица 7.12

Влияние геологических факторов на формирование, эволюцию и добывные возможности скоплений УВ в породах мела и юры арктических районов Западной Сибири

Факторы онтогенеза	Стратиграфические комплексы	Геологические факторы					
		Тектонический	Литологический	Геохимический	Геотермический	Гидрогеологический	Временной
Формирование	МПС	+++	++	+	+	++	+
	АС(П)	++	+++	+	+	+	+
	АПТ	+++	++	++	+	+	+
	НКМ	++	+++	++	++	++	+
	АТ	++	+++	+	+++	–	+
	СЮ	++	+++	++	+++	?	+++
	НЮ	+	+++	+	+++	?	+++
	НГЗК	++	+++	–	++	+	++
Сохранность	МПС	+++ (разломы)	+	–	–	++	–
	АС(П)	+++	+	–	–	+	–
	АПТ	+++	+	+	–	+	–
	НКМ	+++	++	+	+	+	+
	АТ	+	++	–	+++	–	+
	СЮ	++	++	–	+++	+	++
	НЮ	+++	+++	–	+++	++	++
	НГЗК	++	++	–	+++	+	+
Фазовое состояние	МПС	++ (разломы)	–	++	–	–	–
	АС(П)	+	–	++	–	–	–
	АПТ	++	–	+++	+	–	–
	НКМ	++	–	+++	++	–	–
	АТ	+	–	+++	++	–	+
	СЮ	++	–	+++	++	–	+
	НЮ	++	–	+++	+++	–	++
	НГЗК	+	–	+++	+++	–	++
Величина геологических запасов	МПС	+++	++	+	–	+	–
	АС(П)	+	+++	–	–	–	–
	АПТ	+++	++	+	–	–	–
	НКМ	+++	+++	+	?	–	+
	АТ	+	+++	–	+	–	+
	БС	–	–	+++	+++	–	–
	СЮ	++	+++	–	+	–	+
	НЮ	+++	+++	–	++	–	+
	НГЗК	+	++	–	+	–	+
Добывные возможности (величина фоновых дебитов)	МПС	–	++	–	–	–	–
	АС(П)	–	++	–	–	–	–
	АПТ	–	–	–	–	–	–
	НКМ	?	+++	+	++	–	–
	АТ	+	+++	–	++	–	+
	СЮ	+	+++	–	++	–	+
	НЮ	++	+++	–	+++	–	+
	НГЗК	++	+++	–	+	–	+

Примечание. МПС – массивно-пластовый сеноман (кровельная часть), АС(П) – альб-сеноман (пластовый), НКМ – неоком, АТ – ачимовская толща, СЮ и НЮ – средняя и нижняя юра (без баженовской свиты), НГЗК – нефтегазоносная зона контакта юры с доюрскими породами.

(+++) – основополагающий фактор, (++) – влияет, (+) – влияние невелико или опосредовано влиянием других факторов, (–) – практически не влияет.

7.3. ФОРМИРОВАНИЕ И ЭВОЛЮЦИЯ КРУПНЕЙШИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ И ЗОН ГАЗОНЕФТЕНАКОПЛЕНИЯ ЯМАЛА

Наиболее характерными группами (триадами) месторождений для анализа индивидуальных особенностей онтогенеза УВ являются следующие:

Новопортовское НГКМ со спутниками Мало-Ямальским и Ростовцевским;

Нурминская группа месторождений;

Бованенковское с Харасавэйским и Крузенштернским;

Тамбейская группа, фактически с четырьмя месторождениями, хотя Северо-Тамбейское и Тасийское ГКМ считаются «близнецами» и ранее рассматривались как одно — единое месторождение.

В научной литературе отсутствуют публикации, посвященные анализу условий формирования, эволюции и разрушения месторождений УВ отдельно в Ямальской области, за исключением Новопортовского месторождения, онтогенез УВ в объеме которого обсуждается в ряде работ [48, 132].

7.3.1. НОВОПОРТОВСКАЯ ГРУППА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Одноименное нефтегазоконденсатное месторождение, давшее название зоне нефтегазонакопления, в своем роде уникально не только для Ямала, но и для всех арктических районов провинции севернее широты Медвежьего-Уренгойского и Заполярного месторождений.

В Новопортовскую зону (НЗ) нефтегазонакопления, приуроченную к Новопортовскому конседиментационному валу, его склонам и Мало-Ямальской группе локальных структур входят Новопортовское и Ростовцевское нефтегазоконденсатные и Мало-Ямальское газоконденсатное месторождения (РМ, МЯМ). Фактически в ареал зоны следует включать и открытые восточнее Хамбатейское ГКМ и Каменномысское газовое месторождения. НЗ является, пожалуй, единственной зоной (районом) в провинции, в пределах которой на столь малых расстояниях (15—30 км) так резко менялись бы и геологическое строение, и характер нефтегазоносности пород мела и особенно юры: все три месторождения зоны: НМ, МЯМ и РМ разительно отличаются друг от друга, а все они, в свою очередь, диаметрально противоположны Хамбатейскому и Каменномысскому месторождениям (см. главу 4). В самом деле, на Новопортовском месторождении разрез неокома-апта и сеномана крайне обеднен УВ-скоплениями, а основная нефтегазоносность приурочена к новопортовской толще берриаса-валанжина и кровле тюменской свиты. На МЯМ выявлены крупная газовая залежь в кровле сеномана и две значительные ГК-залежи в горизонтах $Ю_{2-3}$ и $Ю_4$ без признаков нефтеносности во всем разрезе и с водоносными горизонтами нижнего мела. Более упорядочено распределение УВС в объеме Ростовцевского НГКМ, однако в верхних горизонтах мела встречены только небольшие по запасам скопления УВ, и геологические запасы нефти (почти 200 млн.т) значительно превышают запасы газа (менее 100 млрд. $м^3$ по категории $В+С_1+С_2$), при этом главные газоносные горизонты Ямала — $ТП_{1-6}$ здесь также оказались водоносными, а горизонты $Ю_{2-3}$ юры — уплотнены и их продуктивность осталась невыясненной.

В отличие от Ростовцевского, Хамбатейское ГКМ, расположенное все-

го в 15 км к северо-востоку от первого, характеризуется водоносностью горизонтов от кровли сеномана до низов танопчинской свиты ($ТП_{19}$ включительно) и отсутствием даже признаков нефти в разрезе. Вместе с тем, на этом месторождении впервые открыта ГК-залежь в ачимовской толще, хотя дебит оказался полупромышленным (44,5 тыс. $м^3$/сут) и залежь не была поставлена на баланс.

И наконец, на Каменномысском месторождении продуктивен только сеноман, нижнемеловые и среднеюрские горизонты при испытаниях оказались либо водоносными, либо уплотненными, и из них получены полупромышленные и непромышленные притоки газа с конденсатом от 6—8 до 27 тыс. $м^3$/сут и водой (от 0,52 до 15 $м^3$/сут). Таким образом, здесь в разрезе танопчинской, ахской и тюменской свит, скорее всего, развиты «консервационные» ГК-скопления с предельно низкими добывными возможностями (нетрадиционные ресурсы УВ), при этом не исключена возможность развития тонких нефтяных оторочек с легкой конденсатоподобной нефтью, о чем свидетельствует очень высокий конденсатный фактор.

На особом месте находится гигантское по запасам Новопортовское НГКМ.

Это месторождение в силу уникальности своего строения и нефтегазоносности со всех точек зрения достойно вообще самостоятельного монографического описания. Необычность НМ, по крайней мере, для арктических районов провинции заключается в следующем:

1. Новопортовское месторождение характеризуется самым большим на севере стратиграфическим этажом продуктивности. Газовые, газоконденсатные, нефтегазоконденсатные, вероятно, нефтяные и газонефтяные залежи установлены в интервале от кровли сеномана до базальных горизонтов юры, НГЗК и трещиноватых палеозойских известняков.

2. Особенностью месторождения является крайне малая газоносность разрезов юры и нижнего мела-сеномана: во всех смешанных скоплениях геологические запасы нефти существенно превышают запасы свободного газа, за исключением залежи, приуроченной к пласту НП-1, а высокоемкая структурная ловушка по кровле сеномана, сопоставимая с ловушками Бованенковского и Харасавэйского месторождений, содержит незначительное скопление газа. Промышленные скопления нефти выявлены в средней части разреза осадочного чехла и приурочены к верхним горизонтам средней юры, новопортовской толще и верхам апта. Высока вероятность того, что считающиеся едиными залежи в юрских и валанжинских горизонтах месторождения расчленяются разломами на целый ряд тектонически-экранированных и комбинированных залежей, о чем свидетельствуют данные испытания большого числа скважин. Кроме того, нигде на Ямале нефть не забирается стратиграфически так высоко, как на Новопортовском месторождении. Выше нефтегазовой залежи горизонта $ТП_1$ зафиксированы обильные нефтепроявления — полупромышленные притоки тяжелой нефти, аналогичной аптской, в альбских горизонтах, что совершенно не характерно для ЯГНО, но часто наблюдается в средних и верхних горизонтах покурской свиты НПТР выше границы начала ФМГБ на структурах, интенсивно нарушенных высокоамплитудными разломами [132].

Обращает на себя несоответствие уровня катагенетической преобразованности ОВ пород в кровле юры и новопортовской толщи уровню геохимической зрелости нефтей в горизонте $Ю_{2-3}$ и особенно $НП_1$—$НП_{10}$.

В частности, «континентальные» по своим геохимическим характеристикам нефти тюменской свиты и тем более новопортовской толщи дельтового генезиса демонстрируют высокую геохимическую зрелость, в отличие от аптской незрелой нефти, в то время как уровень катагенетической преобразованности нефтематеринских (потенциально) вмещающих продуктивные горизонты глин не выходит за пределы градаций $ПК_3^3 - МК_1^1$ ($R° = 0{,}45-0{,}52$ %) и явно недостаточен для масштабной битумо(нефте)генерации в существенно гумусовом ОВ, что прямо свидетельствует об относительно больших расстояниях вторичной миграции в латеральном направлении с юго-востока на северо-запад и отчасти, ремиграции (по разломам), тем более, что в пределах НП наблюдается наименьшая толщина региональной покрышки (вертикальное расстояние от подошвы самого нижнего горизонта группы НП до кровли горизонта $Ю_2$ — 50—30, местами до 20 м).

Рассматривая нефтеносность Новопортовской зоны, отметим следующее. Примечательна близость (по сути — тождественность) физико-химических свойств и состава новопортовских и тюменских нефтей НМ, несмотря на значительные отличия фациальных характеристик предположительно материнских пород новопортовской толщи, верхней и особенно средней юры (тюменской свиты). Попадание новопортовских нефтей в горизонты $Ю_{2\text{-}3}$ маловероятно по ряду причин, обратное — значительно более вероятное событие... При этом нефти соседнего Ростовцевского НГКМ разительно отличаются от нефтей НМ низкой плотностью и парафинистостью и малым содержанием смол и особенно асфальтенов: по своему геохимическому облику они весьма близки газоконденсатам других месторождений Ямала.

3. Необычность, аномальность Новопортовского месторождения для арктических районов Западной Сибири, кроме всего прочего, выражается в водоносности всех горизонтов регионально газоносной танопчинской свиты (кроме горизонта $ТП_1$), что не характерно для Ямала и Гыдана. Кроме того, в объеме НМ наблюдается минимальная напряженность как геотермического, так и флюидобарического полей, и признаки ВГПД начинаются только в низах юры на дальних восточных склонах вала, хотя в пределах Ростовцевского и Хамбатейского месторождений ВГПД начинаются уже в низах мела (в НП и АТ).

Рассмотрим генерационные, миграционно-аккумуляционные и консервационные условия газонефтеобразования и накопления в породах юры и мела Новопортовского автономного генерационно-аккумуляционного района (зоны).

В табл. 7.13 приведены основные сведения о генерационных свойствах продуктивных пород района, которые изучены с максимально возможной детальностью, на основании чего рассчитаны суммарные массы генерации УВГ и битумоидов в отдельных продуктивных комплексах и подкомплексах, проанализирован природный баланс распределения генерированных и эмигрировавших подвижных соединений (сорбция породами и органическим веществом, растворение в пластовых водах, уход в атмосферу, потери эмиграции, образование свободной фазы газа и нефти в коллекторах) и определены коэффициенты аккумуляции (и сохранности) газа и нефти генерационные (отношение открытых запасов категорий $A+B+C_1+C_2$ к сумме генерации) и миграционные (то же, по отношению к массе газа и нефти в свободной фазе в коллекторских горизонтах) (см. табл. 7.9).

Таблица 7.13

Генерационные свойства юрских и меловых пород Новопортовского района (В.А. Скоробогатов, 1993 г.)

Продуктивные комплексы и подкомплексы	Средние мощности, м		Содержание $C_{орг}$, % (среднее/интервал)		Суммарная мощность КОВ, м	Степень катагенеза ОВ в кровле (в подошве)	Тип ОВ гумусовое / сапропелевое (среднее содержание, %)	Генерационный потенциал газонефтеносности, % (мин. — макс.)	Генерационный потенциал газоносности, $м^3/м^3$ (мин. — макс.)
	суммарна	глин песчано-алевритовых	в глинах	в песчаниках и алевролитах					
Альб-сеноманский	600	200 / 400	1,35 / 1,10 – 1,60	2,00 / 0,75 – 3,30	5,0	$ПК_1 - ПК_2$	Сапропелево-гумусовый (80/20)	0,28 — 0,32	6,0 — 6,6
Готерив-аптский (танопчинская свита)	740	220 / 520	1,30 / 1,00 – 1,85	2,00 / 0,60 – 3,75	24,0	$ПК_2 - ПК_3$	Сапропелево-гумусовый (90/10)	0,38 — 0,54	8,5 — 12,3
Берриас-готеривский (новопортовская толща)	220	140 / 80	0,92 / 0,53 – 1,96	1,35 / 0,60 – 4,66	5,5	$ПК_3 - МК_1^{***}$	Сапропелево-гумусовый (60/40)	0,25 — 0,31	5,1 — 6,5
Юрский (тюменская свита)	540 — 800***	260 – 380 / 280 – 420	2,82* / 1,27 – 6,07	2,15* / 0,46 – 7,51	Минимальная 21,8 (на поднятиях)	$МК_1^1 - МК_3^{***}$ / $(МК_1^3 - МК_5^{***})$	Сапропелево-гумусовый (70/30)	0,37 — 0,57 (на поднятиях)	8,0 — 14,3 (на поднятиях)
			0,81** / 0,31 – 1,46	1,41** / 0,48 – 4,54				0,91 — 1,18 (во впадинах)	14,5 — 24,0 (во впадинах)

*В верхней половине тюменской свиты;

** Соответственно в нижней;

*** На дальних склонах вала.

Анализ приведенных материалов свидетельствует о том, что максимальными возможностями в плане газогенерации обладают породы готерива-сеномана, газо- и битумогенерации — нижней-средней юры, в которых были генерированы многие десятки трлн. м^3 УВГ и млрд. т битумоидов, которые после эмиграции из глин и углей образовали большое число микро- и макроскоплений газа и нефти в коллекторских горизонтах. В то же время наиболее благоприятные условия для вторичной миграции и аккумуляции нефти имеет новопортовская толща (чередование выдержанных в пространстве пар пластов (горизонтов) коллектор—покрышка оптимальной единичной мощности — 10—20 м), для газа — танопчинская и марресалинская существенно песчанистые свиты. Во всех продуктивных комплексах, кроме берриас-валанжинского, коэффициенты аккумуляции и сохранности газа оказались ничтожно малыми и несопоставимыми с таковыми для нефти, чего не должно быть при благоприятных консервационных условиях, если учесть генерационные соотношения УВГ и битумоидов и значительно большую миграционную подвижность газа.

Однако объяснить резкое преобладание нефти над свободным газом в горизонтах $Ю_2$ — $Ю_3$ — генерационными и миграционно-аккумуляционными условиями не представляется возможным. Генерационно-аккумуляционная доля верхнеюрских пород морского генезиса в плане относительных и абсолютных масштабов нефтенакопления на Ямале, в отличие от более южных районов провинции, крайне мала для среднеюрских залежей УВ и ничтожна для горизонтов НП. Об этом свидетельствуют геологические условия залегания пород абалакской и баженовской свит, геохимическая характеристика РОВ и геохимический облик нефтей промышленных скоплений.

Особенностью Новопортовской зоны (района) нефтегазонакопления является сравнительно обширный ареал газо- и особенно нефтесбора по отношению к ловушкам (залежам) в осевой части Новопортовского вала. О сравнительно дальней миграции УВ (как газа, так и нефти) на расстояния в десятки километров свидетельствует неадекватность их физико-химических свойств и геохимического облика генерационным условиям пород средней юры и особенно валанжина Новопортовского месторождения, а именно, низкому уровню катагенеза возможно продуцирующих толщ не соответствуют конденсат и нефть достаточно высокой геохимической зрелости, залегающие в породах, еще не вошедших в «нефтяное окно» для существенно гумусового и смешанного типов материнского ОВ. Несмотря на центростремительное поступление УВ в виде мигрирующих струй во всем ареале структурного влияния вала, все же главным направлением вторичной (коллекторской) миграции было преимущественно латеральное субзападное для пород тюменской свиты без значительных субвертикальных перетоков и северо-западное для горизонтов группы НП. Таким образом, созревание и первичная миграция УВ, в настоящее время локализованных в ловушках Новопортовского НГКМ, осуществлялись в огромном газо- и нефтесборном объеме юры и нижнего мела моноклинальных зон к востоку и югу от месторождения, без смешения на путях миграции УВ, генерированных в разновозрастных горизонтах. Вместе с тем, решающее влияние на эволюционную сохранность УВ в виде разнофазовых залежей в объеме осадочной линзы месторождения оказали процессы тектогенеза и подвижек по долгоживущим конседиментационным и новообразованным разломам.

Значительное по запасам нефтегазоконденсатное месторождение с высокой относительной долей жидких УВ в залежах верхней части тюменской свиты и низах мела образовалось в результате сочетания целого ряда благоприятных (для нефти) тектонических, литолого-фациальных, геохимических и геотермических факторов. Ведущим из них является тектонический, а именно положение Новопортовского вала, на границе областей с различной интенсивностью погружения и осадконакопления в мезокайнозойское время. Приподнятое положение вала в течение юрского, мелового и кайнозойского времени по отношению к глубокопогруженным впадинам на востоке и юге, в которых мощность осадочного чехла возрастает более чем в 2 раза, наличие литолого-стратиграфических несогласий между фундаментом, юрским и меловым осадочными комплексами и разломов предопределили значительный газо- и нефтесборный объем пород и весьма активную миграцию УВ. Развитие разноамплитудных конседиментационных разломов, движения по которым носили импульсный характер, обусловило частичное разрушение скоплений за счет перетока и рассеяния УВ, преимущественно газа, в вышележащих породах танопчинской свиты, сепарационное накопление жидких УВ (конденсата и нефти) и трансформацию первичных газоконденсатных и газоконденсатно-нефтяных залежей в нефтегазокондесатные. Таким образом, несмотря на относительную автономность процессов газонефтеобразования и накопления в юрских, неоком-аптских и альб-сеноманских отложениях ЗСНГП [46, 48, 139], для Новопортовского месторождения, в силу специфики геологической истории развития и структурно-тектонического строения одноименного вала, можно допустить перетоки пластовых флюидов из юрской в неокомскую, из неоком-аптской в альб-сеноманскую части разреза и уход из сеномана значительной части газа. Об этом свидетельствует значительная недозаполненность углеводородами ловушек в кровле тюменской свиты и в новопортовской толще, а также близость физико-химических свойств УВ в залежах.

Максимальную интенсивность процессы дегазации месторождения получили в конце плиоцена, когда в результате неогенового воздымания была срезана часть региональной турон-эоценовой покрышки, сложенной к тому же слабоуплотненными глинисто-кремнистыми породами.

Причем субвертикальный тепломассоперенос и прорывы газа вплоть до поверхности Земли по отдельным «живым» разломам происходят и до настоящего времени, о чем свидетельствует значительное протаивание и подъем подошвы мерзлоты в зонах предполагаемых разломов и их пересечений.

Периодические тектонические «встряски» осадочной макролинзы в ареале Новопортовского вала, связанные, прежде всего с нисходящими тектоническими движениями при формировании мегаструктуры бассейна в мезозое, и инверсии движений в средне- и позднекайнозойское время, в сочетании с повышенной песчанистостью тюменской и танопчинской свит приводили к разрушению одних УВС, ремиграции УВ и формированию других скоплений, как правило, под региональными и зональными покрышками, непрерывное обновление их состава и трансформации фазового состояния. Наблюдаемые в настоящее время залежи УВ — по сути самые последние из сформированных и сохранившихся в течение длительной и сложной истории онтогенеза УВ в пределах Новопортовского месторождения.

Таким образом, единственно правильным является вывод о мощной импульсной дегазации недр Новопортовского месторождения по системе

разломов, которые становились максимально проводящими в моменты оживления тектонических движений и вновь теряли флюидопроводящие свойства в периоды тектонического покоя. По ориентировочным расчетам из сеноманской ловушки ушло не менее 1 трлн. $м^3$ газа альб-сеноманского генезиса, из аптской ловушки — более 500 млрд. $м^3$ газа, генерированного в танопчинской свите, из ловушек в новопортовской толще — около 200—250 млрд. $м^3$, из ловушки в кровле тюменской свиты — не менее 300 млрд. $м^3$ в сумме за пределы аккумуляционной системы — юры — нижнего мела — сеномана до 2 трлн. $м^3$.

Вместе с тем, необходимо учитывать современную ***изолирующую*** роль большинства разломов в объеме осадочного чехла Новопортовского месторождения. Проводящими (для газа) и полупроводящими (для нефти) они становились только в кратковременные эпохи тектонических движений (практически мгновенных подвижек), в частности, в неогеновый период. В стадии относительного покоя происходило быстрое залечивание трещин вторичными минералами, обычно кальцитом или их захлопывание в толщах недоуплотненных глин.

Низкоконденсатные скопления в ловушках базальных горизонтов юры и в трещиноватых известняках северо-восточных блоков фундамента, «открытых» для заполнения мигрирующими струями УВ из глубокопогруженных восточных зон, представляют собой продукты высокопреобразованного, преимущественно гумусового ОВ (R° не менее 1,5—1,7 %), о чем свидетельствует их геохимический облик, т.е. они поступили в ловушки на последнем этапе генерации и миграции УВ из нижних горизонтов осадочного чехла. Таким образом, зона локализации «нормальных» первичных ГК-систем в виде залежей в пределах НМ (с ГКФ от 100 до 200—250 $г/м^3$) оказалась редуцированной, однако подобные системы распространены на соседних Мало-Ямальском и Ростовцевском месторождениях.

Отсутствие нефти в нижнем мелу МЯМ объясняется, с одной стороны, низким уровнем катагенеза ОВ даже в низах готерива и валанжина (до 0,5 % R°), с другой, развитием мощной глинистой покрышки верхней юры-валанжина (более 400 м) без песчано-алевролитовых горизонтов группы НП, что сделало невозможной «автоаккумуляцию» нефти и газа в самой битумогенерирующей толще, и «отсекло» ремиграционный поток юрских УВ-флюидов, а в отсутствие мощной дегазации юрского НГК в природных резервуарах горизонтов $Ю_2$—$Ю_4$ образовались скопления УВ, какие и должны были образоваться и скопиться в ловушках средней юры в «типовых» генерационно-аккумуляционно-консервационных условиях, а именно типа ГК (ГКН), что и наблюдается на всех других месторождениях Ямала. В силу же «миграции» в восточном направлении структурообразующих тектонических движений в течение среднего и позднего мела и кайнозоя в объеме танопчинской свиты МЯМ структурные ловушки могли и вовсе не образоваться, а замыкание поднятия по кровле сеномана обязано неотектоническим движениям, как и повсеместно на севере провинции, где до 80 % прироста амплитуд локальных структур по сеноману приходится на неоген-четвертичное время [28, 38, 111]. В результате залежи УВ в породах нижнего мела не образовались либо не сохранились при расформировании поднятий по неокому-аптским горизонтам в послемеловое время. Вместе с тем, пониженный уровень катагенеза преимущественно гумусового ОВ в верхней части тюменской свиты обусловил невысокое содержание жидких УВ в газе (менее 160 $г/м^3$).

В отличие от НМ, в разрезе нижнего мела Ростовцевского месторождения распределение нефтегазоносности носит более упорядоченный характер, хотя существенно большая относительная нефтеносность новопортовской толщи в сочетании с минимальной (или нулевой) нарушенностью разреза дизъюнктивами требует своего объяснения. Вместе с тем, специфика развития коллекторов в горизонтах групп БЯ и НП позволяет предполагать наличие малоамплитудного разлома или линейной зоны дробления пород субширотного простирания с развитием интенсивных процессов эпигенеза и уплотнения песчано-алевролитовых пород в этой зоне.

Генерационные свойства нижнемеловых пород Ростовцевского месторождения по фактическим данным не изучены. По аналогии с близрасположенными Новопортовским и Нурминским месторождениями содержание $C_{орг}$ в глинах неокома-апта превышает 1,0–1,5 % (до 2,5–3,0 % и более в континентальных фациях). По составу рассеянное в толще берриаса-валанжина ОВ относится к смешанному сапропелево-гумусовому типу. Суммарная угленасыщенность преимущественно глинистого разреза ахской свиты значительно меньше, чем на Новопортовской площади (менее 3 м), но в континентальной угленосной толще танопчинской свиты достаточно высока (до 38–40 м КОВ). В соответствии с большими глубинами погружения продуктивных горизонтов степень кумулятивного прогрева одновозрастных толщ в разрезе Ростовцевского месторождения существенно выше, чем на Новопортовском НГКМ. В частности, по расчетам, поверхность с величиной $R^{\circ} = 0{,}5$ % проходит в средних горизонтах танопчинской свиты. В кровле тюменской свиты величина R° изменяется с запада на восток от 0,90 до 1,05 %. Таким образом, продуктивная новопортовская толща в пределах Нулмуяхинского поднятия и на его склонах преобразована до оптимального для нефтеобразования (для всех типов ОВ) диапазона катагенеза $R^{\circ} = 0{,}65–0{,}85$ %. В нижних горизонтах юры и на контакте с фундаментом катагенез ОВ достигает высоких стадий (R° до 2,00 % и более – тощие угли в разрезе). В непосредственной близости к востоку от Нулмуяхинской площади степень катагенеза в юрской толще возрастает до 1,0–1,1 % (R°) в кровле и до 2,50–2,70 % в подошве (полуантрациты).

Термобарическая напряженность литофлюидальной системы меловой и особенно юрской толщ Нулмуяхинской площади выше, чем на Новопортовской площади. В кровле сеномана современные температуры (СТ) составляют 27–32 °С, в кровле апта – 50–55 °С. В нефтепродуктивном диапазоне новопортовской толщи ($НП_1$–$НП_7$) СТ изменяются от 75–80°С до 85–92 °С в подошве. В кровле песчано-глинистой тюменской свиты СТ возрастают до 105–110 °С. Средние термоградиенты в меловой-палеогеновой части разреза составляют 3,6–3,7 °С/100 м в осадочном чехле от подошвы мерзлоты (глубина в среднем 180–220 м), а в юре повышаются до 3,75–4,00 °С/100 м. Таким образом, прогнозируемые СТ в подошве осадочного чехла составляют 150–160 °С.

Геофлюидальные давления в разрезе танопчинской свиты и новопортовской толщи (за исключением горизонта $НП_7$) соответствуют условным гидростатическим. Это связано, главным образом, с тем, что продуктивные горизонты погружены на глубины менее 2,8–2,9 км, ниже которых аномальность пластовых давлений в меловых горизонтах экспоненциально возрастает. В юрских коллекторах развиты геофлюидальные давления существенно выше гидростатических, обусловленные жесткими термоглубинными условиями и высоким уровнем катагенеза, однако конкретные

данные о коэффициентах аномальности (превышения) давлений отсутствуют.

Линзовидность строения горизонтов группы НП предполагает практическое отсутствие латеральной миграции УВ: сначала газ (УВГ+CO_2), а в конце меловой и в кайнозойскую эру наиболее легкая часть битумоидов, генерированных в глинисто-песчанистой новопортовской толще после эмиграции скапливались в структурно-эпигенетических и литологически-экранированных ловушках, при этом CO_2 расходовался преимущественно на карбонатизацию песчаников и алевролитов в присводовой части природных резервуаров, а часть УВГ уходила по зоне дробления вверх по разрезу, уступая коллекторское пространство нефти. Тем не менее, и в генерационном плане следует отметить сопоставимость масс образованных в НПТ битумоидов и УВГ вследствие большей доли сапропелевой компоненты в суммарном ОВ. Среднеюрская генерирующая толща, отделенная от нижних коллекторских пластов валанжина ($НП_7$) глинистым экраном в 350 м, в отличие от НМ, практически не оказала влияния на формирование и эволюцию УВС в новопортовских и тем более в танопчинских природных резервуарах.

Каменномысское месторождение остается существенно недоизученным, особенно по нижним горизонтам валанжина и юрскому комплексу, который здесь погружен на значительные глубины (в скв. 9 кровля горизонта $Ю_2$ вскрыта на глубине 3340 м против 2000 м — в среднем — на НПМ), тем не менее получение полупромышленных притоков газа с конденсатом из горизонта ТП и БЯ объясняется, с одной стороны, несколько ухудшенными коллекторскими свойствами песчаников и алевролитов, что вообще характерно для впадин и прогибов Ямала, с другой, по-видимому, чисто технологическими причинами. Месторождение было окончательно сформировано в неогеновое время, когда оформились структурные ловушки по кровле сеномана и в объеме танопчинской свиты.

7.3.2. МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ НУРМИНСКОГО МЕГАВАЛА

К ним относятся Нейтинское, Арктическое, Средне-Ямальское и Нурминское месторождения. Особенностью Нурминской группы является пониженная нефтеносность неокома, непродуктивность среднеюрского и низкая газопродуктивность аптского подкомплексов, а также в целом танопчинской свиты, последнее особенно не характерно для ЯГНО.

Судя по ряду прямых и косвенных данных, с юга на север от Нурминского к Нейтинскому месторождению возрастает степень дизъюнктивной нарушенности пород юры и нижнего мела.

Чрезвычайно похожим на Новопортовское НГКМ в плане эволюционного развития УВ-систем является Нейтинское месторождение, на котором «революционная ситуация» в процессе инверсии тектонических движений в неогеновом периоде зашла намного дальше, чем на НП, и обусловила значительную разрушенность залежей УВ. На месторождении наблюдается совершенно не характерная для танопчинской континентальной угленосной и среднеюрской песчано-глинистой прибрежно-морской толщ ситуация, а именно, водоносность регионально продуктивных горизонтов $ТП_{1-3}$ и $Ю_{2-3}$. Ничем иным, кроме неблагоприятных консервационно-эволюцион-

ных условий наблюдаемую картину распределения УВС по площади и разрезу и в целом пониженную газоносность Нейтинского месторождения не объяснишь... На Нейтинском поднятии дизъюнктивные нарушения выявлены сейсморазведочными работами и подтверждены результатами бурения и опробования скважин. На этом месторождении все выявленные залежи приурочены к сводовой части северо-восточного приподнятого блока. Все флюидальные контакты контролируются разрывным нарушением, проходящим вдоль оси складки и соответствуют линиям пересечения разлома и кровли продуктивных пластов. Причем проявления «нормально-зрелых» нефтей наблюдаются по разрезу площади значительно выше уровня катагенеза 0,50 – 0,55 % (R^o).

Однако ни на одном из месторождений Нурминской зоны собственно скопления нефти (промышленные по величине запасов) не поднимаются выше горизонтов $ТП_{19} - ТП_{20}$, по которым проходит верхняя граница «нефтяного окна» для существенно гумусового ОВ. От Нейтинского к Нурминскому месторождению уменьшается дизъюнктивная нарушенность мелового разреза, этим во многом и объясняется минимальная нефтеносность и максимальная «упорядоченность» размещения ГК-скоплений по разрезу от кровли сеномана до валанжина на последнем. Относительно малые размеры меловых залежей УВ на Средне-Ямальском месторождении обусловлены слабым развитием или отсутствием структур-поднятий в объеме нижнего мела.

7.3.3. БОВАНЕНКОВСКО-ХАРАСАВЭЙСКАЯ ЗОНА

Уникальным по запасам и, вероятно, самым типичным для Ямала месторождением является Бованенковское ГКМ (ГКНМ, если будет доказана промышленная значимость нефтяного скопления в горизонте $ТП_{18}$). Бованенковско-Харасавэйская зона (БХЗ), включающая одно уникальное и два супергигантских месторождения с небольшими месторождениями-спутниками – Северо- и Восточно-Бованенковскими и Нерстинским – представляет собой крупнейший узел газонакопления в арктических районах провинции. Главной особенностью гигантских месторождений БХЗ является газоносность всего разреза от сеномана до низов юры, а именно развитие Г- и ГК-залежей во всех песчано-алевролитовых горизонтах, и отсутствие УВ-скоплений в некоторых из них объясняется литологическими «окнами» в покрышках. При этом БГКМ представляет собой классический пример формирования и эволюции УВ-скоплений в терригенных толщах континентального и прибрежно-морского генезиса с существенно гумусовым РОВ и КОВ при ограниченности (отсутствии) не только межкомплексных, но и межрезервуарных субвертикальных перетоков УВ-флюидов: вертикальная зональность размещения газовых и ГК-скоплений в точности соответствует генерационной зональности. Невысокая степень нарушенности сравнительно малоамплитудными разломами, подавляющая часть из которых является в настоящее время флюидонепроницаемыми, усложнила строение залежей в отдельных горизонтах, однако не обусловила масштабных межкомплексных перетоков геофлюидов.

Установлено, что в альб-сеноманской толще БХЗ ОВ является незрелым по отношению к процессу нефтеобразования (бурые угли, градации катагенеза ($ПК_2 - ПК_3^1$). Величина ПОВ, равная 0,5 % (R^o) или $МК_1^1$, с кото-

рой большинством исследователей связывается начало процессов нефтеобразования и сингенетичного нефтенакопления в породах со смешанным ОВ, проходит, в зависимости от геотермических условий на конкретных площадях, в верхней (Бованенковская, Нейтинская, Крузенштернская, Харасавэйская площади), средних и нижних (на остальных площадях) горизонтах танопчинской свиты. Нижняя граница «зоны нефтяного окна» (R° = 1,20–1,35 %, или $МК_3^2$ – переход к $МК_4$) установлена фактически или по расчету в верхних (на Харасавэйской и Крузенштернской площадях) и средних горизонтах нижнесреднеюрской толщи (на Бованенковской).

Развитие в объеме Бованенковского месторождения в ареале структурно-тектонического влияния антиклинальных ловушек мела и юры высокоэффективных газоматеринских и среднеэффективных нефтематеринских пород обусловило в конечном итоге распыленный характер нефтенакопления (в виде микроскоплений и локальных ограниченных в пространстве нефтяных оторочек) как в неокомских, так в особенности и в среднеюрских горизонтах, с небольшими геологическими и проблематичными (в плане длительной добычи) извлекаемыми запасами нефти. При этом конседиментационный разлом, разделяющий северный и южный купола структуры, с затухающей амплитудой (от 110–70 м в верхних горизонтах юры до 10 м в кровле апта) не оказал сколько-нибудь разрушающего действия в процессе эволюции газоконденсатных скоплений и в настоящее время экранирует юрские залежи северного купола, т.е. является непроводящим (по-видимому, залечен вторичными карбонатами). О флюидоизоляции отдельных горизонтов в толще юры и валанжина свидетельствует и экспоненциальное увеличение коэффициента превышения (аномальности) пластовых давлений вниз по разрезу.

Таким образом, юрско-меловой газовый феномен Бованенковского месторождения своим возникновением (и сохранностью до наших дней) обязан пространственно-временному сочетанию следующих благоприятных условий:

развитию крупнейшей по морфологическим параметрам конседиментационной структуры, выраженной по всем горизонтам юры и мела, не нарушенной в сводовых частях высокоамплитудными разломами, вследствие чего даже 4–5-метровые глинистые покрышки внутри танопчинской свиты экранируют самостоятельные газоконденсатные залежи значительной высоты;

оптимальными для газогенерации условиями, а именно, развитию в разрезе неокома и апта угленосных и субугленосных толщ с большим числом угольных пластов во всем разрезе нижнего мела-юры – РОВ преимущественно гумусового типа;

относительно невысокой степени прогрева нижнемеловых и среднеюрских материнских и коллекторских толщ и благоприятным для газоконденсатонакопления катагенетическим условиям (R° в диапазоне 0,35–0,85 %).

В отличие от Бованенковского, Харасавэйское и Крузенштернское месторождения, а также Харатская площадь находятся в зоне крупнейшей в Западной Сибири термоаномалии, в пределах которой средние термоградиенты в интервале подошва мерзлоты – кровля фундамента превышают 4,1–4,3 %/100 м, а в кровле средней юры установлены температуры 120–

145 °С и выше. Кроме того, к западу от БГКМ значительно увеличивается общая мощность и глинистость валанжинского разреза, а к востоку ухудшаются литологические условия в разрезе танопчинской свиты. Все это негативно сказывается на перспективах газонефтеносности этих участков. При этом, в зоне термокатагенетической аномалии разрез нижней-средней юры газонасыщен (в песчано-алевролитовых разностях), но практически непроницаем (полуколлекторы с «мертвой» газонасыщенностью). Геологические ресурсы газа весьма велики, вероятно, не менее 4—5 трлн. $м^3$ (в ареале Харасавэйского и Крузенштернского месторождений), извлекаемые — при существующих технологиях и технических средствах — ничтожны: типично нетрадиционные ресурсы свободного газа — объект промышленного использования второй половины XXI века.

Структуры-спутники трех гигантских месторождений зоны выражены только по кровле сеномана и/или по среднемеловым горизонтам и вероятно затухают книзу: существующие в их объеме небольшие газовые скопления имеют «транзитный» характер — очень малая часть газа «уцепилась» за малоамплитудные структурные ловушки при центростремительном движении газа к сводовым частям огромных ловушек Бованенковского и Харасавэйского месторождений.

7.3.4. ТАМБЕЙСКАЯ ЗОНА ГАЗОНАКОПЛЕНИЯ (ТЗГ)

В состав Тамбейской группы месторождений входят 3 ГК и 1 НГК-месторождения, в том числе 1 — супергигантское по запасам УВ, 2 — гигантских и 1 — крупнейшее. При этом для зоны выполняется общеизвестное правило: чем меньше газа, тем больше нефти... (и наоборот). Месторождения недоизучены по низам мела и особенно по юрскому комплексу. Также, как и для месторождений БХЗ, в Тамбейской зоне наблюдается классическая термоглубинная зональность размещения газовых и газоконденсатных (с глубины, где катагенез ОВ соответствует градации $ПК_3^2$, R° более 0,45—0,47 %) залежей. Мелкие нефтяные подгазовые скопления появляются с горизонта $ТП_{9/1}$. Однако настоящий «всплеск» нефтеносности на Западно-Тамбейском месторождении, так же, как и на других, приурочен к горизонтам $ТП_{19-20}$ и $ТП_{21-22}$ (крупнейшие на месторождении нефтесодержащие залежи) (табл. 7.14). Вместе с тем, ни на одном месторождении Ямала «нормальные» (по зрелости) нефти не поднимаются так стратиграфически «высоко», как на Западно-Тамбейском (см. табл. 4.1). Более того, снизу вверх от залежи к залежи при общей схожести нефтей ее состав в целом «облагораживается» и становится «конденсатоподобным». Ничем иным, как природной сепарацией УВ-смесей подобной картины не объяснишь.

В разрезе танопчинской свиты наиболее «нефтеносен» интервал горизонтов $ТП_{18}$—$ТП_{22}$, где существуют генетические условия для образования не только газа, но и битумоидов, и для сингенетичного нефтенакопления.

Формирование крупнейшей по запасам ТЗГ произошло в результате сочетания мощного газообразования, обусловленного высокой угленасыщенностью разреза, наличия крупных локальных поднятий и развития в разрезе нижнего мела большого числа пар пластов покрышка/коллектор

Таблица 7.14

Качественная характеристика нефти Западно-Тамбейского месторождения

№ п/п	Залежь	Глубина, м	Плотность, г/см^3	Вязкость, мПа·с	Содержание, %			$T_{пл}$, °С	$T_{застыв}$, °С
					серы	парафина	смол и асфальтенов		
1	$ТП_{9/1}$	2174–2182	0,793	1,29	0,07	3,3	1,25	60	
2	$ТП_{12}$	2292–2302	0,8	1,29	0,07	3,3		64	
3	$ТП_{13/1}$	2340–2355	0,806	1,29	0,07	3,3	1,25	65	
4	$ТП_{14/0}$	2370–2399	0,824	1,29	0,07	3,3	1,25	55	
5	$ТП_{14\backslash1}$	2387–2401	0,819	1,29	0,07	3,3	1,25	67	–17
6	$ТП_{18}$	2537–2558	0,815	1,29	0,07	3,3	1,25	68	–2
7	$ТП_{19-20}$	2556–2597	0,815	1,29	0,07	3,83	1,2	69	–2
8	$ТП_{20/1}$	2663–2682	0,897	1,29	0,07	3,83	1,2	74	–2
9	$ТП_{21-22}$	2632–2680	0,823	1,29	0,07	3,83	1,2	81	–2

при отсутствии даже малоамплитудных разломов в пределах трех крупнейших структур, хотя малоамплитудные разломы вероятны на Западно-Тамбейской площади. По крайней мере, этот «островок» нефти в «меловом» газовом море Северного Ямала обязан своим существованием именно внутренней частичной сепарационной дегазации танопчинской толщи.

Глава 8
ПРОГНОЗ ГАЗОНЕФТЕНОСНОСТИ НЕДР ЯМАЛА

Перед теоретической нефтегазовой геологией поискового направления стоят три генеральные задачи:

1) собрав, обобщив и проанализировав накопленные данные (факты) по геологическому строению и нефтегазоносности рассматриваемого объекта того или иного площадного/объемного уровня с наибольшей вероятностью (максимальной правдоподобностью — с тем или иным приближением к геологической истине) объяснить условия формирования и закономерности размещения УВС и сконструировать концептуальную основу прогноза газонефтеносности;

2) предсказать будущие открытия на качественном (лучше-хуже, больше-меньше и т.д.) и количественном прогностических уровнях, включая интегральную оценку НПРУВ и их распределение по важнейшим и/или всем возможным (потребным) элементам прогнозирования;

3) сформулировать первоочередные, подлежащие решению нефтегазогеологические проблемы, стратегические и тактические задачи и наметить наиболее эффективные направления поисково-разведочных работ (ПРР) на газ и/или нефть с геолого-экономическим обоснованием интегральных величин и структуры важнейших элементов поисково-разведочного процесса: метража проходки, в том числе по видам работ, на газ и нефть, областям, районам, комплексам, глубинам и числу скважин, приростов разведанных запасов и т.д.

Геологическая природа процессов и явлений, сопровождающих и контролирующих нефтегазонакопление в земных недрах в течение многих десятков миллионов лет и «ответственных» за сохранность УВС, настолько сложна, что точный качественный и тем более количественный прогноз продуктивности объектов любого уровня (НГО, НГР, НГЗ, локальных структур и т.д.) нереален. Он должен носить интервально-вероятностный характер по всем прогнозируемым элементам. Можно говорить только о том или ином приближении к геологической истине, поскольку результаты прогноза могут быть проверены спустя многие годы, иногда — десятилетия, по крайней мере по отношению к крупным оцениваемым объектам.

Качественная и количественная оценка перспектив нефтегазоносности геологических объектов любого масштаба предусматривает выполнение следующей «технологической цепочки прогноза»: накопление первичных геологических, геохимических, геотермических и прочих фактов и сведений об объектах и их осмысление; статистическая обработка всего массива накопленных фактов, поиск и обоснование внутренних двух- и многосторонних связей и общих закономерностей; комплексный анализ условий

образования УВС и конструирование наиболее вероятных схем формирования как отдельных залежей газа и нефти, так и обширных зон, районов и НГО, с максимальным правдоподобием объясняющих закономерности их пространственного размещения на уже изученных территориях; создание руководящей концепции. Таким образом, можно говорить об эмпирико-статистико-концептуальном подходе к построению «геологического фундамента» дальнейших расчетов НПР газа и нефти как традиционными геологическими, так и экспертными и геолого-математическими методами. Необходимо подчеркнуть особую важность разработки концепции формирования и размещения скоплений УВ в породах тех или иных продуктивных комплексов, поскольку она позволяет наметить перечень наиболее действенных факторов, подфакторов и параметров прогноза.

Качественный уровень прогнозирования нефтегазоносности недр является первоосновой, фундаментом дальнейших количественных расчетов, так как необходимая информационно-параметрическая база данных формируется именно на «нижнем» прогностическом уровне (в виде карт параметров, генетических графиков, схем разноперспективных земель).

Вопросам разработки теоретических основ комплексного качественного и количественного прогнозов нефтегазоносности недр посвящено множество исследований, в том числе и авторов настоящей работы. Практические результаты этих исследований, в частности для ЗСНГП, отдельных областей и продуктивных комплексов в разрезе осадочного чехла плиты подробно изложены в ряде работ [1, 32, 37, 48, 60, 63 и 64, 93, 94, 100, 131, 137, 157].

В качестве главного принципа реализации комплексного прогноза рассматривается принцип использования генетических факторов и параметров, учет которых наиболее целесообразен на расматриваемом прогностическом уровне. Например, на областном и районном уровнях прогноза возможно использование фактически всех факторов и определяющих их параметров, в зависимости от специфических условий нефтегазоносности рассматриваемых продуктивных комплексов. На зональном и в особенности на локальном уровнях должны использоваться преимущественно те прогностические параметры, вариации которых наиболее значимы на относительно малых расстояниях. К ним относятся параметры преимущественно геотермического и тектонического факторов, в меньшей степени литологического фактора. Изменения же величин геохимических и гидрогеологических параметров начинают ощущаться (и поддаются картированию) начиная с зонального уровня сравнения.

Конечным результатом комплексных исследований, направленных на выяснение условий формирования скоплений УВ в осадочных толщах нефтегазоносных регионов, является разработка и обоснование перспектив нефтегазоносности располагающихся на их территории малоизученных областей, районов и комплексов пород и выдача практических рекомендаций по поискам и разведке залежей газа и нефти.

Комплексная оценка перспектив нефтегазоносности, проводимая для различных объектов прогноза (продуктивных горизонтов и комплексов пород на структурах и в межструктурных зонах) на региональном, областном, районном, зональном или локальном уровнях, должна включать определение наличия скоплений УВ, типа скоплений по фазовому состоянию УВ, величины скоплений, качества углеводородного сырья (физико-химических свойств нефти, конденсата и газа), добывных возможностей скоплений УВ.

Эти задачи решаются путем комплексирования различных методов и приемов на базе использования всей совокупности накопленной информации об объектах прогноза.

8.1. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ И ПАРАМЕТРЫ КАЧЕСТВЕННОГО И КОЛИЧЕСТВЕННОГО ПРОГНОЗА ГАЗОНЕФТЕНОСНОСТИ МЕЛОВЫХ И ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В более ранних работах авторов все возможные прогностические условия и параметры были сгруппированы в геологические факторы: тектонический, литологический, геотермический, геохимический, гидрогеологический и эволюционно-динамический, каждый из которых определяется (и описывается) целым рядом подфакторов и параметров. Безусловно, каждый из них оказывает различное и часто разнонаправленное действие на онтогенез УВ в разновозрастных продуктивных комплексах. В табл. 7.10 приведены новейшие взгляды авторов на влияние геологических факторов на отдельные «звенья» генетической цепи онтогенеза УВ в породах нижнего мела и юры.

Влияние природных факторов на богатство недр газом и нефтью в промышленных скоплениях достаточно специфично для различных геологических объектов. Например, для альб-сеноманского комплекса ЗСП геологические факторы по степени уменьшения своего влияния выстраиваются в ряд: тектонический → литологический → геохимический → геотермический + временной → гидрогеологический. Для юрского НГК провинции в целом влияние геотермического, геохимического и литологического факторов равнозначно и первостепенно, тектонического и временного — второстепенно, гидрогеологического — малозначимо. Но даже для юрского НГК различных областей провинции соотношение значимости разных генетических факторов также достаточно различно. Таким образом, набор геологических критериев качественного прогноза — параметров количественной оценки НПРУВ строго индивидуален для различных геологических объектов, в частности, автономных продуктивных комплексов на севере Западной Сибири.

С точки зрения авторов должен существовать некоторый оптимум числа генетических критериев (параметров), используемых при прогнозировании нефтегазоносности недр на качественном и количественном уровнях. Например, для таких литологически сложных объектов, как тюменская свита ЗСНГП это число должно составлять не менее 10—12 и не более 20—25 параметров. В то же время для простых (относительно однородных) объектов типа альб-сеноманского НГК Западной Сибири для количест-венной оценки НПР (газа или нефти), как показывает опыт, вполне достаточно использование 4—6 критериев (параметров). Проанализируем действенность и применимость этих факторов и параметров для решения прогностических задач применительно к анализируемым продуктивным комплексам.

ТЕКТОНИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ (ПАРАМЕТРЫ)

Современный этап развития геологии нефти и газа обнаружил гораздо более значимую (а иногда и определяющую) роль тектонического фактора в реализации процессов, составляющих онтогенез нефти и газа.

По характеру или масштабу проявления и отношению к объекту воздействия тектонические критерии газонефтеносности можно разделить на:

геотектонические, определяющие обособление крупных фрагментов земной коры с разным тектоническим режимом, ответственным за формационные, термобарические и другие условия формирования крупных нефтегазоносных территорий;

седиментационно-тектонические, влияющие на литолого-фациальные условия формирования нефтегазоносных комплексов;

структурно-морфологические, ответственные за гипсометрическое обособление зон преимущественной генерации и аккумуляции углеводородов (УВ) и формирование разнообразных геологических структур, контролирующих размещение ловушек нефти и газа;

тектонодинамические, определяющие условия влияния тектогенных силовых полей (вибрационных, акустических, электромагнитных и т.п.) на реализацию процессов онтогенеза нефти и газа и особенности литологического, геохимического, гидрогеологического и т.п. контроля нефтегазоносности.

К универсальным параметрам тектонического фактора, использование которых при расчетах и построениях генетико-морфологических зависимостей наиболее целесообразно, относятся следующие (преимущественно для газонакопления в терригенных толщах):

расстояние до окраины седиментационного бассейна, линии выклинивания или опесчанивания покрышек, изолирующих комплекс;

положение в мегаструктуре продуктивного комплекса — в пределах положительных или отрицательных структур I порядка (своды + мегавалы — валы и куполовидные поднятия — седловины — моноклинали внутрибассейновые — впадины + прогибы — внешние моноклинали);

средние морфологические параметры ловушек различного типа;

суммарный полезный объем ловушек: а) в пределах локальных структур, б) в зонах и на участках латерального перехода коллекторских горизонтов в непроницаемые (фациально-литологические и литолого-тектонические — контакт по разлому — барьеры, эпигенез коллекторов, выклинивание на непроницаемых участках фундамента, примыкание к диапирам и т.д.);

площадная плотность дизъюнктивных нарушений по кровле комплекса: а) в сводовых частях локальных структур, б) на их склонах, в межструктурных пространствах (дизъюнктивная нарушенность);

отношение средних амплитуд разломов (по кровле комплекса) к мощности покрышек различного ранга;

современная глубина погружения кровли проницаемой части комплекса.

ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ

При подсчетах плотностей запасов УВ в породах мела и юры в Западной Сибири исследователями ВНИИГАЗа наиболее устойчивые зависимо-

сти ранее были установлены для следующих литологических параметров: 1) песчанистость разреза; 2) расчлененность разреза; 3) средние мощности прослоев; 4) количество прослоев на 100 м вскрытого разреза, причем, параметры 2—4 просчитываются для всех выделенных в разрезе литологических типов пород. Важное значение имеет и такой параметр, как доля песчанистости, приходящейся на пласты единичной мощности 10—30 м, экранированные глинистыми покрышками 15—20 м, от суммарной песчанистости.

Отдельно следует отметить параметры ФЕС, которые существенно влияют на миграционно-аккумуляционные и консервационные факторы прогноза, однако используются фрагментарно — по наличию фактического материала.

ГЕОТЕРМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ

В качестве важнейших параметров геотермического фактора признаны:

величины СТ (°С) в кровле проницаемой части комплекса;

степень катагенетической преобразованности кровельных и средних горизонтов комплекса, определяемая по величинам ПОВ (R°, %);

термоглубинный показатель продуктивности, определяемый как произведение средних глубин погружения пород и геотемператур.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ

К ним относятся: среднее содержание РОВ ($C_{орг}$, %) в породах комплекса: глинах и глинистых алевролитах, песчаниках и алевролитах и массовые отношения КОВ/РОВ, которые относительно легко картируются по площади распространения и разрезу отдельных комплексов и подкомплексов. Важнейшее значение имеет и тип (состав) рассеянного и концентрированного ОВ, однако именно этот параметр относится к числу наиболее трудно определяемых и картируемых в объеме НГК, в силу его значительных пространственных вариаций.

ЭВОЛЮЦИОННО-ГЕНЕТИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ

В качестве действенных параметров временного фактора целесообразно использовать следующие:

1. Относительное время формирования структурных ловушек.

2. Время нахождения материнских толщ в условиях, оптимальных для нефтеобразования. В частности, В.В. Нагорный с сотрудниками (1984) считают, что температура является ведущим фактором катагенеза лишь при достаточном (не менее 50 млн. лет) геологическом времени.

3. Временное соотношение начала эмиграции УВ и формирования ловушек.

4. Объемную скорость осадконакопления после образования анализируемого осадочного продуктивного комплекса.

Из всех указанных выше параметров наиболее трудно поддается определению (картированию) и изучению количественного влияния на величину геологических ресурсов, а также на соотношение газ : нефть и газ свободный : газ в «шапках» дизъюнктивно-тектонический параметр. Однако и

Таблица 8.1

Критерии качественного и количественного прогноза газонефтеносности недр северных районов Западно-Сибирской плиты (Составил В.А. Скоробогатов, 1997 г.)

Продуктивные комплексы и подкомплексы	Геологические факторы прогноза				
	Тектонический	Литологический	Геотермический	Геохимический	Гидрогеологический
Газ-салинская пачка (турон-сенон)	+ + +	+ +			
Альб-сеноманский	+ + +	+ +	+	+	+ + (в окраинных зонах)
Аптский	+ + +	+ +	+	+	+ + (в окраинных зонах)
Неокомский	+ +	+ + +	+ +	+	
Ачимовская толща	+ (+ + ?)	+ + +	+ +	+ ?	
Баженовская свита	+	+ +	+ + +	+ + +	
Васюганская свита и ее аналоги	+ +	+ + +	+ +	+	+ ?
Тюменская свита:					
верхняя половина	+ +	+ + +	+ + +	+ +	+ ? (в окраинных зонах)
нижняя половина	+ ?	+ +	+ + +	+	
НГЗК	+ + (разломы)	+ + +	+ + +	?	+ + (в окраинных зонах)
Доюрский комплекс	+ + (разломы)	+ + +	+ + +	?	

Примечание. Критерии: (+ + +) — важнейшие, основополагающие, (+ +) — важные, ведущие; (+) — малозначительные, не определяющие.

для него возможно определение эмпирико-статистических или экспертных количественных зависимостей. Именно флюидопроводящие разломы вносят значительную неопределенность и крайне затрудняют использование ряда генетических и литологических параметров, «фазовые» расчеты по которым целесообразно проводить в двух вариантах — безразломном и с учетом реально наблюдаемой (ожидаемой, «закартированной») интенсивности разломной тектоники. Во всяком случае, только совместный анализ значений генетических параметров и газонефтяных отношений позволяет дать достаточно обоснованный ответ на вероятное распределение газовых ресурсов по типам УВС. В частности, раздельное использование генетических параметров невозможно, точнее некорректно, поскольку они в совокупности определяют генерационно-массовые отношения УВ в земных недрах и фазовые отношения в залежах и суммарных НПР.

В заключение в табл. 8.1 для всех продуктивных комплексов и подкомплексов осадочного чехла и доюрских пород ЯГНО приведены важнейшие прогностические геологические факторы.

8.2. КАЧЕСТВЕННЫЙ ПРОГНОЗ ГАЗОНЕФТЕНОСНОСТИ

Вопросам качественного прогноза газонефтеносности пород юры и мела Западно-Сибирского региона посвящено очень большое число работ [22, 46, 48, 94, 138 и др.]. Большинство исследователей ВНИГНИ, ЗапСибНИГНИ и СНИИГГИМС (С.П. Максимов, А.М. Бриндзинский, Н.Н. Немченко, И.И. Нестеров, А.В. Рыльков, А.Э. Конторович и др.), чрезвычайно высоко оценивают перспективы нефте- и особенно газоносности юрской толщи, в том числе и в северных районах, и до последних лет прогнозировали открытие большого числа крупных и даже гигантских подгазовых и самостоятельных скоплений нефти в юрско-неокомской части разреза всех северных районов провинции.

Однако уже в начале и середине 70-х годов В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов и другие исследователи ВНИИГАЗа, также, как и ряд исследователей ВНИГРИ (В.Д. Наливкин, Г.П. Сверчков и др.), пришли к заключению, что большинство северных районов провинции окажутся преимущественно, а некоторые и исключительно газоносными по всему юрско-меловому разрезу, а конечная величина ОПГННС пород юры окажется много ниже, чем альб-сеноманской толщи (по газу) и неоком-аптской (по нефти) [43, 44, 48, 109, 122, 131 и др.].

Многолетние исследования условий формирования, закономерностей размещения и эволюции скоплений УВ в породах мела и юры ЗСНГП позволили выделить важнейшие геологические факторы и определяющие их параметры, обладающие наибольшими прогностическими возможностями для зонального и локального прогноза газонефтеносности.

На газо- и нефтепродуктивность альб-сеноманского проницаемого комплекса, формирование, размещение и сохранность скоплений УВ, величину НПР газа и нефти и особенности их структуры в отдельных областях и районах провинции решающее влияние оказал тектонический фактор и определяющие его параметры. Несколько меньшую роль играют литологический и гидрогеологический факторы, незначительную — геотермический и геохимический факторы, вследствие малой пространственной дифференциации в объеме комплекса определяющих их параметров.

Для нефтегазоносности неоком-аптского проницаемого комплекса важнейшее значение наряду с тектоническим приобретает литологический фактор. Несколько повышается влияние геохимического фактора, параметры которого более дифференцированы в объеме комплекса, и геотермического фактора, «ответственного» за открытие «нефтяного окна» и содержание жидких УВ в смешанных скоплениях, гидрогеологический же фактор играет второстепенную роль.

В Ямальской части провинции для верхних горизонтов средней юры действенны все четыре фактора, кроме гидрогеологического, при ведущей роли геотермического и литологического факторов, в средних и нижних горизонтах юры ведущим прогностическим фактором становится геотермический (современные и МПТ, интегральный прогрев пород — уровень их катагенеза) через сохранность коллекторских свойств песчаников и алевролитов и жидкой фазы УВ.

По материалам крупнейших НГБ мира авторами установлено, что как для нефте-, так и для газогенерации и накопления наиболее благоприятным

в терригенных и в меньшей степени карбонатных толщах является катагенетический интервал по олеумной шкале — от 0,45 до 0,85—0,90 % (R°), с соответствующими хронотермоглубинными границами в бассейнах и породах разного типа и возраста. Именно в этом интервале наблюдается наиболее благоприятное пространственно-временное сочетание генерационных, миграционно-аккумуляционных и консервационных условий для УВ-накопления в крупных масштабах (абсолютные и относительные максимумы газо- и битумогенерации сочетаются с эволюционной сохранностью коллекторов и покрышек). Этот интервал назван В.А. Скоробогатовым катагенетическим оптимумом нефтегазонакопления в терригенных и нефтенакопления — в карбонатных толщах.

Известно, что крупнейших и гигантских по запасам месторождений УВ, прежде всего газосодержащих (типа Г, ГК, ГКН, НГК), во впадинах, прогибах и на дальних склонах сводов и мегавалов всех без исключения областей ЗСНГП нет (не обнаружено) и, по всей видимости, не будет в меловых отложениях, и скорее всего, в среднеюрских тоже, хотя достаточно крупные нефтяные залежи встречаются в верхней юре (горизонт $Ю_1$) во впадинах (Игольско-Таловое в Томской области, и др.), однако это — скорее исключение из общего «правила», которое вытекает из плотностной пространственной дифференциации геофлюидов в объеме природных мегарезервуаров.

Для количественной оценки газо- и нефтеносности альб-сеноманской части мелового разреза наибольшее значение имеют тектонические параметры, а именно, положение участков прогноза (оценки) и отдельных локальных структур по отношению к крупным положительным структурам I и II порядков — сводам, мегавалам и валам, местоположение в структуре осадочного мегабассейна в целом, «плотность» локальных структур, степень нарушенности локальных структур разломами и некоторые другие, а на межобластном уровне сравнения — и литологические параметры.

С учетом высокой структурной изученности и разбуренности альб-сеноманского комплекса на Ямале предполагается, что неоткрытые ресурсы УВ в его объеме распылены по многим десяткам (возможно, от 100 до 200—250) преимущественно небольших и средних по запасам скоплений сухого метанового газа.

Открытие сколько-нибудь крупных и даже средних скоплений нефти в породах комплекса маловероятно (генетически «запрещено»).

Остаточные перспективы неоком-аптского НГК на Ямале более значительны, чем вышележащего комплекса, в силу более высокой литологической неоднородности (множество внеантиклинальных ловушек) и меньшей изученности валанжин-готеривской части разреза, однако здесь же начинают сказываться и негативные факторы сохранности УВС (большие глубины погружения, глинистость и тектоническое положение малоизученных зон — на склонах валов и во впадинах).

Ачимовская толща берриаса имеет пониженные и низкие перспективы в восточной части ЯГНО.

Юрский комплекс в ЯГНО имеет определенные перспективы выявления преимущественно средних и небольших по величине средне- и низкодебитных залежей, главным образом газоконденсатных, а также смешанного типа — ГКН и НГК в зонах, где уровень катагенеза ОВ в среднеюрских горизонтах не превышает градации $МК_3^2$ (величины R° = 1,0—1,10 %). Наибольшие перспективы связываются с кровельными горизонтами сред-

ней юры ($Ю_{2-4}$), залегающими под мощной региональной покрышкой. Вниз по разрезу юры перспективы обнаружения сколько-нибудь значительных скоплений УВ резко снижаются в силу менее благоприятных аккумуляционных, но главное — консервационных — условий. В подошве юры, где развиты прослои крупнозернистых песчаников и гравелитов, а также в коре выветривания и в верхней части доюрских образований (НГЗК), в особенности когда они представлены трещиноватыми карбонатными породами, ФЕС коллекторов вновь существенно улучшаются, по сравнению со средними и нижними горизонтами юрской толщи. Здесь ожидаются преимущественно газоконденсатные скопления с низким содержанием жидких УВ, как, например на Новопортовском месторождении.

Промышленная значимость скоплений УВ в породах юры определяется как структурно-литологическими, так и термоглубинными (и катагенетическими) локальными условиями. На глубинах более 3200—3400 м при современных геотемпературах более 105 °С в северных областях провинции вероятность открытия скоплений УВ с извлекаемыми запасами нефти оценивается крайне низко, в то время как промышленная значимость юрских поровых коллекторов для добычи газа и конденсата сохраняется, вероятно, до глубин и геотемператур 3500—3800 м и 105—115 °С [47, 48, 129].

Весь приведенный выше материал свидетельствует о том, что оценка перспектив газонефтеносности юрского продуктивного комплекса в областях его залегания в жестких и экстремальных термоглубинных и катагенетических условиях на количественном уровне — задача чрезвычайно сложная и во многом неопределенная, в силу количественной неопределенности влияния изменения величин геохимических и геотермических параметров на изменение величин НПР УВ на объектах прогноза.

По результатам изучения каменного материала, геохимических анализов, палеотемпературных расчетов и исследований степени катагенеза юрская коллекторская толща обладает низким аккумуляционным и особенно консервационным потенциалом для формирования и сохранности значительных по запасам скоплений УВ, прежде всего нефти, в жестких термоглубинных и катагенетических условиях. По данным фактических замеров в средних и низких горизонтах юрской толщи в северной половине ЯГНО развиты отощенно-спекающиеся и тощие угли, полуантрациты и даже антрациты (градации катагенеза $МК_5$-$АК_3$), что крайне неблагоприятно для тепловой сохранности как самого вещества скоплений (жидких и ТУВГ), так и ФЕС поровых коллекторов. Однако можно предположить, что самостоятельное освоение юрских газовых залежей при дебитах газа на уровне 40—100 тыс. $м^3$/сут, нерентабельное в настоящее время, будет рентабельным уже в 2012—2015 гг. Однако вместе с газом в продукции скважин будет содержаться бессернистый, бессмолистый конденсат, частично с легкой нефтью (из непромышленных по величине и добывным возможностям оторочек, непригодных к самостоятельной нефтедобыче) с дебитами в среднем от 10—12 до 30—50 $м^3$/сут (7—35 т/сут), что существенно повысит экономическую целесообразность добычи.

Только в южных зонах Ямала современные и палеотермоглубинные условия нахождения среднеюрских коллекторов позволяют ожидать развитие УВС с фоновыми дебитами газа и нефти соответственно 100—200 тыс. $м^3$/сут и 10—30 т/сут, что вполне достаточно для рентабельной

разработки даже небольших по запасам залежей УВ, прежде всего, нефти и газоконденсата.

Наиболее перспективны для поисков промышленных скоплений нефти (газоконденсатно-нефтяных и нефтегазоконденсатных) горизонты $Ю_{2-3}$ тюменской свиты там, где глубины их погружения и температуры не превышают соответственно 3000—3200 м и 100—105 °С, а степень катагенеза ОВ отвечает градациям $МК_1$—$МК_2$ и переходной к $МК_3$ ($R^0_{ср}$ = 0,55÷1 %). Это — юго-западная часть Ямала, центральная и юго-восточная зоны Нурминского мегавала (группа Байдарацких структур, Восточно-Ямбутинская, Восходная, Ямальская, Нурминская, Средне-Ямальская структуры) и Тамбейский район. Вторым по значимости нефтепродуктивным комплексом является новопортовская толща (горизонты $НП_1$—$НП_{12}$), третьим — нижняя часть танопчинской свиты ($ТП_{17}$—$ТП_{26}$). При оценке перспективных ресурсов УВ наряду со структурно-морфологическими и емкостными параметрами обязательно следует учитывать термоглубинные и катагенетические условия (для юрских коллекторов) и дизъюнктивно-тектонические (для юрских и неокомских).

Для поисков УВ-скоплений в базальных горизонтах юры и в НГЗК весьма перспективны восточные склоны локальных поднятий Нурминского мегавала и Новопортовского вала, в пределы которых поступали струи УВ, генерированных в глубокопогруженных горизонтах юры впадин и прогибов Центрального и Восточного Ямала, а также вся юго-западная часть полуострова.

Перспективы «коренного» палеозоя, т.е. пород, расположенных ниже НГЗК на 150—200 м, до настоящего времени остаются проблематичными, поскольку не выработано критериев их нефтегазоносности. Вместе с тем, в зонах, где подошва осадочного чехла прогрета до уровня СТ более 120—130 °С, а величины ПОВ превышают 1,25—1,30 % (R°) перспективы их нефтеносности близки к нулю, а газоносности — ограничены распространением преимущественно трещиноватых карбонатных пород, коллекторский потенциал которых еще сохраняется в подобных геотермически неблагоприятных условиях.

И если Уренгойская зона — депоцентр газонакопления НПТР, ЗСНГП и, вероятно, мира в целом (для терригенных НГБ преимущественно неморского типа), то Бованенковское ГКМ с полным правом можно считать депоцентром газонакопления арктических районов провинции: центробежно от него газоносность уменьшается, наиболее интенсивно — в юго-западном и северо-восточном направлениях, менее интенсивно в западном в акваторию Карского моря.

«Дальше в море — больше газа», часто независимо от фациальной характеристики генерирующих и вмещающих залежи УВ отложений, — этот общемировой принцип хорошо прослеживается и на примере НГБ России, включающих континентальную и современно морскую части Западно-Сибирской, Тимано-Печорской и других НГП, хотя сравнительно недавно многие исследователи прогнозировали увеличение доли жидких УВ в суммарных ресурсах от суши к морю по многим провинциям России. Таким образом, в недрах Карского моря прогнозируется исключительная газоносность сеномана, альба и апта и газонефтеносность неокома.

В Обской и Тазовской губах, геоморфологически (и палеогеологически) представляющих собой зоны длительных устойчивых погружений,

развиты пологие, сравнительно малоамплитудные ловушки по кровле сеномана, нарушенные, кроме того, рядом разноамплитудных разломов (север Тазовской губы), и поэтому открытие гигантских по запасам месторождений (500–700 млрд. $м^3$ и более) газа в сеномане маловероятно, а в неокоме и апте вообще проблематично, хотя скопления газа с единичными запасами от 100 до 300–400 млрд. $м^3$ вполне возможны, как показали открытия двух крупнейших газовых месторождений в Обской губе.

8.3. КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

Важнейшим итогом научных исследований в области геологии газа и нефти является количественная оценка перспектив газонефтеносности недр тех или иных геологических объектов, а именно многовариантный расчет начальных потенциальных ресурсов (НПР) углеводородов.

Изучение и освоение УВ-потенциала любых крупных геологических объектов (провинций, областей, НГК и др.) проходит четыре этапа (рис. 8.1). На первом проводятся рекогносцировочные и первые поисково-оценочные работы и открываются, как правило, случайно небольшие по запасам месторождения и залежи. Второй, часто кратковременный этап – открытия наиболее крупных для данного объекта скоплений, к концу II этапа степень реализации НПР в начальные запасы (добыча + А + В + + $C_1 + C_2$) достигает 40–50 % и более. На III этапе открываются разные по величине, в том числе и достаточно крупные месторождения, но превалируют средние месторождения и залежи. На IV, самом длительном этапе геолого-ресурсная изученность объекта становится практически предельной, открываются мелкие и мельчайшие и отдельные средние по величине скопления [64].

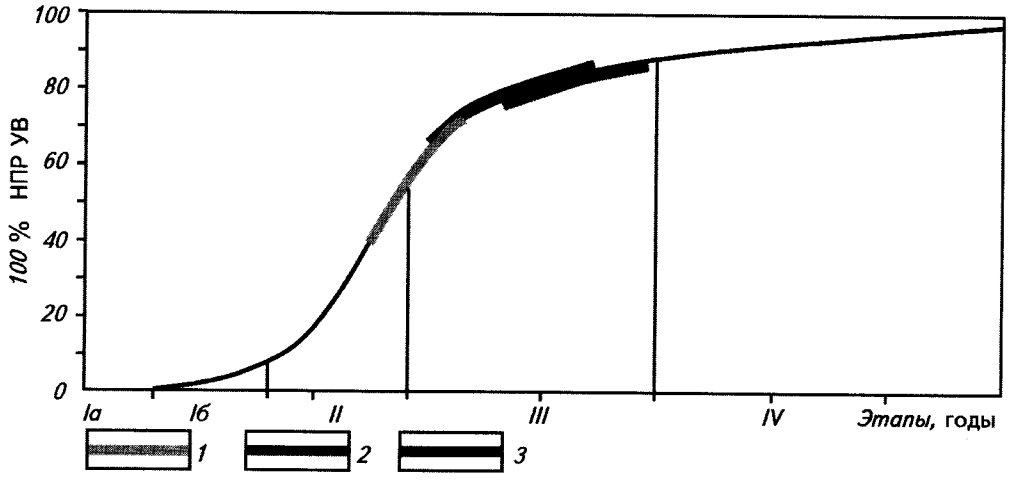


Рис. 8.1. Принципиальный график этапности реализации НПР газа и нефти геологических объектов различного уровня:
1 – АТ + J; *2* – Гыдан, *3* – Ямал

Система методов оценки НПР УВ и их применимость к расчетам ресурсов УВ конкретных объектов рассмотрены подробно в работах [32, 63, 64, 78 и др.].

В рамках подсчета ресурсов углеводородов перед экспертами-подсчетчиками стоят следующие задачи:

уточнить, с учетом общемирового опыта, теоретические основы количественного прогноза газонефтеносности крупных геологических объектов;

проанализировать существующие методы количественной оценки газонефтеносности недр, дать предложения по их совершенствованию, выбрать из их числа методы и способы, пригодные для оценки ресурсов УВ;

внутри ареала газонефтеносности выбрать эталонные и наметить подсчетные участки (ЭУ и ПУ), для эталонных собрать всю необходимую статистико-ресурсную и генетическую информацию;

выбрать и обосновать прогностические факторы и параметры, построить и проанализировать графоаналитические зависимости плотности ресурсов газа и нефти на ЭУ от конкретных геологических и генетических параметров;

провести многовариантную оценку ресурсов газа и нефти;

провести дифференциацию НПР УВ по крупности ожидаемых месторождений и залежей, фазовому состоянию, добывным возможностям и др.

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция является крупнейшей в России и мире по выявленным начальным запасам и предполагаемым (неоткрытым) ресурсам свободного газа и одной из крупнейших по запасам и ресурсам нефти. От точности и достоверности оценки ее газового потенциала зависит развитие газовой промышленности России и ее экономическое состояние в целом в первые десятилетия XXI века. Количественные оценки начальных потенциальных (НПР), а также перспективных (локализованных, $С_3 = Д_0$) и прогнозных ($Д_1 + Д_2$) ресурсов свободного газа Западной Сибири производились по состоянию материалов на 1.01.1974, 1979, 1984, 1988 и 1993 гг.

В табл. 8.2–8.3 приведены оценки НПР УВ, полученные в ЗапСибНИГНИ (группа В.И. Шпильмана) и ВНИИГАЗе (группа В.А. Скоробогатова) по состоянию материалов на 01.01.1984, 1988, 1993 гг., а также согласованные оценки, полученные в ходе заседаний Рабочей экспертной группы (РЭГ), в г. Тюмени. В качестве официальных оценок НПР газа в целом по Ямалу на 01.01 по разным годам были приняты следующие: 16,6 (1984 г.), 20,5 (1988 г.), 20,75 (1993 г.) трлн. $м^3$. Начальные потенциальные ресурсы нефти (геологические/извлекаемые) следующие: 5,2/1,4 (1988 г.) и 3,7/1,1 (1993 г.) млрд. т. Структура запасов (на 1.01.1995 г.) и ресурсов УВ (1.01.1993 г.) суши Ямала приведена в табл. 8.3. Из анализа приводимых оценок в сравнении с величиной открытой части ресурсов (суммарными запасами) и с учетом достигнутой изученности недр следует вывод, что величина традиционных НПР свободного газа Ямала должна находиться в диапазоне 18–21 трлн. $м^3$, конденсата 0,9–1,0 млрд. т (извлекаемых) и нефти – не более 1,0 млрд. т (извлекаемых). В табл. 8.4 приведены результаты анализа применимости различных методов оценки НПР УВ к северным областям провинции. Наиболее предпочтительными для ЯГНО являются три независимых группы методов: ЭСКМА, ЭМ и геолого-математические.

Необходимо отметить, что в отличие от НПТР и Гыдана, Ямальская область – едва ли не единственная в ЗСНГП, по которой расхождения во

Таблица 8.2

Ретроспективный анализ оценок потенциальных ресурсов газа и нефти Ямальского района Западной Сибири

Продуктивный комплекс	Начальные потенциальные ресурсы (трлн. м³, млрд. т)									
	Госэкспертиза на 01.01.1981 г.*		Подсчет ЗапСибНИГНИ на 01.01.1988 г.		Принято межведомственной экспертной группой на 01.01.1988 г.		Особое мнение членов ЭГ от ВНИИГАЗа и ИГИРГИ		Оценка ВНИИГАЗа (по комплексу методов на 01.01.1988 г.)	
	Газ	Нефть	Газ	Нефть	Газ	Нефть	Газ	Нефть	Газ	Нефть
Альб-сеноманский	5,11	—	6,0 4,5 – 7,5	—	5,0 4,5 – 6,0	—	5,0	—	6,5	—
Неоком-аптский	10,29	– 0,73	13,0 10,0 – 16,0	1,25 0,93 – 1,75	11,0 9,5 – 13,0	0,85 0,73 – 1,05	10,8	—	10,5	0,60
В том числе апт	—	0,02	9,0 7,0 – 11,0	0,05 0,03 – 0,15	8,0 7,0 – 9,0	0,05 0,03 – 0,07	—	—	—	0,05
Неоком с ачимовской толщей	—	0,71	4,0 3,0 – 5,0	1,20 0,9 – 1,6	3,0 2,5 – 4,0	0,80 0,7 – 0,9	2,8	—	—	0,55
Юрский	1,20	0,91	7,0 5,0 – 9,0	0,80 0,5 – 2,5	4,0 3,5 – 5,0	0,50 0,3 – 1,5	3,2	—	2,75	0,20
Всего	16,6	1,64	26,0 19,5 – 32,5	2,05 1,43 – 4,25	20,0 17,5 – 24,0	1,35 1,03 – 2,55	19,0	—	19,75	0,80

Примечание: газ — геологические, нефть — извлекаемые ресурсы; дробь: в числителе — среднее значение, в знаменателе — интервал значений.

* Те же цифры приняты и по состоянию на 01.01.1984 г.

мнениях экспертов по величинам УВ-потенциалов минимальны. Вместе с тем, по юрскому комплексу наблюдается очень значительный разброс мнений (см. табл. 8.2).

Судя по графику (см. рис. 8.1), изучение УВ-потенциала ЯГНО находится в середине III, «зрелого» этапа, и открытие крупнейших по запасам газосодержащих месторождений (более 300 млрд. м³ каждое), по крайней мере в меловой макролинзе, маловероятно.

Таблица 8.3

Структура начальных потенциальных ресурсов газа Ямальской ГНО (на 01.01.2000 г.)

Продуктивные комплексы	Накопленная добыча, млрд. м³	A+B+C₁	C₂	C₃	Д₁	Д₂	C₃Д	НПР	% разведанности
Всего	13,2	10448	3041,6	2189,6	4154,3	902,3	7246,8	20750	50,4
В том числе:									
альб-сеноман	11,1	3932,8	620,8	308	1127,3		1453,3	6000	65,7
неоком-апт	2,1	6159,6	1442,3	947,8	2448,2		3396	11000	56
ачимовская толща						150	150	150	
юра+НГЗК*		356	978,5	933,8	578,8	752,9	2265,5	3600	9,9

* Нефтегазоносная зона контакта юры с доюрскими породами.

Таблица 8.4

Целесообразность и результативность* методов оценки НПР газа в апт-сеноманских породах ЯНАО (Составил В.А. Скоробогатов, 2002 г.)

Методы	Объекты и области оценки									
	Аптский подкомплекс					Альб-сеноманский комплекс				
	НПТР	Ямал	Гыдан	Шельф Карского моря	ЯНАО в целом	НПТР	Ямал	Гыдан	Шельф Карского моря	ЯНАО в целом
ОГМА	мин.	мин.	средн.	средн.	мин.	мин.	мин.	средн.	средн.	мин.
МОС/МОЛ	—	—	средн.	макс.	мин.	—	—	средн.	макс.	мин.
ЭКСМ	мин.	мин.	средн.	макс.	средн.	мин.	мин.	средн.	макс.	средн.
Эксперт-ные										
ЭМПР	макс.	макс.	макс.	макс.	макс.	макс.	макс.	макс.	макс.	макс.
ЭМКР	—	—	—	—	средн.	—	—	—	—	средн.
ЭМПП	средн.	средн.	средн.	мин.	средн.	средн.	средн.	средн.	мин.	средн.
Геолого-математические	средн.	средн.	мин.	мин.	макс.	средн.	средн.	мин.	мин.	макс.

* Максимальная, средняя и минимальная целесообразность применения методов и достоверность получаемых результатов.

Богатейшим газоносным комплексом ЗСНГП является верхний продуктивный комплекс в объеме апта, альба и сеномана. К 2003 г геолого-геофизическая и ресурсная изученность альб-сеноманского комплекса в НПТР и на Ямале достигла очень высокого уровня, на Гыдане сеноман малоперспективен. Официальная переоценка НПР УВ апта и альба-сеномана ЗСНГП, включая Ямал и акваторию Карского моря, проведена во ВНИИГАЗе в 2001 г.

8.4. КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ ОСНОВЫ КОЛИЧЕСТВЕННОГО ПРОГНОЗА ГАЗОНЕФТЕНОСНОСТИ

Уникальность ЗСНГП объясняется сочетанием ряда благоприятных генетических условий, прежде всего, резким превышением генерационных способностей осадочной юрско-меловой мегалинзы над аккумуляционными возможностями природных резервуаров внутри ловушек (ГПГН>>АПГН), т.е. массы и объемы генерированных газа и битумоидов и эмигрировавших УВГ и нефти значительно превысили аккумуляционный потенциал продуктивных коллекторских толщ. Прежде всего, это относится к сеноманскому подкомплексу.

Крупномасштабного смещения генерационных масс УВГ в объеме нижнемеловой проницаемой линзы НПТР и тем более в Ямальской и Гыданской ГНО не происходило, о чем свидетельствует ряд твердо установленных закономерностей:

1. В кровле сеномана не встречено ни одной залежи газа, состав которого соответствовал бы генерационным условиям апта и тем более готерива-баррема и валанжина. Точно так же в альб-сеноманских залежах УВ не встретили нефтей «неокомского облика», даже на структурах, сильно на-

рушенных разломами, с явными признаками частичного или полного разрушения УВ-скоплений. Это значит, что даже в случае крупномасштабной дегазации в ловушках скапливалась нефть, которая была генерирована и эмигрировала из апт-альбских нефтематеринских горизонтов.

2. Физико-химический состав газа и нефти в залежах и изотопный состав углерода УВ в точности соответствует термобарическим и катагенетическим (в итоге — генерационным) условиям их залегания в недрах.

Тем не менее, в качестве генерационно-аккумуляционных толщ для уникальных залежей кровли сеномана выступили собственно сеноманская, альбская, аптская (в НПТР) и, в порядке уменьшения, — барремская и готеривская (в пределах арктических полуостровов), толщи.

Значительная часть газа, который был генерирован в неоком-аптских толщах НПТР и прорвался к кровле сеномана, минуя одновозрастные ловушки в доинверсионный этап развития северных областей провинции, практически вся была потеряна, вследствие недостаточного развития аккумуляционного потенциала в позднемеловое и раннекайнозойское время, а именно из-за неблагоприятного «тектонического фона» по кровле сеномана. По-видимому, большая часть «доинверсионного газа» мигрировала под региональной покрышкой к окраинам бассейна и рассеялась не только в Ямальской и Гыданской областях, но и на северо-западе и востоке НПТР. В силу развития пластовых глинистых покрышек в разрезе альба и низов сеномана сформировались и сохранились залежи УВ в объеме крупных тектонических ловушек в горизонтах $ПК_{7-8}-ПК_{15}$ и $ХМ_{1-2}$, т.е. ниже массивно-пластовых резервуаров горизонтов $ПК_1-ПК_6$.

В эпоху неотектонической инверсии ЗСП конседиментационные положительные структуры по юре, неокому и особенно по кровле сеномана на фоне дифференцированных тектонических движений значительно увеличились по морфологическим размерам (амплитуде и площади внутри замкнутых изогипс) [28, 38, 48, 111]. Кроме того, был сформирован ряд бескорневых — новейших структур — типа Медвежьего вала, Восточно-Бованенковского и других поднятий. В силу этих причин именно на неогеновое время приходится наиболее активное, масштабное и окончательное формирование как структурно-тектонических (антиклинальных) ловушек, так и залежей свободного газа в них. В это время происходило и оживление конседиментационных и возникновение новейших разломов на структурах, во время подвижек по которым происходила импульсная дегазация меловых залежей УВ. Наибольшая неотектоническая активность недр проявилась в НПТР, на юге Гыдана и в южной половине Ямальской области (суша), а также в зонах современных Обской и Тазовской губ. В более северных районах Ямала и Гыдана, а также в окраинных зонах НПТР активность дифференцированных тектонических — структурообразующих движений была невелика, и поэтому здесь не сформировались значительные по объему антиклинальные структуры, и аккумуляционный потенциал меловой, прежде всего, сеноманской толщи, оказался невысоким. Как следствие — здесь не обнаружено сколько-нибудь крупных скоплений УВ в породах альба и сеномана. На крайнем северо-западе мегапровинции (Карское море) в кайнозое вообще господствующими были нисходящие тектонические движения и вряд ли можно ожидать существования крупных ловушек по сеноману.

Главным в рамках решаемой проблемы остается вопрос: какова величина неоткрытых ресурсов газа в породах альба-сеномана? Насколько пре-

вышает неоткрытая часть традиционных НПР свободного газа современную величину ***начальных*** запасов известных месторождений и залежей? Вряд ли намного, учитывая изученность и разбуренность суши и пониженную (по сеноманским горизонтам) перспективность шельфа Карского моря.

8.5. ОЦЕНКИ РЕСУРСОВ ГАЗА ЯМАЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ

АЛЬБ-СЕНОМАНСКИЙ КОМПЛЕКС

Для оценки ресурсов газа альб-сеноманского комплекса суши Ямала в 1999—2000 гг. были проанализированы статистико-ресурсные данные по семи ЭУ (рис. 8.2, табл. 8.5). Наибольшая удельная плотность запасов и ресурсов газа отмечается для Бованенковско-Харасавэйского суперэталона (СЭУ-1) и ЭУ-2 (Тамбейской группы месторождений) — более 100 млн. $м^3/км^2$, наименьшая — для ЭУ юго-востока области (менее 21 млн. $м^3/км^2$). При этом необходимо учитывать, что суммарная площадь альб-сеноманских ЭУ составляет 32,7 тыс. $км^2$ (более 30 % от перспективной площади), а запасы (ресурсы) газа в их пределах — 4,65 трлн. $м^3$, т.е. вплотную приблизилась к минимальной оценке 1984 г. и ненамного ниже согласованных оценок 1988—1993 гг. (6,0 трлн. $м^3$).

Обращают на себя внимание следующие обстоятельства. На Ямале запасы УВ альбских залежей хотя и уступают почти в 3 раза запасам массивного сеномана, но тем не менее образуют достаточно крупные скопления,

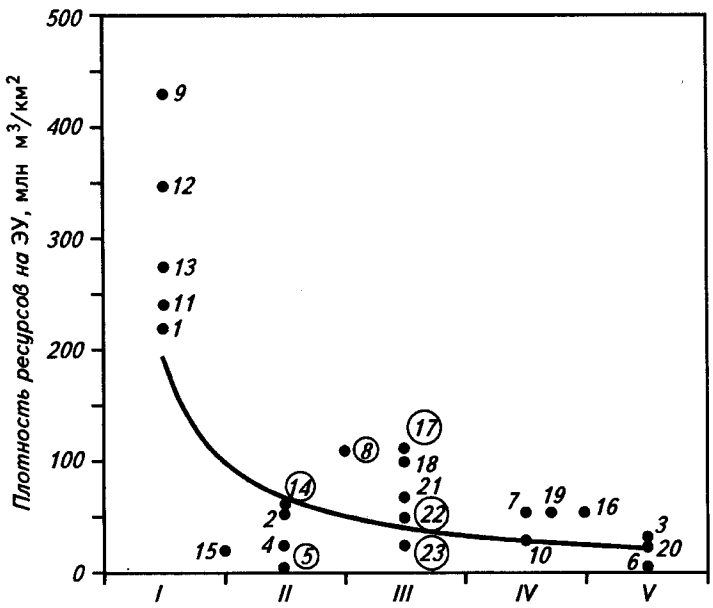


Рис. 8.2. График зависимости плотностей ресурсов газа в альб-сеноманском (+ аптском в НПТР) комплексе ЯНАО от тектонической приуроченности ЭУ:
I — своды, мегавалы, *II* — валы и крупные КП; *III* — валы юга ЯНАО; *IV* — тектонические седловины и КП во впадинах, *V* — внутренние моноклинали; числа у точек — номера ЭУ; числа в кружках — номера ЭУ с интенсивной разломной тектоникой

Таблица 8.5

Статистико-ресурсные данные по эталонным участкам альб-сеноманского комплекса Ямальской области (По состоянию на 01.01.2000 г.)

Эталонные участки (месторождения)	Площадь участка, км²	Начальные запасы газа, млрд. м³					Удельная плотность запасов, млн. м³/км²
		Q+A+B+C₁	C₂	C₃ (по балансу)	Д₀+Д₁	Q+A+B+C₁+C₂+C₃+Д₀+Д₁	
СЭУ-1 (Харасавэйское)	8037,5	2468,8 304,6	537,6 29		2	3008,4 333,6	374,3
СЭУ-2 (Тасийское)	6375	817,3 118	39,6 10,5	5	25	886,9 128,5	139,1
ЭУ-3 (Малыгинское)	3325	126,7 102	12,9 12,9		15	154,6 114,9	46,5
ЭУ-4 (Вост.-Бованенковское)	2850	151,3 1,7	22,8 3	5	35	214,1 4,7	75,1
ЭУ-5 (Нейтинское)	3625	257,8 34,1	5,5			263,3 34,1	72,6
ЭУ-6 (Нурминское)	4100	82,5 35,8				82,5 35,8	20,1
ЭУ-7-1 (Каменномысское)	2193,75	35,14 35,14				35,14 35,14	16
ЭУ-7-2 (Новопортовское)	2193,75	4,3	1,7			6	2,7
Сумма по ЭУ Ямала	32700	3943,84	620,1	10	77	4650,94	

Д₀ – экспертная оценка ВНИИГАЗа, 1998 г.

благодаря развитию протяженных глинисто-алевролитовых покрышек, расчленяющих разрез альб-сеноманского комплекса на ряд природных резервуаров. В пределах суши Ямала и особенно на шельфе в структуре ***неоткрытых*** ресурсов газа доля альбских залежей сопоставима или даже несколько превышает долю сеноманских залежей.

Площадное распространение ЭУ в НПТР и на Ямале с учетом их тектонической приуроченности и общей разбуренности территории свидетельствует о невысокой остаточной перспективности альб-сеноманского комплекса в относительно малоизученных, точнее недоизученных зонах этих областей, поскольку газ «избегает» впадин и прогибов, в особенности исчезающе мала вероятность развития (и открытия в ходе дальнейших ПРР) сколько-нибудь крупных залежей газа в массивных резервуарах сеномана, хотя существование ***мелких и мельчайших*** по запасам залежей УВ в комбинированных ловушках альба вполне вероятно.

Для проведения расчетов по ЭСКМ и ЭМПР (ЭМПП) проанализированы генетические параметры прогноза и количественные связи между их величинами и удельными плотностями запасов и ресурсов газа на ЭУ.

В табл. 8.6 приведены значения генетических параметров прогноза по ЭУ Ямала.

Построены графоаналитические зависимости между отдельными тектоническими, литологическими и эволюционными параметрами, наиболее тесные, логично объясняемые зависимости получены для пяти параметров, примеры показаны на рис. 8.4.

В рамках расчетов по ЭСКМА для всех ПУ рассчитаны значения указанных выше параметров и с генетических кривых зависимости сняты зна-

Таблица 8.6

Величины генетических параметров прогноза газо- и нефтеносности альб-сеноманского комплекса на ЭУ Ямальской ГНО

Номер ЭУ	Площадь, км^2	Плотность запасов и ресурсов газа, млн. м^3/км^2	Генетические параметры						
			Тектонические				Литологические		
			Шифр тектонической приуроченности	Интенсивность разломной тектоники (в баллах)	Расстояние до границы нефтеносности бассейна (км)	Плотность замкнутых положительных поднятий	Общая мощность, м	Эффективная мощность, м	Число глинистых прослоев с м > 10 м
СЭУ-1	8037,5	374,3	I^а	2(3?)	160	0,86	655	288	1
СЭУ-2	6375	139,1	I^а	2	300	0,30	813	374	3
ЭУ-2	3325	46,5	II	1(2?)	290	0,12	740	370	2
ЭУ-4	2850	75,1	III	2	220	0,32	736	324	4
ЭУ-5	3625	72,6	II	3	150	0,36	668	307	1
ЭУ-6	4100	20,1	II	2	130	0,29	552	260	1
ЭУ-7[1]	2193,7	16,0	III/IV	2/3	130	0,15	520	296	4
ЭУ-7[2]	2193,7	2,7	I	4	90	0,33	700	480	1

чения плотностей ресурсов газа на каждом из ПУ. В результате получены тренды вероятных значений плотностей ресурсов газа и выбраны их интервальные величины, которые с учетом площадей ПУ дают искомые абсолютные величины ресурсов. В сумме, НПРГ на ПУ составили 1,55 трлн. м^3, а вместе с ресурсами ЭУ — 6,2 трлн. м^3.

ОЦЕНКА РЕСУРСОВ ГАЗА ЭКСПЕРТНЫМИ МЕТОДАМИ

А. Метод прогнозирования по плотностям ресурсов на эталонах

Для оценки ресурсов газа по данной модификации экспертного метода проведено индивидуальное сравнение значений генетических параметров прогноза на ПУ и ЭУ, которые близки к подсчетным либо территориально, либо по условиям онтогенеза газа в породах альб-сеноманского комплекса и вероятным удельным плотностям запасов и ресурсов. При этом использовалось от двух до четырех тектонических и один — два литологических параметра, а также полученные графоаналитические связи типа параметр — плотность ресурсов на ЭУ. Результаты экспертных оценок вероятных плотностей ресурсов на ПУ приведены в табл. 8.7. Произведение площадей участков на найденные значения удельных плотностей дает абсолютные величины потенциальных ресурсов газа. Таким образом, по ЭМПР потенциальные ресурсы на ПУ оцениваются на Ямале в 1,46 трлн. м^3. В итоге НПРГ Ямала по данному методу составляют 6,1 трлн. м^3.

Б. Метод прямого прогнозирования ресурсов газа

Анализ накопленного с 1962 г. огромного по объему фактического материала по геологическому строению, газонефтеносности, распределению промышленных скоплений УВ и газонефтепроявлений и, в конечном итоге,

Таблица 8.7

Оценка НПР свободного газа альб-сеноманского комплекса Ямальской области экспертным методом оценки по удельным плотностям запасов и ресурсов на эталонах (ЭМПР)

Номер ПУ	Площадь, км^2	ЭУ сравнения	Плотность НПР на ЭУ, млн. м^3/км^2	Число использованных для сравнения параметров (тектонических / литологических)	Группа перспективности	Плотность НПРГ на ПУ, млн. м^3/км^2	НПР газа, млрд. м^3
1	5525	ЭУ-3	46,5	3/1	III	35,0	193,4
2	2775	ЭУ-3	46,5	3/1	IV	25,0	69,4
3	3687,5	ЭУ-3	46,5	3/2	V	15,0	55,3
4	3112,5	ЭУ-4/3	75,1/46,5	4/1	III	28,0	87,15
5	2405	ЭУ-3	46,5	4/1	IV	13,0	31,3
5а	3487,5	ЭУ-3	46,5	4/1	IV	11,0	38,4
6	2600	ЭУ-4	75,1	3/2	III	42,0	109,2
7	2355	ЭУ-4/8	75,1/18,1	3/2	IV	33,0	77,7
8	3105	ЭУ-4/5	75,1/72,6	3/1	IV	20,0	62,1
9	5500	ЭУ-5/9	72,6/24,1	4/2	IV	23,0	126,5
10	2875	ЭУ-5	72,6	4/2	III	17,0	48,9
11	2575	СЭУ-1	373	4/2	IV	30,0	77,25
12	5850	ЭУ-5	72,6	4/2	IV	45,0	263,25
13	4912,5	ЭУ-5/6	72,6/20,1	4/1	V	15,0	73,7
14	4170	ЭУ-6	20,1	3/1	V	7,0	29,2
15	2062,5	ЭУ-6/9	20,1/24,1	3/1	IV	13,0	26,8
16	5300	ЭУ-7	9,4	3/1	IV	10,0	53,0
17	6962,5	ЭУ-7	9,4	3/1	V	5,0	34,8
Итого:	69260						1457,35

Примечание. Группы перспективности: I – уникальные, II – высокоперспективные, III – среднеперспективные, IV – с пониженными перспективами, V – малоперспективные.

условий их формирования в породах комплекса на территории ЯНАО позволяет, с учетом разбуренности отдельных областей и районов, дать экспертные интервальные вероятностные оценки неоткрытой части УВ-потенциала альбской и сеноманской осадочных толщ.

Начальные открытые запасы комплекса составляют 4,65 трлн. м^3, в том числе: сеноман массивно-пластовый – 3,3, пластовый – 0,1, альб – 1,2 трлн. м^3. Ресурсы газа по ямальским ПУ экспертно оцениваются в 1,1–1,3, в том числе: сеноман – соответственно 0,7–0,8 и 0,1, альб – 0,3–0,4 трлн. м^3, суммарные НПР по ЭУ+ПУ – 5,7–5,9 трлн. м^3. Таким образом, совокупные неоткрытые ресурсы альб-сеноманского газоносного комплекса на суше Ямала составляют 1,2–1,4 трлн. м^3.

В результате рассуждений и расчетов по трем независимым методам НПР свободного газа суши Ямала можно оценить в 5,8–6,0 трлн. м^3.

Особого внимания заслуживает экспертная оценка газового потенциала альб-сеноманской толщи ближнего шельфа (30–50 км от береговой линии), включая губы и заливы, в силу значительной реализации неоткрытых ресурсов близлежащей суши. С учетом морских продолжений многих гигантских месторождений, открытых на суше (Харасавэйского, Крузенштернского, Южно-Тамбейского, Геофизического, Семаковского, Антипаютинского, Юрхаровского и др.), представляется, что ресурсы газа Тазовской губы составляют не менее 1,5–1,8 трлн. м^3, в том числе Тазовско-Гыданского свода – 1,2–1,4 трлн. м^3, Обской губы и острова Белый –

3,0—3,3, Западно-Ямальского прибрежного шельфа — 1,2—1,4 трлн. м^3 (в сумме 5,7—6,5 трлн. м^3).

В сумме НПР газа уникального альб-сеноманского комплекса суши Ямала и ближнего шельфа оцениваются в 11,5—12,5 трлн. м^3. В силу генетических причин, ресурсы альба и сеномана всего открытого шельфа Карского моря (без губ) не превысят 6,0—6,5 трлн. м^3 (с отношением ресурсов первого ко второму 60:40 — 50:50 %), а в целом ресурсы северо-западных районов ЗСНГП — 17,5—19,0 трлн. м^3.

НЕОКОМ-АПТСКИЙ КОМПЛЕКС

В расчетах НПР 1999—2000 гг. этот комплекс рассматривался как единый, что верно с генетических позиций, в расчетах 2002 г. — отдельно апт и неоком.

Так же, как и для альб-сеноманского НГК, для неоком-аптского комплекса собрана и проанализирована вся геологическая и статистико-ресурсная информация по выделенным ЭУ и ПУ (рис. 8.3, табл. 8.8). При этом плотности ресурсов газа на ЭУ оказались более, чем в полтора раза выше, чем по альб-сеноманскому комплексу, как впрочем и ресурсы (конечные запасы) газа на эталонах (7,6 против 4,7 трлн. м^3). Это априори свидетельствует о более значительной величине газового потенциала среднего стратиграфического комплекса, который в арктических районах ЗСНГП занимает доминирующее положение в суммарном УВ-потенциале осадочного чехла.

Для ЭУ были определены значения генетических параметров прогноза и построены кривые зависимости плотности ресурсов газа от каждого из параметров. Наилучшие зависимости получились для двух тектонических и четырех литологических параметров. В качестве примера приведены

Таблица 8.8

Статистико-ресурсные данные по эталонным участкам неоком-аптского комплекса Ямальского и Гыданского районов (По состоянию на 01.01.2000 г.)

Эталонные участки (месторождения)	Площадь участка, км^2	Начальные запасы газа, млрд. м^3					Удельная плотность запасов, млн. м^3/км^2
		Q	$A+B+C_1$	C_2	C_3 (по балансу)*	$Q+A+B+C_1+C_2+C_3$	
ПЭУ-1 (Малыгинское)	3035	0,018	284,8	138,8	35,0	423,6	151,6
ЭУ-2 (Тасийское)	4637,5	0,76	1378,3	379,9	55,0	1814	391,1
СЭУ-3 (Харасавэйское)	6687,5	0,9	3954	638,8	45,0	4638,7	693,6
ПЭУ-4 (Зап.-Сеяхинское)	3475		56,8	83,7	75,0	215,5*	62
ЭУ-5 (Нейтинское)	3750		119	95,9	25,0	239,9	64
ЭУ-6 (Хамбатейское)	3912,5	0,06	215,1	85,6	45,0	345,8	88,4
ЭУ-7 (Новопортовское)	2512,5	0,4	131,1	4		135,5	53,9
Сумма по ЭУ Ямала	28000	2,138	6139,1	1426,7	280,0	7632,5	

* По экспертной оценке ВНИИГАЗа.

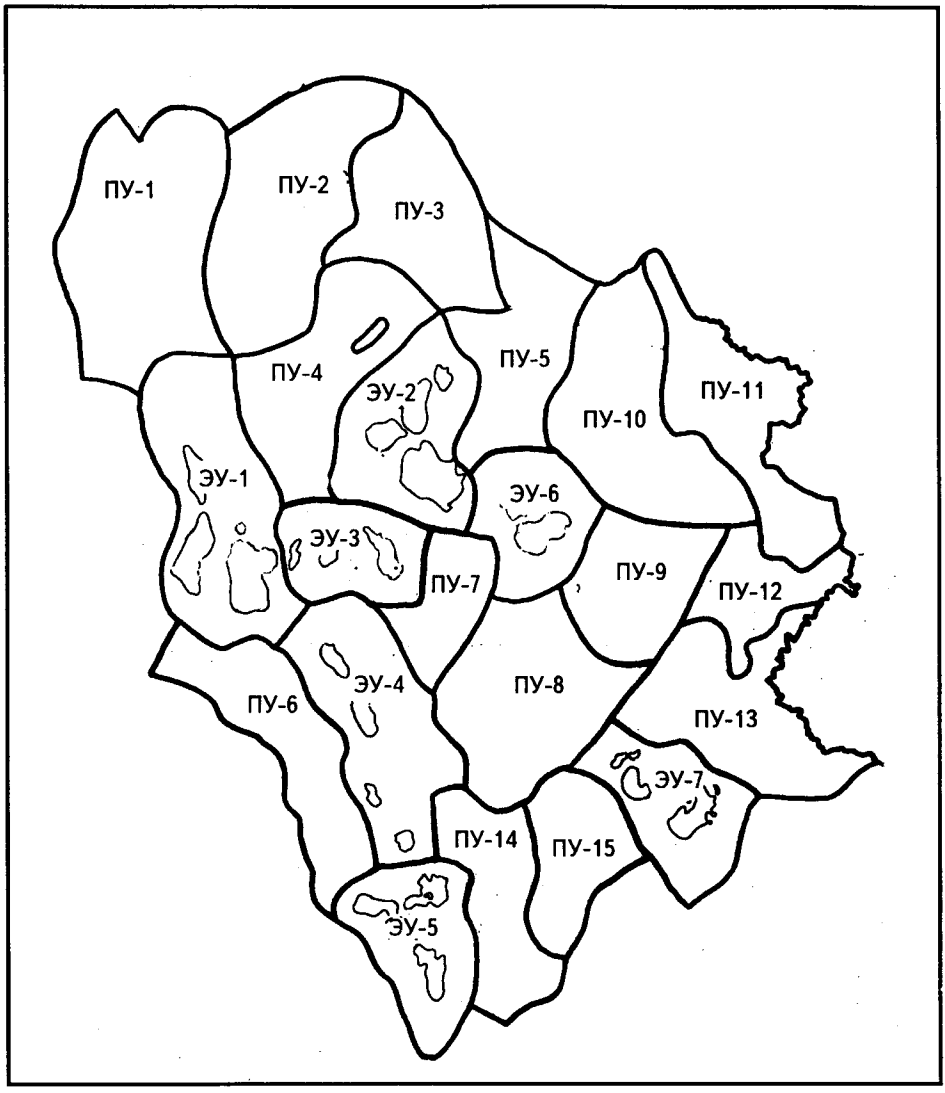


Рис. 8.3. Схема выделения ЭУ и ПУ по аптскому подкомплексу Ямальской и Гыданской областей и ближнему шельфу Карского моря

рис. 8.4–8.6. С использованием двух методов – ЭСКМА и ЭМПР – оценены ресурсы газа в целом неоком-аптского комплекса. В сумме по ЭУ они составили 7,6 трлн. м^3 (с учетом ресурсов $C_3 = Д_0$), по ПУ – 2,1–2,5 трлн. м^3, суммарно 9,7–10,1 трлн. м^3, в том числе в апте – 6,1–6,2, неокоме 3,6– 3,9 трлн. м^3 (табл. 8.9–8.10).

Расчеты НПР газа и нефти 2001–2002 гг. проведены по экспертно-аналоговому методу, в котором для выбора коэффициентов изменения плотностей ресурсов на ПУ и наиболее схожими с ними ЭУ были использованы кривые зависимости величин плотностей ресурсов от генетических параметров прогноза. При этом были выделены несколько другие

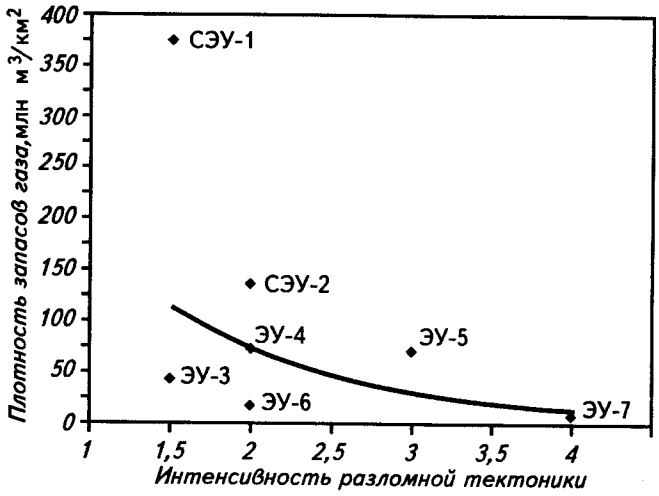


Рис. 8.4. График зависимости плотности запасов газа альб-сеноманского комплекса Ямальской области от интенсивности разломной тектоники

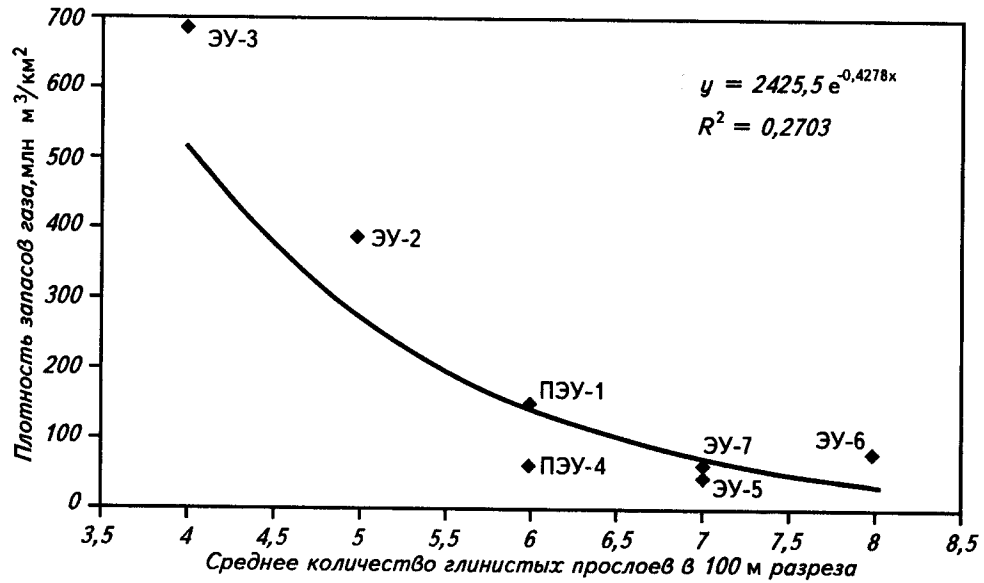


Рис. 8.5. График зависимости плотности запасов газа неоком-аптского комплекса Ямальской области от среднего числа глинистых прослоев в 100 м разреза

по конфигурации и площади ЭУ и ПУ, с учетом губ и ближнего шельфа Карского моря (см. рис. 8.4) (ЭУ: № 1 — Бованенковско-Харасавэйский, № 2 — Тамбейский, № 3 — Сеяхинский, № 4 — Нурминский, № 5 — Новопортовский, № 6 — Утренний, № 7 — Южно-Гыданский). В силу громоздкости расчетов приведены результирующие величины $K_{из.(ан.)}$, позволившие обоснованно рассчитывать плотности НПР газа и нефти на ПУ, а с учетом их площадей — и абсолютные виличины ресурсов УВ, составленных из сумм открытых и неоткрытых запасов (ресурсов).

Таблица 8.9

Статистико-ресурсные данные по эталонным участкам аптского подкомплекса ЯНАО. Свободный газ

НГО, Номер ЭУ	Площадь участка, км^2	Ресурсы газа, млрд. м^3 (на 01.01.2002 г.)				Плотность запасов и ресурсов, млн. м^3/км^2
		$Q+A+B+C_1$	C_2	$C_3+Д_0$	Всего	
1	16256	3000,4	292,7	490	3783,1	232,7
2	12375	874	168,4	154	1196,4	96,7
3	7369	24	35,9	15	74,9	10,2
4	15300	67,8	38,6	65,5	171,9	11,2
5	10181	4,2	0,7	0,7	5,6	0,6
Итого:	61481	3970,4	536,3	725,2	5231,9	

Таблица 8.10

Расчет ресурсов газа на подсчетных участках по апту Ямала-Гыдана и севера Тазовского полуострова с ближним шельфом Карского моря

Номер ПУ	Номер ЭУ сравнения	Площадь ресурсов газа на ЭУ, млн. м^3/км^2	Коэффициент изменения плотностей (аналогий)	Плотность ресурсов газа на ПУ (принятая)	Площадь ПУ, км^2	НПР газа на ПУ, млрд. м^3	Запасы газа на ПУ, млрд. м^3	Прогнозируемые ресурсы, млрд. м^3
1	1,0	232,7	0,8	186,2(182,2)	20869,0	3885,8	1415,5	2470,3
2	1/2	232,7/96,7	0,6/1,1	139,6/106,4 (123,0)	18506	2276,2	–	2276,2
3	2	86,7	0,8	77,4(77,4)	12713	984,0	–	984,0
4	2/3	96,7/10,2	0,6/3,0	58,0/30,6	13894	625,2	247,4	377,8
5	2/6	96,7/40,7	0,7/1,3	67,7/52,9 (60,0)	11250	675,0	8,0	667,0
6	4	11,2	0,7	7,8(7,8)	12656	98,7	–	98,7
7	3/6	10,2/40,7	1,1/0,4	11,2/16,3 (13,0)	6188	80,4	–	80,4
8	6/7	40,7/14,7	1,0/1,5	40,7/22,0	16088	514,8	107,8	407,0
9	6/7	40,7/14,7	0,7/1,7	28,5/25,0	9450	255,2	96,8	158,4
10	6	407	0,7	28,5/25,0 (26,0)	16679	433,6	–	433,6
11	6	40,7	0,6	24,4(24,4)	12881	314,3	–	314,3
12	6/7	40,7/14,7	0,5/0,8	20,4/11,8 (16,1)	5940	95,6	–	95,6
13	6/7	40,7/14,7	0,4/0,8	16,3/11,8	13444	189,6	–	189,6
14	4/7	11,2/14,7	1,1/1,1	12,3/16,2 (14,2)	9619	136,6	–	136,6
15	7/4	14,7/11,2	1,4/1,1	20,6/12,3 (16,5)	8016	132,3	–	132,3
Всего					188193,0	10697,3	1875,5	8821,8

В итоге НПР газа аптского комплекса составили 10,7 трлн. м^3, в том числе: суша Ямала – 5,8 трлн. м^3 (по ЭУ и ПУ № 4, 6, 7, без морской части ЭУ № 1).

Таким образом, ресурсы газа неоком-аптского комплекса суши Ямала могут быть приняты в объеме (трлн. м^3) 9,5–10,1, в том числе апт – 5,8–6,2, неоком – 3,7–3,9.

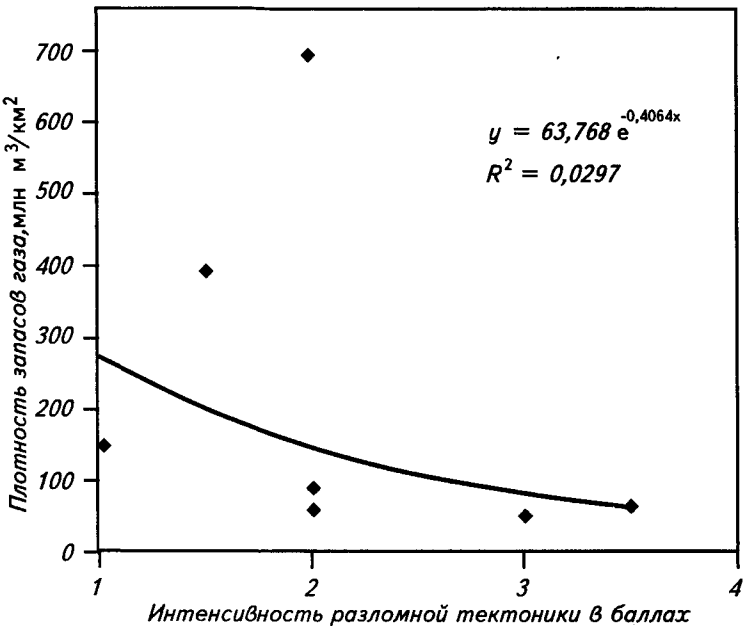


Рис. 8.6. График зависимости плотности запасов газа неоком-аптского комплекса Ямала от интенсивности разломной тектоники

АЧИМОВСКАЯ ТОЛЩА

Ресурсы газа ачимовской толщи восточных зон ЯГНО могут быть приняты экспертно в объеме около 0,1 трлн. $м^3$.

ЮРСКИЙ КОМПЛЕКС

Для песчано-глинистой коллекторской толщи нижней-средней юры на территории Ямала выделены один СЭУ, один ЭУ, два полуэталонных участка и намечено 27 ПУ. Расчетные плотности ресурсов газа на ЭУ и ПЭУ получились довольно высокими (табл. 8.14) от 67,2 до 176,9 млн. $м^3/км^2$, однако надо иметь в виду, что доля запасов категории $B + C_1$ на всех четырех участках невысока (менее 30 %), поэтому и надежность выбранных в качестве эталонных (полуэталонных) участков нельзя считать высокой.

В связи с этим эталонную обеспеченность 27 ПУ также нельзя рассматривать как удовлетворительную. Для четырех участков выбраны генетические параметры прогноза и определены их величины, в результате построены зависимости плотности ресурсов газа (с учетом недоизученности ЭУ и ПЭУ) от величины конкретных параметров (рис. 8,7, 8.8). При этом СЭУ-1 и ЭУ-2 были разделены на 2 подучастка каждый. Это связано со спецификой влияния высокого уровня катагенеза на СЭУ-1 (Харасавэйском) и разломного фактора на ЭУ-2-2 (собственно Новопортовском). Из 16 зависимостей достаточно четкие, логично объяснимые зависимости получились для восьми параметров.

По «работающим» параметрам определены их значения на ПУ, а по

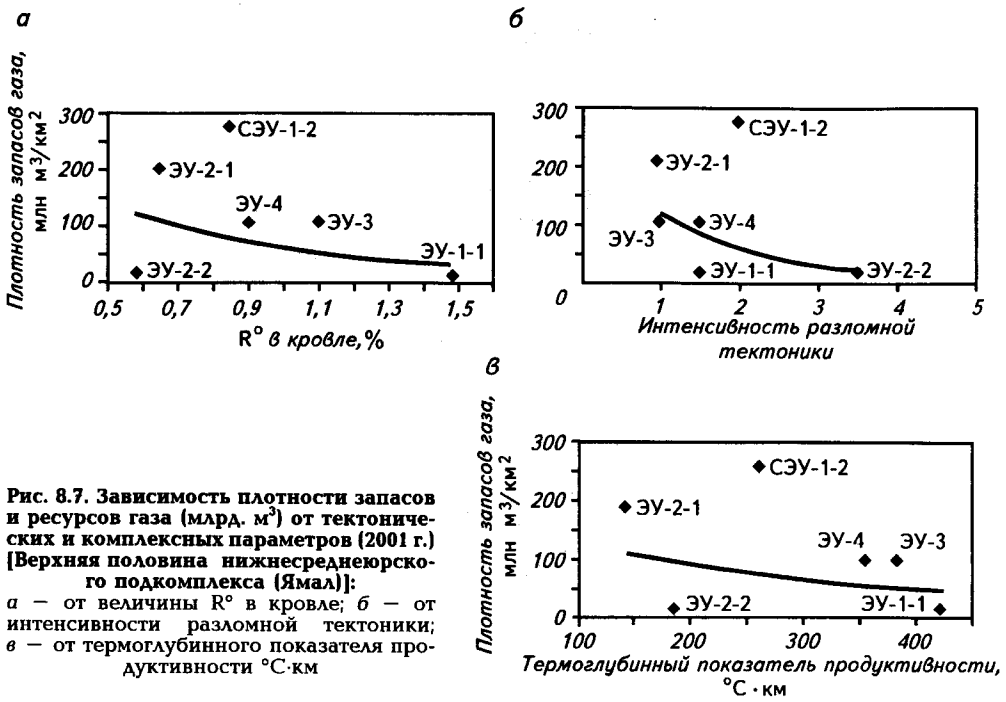


Рис. 8.7. Зависимость плотности запасов и ресурсов газа (млрд. м³) от тектонических и комплексных параметров (2001 г.) [Верхняя половина нижнесреднеюрского подкомплекса (Ямал)]:
а — от величины R° в кровле; *б* — от интенсивности разломной тектоники; *в* — от термоглубинного показателя продуктивности °С·км

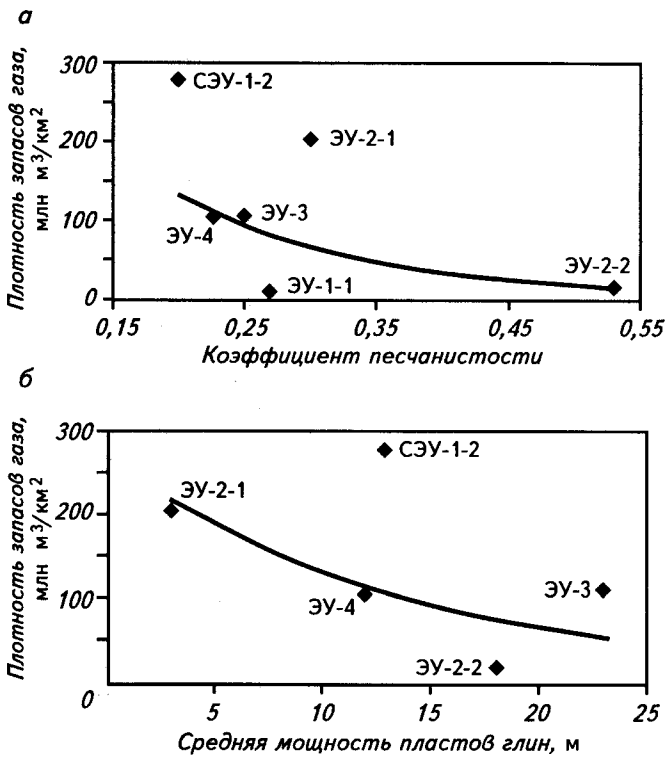


Рис. 8.8. Зависимость плотности запасов и ресурсов газа (млрд. м³) верхней половины нижнесреднеюрского подкомплекса (Ямал) от литологических параметров (2001 г.):
а — от коэффициента песчанистости; *б* — от средней мощности коллектора

Таблица 8.11

Статистико-ресурсные данные по эталонным участкам Ямала в верхней половине нижнесреднеюрского подкомплекса (По состоянию на 01.01.2001 г.)

Эталонные участки (месторождения)	Площадь участка, км^2	Начальные запасы газа, млрд. м^3					Удельная плотность запасов, млн. м^3/км^2
		Q	$A+B+C_1$	C_2	C_3 (по балансу)	$Q+A+B+C_1+C_2+C_3$	
ЭУ-1 3 (Харасавэйское)	3062,5		177	364,8		541,8	176,9
ЭУ-2 (Мало-Ямальское)	4100	0,022	56,5	151,3	68	275,8	67,2
ПЭУ-3 (Малыгинское)	2362,5		52,8	153,9	45	251,7	106,5
ПЭУ-4 (Северо-Тамбейское)	2987,5		15,1	167,4	135	317,5	106,3
Сумма по ЭУ Ямала:	12512,5	0,022	301,4	837,1	248	1386,5	

генетическим кривым — зависимости плотностей ресурсов от конкретных параметров, определены «индивидуальные» величины плотностей ресурсов газа и нефти на ПУ и с использованием трендов значений плотностей и по величинам площадей участков рассчитаны НПРУВ по верхней половине тюменской свиты Ямальской НГО на ПУ, а в сумме с ресурсами оценены ресурсы газа области в целом. Таким образом, по ЭСКМА НПР газа верхней части юрского комплекса Ямала составляют 4,5 трлн. м^3.

С применением ЭМПР рассчитаны ресурсы газа и нефти верхней половины тюменской свиты и ее аналогов. Они оцениваются по ПУ соответственно в 3,3 трлн. м^3 и 0,54 млрд. т. В сумме с ресурсами ЭУ газовый потенциал верхней части свиты оценивается в 4,6 трлн. м^3.

В нижней половине тюменской свиты и в НГЗК так же выделены ЭУ, однако их надежность оценивается как невысокая. При этом для низов юры плотности ресурсов газа оказались по ЭУ весьма близкими (13—16,7 млн. м^3/км^2), кроме Бованенковско-Харасавэйского суперэталона (35,2 млн. м^3/км^2), точно также своеобразным «суперэталоном» для НГЗК

Таблица 8.12

Величины генетических параметров прогноза на эталонных участках

Номер ЭУ	Площадь, км^2	Плотность запасов и ресурсов газа на ЭУ, млн. м^3/км^2	Генетические						
			Тектонические					Литологические	
			Тектоническая приуроченность участков, шифр	Расстояние до границы продуктивного комплекса, км	Удельная плотность локальных структур, доли ед.	Уклон свод/впадина	Интенсивность разломной тектоники, общая/в пределах локальных структур	Общая мощность, $M_{об}$, м	Эффективная мощность $M_{эф}$, м
СЭУ-1-1	1162,5	12,3	I	165	0,52	16,2	I/II	550	148
ЭУ-1-2	1900	277,6	I	150	0,37	24,0	II	750	155
ЭУ-2-1	1100	203,5	III	110	0,2	12,5	I	300	90
ЭУ-2-2	3000	17,2	II	140	0,24	35,0	III/IV	260	138
ЭУ-3	2362,5	106,5	II	270	0,23	15,0	I	903	208
ЭУ-4	2987,5	106,3	III	280	0,5	7,8	I/II	850	212

* Усредненные данные.

является Новопортовский (ЭУ-4, 17 млн. $м^3/км^2$). С использованием данных по ЭУ оценены ресурсы этих двух прогностических объектов на ПУ. Они составили соответственно 381,0 и 300,0 млрд. $м^3$, в сумме с ресурсами ЭУ — около 627,0 и 380,0 млрд. $м^3$. Таким образом, газовый потенциал нижнесреднеюрской толщи Ямальской области в конечном итоге может быть оценен в 5,2 трлн. $м^3$ (по всем прогностическим — подсчетным объектам и с применением разных методов оценки), однако в эту сумму входят «полутрадиционные» ресурсы (пограничные по добывным возможностям) в объеме не менее 1,0—1,1 трлн. $м^3$.

Таким образом, ТРГ свободного газа в породах нижней-средней юры ЯГНО оцениваются в 4,1—4,2 трлн. $м^3$, в том числе 3,6—3,7 в верхней половине комплекса, 0,3 в нижней и базальных горизонтах юры, 0,2 в НГЗК. Газоносность «коренного» палеозоя чисто экспертно оценивается в 0,3—0,4 трлн. $м^3$ (категория $Д_2$). В конечном итоге, по данным авторов, традиционные ресурсы газа юры и мела суши Ямала оцениваются интервально в 19,5—20,4 трлн. $м^3$, а с НГЗК и доюрским комплексом пород — 20,1—21,0 трлн. $м^3$, в том числе неоткрытая часть ресурсов ($С_3 = Д_0 + Д_1 + Д_2$) в 6,0—6,9 трлн. $м^3$ (табл. 8.11, 8.12).

Исходя из общей геолого-геофизической изученности и реальной величины неоткрытых традиционных ресурсов свободного газа, на суше Ямала прогнозируют 5—7 месторождений в диапазоне от 100 до 200 млрд. $м^3$ (0,9—1,2 трлн. $м^3$ «предполагаемых» конечных запасов), 36—40 месторождений от 30 до 100 млрд. $м^3$ каждое (1,8—2,0 трлн. $м^3$), до 75—80 — средних (10—30 млрд. $м^3$, в сумме — 1,0—1,4 трлн. $м^3$) и многие сотни мелких и мельчайших месторождений и залежей (1,4—2,7 трлн. $м^3$).

Одной из проблем Ямала, как впрочем, и всех северных областей провинции, является соотношение между ТРГ и НТРГ и оценка величины последних, особенно остро эта проблема стоит для юрского и более древних, глубокопогруженных комплексов пород.

Большая часть геологических ресурсов газа в нижних горизонтах оса-

Ямала (верхняя половина нижнесреднеюрского подкомплекса)

критерии									
					Геотермические		Геохимические		Комплексные
Средняя мощность коллектора $М_{кол.ср}$, м	Средняя мощность пластов глин $М_{гл.ср}$, м	Среднее число глинистых прослоев в 100 м разреза, Н	Коэффициент песчанистости $К_п$	Число прослоев песчаников в разрезе мощностью > 10$п$ м	СТ в кровле комплекса ($Ю_2$), °С	R° в кровле, %	Содержание $С_{орг}$, %, в глинах	КОВ/РОВ	Термоглубинный показатель продуктивности СТ·$Н$, °С·км
—	—	—	0,27	—	120—130	1,3—1,65	2,4	н/д	429
5	13	6	0,2	1	100—110	0,75—0,95	1,72	0,5*	265,6
3	3	15	0,3	1	60—70	0,65	2,0	0,70	145
16	18	10	0,53	3	67—75	0,5—0,65	2,70	0,80	186,7
5	23	11	0,23	3	105—115	1,1	2,2	0,4*	388,3
7	12	5	0,25	3	100—110	0,85—0,95	2,0	0,4*	360,15

дочного чехла (стратиграфически ниже верхней юры) Карского моря и Обской губы будет относиться к нетрадиционным.

Вместе с тем, официальная оценка традиционных ресурсов газа суши Ямала, составляющая 20,75 трлн. $м^3$, представляется несколько завышенной. По оценкам авторов более реальна величина 19,5—20 трлн. $м^3$, при этом авторы прекрасно отдают себе отчет в том, что НПР должны быть круглыми..., очень круглыми величинами. Нетрадиционные ресурсы свободного газа в плотных низкопроницаемых коллекторах и мельчайших скоплениях внутри угленосных толщ оцениваются в 5,5—7,0 трлн. $м^3$ (минимальная оценка). Таким образом, общий газовый потенциал осадочного чехла Ямала оценивается, по расчетам авторов, в 25,8—27,0 трлн. $м^3$. Его практически полная реализация произойдет в период 2030—2040 гг. Представляется, что новые технологии проводки скважин в экстремальных термобароглубинных условиях освоения газонасыщенных низкопроницаемых горизонтов и разработки скоплений УВ позволят перевести после 2015 г. значительную часть геологических нетрадиционных ресурсов газа Ямала в извлекаемые, рентабельные к разработке ресурсы и запасы.

Одной из наиболее трудных проблем нефтегазовой геологии арктических районов является проблема количественной оценки нефтяного потенциала. Текущее соотношение между запасами свободного газа и нефти (геологическими) составляет 1:0,09 ($В + С_1 + С_2$).

Ресурсы «обычной» для разработки нефти в альб-сеноманском комплексе Ямала (суша + ближний шельф) по экспертно-генетической оценке авторов не превысят 0,10—0,12/0,02—0,03 млрд. т (геол./извлекаемых) и будут приурочены в шовно-разломной зоне северо-западного простирания, параллельной Нурминскому мегавалу.

На Ямале и Гыдане значительная часть термоглубинного интервала, соответствующего «нефтяному окну» для лейптинито-гумусового ОВ (R^o от 0,55 до 1,25 %) и фазе (зоне) максимальной генерации битумоидов (R^o от 0,50 до 0,85 % для всех типов ОВ), приходится на мощную глинистую толщу верхней юры-валанжина. Этим в значительной степени объясняется невысокая величина нефтяного потенциала юрских и нижне-меловых толщ арктических полуостровов. Доля нефти в суммарных ресурсах УВ Карского моря по генетическим причинам будет еще меньше, чем на прилегающей суше.

Развиваемый авторами подход к прогнозированию генерационных отношений газ/битумоиды в породах со смешанным и преимущественно гумусовым ОВ и аккумуляционно-консервационных отношений газ/нефть в залежах позволил провести экспертную оценку ресурсов нефти.

Возможные традиционные ресурсы нефти в породах неокома и юры следует связывать с величинами ресурсов газа зоны «нефтяного окна» — 12,0—12,5 трлн. $м^3$. При известном отношении запасов «катагенетического» газа и нефти (геологических) в открытых залежах (вместе с залежами в низах апта Северного Ямала) и предполагаемых отношениях газ/нефть в неоткрытых залежах неокома и верхней половины юры, с учетом генерационных и консервационных условий в мало- и неизученных зонах впадин и прогибов геологические традиционные ресурсы нефти составят всего 2,0—2,14 млрд. т. С учетом важнейшей части нетрадиционных ресурсов нефти, в плотных низкопроницаемых коллекторах (с фоновыми дебитами из залежей менее 10 т/сут на глубинах более 3000 м) чисто экспертно и по аналогии с нетрадиционными ресурсами газа суммарный нефтяной потенциал ЯГНО оценивается в 2,5—2,7 млрд. т.

В конечном итоге структура общего УВ-потенциала (ОПУВ) Ямальской области представляется следующей (млрд. т н.э.):

УВ	ТР	НТР	ОПУВ
Свободный газ	19,5–20,0	5,5–7,0	25,0–27,0
Конденсат (геологическиер ресурсы)*	1,4–1,5	0,6–0,7	2,0–2,2
Нефть (геологические ресурсы)	2,0–2,1	0,5–0,6*	2,5–2,7
Сумма	22,9–23,6	6,6–8,3	29,5–31,9

* Экспертная оценка.

Газовый потенциал недр Карского моря, включая губы и заливы, оценивается различными исследователями в диапазоне от 20–23 до 34,5 трлн. м^3. По мнению авторов, вряд ли ресурсы свободного газа шельфа превысят ресурсы Ямальской области, и поэтому величины НПРГ (традиционные) оцениваются авторами экспертно в 22–23 трлн. м^3, в том числе до 6 трлн. м^3 – Обская и Тазовская губы. Однако в связи с геологическими особенностями, нетрадиционные ресурсы газа в недрах моря будут больше, чем на суше (до 10–12 трлн. м^3).

Глава 9
ПЕРСПЕКТИВЫ ДАЛЬНЕЙШЕГО ИЗУЧЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТЕНЦИАЛА НЕДР ЯМАЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ И ПРИБРЕЖНОГО ШЕЛЬФА КАРСКОГО МОРЯ

Фундаментальная основа деятельности любой горнодобывающей компании в мире — запасы минерального сырья (в том числе газа, нефти и др.), которыми она владеет или контролирует, и прогнозные ресурсы в недрах ее лицензионных участков, которые она, проводя поисково-разведочные работы (ПРР), может перевести (превратить) в промышленные запасы. Первые — материальная (природно-геологическая) база ее деятельности в настоящее время и в обозримом будущем, вторые — основа стратегии ее развития в отдаленном будущем. Непрерывный переток из ресурсов в запасы и из запасов в накопленную добычу — суть единый процесс производственной деятельности компании, который «не может и не должен прерываться...». Мировая газовая промышленность в XXI веке будет развиваться по двум главным направлениям: первое — освоение углеводородного потенциала глубокопогруженных горизонтов известных нефтегазоносных регионов, второе — выход в малоизученные высокоперспективные регионы, прежде всего в Арктический ареал осадочных бассейнов (суша и море) и в бассейны акваторий Мирового океана в целом. Общемировой опыт показывает, что в большинстве нефтегазоносных бассейнов/провинций (НГБ/НГП), расположенных как на суше, так и на шельфе эпиконтинентальных морей наблюдается закономерность: «чем дальше в море, тем больше газа» (по отношению к запасам и ресурсам нефти). Точно также и в пределах НГП России: при движении от центральных областей провинций к прибрежным и морским областям резко увеличивается доля свободного газа в суммарных потенциальных ресурсах (Тимано-Печорская, Западно-Сибирская, Охотоморская и другие НГП). Отдельные, в том числе и крупные месторождения нефти связаны в преимущественно газоносных областях с локальными структурами, интенсивно нарушенными активными разломами (дегазация недр — вторичное накопление нефти и выпавшего конденсата — Приразломное, Новопортовское, Западно-Мессояхское и другие нефтегазовые месторождения).

Циркумполярный арктический пояс Земли включает осадочные бассейны Северного Ледовитого океана и прилегающей суши: Норвежского и Баренцева морей, Западно-Сибирский, Енисей-Хатангский бассейны, мо-

рей Лаптевых, Восточно-Сибирского, Бофорта, Северного склона Аляски, Свердруп и др. Главной особенностью бассейнов Северной Евразии и Америки является преимущественная газоносность мезозойских и кайнозойских толщ и нефтегазоносность палеозоя, при этом в большинстве бассейнов в пределах суши с юга на север и далее в области шельфа газоносность недр увеличивается, а нефтегазоконденсатные скопления сменяются газоконденсатными и чисто газовыми. Это связано с генетическими причинами, а именно с развитием в разрезе перми, триаса, юры и нижнего мела преимущественно неморских толщ с сапропелево-гумусовым концентрированным (угли) и рассеянным органическим веществом, предопределившим преимущественное газообразование и газонакопление в меловое и кайнозойское время.

Арктический сектор территории России в пределах Ненецкого автономного округа (АО, север Тимано-Печорского региона), Ямальского, Тазовского и Гыданского полуостровов Западной Сибири (север Ямало-Ненецкого АО) и Енисей-Хатангской области (север Красноярского края) и акваторий арктических морей, по общему признанию, обладает очень высоким углеводородным потенциалом недр при существенном преобладании ресурсов природного газа над нефтью. В арктической части России открыто ряд супергигантских (более 1 трлн. $м^3$) и крупнейших (более 100 млрд. $м^3$) газосодержащих месторождений: Ямбургское, Бованенковское, Харасавэйское, Южно-Тамбейское, Русановское, Штокмановское и др.

Большое число газосодержащих месторождений обнаружено в арктических бассейнах Америки. Их освоение определит газодобычу до 2020—2030 гг. В последующие десятилетия XXI века развитие мирового производства газа в значительной степени будет обеспечиваться реализацией в ходе ПРР неоткрытых традиционных и нетрадиционных (газ в низкопроницаемых формациях, газогидраты) ресурсов газа (ТРГ и НТРГ) арктических областей. Объем ТРГ (геологических) Арктики оценивается в 160—190 трлн. $м^3$ (из 510—550 общемировых). Не менее 120—130 трлн. $м^3$ составляют геологические ресурсы скоплений газа в плотных коллекторах. Поистине грандиозны ресурсы газогидратов на суше и в шельфовых арктических бассейнах [164].

В крупнейшей в мире по запасам и ресурсам газа Западно-Сибирской провинции нефтеносные области Среднего Приобья и газонефтеносный Надым-Пур-Тазовский регион вступили в «зрелую» стадию освоения углеводородного потенциала их недр, когда все уникальные, гигантские и большинство крупнейших месторождений прошли «пик» добычи и началось ее неуклонное падение. Поддержание достигнутого уровня добычи газа в НПТР за счет вовлечения в разработку — после Заполярного — менее крупных месторождений-спутников невозможно в силу, прежде всего, геотехнологических и экономических причин.

Для того, чтобы после 2007—2008 гг. поддерживать планируемую добычу газа, необходимо уже с 2004 г. проводить ПРР в объемах, обеспечивающих годовой прирост запасов в размере не менее 580—600 млрд. $м^3$, преимущественно в северных районах ЗСП, и в кратчайшие сроки осуществлять подготовку разведанных месторождений к освоению. К 2008—2010 гг. месторождения-гиганты в НПТР перейдут в категорию месторождений с низконапорными запасами. При этом годовое падение суммарной добычи газа по ним может превысить 30 млрд. $м^3$. Для компенсации такого падения добычи ОАО «Газпром» планирует к 2008 г. приступить к освое-

нию запасов газа на п-ве Ямал в объеме 5,9 трлн. $м^3$ с первоочередным вводом в разработку сеноман-аптских залежей Бованенковского и Харасавэйского месторождений.

В связи с этим необходимо отметить следующее. Нормальный цикл открытия и освоения месторождений УВ в малоизученных районах суши РФ представляется следующим.

1. Региональный этап	3 – 4 года
2. Поисковый этап	2 – 3 года
3. Оценочный и разведочный этапы	3 – 4 года
4. Утверждение запасов в ГКЗ	1 – 2 года
5. Составление проектов разработки и обустройства, само обустройство и ввод в разработку	2 – 3 года
Всего	11 – 16 лет

Без регионального этапа цикл освоения составляет 8 – 12 лет. Таким образом, если исключить региональный этап исследований недр, который может продолжаться достаточно долго, с начала этапа поиска новых месторождений УВ до начала их разработки весь период освоения достигает 8-10 лет. Это значит, что под добычу газа в 2012 – 2015 гг. подготовка новых месторождений УВ должна начинаться уже сейчас... .

Развитие газовой промышленности России до 2030 г. будет происходить за счет расширения районов газодобычи на Ямале, Гыдане, в Обской и Тазовской губах в Западной Сибири, в Восточной Сибири, на шельфах Баренцева, Карского и Охотского морей. Наиболее предпочтительным с точки зрения поддержания газодобычи в Западной Сибири после 2007 г. является первоочередной ввод месторождений полуострова Ямал. Он обеспечивает наиболее надежный и наименее рискованный вариант поддержания минимально необходимого уровня добычи ОАО «Газпром» в 550 – 570 млрд. $м^3$/год и увеличения общенациональной добычи к 2020 г. до 670 – 720 млрд. $м^3$/год. Таким образом, главным резервом развития газовой промышленности Западной Сибири (а значит, и России в целом) на ближнюю и среднюю перспективу является Ямальская газонефтеносная область.

Возобновление ПРР на Ямале в ближайшие 2 – 3 года с целью дальнейшего изучения и освоения УВ-потенциала его недр стратегически необходимо для развития газовой промышленности России. Основные направления наращивания сырьевой базы газо- и нефтедобычи на Ямале традиционны:

доразведка уже открытых и частично разведанных залежей УВ, т.е. перевод предварительно оцененных запасов категории C_2 в промышленные $(B + C_1)$;

выявление и разведка залежей, пропущенных во вскрытом объеме пород на известных месторождениях (перевод «скрытых» запасов в разведанные $C_3 \rightarrow C_1$);

опоискование невскрытых бурением горизонтов месторождений, преимущественно в низах неокома и кровельных горизонтах средней юры;

постановка ПРР на перспективных объектах, преимущественно локальных структурах, подготовленных к глубокому бурению и оцененных по категории $Д_0$ ($C^п_3$).

Наиболее значительный эффект в любой недостаточно изученной НГО или НГР может быть получен от проведения ПРР на наиболее перспективных локальных объектах, подготовленных к глубокому бурению или только выявленных сейсмопоисковыми работами. Перспективные ресурсы локализованных объектов – невскрытых горизонтов и особенно перспектив-

ных структур — являются ближайшим резервом приростов разведанных запасов углеводородов в ходе проведения дальнейших поисково-разведочных работ. По крайней мере, до 2010—2012 гг. в глубокое бурение целесообразно вводить локальные структуры, перспективные ресурсы газа которых могут обеспечить открытие как минимум, средних по геологическим запасам УВ месторождений (на уровне 30—40 млн. т н.э, не менее; однако, чем крупнее, тем лучше...). Для Ямальской области коэффициент перевода перспективных ресурсов в запасы категории C_1 характеризуется постепенным снижением от сеномана и апта к юре соответственно от 0,88 до 0,24. Коэффициент успешности поисковых работ за весь период проведения ПРР составил 50 % и также характеризуется снижением в последние годы. Для территории Западной Сибири в целом подтверждаемость перспективных ресурсов газа в среднем составляет 35—40 %. Следует отметить, что изменение фонда структур в сторону уменьшения их размеров приведет к снижению подтверждаемости перспективных ресурсов. Значительное количество перспективных структур расположено в мегапрогибах и впадинах, где поисковое бурение проводилось в незначительном объеме.

Главные задачи в области укрепления сырьевой базы добычи УВ, которые необходимо решить на Ямале, таковы:

1. Закончить доразведку юрских залежей южного и северного куполов Бованенковского, валанжинских залежей Харасавэйского и нефтяных оторочек юры Новопортовского месторождений с целью уточнения геолого-промысловых характеристик залежей УВ. Опоисковать морскую часть Харасавэйского месторождения (с 2004 г.).

2. Возобновить ПРР на суше и начать их в шельфовой части Крузенштернского месторождения (с 2004 г.), средние и нижние горизонты которого практически не освещены бурением.

3. Продолжить изучение недр месторождений-спутников и перспективных участков в ареале крупнейших месторождений Нурминского мегавала.

4. Начать поиски скоплений УВ в пределах наиболее нефтегазоперспективных участков южного Ямала (Ямбутинского, Юрибейского, Восточно-Новопортовского и др.), через которые пройдет трасса железной дороги Лабытнанги — Бованенково.

5. С 2010—2011 гг. возобновить ПРР в Тамбейской и Сеяхинской зонах с целью доизучения открытых залежей УВ и поиска новых скоплений в валанжинских и юрских горизонтах.

В табл. 9.1 приведена динамика изменения перспективных ресурсов газа за 20-летний период. За эти годы величина оцененных ресурсов перспективных площадей возросла в 3 раза, невскрытых горизонтов месторождений уменьшилась на треть. Примечательно, что из 19 месторождений ГРР на неоком и юру были проведены на 15 месторождениях, а новые залежи в юрском комплексе были открыты только на трех.

По состоянию на 01.01.1993 г. перспективные ресурсы невскрытых горизонтов суши Ямала оценивались по 13 месторождениям в объеме 0,57 трлн. $м^3$, по 51 перспективной неразбуренной площади — 1,68 трлн. $м^3$ (в сумме 2,25 трлн. $м^3$). Анализ достоверности и подтверждаемости перспективных ресурсов приводит к выводу о существенном их завышении на ряде перспективных объектов. Из невскрытых горизонтов это относится в первую очередь к оценке горизонта $Ю_2$ Южно-Тамбейского месторождения по газу — 135 млрд. $м^3$ (по оценке ВНИИГАЗа — 60—70 млрд. $м^3$), сре-

Таблица 9.1

Перспективные ресурсы газа категории C_3 Ямальского района по годам (по данным Государственного баланса)

№ п/п	Площадь (объект), месторождение	Продуктивный горизонт	Ресурсы газа, млрд. м^3		
			1981	1988	2001
	Перспективные площади				
1	Верхнемалыгинская	Средняя юра, неоком, апт, сеноман			81
2	Верхнесеяхинская + Северо-Сеяхинская	Средняя юра, неоком, апт, сеноман			338
3	Восточно-Арктическая	Неоком	9	9	4
4	Восточно-Преображенская	Сеноман			3,3
5	Восточно-Сеяхинская	Неоком, апт			9
6	Восточно-Средне-Ямальская	Средняя юра			22
7	Восточно-Харасавэйская	Средняя юра	110	110	110
8	Восходная	Средняя юра, сеноман	12	12	12
9	Вэнуйская	Средняя юра, неоком, альб, сеноман			33
10	Западно-Байдарацкая	Неоком-альб	12	12	12
11	Западно-Геофизическая	Средняя юра, неоком, апт, сеноман	216	63,6	63,6
12	Западно-Каменномысская	Неоком, апт, ср. юра	78	78	
13	Западно-Малыгинская	Средняя юра			10
14	Западно-Сядорская	Неоком-апт			3
15	Западно-Тюпсалинская	Неоком, сеноман			3,3
16	Леоновская	Неоком			70
17	Лытинская	Средняя юра, неоком, альб, сеноман			23
18	Малотамбейская	Средняя юра, неоком, альб, сеноман			27
19	Ниливойская	Средняя юра, неоком, альб, сеноман	118	118	69
20	Нордовая	Апт, альб, сеноман			29
21	Остромысовская	Сеноман	40	40	40
22	Поселковая	Неоком			13,2
23	Преображенская*	Верх. юра, апт, альб			201,4
24	Северо-Малыгинская	Средняя юра	50	50	15
25	Северо-Сеяхинская	Неоком	9,5	23	
26	Седская	Средняя юра, неоком, альб, сеноман	115	15	15
27	Сеяхинская	Средняя юра, альб	60	60	60
28	Снежная	Неоком-альб			18
29	Среднекрузенштернская	Средняя юра, неоком			34
30	Тюпсалинская	Неоком, альб, сеноман		6	6
31	Турманская	Неоком, сеноман			20
32	Тыпертояхская	Средняя юра, неоком, альб			35
33	Февральская + Южно-Хэсалямская	Средняя юра, неоком			32
34	Фирновая	Средняя юра, неоком, альб, сеноман			11
35	Хариусная	Неоком			29
36	Хвойная	Средняя юра, неоком			32,3
37	Хобская	Средняя юра, неоком, альб, сеноман	10	10	68
38	Хорейная	Неоком, апт			3
39	Хороводная	Неоком, альб, сеноман			25
40	Южно-Муртинская	Средняя юра			1
41	Южно-Ниливойская	Средняя юра, неоком, альб, сеноман	27	27	54
42	Южно-Нурминская	Неоком, альб, сеноман			13,5
43	Южно-Сеяхинская	Средняя юра, неоком	10,3	8	8
44	Южно-Тюпсалинская	Неоком, альб, сеноман			15,3
45	Юрахатская	Средняя юра, неоком, альб			45

Продолжение табл. 9.1

№ п/п	Площадь (объект), месторождение	Продуктивный горизонт	Ресурсы газа, млрд. м^3		
46	Юреяхинская	Сеноман			3
47	Юрседайская	Неоком			24
48	Ямальская	Средняя юра	38	38	38
49	Яптиксалинская	Неоком, альб, сеноман			20,8
50	Ясовейская	Неоком, альб, сеноман			17
	Невскрытые пласты месторождений				
1	Арктическое	Средняя юра	30	15	15
2	Байдарацкое	Средняя юра	12	12	12
3	Верхне-Тиутейское	Средняя юра, неоком	20	20	47
4	Восточно-Бованенковское	Средняя юра	13	13	13
5	Западно-Сеяхинское	Средняя юра	428	428	60
6	Западно-Тамбейское	Средняя юра	45	60	
7	Каменномысское*	Средняя юра, неоком, апт, сеноман	133	133	333,2
8	Крузенштернское	Средняя юра	40	40	40
9	Малыгинское	Средняя юра, неоком	91	91	
10	Мало-Ямальское	Средняя юра, апт	40	40	
11	Нейтинское	Средняя юра	6	6	6
12	Нерстинское	Средняя юра	10	10	10
13	Ростовцевское	Средняя юра	8	8	
14	Нурминское	Неоком	70	70	40
15	Средне-Ямальское	Средняя юра	46	46	46
16	Сядорско-Пяседайское	Средняя юра	30	30	30
17	Усть-Юрибейское	Средняя юра		32	32
18	Хамбатейское	Средняя юра	22	60	60
19	Южно-Тамбейское	Средняя юра	135	135	135
Всего:			1798,8	1928,6	2698,9
Перспективные площади			619,8	679,6	1819,7
Невскрытые пласты месторождений			1179,0	1249,0	879,2

* Суша + море.

ди перспективных площадей неоправданно завышены перспективные ресурсы Восточно- и Северо-Сеяхинской площадей (338,0 против 210–230 млрд. м^3), Восточно-Харасавэйской (110 против 20 млрд. м^3 по оценкам ВНИИГАЗа), Леоновской (70,0 против 30,0), Хамбатейской (60 против 15) и других площадей. По расчетам авторов, более реальными оценками ресурсов $С^{н}_{3}$ и $С^{п}_{3}$ являются 450 и 1150 млрд. м^3 (в сумме 1500 млрд. м^3). С другой стороны, ряд перспективных геологических объектов, с которыми могут быть связаны промышленные скопления УВ, вовсе не оценены по категории $С_3$ и не нашли отражение в Государственном балансе запасов и ресурсов РФ. Это относится к горизонтам $Ю_{14-15}$ и НГЗК Бованенковского месторождения (30–40 млрд. м^3 по оценке ВНИИГАЗа), Новопортовскому (НГЗК, 15–20 млрд. м^3), Тасийскому ($Ю_2$–$Ю_6$, 50–70 млрд. м^3) и другим месторождениям, запасы которых составляют в совокупности 180–200 млрд. м^3 – ближайший резерв постановки ПРР и приростов разведанных запасов газа.

Реальные перспективные ресурсы нефти связаны с невскрытыми горизонтами низов неокома и верхних горизонтов юры Нурминского мегавала от Мало-Ямальского до Нерстинского месторождений (авторская оценка ресурсов зоны – 0,20–0,27 млрд. т извлекаемой нефти), оставшаяся часть неоткрытых ресурсов нефти Ямала «распылена» по многим десяткам предполагаемых, преимущественно подгазовых скоплений в породах средней

юры юго-западной моноклинали и неокома центральных впадин между Нурминским мегавалом и Средне-Ямальским сводом.

По оценке 2001 г. перспективные ресурсы Ямала составляют 2,7 трлн. м^3: 1,8 по перспективным площадям и 0,9 — в невскрытых горизонтах месторождений (см. табл. 9.1), в том числе по трем крупнейшим локальным объектам (более 100 млрд. м^3) — 0,6 трлн. м^3. Таким образом, судя по официальной оценке перспективных локализованных объектов, можно ожидать открытие только трех новых крупнейших по запасам газосодержащих месторождений, остальные будут относиться к крупным, средним и преимущественно мелким по запасам (менее 10 млрд. м^3 — месторождения и менее 3 млрд. м^3 — отдельные залежи). В будущем крупнейшие открытия связаны только с Обской и Тазовской губами и шельфом Карского моря.

В пределах Обской губы по материалам сейсморазведочных работ выделены и оконтурены с различной степенью достоверности антиклинальные поднятия — перспективные площади: с юга на север — Обская, Каменномысская-море, Северо-Каменномысская, Бухаринская, Геофизическая, Восточно-Тамбейская, Карпачевская, Преображенская. Кроме того, в пределах северной части Обской губы установлены акваториальные продолжения сухопутных поднятий (месторождений) Утреннего, Западно-Тамбейского, Тасийского, Штормового.

На структурах Каменномысская-море, Северо-Каменномысская в сеноманских отложениях открыты крупные залежи газа. Эти же объекты подготовлены к глубокому бурению по альб-аптским и неокомским отложениям. В конце 2003 г. открыто газовое месторождение в сеномане на Обской структуре. Прочие объекты требуют подготовки сейсморазведочными работами.

В качестве объектов ГРР на Приямальском шельфе рассматриваются локальные структуры — Нярмейская и Западно-Шараповская (первоочередные), Скуратовская, Обручевская, Амдерминская. На Русановском и Ленинградском месторождениях необходима доразведка залежей, выявленных в сеномане-альбе и в апте, а также опоискование перспективных неокомских и юрских отложений (табл. 9.2).

На шельфе Карского моря вероятно открытие одного уникального по запасам (более 3 трлн. м^3) и 8—10 гигантских и супергигантских газосодержащих месторождений (301—3000 млрд. м^3). Вместе с тем, оценка и ос-

Таблица 9.2

Состояние начальных потенциальных ресурсов газа по месторождениям и перспективным объектам Приямальского шельфа (оценка ВНИИГАЗа, 2002 г.)

Месторождение, площадь	Текущие запасы и ресурсы, млрд. м^3		
	C_1	C_2	$C_3 + Д_1^1$
Ленинградское	71	980,6	3066
Русановское	20,9	79,1	3248
Нярмейская	—	—	2070
Скуратовская	—	—	1794
Невская	—	—	320
Северная	—	—	540
Северо-Харасавэйская	—	—	236
Амдерминская	—	—	292
Итого:	91,9	1059,7	11566

воение УВ-потенциала недр открытого моря таит в себе ряд существенных геологических рисков:

альб-сеноманский комплекс здесь может оказаться малоперспективным;

низы неокома и верхняя юра заглинизированы;

нижнесреднеюрская толща находится в жестких термоглубинных и катагенетических условиях.

В ходе ПРР до 2030 г. общий прирост разведанных запасов газа на суше Ямала возможен в объеме 3,6—4,0 трлн. $м^3$, в том числе 1,5—1,7 трлн. $м^3$ — за счет новых открытий конденсата и нефти — до 400—500 млн. т (извл.), что потребует строительства не менее 200—220 поисково-разведочных скважин и объема бурения до 500 тыс. м. На Приямальском шельфе, включая Обскую губу, за период до 2035—40 гг. реально прирастить около 9,2 трлн. $м^3$ газа и до 400 млн. т жидких УВ.

В конечном итоге суммарный прирост запасов категории $В+С_1$ к 2040 г. в целом по Ямальской и Южно-Карской областям (включая акваторию) составит 12,8—13,2 трлн. $м^3$ газа и 0,7—0,9 млрд. т нефти и конденсата.

Вместе с тем, дальнейшее проведение дорогостоящих и технически сложных ПРР в арктических районах ЗСНГП (суша и шельф) характеризуется рядом геологических, экологических, социально-политических и других рисков.

Геологические риски освоения углеводородного потенциала Ямальской области (суша) и прилегающего шельфа Карского моря сводятся к следующим видам:

а) риск неполного подтверждения разведанных запасов (категории $В+С_1$) газа и конденсата крупнейших месторождений, базовых для будущей разработки (Бованенковского, Харасавэйского и Крузенштернского);

б) то же, для других месторождений области, менее крупных, средних и небольших по величине запасов;

в) риск существенного неподтверждения при доразведке предварительно оцененных запасов категории $С_2$ на всех месторождениях;

г) риск значительного усложнения структурно-литологического строения залежей углеводородов (УВ) в ходе их освоения и эксплуатации, которое может привести в конечном результате к снижению коэффициентов извлечения газа по отдельным залежам;

д) риск неподтверждения в ходе доразведки глубоких горизонтов на известных месторождениях и поисково-разведочных работ на перспективных площадях суши и особенно шельфа Карского моря неоткрытых (перспективных и прогнозных) ресурсов УВ категории $С_3+Д$.

Проведенный геологический риск-анализ освоения запасов и ресурсов УВ недр Ямала позволяет сделать следующие выводы:

1. Созданная в период 1972—1992 гг. сырьевая база газодобычи на полуострове обладает высокой достоверностью и надежностью: из 10,45 трлн. $м^3$ запасов категории $В+С_1$ 5,23 трлн. $м^3$ прошли экспертизу ГКЗ и полностью подготовлены к разработке. Это относится, прежде всего, к трем гигантским месторождениям, составляющим Бованенковско-Харасавэйскую группу месторождений (крупнейший «узел» газонакопления в арктических районах Западной Сибири). Большое число пробуренных и испытанных скважин (95 на Бованенковском и 64 на Харасавэйском месторождении) достаточно равномерно осветивших бурением разрез сено-

мана, альба, апта (горизонтов $ТП_{1-10}$) и верхних горизонтов неокома, позволяет с уверенностью сделать вывод, что геологические запасы меловых горизонтов подтвердятся с точностью не менее, чем ±10% для Бованенковского и ±15% для Харасавэйского месторождений. Остальные запасы категории $В+С_1$ меловых горизонтов этой группы могут быть представлены для экспертизы в ГКЗ: накопленных геолого-геофизических материалов по ним вполне достаточно для их утверждения. Некоторые сомнения вызывает лишь часть запасов категории $С_1$, а также запасы категории $С_2$ юрских горизонтов Бованенковского месторождения в объеме 446,8 млрд. $м^3$, в силу сложности строения природных резервуаров, наличия зон «сухих» коллекторов и в целом невысоких величин ФЕС юрских песчаников и алевролитов. То же относится и к Крузенштернскому месторождению, большая западная часть площади которого находится в мелководном шельфе, где геофизические и буровые работы затруднены. Однако специфика этого месторождения, в отличие от соседних, заключается в том, что подавляющая часть запасов, которые практически полностью прошли экспертизу, сосредоточена в сеномане (86 % от категории $В+С_1$). Кроме того, согласно существующим проектам разработки Бованенковского и Харасавэйского месторождений, запасы сложнопостроенных залежей неокома и юры будут вводиться в разработку на «зрелой» стадии эксплуатации этих месторождений, когда добыча сухого газа из аптских и альб-сеноманских залежей выйдет «на полку». Поэтому возможные небольшие ошибки в оценке запасов категории $В+С_1$ и особенно неполная подтверждаемость запасов категории $С_2$ глубокопогруженных залежей не смогут оказать сколько-нибудь отрицательного влияния на общую разработку базовых месторождений.

Разведанные запасы категории $В+С_1$ Тамбейской группы месторождений, изученные и подтвержденные более чем 120 поисково-разведочными скважинами на четырех месторождениях (2,2 трлн. $м^3$) также имеют минимальный риск неподтверждения (менее 20 %) и практически подготовлены к разработке по меловым горизонтам, хотя юрские залежи остаются недоразведанными. После доразведки минимальным объемом бурения периферийных частей нижнемеловых газовых и газоконденсатных залежей их запасы могут быть представлены на утверждение в ГКЗ.

Таким образом, гарантированная величина подтвержденных геологических запасов газа категории $В+С_1$ в сумме по всем месторождениям Ямала оценивается не менее чем в 9,0−9,5 трлн. $м^3$, запасов категории $С_2$ − 1,8−2,0 трлн. $м^3$, интегральная величина подтвержденных запасов (в ходе доразведочного и эксплуатационного бурения) составляет 10,8−11,5 трлн. $м^3$.

2. Неоткрытые ресурсы газа на суше Ямала «распылены» по большому числу преимущественно средних и небольших по запасам предполагаемых скоплений, подтверждаемость которых, в отличие от крупнейших, гигантских и уникальных месторождений, не превышает 40−50 %. Таким образом, после тотальной разведки недр суши Ямала ориентировочно к 2035 г., вероятно, будет реализовано до 3 трлн. $м^3$ прогнозных ресурсов газа.

Значительно больший риск неподтверждения имеют потенциальные ресурсы газа недр шельфа Карского моря, включая Обскую и Тазовскую губы. К настоящему времени суммарные доказанные запасы газа четырех открытых шельфовых месторождений существенно меньше 1 трлн. $м^3$. Подтвердятся ли будущими открытиями и разведкой прогнозируемые ре-

сурсы в объеме до 33 трлн. м^3 (по официальной оценке) — очень большой вопрос. По современным воззрениям, в силу генетических причин перспективы альб-сеноманского уникального газоносного комплекса на шельфе существенно ниже, чем на прилегающей суше, разрез неокома может быть значительно заглинизирован, а юрские горизонты находятся в более жестких термобароглубинных условиях, чем на Ямале и Гыдане, где они также имеют ограниченные перспективы. В таком случае вся «ресурсная нагрузка» в недрах Карского моря ложится на сравнительно узкий стратиграфический диапазон газоносности (готерив-апт, возможно, альб) и потенциальные ресурсы газа не превысят 18—20 трлн. м^3 (только открытый шельф Карского моря). Кроме того, их освоение растянется на период от 2015—2020 до 2040 гг., с учетом того, что достаточно интенсивное и результативное освоение УВ-потенциала полуострова Ямал продолжалось с 1968 по 1992 гг. (более 25 лет).

3. Как показывает опыт освоения большинства нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири, строение залежей УВ существенно усложняется по мере их изучения от одной стадии к другой (поиски, оценка, разведка, доразведка в ходе эксплуатации, уплотняющее бурение на зрелой и поздней стадиях отработки запасов), а именно, «увеличивается» литологическая и коллекторская неоднородность продуктивных резервуаров и отдельных пластов, выявляются многочисленные разноамплитудные разломы, оказывающие как позитивное, так и негативное (усложняющее) воздействие на эксплуатацию залежей УВ, и т.д. Подобного типа рисками характеризуются все продуктивные комплексы Ямала, кроме сеноманского, но особенно характерны «усложняющие риски» для низов неокома (валанжин, горизонты групп БЯ и НП — новопортовской толщи) и юры Бованенковского, Новопортовского и Тамбейской группы месторождений (юрский комплекс на Харасавэйском и Крузенштернском месторождениях содержит преимущественно нетрадиционные ресурсы газа в плотных практически непроницаемых коллекторах при современных геотемпературах 120—140 °С и более).

В результате риск-анализа можно сделать один общий вывод: с точки зрения геологии и ресурсной базы Ямальская газонефтеносная область вместе с прилегающим (ближним) шельфом Карского моря представляет собой последний высоконадежный стратегический регион — мегаобъект для развития крупномасштабной добычи газа в России в период до 2035—40 гг., геологические риски освоения газового потенциала которого минимальны и значительно ниже, чем Восточно-Сибирского региона на суше и акваторий северных и дальневосточных морей, включая открытый шельф Карского моря, в которых только ***создание*** будущей базы газодобычи (еще до ее освоения) растянется на всю первую половину XXI века и потребует колоссальных финансовых, технических и людских затрат и усилий (по различным оценкам, от 80 до 100 млрд. долл.).

Необходимо подчеркнуть, что в ближайшие 10—12 лет поиски, разведка и освоение месторождений свободного газа с запасами менее 50—30 млрд. м^3 в арктических районах суши Западной Сибири и менее 100 млрд. м^3 в губах и заливах Карского моря будут нерациональны. Только после 2015 г. станут рентабельными поиски и разведка в арктической тундре Западной Сибири средних и небольших по запасам газосодержащих месторождений.

Перспективы расширения сырьевой базы газовой промышленности в

XXI веке в Западной Сибири, в значительной мере связаны с освоением плотных слабо проницаемых газонасыщенных пород.

В недрах Севера провинции геологические ресурсы газа в низкопроницаемых толщах и на участках разновозрастных уплотненных природных резервуаров в диапазоне апт (на Ямале и Гыдане) — кровля доюрских пород (повсеместно) по самым скромным оценкам составляют не менее 65—70 трлн. м^3, причем в породах юры нетрадиционные ресурсы значительно превосходят традиционные.

Добыча свободного газа из низкопроницаемых газонасыщенных пород в Западной Сибири в настоящее время нерентабельна. Однако уже к 2015—2020 гг. суммарный объем добычи газа из плотных пород может достигнуть 40—50 млрд. м^3, что составит 7—8 % от общей газодобычи региона.

Наряду с продолжением ПРР для долгосрочного стратегического планирования геологоразведочных работ, правильного определения их основных направлений и поддержания эффективности поисково-разведочного бурения на высоком уровне к 2010 г. необходимо завершить цикл регионального изучения недр Ямала. Для этого требуется выполнить четыре региональных комплексных сейсмопрофиля МОВ ОГТ и МОВ ОГП (отраженные и преломленные волны) общим объемом 1830 км и пробурить четыре параметрические скважины с вскрытием доюрского комплекса на глубину 300—400 м: Нейтинскую, Харасавэйскую, Южно-Тамбейскую и Малыгинскую с суммарной проходкой 20 000 м.

На суше ЯНАО и в акваториях губ окончательное освоение неоткрытой части УВ-потенциала альб-сеноманского комплекса и аптского подкомплекса (перевод из ресурсов в запасы и их подключение к добыче) произойдет до 2015—2020 гг., акватории Приямальского шельфа Карского моря — до 2025—2030 гг., недр открытого шельфа Карского моря — в период 2021—2050 гг. Таким образом, уникальный газовый потенциал среднего мела северных и арктических районов Западной Сибири в пределах ЯНАО и Карского шельфа еще многие десятилетия будет «питать» газовую промышленность России, при этом лидерство от сеномана Надым-Тазовского междуречья после 2015 г. перейдет к альбу и особенно апту арктических полуостровов и шельфовых областей, где он высокоперспективен, в отличие от сеномана и особенно юры.

Постепенное снижение добычи «традиционного» (по современным критериям) газа на суше будет восполняться освоением газового потенциала недр Карского моря (не менее 20—23 трлн. м^3) и введением в эксплуатацию морских газосодержащих месторождений (с 2010 г., наиболее активно в период 2021—2050 гг.). После 2030 г. в большинстве районов ЯНАО начнется активное освоение НТРГ, прежде всего, в низкопроницаемых коллекторах.

Проведение поисково-разведочных работ и организация добычи и транспорта газа и жидких УВ (конденсата и нефти из оторочек) в труднодоступных арктических районах суши и на шельфе Карского моря потребует очень значительных капиталовложений, как российских, так и зарубежных, т.е. является транснациональной задачей. При этом, именно западно-сибирский газ (арктическая суша и шельф Карского моря) будет составлять основу национального производства газа в России и газоснабжения многих стран и регионов, расположенных на Евро-Азиатском мегаконтиненте в течение первой половины XXI века.

В конечном итоге разведка, освоение и промышленное использование

традиционных и нетрадиционных ресурсов газа Российского сектора Арктики (суша и шельф) с целью обеспечения энергетических потребностей мира должны рассматриваться как приоритетная задача XXI века.

Стратегически сценарий развития газовой промышленности России в XXI веке представляется следующим. Продолжительная — в 35 лет — эра западно-сибирского сеноманского газа в России от «рассвета» (1975—1980 гг.) до «заката» (2011—2015 гг.), сменится кратковременными эпохами аптского газа Ямала (2009—2020 гг.), валанжин-юрского газа севера Западной Сибири в целом (2016—2030 гг.), периодом «господства» газа арктических и дальневосточных морей (2021—2050 гг.) и эрой повсеместного использования нетрадиционных источников газа (2040—2100 гг.).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Идеал недостижим, и в нефтегазовой геологии тоже. Успешный поиск геологической истины возможен, и даже необходим, однако затраты — финансовые, временные и интеллектуальные — во многих случаях могут значительно превысить итоговые положительные результаты... Точно так же, никакая отдельно взятая работа, даже претендующая на всеохватность исследований, не может «закрыть проблему» в принципе, в особенности когда это касается нефтегазовой геологии и оценки перспектив таких крупных и достаточно сложных геологических объектов, как Ямальская газонефтеносная область Западной Сибири.

Любая научно-исследовательская работа — этапна: она обобщает результаты исследований геологического объекта какого-либо временного периода и в идеале (труднодостижимом) должна учесть («препарировать») все точки зрения и концепции, часто противоречающие друг другу, по крайней мере, наиболее объективных коллективов исследователей и отдельных экспертов по проблеме.

...Ямал... последний — реальный — стратегический резерв газодобычи на суше России. Перспективы изучения и освоения газового потенциала Восточной Сибири и Дальнего Востока — туманны, недр арктических морей Сибири — отдалены на десятки лет.

Настоящая работа является итогом многолетних исследований авторов, опиравшихся на собственный опыт и результаты работ других исследователей. Это — первое обобщение анализа геологического строения и газонефтеносности арктических областей Западной Сибири.

В одной работе невозможно в равной степени осветить все аспекты сложнейшей проблемы онтогенеза УВ в породах мела и юры Ямальской области, поэтому авторы сделали упор на детальный, по возможности, комплексный анализ литологического, геотермического и геохимического факторов газонефтеобразования и накопления УВ в породах мела и юры ЯГНО, качественный и количественный прогноз газо- и нефтеносности пород осадочного чехла на суше и ближнем шельфе Карского моря. Тектонические и гидрогеологические аспекты рассмотрены с меньшей детальностью. Самостоятельное справочное значение имеет детальное описание открытых месторождений и слагающих их залежей УВ. Как практический итог кратко сформулированы наиболее перспективные направления развития дальнейших ГРР безотносительно к конкретным компаниям-операторам, которые в будущем могли бы их проводить (общегосударственный подход к проблеме развития сырьевой базы газо- и нефтедобычи).

В изложении большинства аспектов (объектов исследований — проблем) авторы руководствовались принципом: от анализа-характеристики «леса» «в целом» к отдельным группам «деревьев» (от целого к частностям и вновь — к целому для лучшего понимания последнего, в конечном итоге).

Ниже в генерализованном виде изложены выводы, полученные в итоге

исследований проблемы газонефтеносности Ямальской области Западной Сибири.

1. За более чем 40-летний период исследования недр Ямальского полуострова, благодаря проведению больших объемов сейсмических исследований и бурению 750 глубоких поисково-разведочных и эксплуатационных (на Бованенковском и Новопортовском месторождениях) скважин, его изученность достигла «зрелой стадии»: наиболее перспективные локальные поднятия в центральных и южных зонах области разбурены по меловым горизонтам достаточно хорошо. Вместе с тем, изученность юрского комплекса пород характеризуется повсеместно, за исключением двух указанных выше месторождений, как пониженная. Буровую изученность низов юры и доюрского комплекса пород следует оценить как крайне низкую. Однако большинство впадин и прогибов, а также моноклинальные зоны юга ЯГНО исследованы недостаточно даже по меловым породам: здесь в бурение были введены отдельные, небольшие по морфологическим параметрам локальные структуры, однако и по ним эффективность ГРР была низкой, по сравнению со структурами на крупных рельефных поднятиях (сводах и мегавалах). В итоге из 55 площадей, введенных в бурение, месторождения УВ были открыты только на 26 (успешность 47 %).

2. Ямал является областью преимущественного газонакопления: из 26 официально открытых месторождений 8 — газовые, 10 — газоконденсатные, 6 — газоконденсатно-нефтяные и 2 нефтегазоконденсатные. Два установленных, но официально не открытых месторождения — Восточно-Харасавэйское и Восточно-Новопортовское, также относятся к газовым. Разведанные и предварительно оцененные геологические запасы углеводородов (открытая часть потенциальных ресурсов) в Ямальской области составляют на 01.01.2003 г. 15,2 млрд. т н.э. (более 90 % — свободный газ). Главным газоносным подкомплексом является аптский, жидкие УВ (нефть и конденсат) сосредоточены в сравнительно узком стратиграфическом интервале: кровля средней юры — апт.

3. В результате анализа и обобщения огромного фактического материала, в том числе сейсмических данных, исследований керна и физико-химических свойств геофлюидов достаточно детально изучена стратиграфия мела и юры, литолого-фациальная характеристика продуктивных комплексов пород, тектоническое строение осадочного чехла, количество и геохимическая характеристика рассеянного и концентрированного ОВ, а также его катагенетическая преобразованность, термобарические условия локализации УВ-скоплений.

Главными литолого-фациальными особенностями ЯГНО являются высокая мористость и общая глинистость разреза нижнего мела и юры, наличие большого чила зональных глинистых покрышек в сеномане, апте и неокоме и мощной областной нижнеальбской покрышки, упорядоченное литологическое строение нижнесреднеюрской толщи (наличие сравнительно мощных, выдержанных в пространстве песчано-алевролитовых горизонтов $Ю_2-Ю_{12}$), развитие континентальной угленосной формации в объеме готерива-апта со множеством пластов угля и углистых глин. Вместе с тем структурные макроформы строения разновозрастных литолого-стратиграфических комплексов отличаются простотой, малыми наклонами углов на крыльях и бортах, относительно слабой нарушенностью разломами.

В течение поздней юры, мела и кайнозоя в результате разновозраст-

ных и разноинтенсивных конседиментационных нисходящих движений и подвижек по блокам фундамента с уже накопленными осадками чехла в объеме осадочной макролинзы было образовано большое число локальных поднятий, тяготеющих преимущественно к крупным тектоническим структурам II порядка и их склонам. Вместе с тем, большинство локальных структур имеют конседиментационный генезис и развивались в течение всего послеюрского времени. Ряд тектонических структур II и III порядков осложнен по своду и/или на крыльях дизъюнктивными нарушениями различной морфологии (амплитуды перемещения пород, времени проявления и флюидопроницаемости). Наиболее яркие примеры высоко- и средненарушенных структур: Новопортовский вал, Нейтинская, Нерстинская и другие локальные структуры.

В западной половине Севера провинции в объеме крупных конседиментационных структур, ненарушенных или слабонарушенных разломами весь или значительная часть разреза от кровли сеномана до базальных горизонтов юры и НГЗК газо- и нефтенасыщена и отсутствие залежей УВ (водоносность природных резервуаров) объясняется либо негерметичностью (литологической или разломной) покрышек, либо отсутствием замкнутых положительных структур в объеме каких-либо частей разреза, при этом в юрской толще интервалы газонефтеотдающих коллекторов приурочены к кровельным и подошвенным частям проницаемой части разреза, а большая часть юрских песчано-алевролитовых пластов обладает «мертвой» газонефтенасыщенностью («нетрадиционные» ресурсы УВ, на Харасавэйском, Бованенковском, Западно-Сеяхинском и многих других месторождениях).

4. Геотермическое поле в объеме нижнемеловой-сеноманской макролинзы — малонапряженное. Современные геотемпературы увеличиваются от 20—35 в кровле сеномана до 40—75 °С в кровле апта, 70—110 °С в верхних и средних горизонтах валанжина. Соответственно уровень катагенеза увеличивается от $ПК_2/ПК_3$ до $ПК_3^1/МК_1^1$ и $МК_2$.

Юрская толща характеризуется максимально высокой геотемпературной напряженностью (прежде всего, центральные и западные районы Ямала). Величины СТ изменяются в кровле средней юры от 50—80 °С в окраинных зонах до 100—110 °С на поднятиях и до 120 °С и более в погруженных зонах Севера и в зоне Харасавэйской термоаномалии. Вследствие максимально высоких геотермоградиентов в породах баженовской (4,0—5,2 °С/100 м) и тюменской свит (3,5—4,8 °С/100 м) и их аналогов величины СТ в базальных горизонтах юры достигают 100—200 °С и более. Максимальные палеогеотемпературы в раннеолигоценовое время превышали СТ на 22—26 °С.

Катагенетическая преобразованность ОВ и пород верхней юры и кровельных горизонтов средней юры изменяется в диапазоне от $МК_1^1$ до $МК_3$ ($R°$ от 0,48—0,50 до 1,00—1,25 %), т.е. полностью в интервале «нефтяного окна»), в средних горизонтах юры уровень катагенеза выше на 1—2 градации, в базальных горизонтах юры катагенез соответствует градациям $МК_2—АК_1$ (до $АК_2$ и выше в отдельных зонах).

5. Проведенный авторами анализ онтогенеза углеводородов в породах сеномана, нижнего мела и юры показал, что в объеме осадочного чехла ЯГНО были генерированы грандиозные объемы и массы УВ-газа и битумоидов, часть которых после эмиграции в коллекторские горизонты в результате миграции-аккумуляции образовала различные по величине пре-

имущественно газовые и газоконденсатные скопления. Эволюционная сохранность большинства первичных УВ-скоплений оценивается как высокая, вместе с тем величины коэфициентов аккумуляции и сохранности оказались невысокими для меловых комплексов и пониженными для юрского, в силу ограниченности аккумуляционного потенциала в первом случае и плохой сохранности коллекторского потенциала в жестких термокатагенетических условиях, в другом. Тем не менее, общий потенциал газонефтенакопления и сохранности в Ямальской области в конечном итоге оказался наиболее высоким по сравнению с другими арктическими областями провинции в силу сочетания ряда благоприятных факторов.

6. Наиболее вероятная интервальная величина потенциальных традиционных ресурсов газа ЯГНО составляет 18—21 трлн. $м^3$, жидких УВ — до 3,0 млрд. т (геол.), вместе же с нетрадиционными ресурсами УВ (преимущественно в плотных газонефтенасыщенных коллекторах низов мела, юры и палеозоя) общие ресурсы УВ области превышают 30 млрд. т н.э. (геологические ресурсы, без газогидратов и межмерзлотного газа). Это создает предпосылки для дальнейшего изучения, выявления и освоения УВ-потенциала недр полуострова, тем более, что Ямал представляется как плацдарм для освоения совсем еще «нетронутых долотом» недр Карского моря.

В ближайшие годы активное изучение и освоение недр арктических районов Западной Сибири, безусловно, возобновится (жизнь заставит). Настоящее время (после «безвременья» последних десяти лет) — это период осмысления, более углубленного познания и интерпретации всего накопленного за вторую половину XX века материала. Это касается нефтегазовой геологии России в целом, конкретных провинций, областей и продуктивных комплексов.

Изучение недр Ямала и акватории Карского моря продолжается, продолжат его и авторы настоящей работы...

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Алексин Г.А., Дурдиев З.Ж., Ростовцев В.Г.* Перспективы поисков нефти и газа в юрских отложениях полуостровов Ямал и Гыдан//Геология нефти и газа. — 1983. — № 2. — С. 1—6.

2. *Аммосов И.И., Горшков В.И.* О литификации и нефтегазоносности осадочного чехла Западно-Сибирской низменности/Геология и нефтегазоносность центральной части Западно-Сибирской низменности. — М.: Наука, 1968. — С. 111—127.

3. *Багринцева К.И., Васильев В.Г., Ермаков В.И.* Роль угленосных толщ в процессах генерации природного газа//Геология нефти и газа. — 1968. — № 6. — С. 7—11.

4. *Беспалова С.Н.* Водорастворенные газы юрских отложений севера Западной Сибири//Геология нефти и газа. — 1981. — № 9. — С. 21—25.

5. *Беспалова С.Н.* Оценка перспектив нефтегазоносности неокомских отложений севера Западной Сибири по геохимическим показателям//Геология нефти и газа. — 1983. — № 3. — С. 22—26.

6. *Бострикова О.И., Конторович А.Э., Фомичев А.С.* Масштабы генерации и эмиграции углеводородов в верхнеюрских и меловых нефтегазоносных комплексах Западно-Сибирской плиты/Результаты работ по Межведомственной региональной научной программе «Поиск» за 1992—1993 гг. Ч. 2. — Новосибирск, 1995. — С. 66—70.

7. *Бострикова О.И., Фомичев А.С.* Геохимия и условия накопления органического вещества верхнеюрских и нижнемеловых отложений Западно-Сибирской плиты/Результаты работ по Межведомственной региональной научной программе «Поиск» за 1992—1993 гг. Ч. 2. — Новосибирск, 1995. — С. 82—88.

8. *Брехунцова Е.А., Кислухин В.И.* Особенности формирования и нефтегазоносность осадочного чехла п-ова Ямал//Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 2001. — № 5. — С. 36—41.

9. *Вайполин Ю.В., Евсеев Г.П.* Строение нижних осадочных толщ по сейсмическим данным и их нефтегазоносность на севере Западной Сибири/Нефтегазоносность Западной Сибири//Тр. ин-та/ВНИГРИ. 1974. Вып. 352. С. 122—136.

10. *Вассоевич Н.Б.* Геохимия органического вещества и происхождение нефти. Избранные труды. — М.: Нука, 1986. — 336 с.

11. *Вассоевич Н.Б., Козлов А.Л., Лопатин Н.В.* Образование газов на разных этапах литогенеза//Вестник МГУ. Сер. геол. — 1979. — № 1. — С. 36—43.

12. *Веренинова Т.А.* Строение юрского нефтегазоносного комплекса центральных и северных районов Западной Сибири: Автореф. дис. канд. геол.-минерал. наук. — Л.: ВНИГРИ, 1982. — С. 24.

13. *Веренинова Т.А., Яковлева С.П.* О распространении морских нижнеюрских отложений на севере Западной Сибири//Докл. АН СССР. — 1982. — Т. 267. — № 5. — С. 1174.

14. *Влияние* эпигенетических процессов на параметры коллекторов и покрышек в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности/Б.А. Лебедев, Г.Б. Аристова, Е.Г. Бро и др.//Тр. ин-та/ВНИГРИ. — Л.: Недра. — 1976. — Вып. 361. — 130 с.

15. *Выделение* главных нефтегазоносных объектов на севере Западной Сибири в связи с освоением месторождений нефти и газа/А.М. Брехунцов, В.С. Бочкарев, В.Н. Бородкин, Н.П. Дещеня//Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 2001. — № 5. — С. 4—15.

16. *Высоцкий И.В.* Геология природного газа. — М.: Недра, 1979. — 392 с.

17. *Высоцкий И.В., Высоцкий В.И.* Формирование нефтяных, газовых и конденсатно-газовых месторождений. — М.: Недра, 1986. — 227 с.

18. *Газовые* и газоконденсатные месторождения: Справочник/В.Г. Васильев, В.И. Ермаков, И.П. Жабрев и др. — М.: Недра, 1983. — С. 376.

19. *Газогенерирующие* формации мелового, юрского и триасового возраста Западно-Сибирской плиты/В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов, Н.И. Леонгардт, Е.И. Пашкевич: Тез. докл. VI Всесоюзного семинара «Органическое вещество в современных и ископаемых осадках. — М., 1979. — С. 147—148.

20. *Галимов Э.М.* Генезис газов на севере Западной Сибири по данным $\delta^{13}C$ и δD//Доклады Академии наук. — 1995. — Т. 342. — № 3. — С. 371—374.

21. *Геология* и геохимия природных горючих газов/В.И. Ермаков, Л.М. Зорькин, В.А. Скоробогатов, В.И. Старосельский: Справочник; Под ред. И.В. Высоцкого. — М.: Недра, 1990. — 315 с.

22. *Геология* нефти и газа Западной Сибири/А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и др. — М.: Недра, 1975. — 679 с.

23. *Геолого-геохимические* условия формирования залежей углеводородов в мезозойских отложениях Северо-Западной Сибири/В.Е. Андрусевич, О.И. Бостриков, И.А. Олли и др.//Геология и геофизика, 1989. — № 8. — С. 33—40.

24. *Геотермические* исследования в Западной Сибири/Геотермия. Отчеты по геотермическим исследованиям в СССР. Вып. 1—2/С.И. Сергиенко, Я.Б. Смирнов, Б.П. Ставицкий и др. — М.: Наука, 1974. — С. 58—62.

25. *Геохимические* критерии нефтегазоносности и условия формирования скоплений нефти и газа в мезозойских отложениях севера Западно-Сибирской плиты/А.Э. Конторович, Л.И. Богородская, С.И. Голышев и др.//Тр. СНИИГГИМС. Вып. 283. — Новосибирск. — 1980. — Вып. 283. — С. 86—127.

26. *Геохимические* особенности преобразования рассеянного органического вещества и количественная оценка масштабов нефтегазообразования в мезозойских отложениях Западной Сибири/С.Г. Неручев, И.А. Зеличенко, Е.А. Рогозина и др./Основные проблемы нефтегазоносности Западной Сибири. — Л.: 1984. — С. 132—144.

27. *Герман Е.В., Евсеев Г.П., Ласточкин А.Н.* Разрывные нарушения осадочного чехла и их соотношение с пликативными структурами Западно-Сибирской плиты//Нефтегазовая геология и геофизика. — 1973. — № 5. — С. 8—11.

28. *Глухоедов Ю.М., Латыпова З.А., Тихомирова В.В.* История тектонического развития Малыгинского поднятия и оценка его нефтегазоносности//Тр. ЗапСибНИГНИ. Вып. 102. — Тюмень, 1975. — С. 85—91.

29. *Гончаров И.В.* Геохимия нефтей Западной Сибири. — М.: Недра, 1987. — 181 с.

30. *Горбенко Г.Д., Зонн М.С., Корж М.В.* Нефтегазоносность нижнесреднеюрского комплекса Западной Сибири/Геология и нефтеносность Западной Сибири. — М., 1982. — С. 46—55.

31. *Гудымова Т.В., Скоробогатов В.А.* Потенциальные ресурсы природного газа России и стратегия их освоения в первой половине XXI века/Газовая геология России. Вчера. Сегодня. Завтра. — М.: ВНИИГАЗ, 2000. — С. 82—91.

32. *Гудымова Т.В., Скоробогатов В.А.* Принципы и методы оценки перспектив газонефтеносности геологических объектов, находящихся на разных этапах изучения/Прогноз газоносности России и сопредельных стран. — М.: ВНИИГАЗ, 200. — С. 43—57.

33. *Гурари Ф.Г., Еханин А.Е.* Закономерности размещения углеводородных залежей в нижнесреднеюрских отложениях Западно-Сибирской плиты//Геология нефти и газа. — 1987. — № 10. — С. 19—26.

34. *Гурари Ф.Г., Зимин Ю.Г., Карогодин Ю.М.* Термодинамические факторы дифференциального размещения нефтяных и газовых залежей Западной Сибири//Докл. АН СССР. — 1972. — Т. 203. — № 2. — С. 453—455.

35. *Гурко Н.Н., Галишев М.А.* К вопросу о генезисе нафтеновых нефтей//Геохимия. — 1981. — № 10. — 1591—1598.

36. *Динамика* накопления мезозойско-кайнозойского осадочного слоя Западно-Сибирского бассейна/В.С. Сурков, Д.В. Смирнов, Ф.Г. Гурари, В.П. Девятов, А.М. Казаков//Геология и геофизика. — 1997. — № 5. — С. 919—926.

37. *Дифференцированная* оценка перспектив нефтегазоносности Западной Сибири по комплексу геолого-геохимической информации/С.П. Максимов, Т.А. Ботнева, М.К. Калинина, А.М. Бриндзинский//Геология нефти и газа. — 1977. — № 11. — С. 30—37.

38. *Дядюк Н.П.* Некоторые особенности тектонического строения и развития локальных поднятий полуострова Ямал//Труды ЗапСибНИГНИ. Вып. 12. — Тюмень, 1975. — С. 91—96.

39. *Дядюк Н.П., Девяшина В.В.* Геологическое строение и нефтеносность полуострова Ямал — Труды ЗапСибНИГНИ. Вып. 58. — Тюмень, 1972. — С. 73—91.

40. *Емец Т.П., Лопатин Н.В., Литвинова В.Н.* Катагенез и углеводородный потенциал отложений севера Западной Сибири//Геология нефти и газа. — 1986. — № 1. — С. 53—58.

41. *Ермаков В.И., Скоробогатов В.А.* Континентальные угленосные формации и нефтенакопление/Осадочные бассейны и их нфтегазоносность. — М.: Наука, 1983. — С. 117—122.

42. *Ермаков В.И., Скоробогатов В.А.* Новые данные о катагенетической преобразованности органического вещества базальных горизонтов осадочного чехла северных районов Западно-Сибирской плиты//Докл. АН СССР. — 1990. — Т. 314. — № 5. — С. 1197—1201.

43. *Ермаков В.И., Скоробогатов В.А.* О соотношении газа и нефти в юрских и меловых отложениях на севере Западной Сибри/Сборник научных трудов ИГИРГИ. — М., 1982. — С. 18—29.

44. *Ермаков В.И., Скоробогатов В.А.* Образование углеводородных газов в угленосных и субугленосных отложениях. — М.: Недра, 1984. — С. 240.

45. *Ермаков В.И., Скоробогатов В.А.* Палеотемпературная шкала катагенеза юрских и меловых пород Западной Сибири/Нефтегеологические интерпретации теплового режима недр Западной Сибири. — Сборник научных трудов ЗапСибНИГНИ. — Тюмень, 1988. — С. 101—106.

46. *Ермаков В.И., Скоробогатов В.А.* Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР. М.: Недра, 1986, 221 с.

47. *Ермаков В.И., Скоробогатов В.А.* Термоглубинные условия газонефтеносности юрских отложений северных районов Западной Сибири//Геология нефти и газа. — 1988. — № 11. — С. 17—22.

48. *Ермаков В.И., Скоробогатов В.А., Соловьев Н.Н.* Геолого-геохимические и тектонические факторы прогноза газоносности севера Западной Сибири//Геология, методы

поисков, разведки и оценки месторождений топливно-энергетического сырья: Обзор/ЗАО «Геоинформмарк». — М., 1997. — 314 с.

49. *Журавлев Е.Г.* Тектоника фундамента Западно-Сибирской плиты//Геотектоника. — 1986. — № 5. — С. 107—115.

50. *Зорькин Л.М., Старобинец И.С., Стадник Е.В.* Геохимия природных газов нефтегазоносных бассейнов. — М.: Недра, 1984. — 248 с.

51. *Зырянов Л.Н.* Особенности строения яротинской и танопчинской свит полуострова Ямал — Труды ЗапСиНИГНИ, вып. 101, Тюмень, 1975. — С. 36—51.

52. *Иванцова В.В., Перугин Н.Н., Беляева Л.Н.* Факторы, влияющие на состав нефтей Западной Сибири/Пути эволюции органического вещества в земной коре: Сб. науч. трудов ВНИГРИ. — Л., 1984. — С. 104—110.

53. *Изменение* нефтематеринского потенциала органического вещества в отложениях мезозоя Западной Сибири/Г.Ф. Григорьева, Р.А. Бадрызлова, Л.А. Семенова, Н.И. Крапивина/Геохимические критерии оценки нефтегазоносности мезозойских отложений Западной Сибири//Тр. ЗапСибНИГНИ. Вып. 154. — Тюмень, 1980. — С. 23—38.

54. *Изотопный* состав природных газов севера Западной Сибири./П.И. Дворецкий, В.С. Гончаров, А.Д. Есиков и др.//Обз. информ. Сер. Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. — М.: ИРЦ ОАО «Газпром», 2000.

55. *Калятин О.А., Скоробогатов В.А.* Нефтегазообразование как одна из причин развития зон аномально высоких пластовых давлений: Тезисы докладов IV Всесоюзного семинара: — М.: МГУ, 1984. — С. 5.

56. *Капченко Л.Н., Кругликов Н.М.* Некоторые аспекты первичной аккумуляции нефти и газа/Первичная и вторичная миграция нефти и газа//Труды ВНИГРИ. Вып. 178. — М., 1975. — С. 135— 148.

57. *Катагенез* и нефтегазоносность/Г.М. Парпарова, С.Г. Неручев, А.В. Жукова и др. — Л., Недра, 1981, с. 240.

58. *Каталог* данных по тепловому потоку Сибири (1966—1984 гг.): Под ред. А.Д. Дучкова. — Новосибирск: Изд. ИгиГ СО АН СССР, 1985.

59. *Ким А.И.* О результатах поисково-разведочного бурения на Нурминском мегавале и основные направления поисковых работ на нефть на полуострове Ямал//Труды ЗапСибНИГНИ. — Тюмень, 1973. — С. 63—66.

60. *Коваленко В.С., Скоробогатов В.А., Строганов Л.В.* Арктические районы Западной Сибири: запасы и ресурсы углеводородов, проблемы поисков, разведки и освоения месторождений газа и нефти/Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр. Книга 1. Под ред. Б.А. Соколова, Э.А. Абля. — М.: ГЕОС, 2002. — С. 233—237.

61. *Козлов А.Л.* Превращения нефти и газа в глубоких зонах седиментационных бассейнов/Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа». — М.: Наука, 1978. — С. 145—169.

62. *Колгина Л.П., Сынгаевская Т.П., Чернова Н.А.* Состав пород-коллекторов и характер их размещения в продуктивных отложениях Арктического месторождения полуострова Ямал/Миграция углеводородов и условия формирования коллекторов нефти. — М.: Наука, 1982. — С. 61—67.

63. *Количественная* оценка перспектив нефтегазоносности слабоизученных регионов/А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн, Г.С. Гуревич и др. — М.: Недра, 1988. — 223 с.

64. *Количественный* прогноз газонефтеносности на разных этапах изучения регионов/М.О. Хвилевицкий, Т.В. Гудымова, В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов, Т.И. Хенвин//Обзор ВНИИЭГазпром. Сер. Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. — М., 1983. — Вып. 8. — 42 с.

65. *Коллекторские* свойства пород Западно-Сибирской низменности//Труды ЗапСибНИГНИ. Вып. 62. — Тюмень, 1972. — 142 с.

66. *Корж М.В., Ульмасвай А.Ю.* Литология, фации и нефтегазоносность юрских отложений Новопортовского месторождения Западно-Сибирской низменности//Проблемы геологии нефти. — 1971. — № 2. — С. 124—130.

67. *Корреляция* и индексация продуктивных пластов мезозоя Западной Сибири/ И.И. Нестеров, Н.Х. Кулахметов, В.Н. Высоцкий, Ф.З. Хафизов//Геология нефти и газа. — 1991. — № 10. — С. 55—56.

68. *Кулахметов Н.Х., Слепцов В.Т.* Некоторые особенности строения Новопортовского газоконденсатного месторождения//Труды ЗапСибНИГНИ. Вып. 16. — 1970. — С. 80—89.

69. *Курчиков А.Р.* Геотермический режим углеводородных скоплений Западной Сибири//Геология и геофизика. — 2001. — Т. 42. — № 11—12. — С. 1846—1853.

70. *Курчиков А.Р.* Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности. — М.: Недра, 1992. — 231 с.

71. *Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П.* Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. — М.: Недра, 1987. — 134 с.

72. *Лебедев Б.А.* Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах. — Л.: Недра, 1992, с.

73. *Литвин И.И.* Механизм формирования пластового и порового давлений//Советская геология. — 1987. — № 3. — С. 51—55.

74. *Лопатин Н.В., Емец Т.П.* Пиролиз в нефтегазовой геохимии. — М.: Наука, 1987. — 143 с.
75. *Мальцева А.К., Крылов Н.А.* Формационный анализ в нефтяной геологии. — М.: Недра, 1986. — 184 с.
76. *Мегакомплексы* и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты/ В.С. Сурков, А.А. Трофимук, О.Г. Жеро и др. — М.: Недра, 1986. — 149 с. (Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья).
77. *Мезозойские* нефтегазоносные комплексы и условия формирования месторождений нефти и газа в северных районах Западной Сибири/Е.В. Герман, Т.А. Веренинова, В.А. Завадский, Б.А. Лебедев/Закономерности формирования скоплений нефти и газа в платформенных нефтегазоносных провинциях СССР. — Л., ВНИГРИ, 1985. — С. 112—119.
78. *Методическое* руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. — М.: ВНИГНИ, 2000. — 189 с.
79. *Миграция* и рассеяние нефти и газа в платформенных условиях/Н.М. Кругликов, Л.Л. Багдасарян, И.В. Волков и др. — Л.: Недра, 1986. — 212 с.
80. *Моисеенко У.И., Смыслов А.А.* Температура земных недр. — Л.: Недра, 1986. — 180 с.
81. *Нежданов А.А., Герасимова Е.В.* Новый объект нефтегазопоисковых работ на северо-западе Западной Сибири/XVI Губкинские чтения. Развитие нефтегазовой геологии — основа укрепления минерально-сырьевой базы//Тез. докл. 20—21 ноября 2002 г. М. — С. 134.
82. *Немченко Н.Н., Добрида Э.Д.* Прогнозирование коллекторских свойств пород в глубокопогруженных залежах углеводородов Западной Сибри//Геология нефти и газа. — 1995. — № 12. — С. 21—25.
83. *Немченко Н.Н., Ровенская А.С., Шоелл М.* Происхождение природных газов гигантских газовых залежей севера Западной Сибири//Геология нефти и газа. — 1999. — № 1—2. — С. 45—56.
84. *Неручев С.Г., Рогозина Е.А., Капченко Л.Н.* Главная фаза газообразования — один из этапов катагенетической эволюции сапропелевого органического вещества//Геология и геофизика. — 1973. — № 10. — С. 14—16.
85. *Нестеров И.И., Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П.* Соотношение современных и максимальных палеотемператур в осадочном чехле Западно-Сибирской плиты//Изв. АН СССР. Сер. геологическая, 1982. — № 12. — С. 112—120.
86. *Нестеров И.И., Шпильман В.И.* Теория нефтегазонакопления. — М.: Недра, 1987.
87. *Нефтегазоносность* Западно-Сибирской суперпровинции/А.Э Конторович, В.С. Сурков, И.И. Нестеров и др.//Труды 27 МГК. Доклады. Т. 13. — М.: Наука, 1984. — С. 33—37.
88. *О соотношении* нефти и газа в мезозойских отложениях севера Западной Сибири/Г.П. Евсеев, Н.М. Кругликов, В.Д. Наливкин и др. Проблема поисков нефти в нижнемеловых и юрских отложениях на Севере Тюменской области//Труды ЗапСибНИГНИ. Вып. 70. — Тюмень, 1973. — С. 71—81.
89. *Основные* проблемы стратиграфии мезозойских нефтегазоносных отложений Западной Сибири/В.С. Бочкарев, А.М. Брехунцов, Н.П. Дещеня и др.//Геология нефти и газа. — 2000. — № 1. — С. 2—13.
90. *Основные* этапы истории геологического развития Западно-Сибирской плиты/ М.Я. Рудкевич, В.С. Бочкарев, Е.М. Максимов, А.А. Тимофеев//Труды ЗапСибНИГНИ. Вып. 28. — Тюмень, 1970. — 175 с.
91. *Палеогеотемпературные* критерии распределения нефти и газа в осадочном чехле севера Западно-Сибирской плиты/В.И. Горшков, Т.П. Волкова, Г.Л. Горбенко, Г.В. Амплеевич//Изв. АН СССР. Сер. геологическая. — 1986. — № 3. — С. 115—122.
92. *Палеозойский* карбонатный комплекс — перспективный объект поисков залежей УВ на Ямале/С.П. Максимов, М.В. Самолетов, Н.Н. Немченко и др.//Геология нефти и газа. — 1987. — № 10. — С. 30—36.
93. *Перспективы* нефтегазоносности юрских и меловых отложений и рекомендации по направлению геолого-геофизических работ в пределах Ямальского и Гыданского районов Тюменской области/М.Я. Рудкевич, Е.М. Максимов, Ю.М. Глухоедов и др.//Труды ЗапСибНИГНИ. Вып. 120. — Тюмень, 1977. — С. 43—45.
94. *Перспективы* нижнесреднеюрских отложений Ямало-Ненецкого автономного округа/В.С. Сурков, А.М. Казаков, В.П. Девятов и др.//Геология нефти и газа. — 1998. — № 11. — С. 8—20.
95. *Перспективы* открытия структурно-стратиграфических залежей нефти и газа (на примере Новопортовского месторождения Западной Сибри)/Д.Я. Трушкова, З.Ж. Дурдиев, В.Н. Ростовцев, В.А. Фомичев. — Методы прогнозирования и закономерности размещения литологических и стратиграфических ловушек нефти и газа//Тр. ВНИГРИ. — Л.: Недра, 1983. — С. 95—115.
96. *Петрология* углей/Э. Штах, М.-Т. Маковски, М. Тайхмюллер и др.; Пер. с англ. — М.: Мир, 1978. — С. 330.
97. *Пономарев В.А., Коваленко В.С., Скоробогатов В.А.* Стратегия и тактика освоения углеводородного потенциала арктических районов России (суша и шельф)//Сб. материалов Международного форума «Топливно-энергетический комплекс России: региональные аспекты». — СПб., 2—5 апреля 2002 г. — С. 45—48.
98. *Природа* карбонатных отложений девона на правобережье р. Щучья и Новопортовского месторождения п-ова Ямал/В.С. Бочкарев, А.М. Брехунцов, Л.Г. Перегоедов,

Л.В. Смирнов//Стратиграфия и палеонтология Сибири. — Новосибирск, 2000. — С. 100—104.

99. *Прогноз* крупных зон нефтегазонакопления в нижне-среднеюрских отложениях Западно-Сибирской плиты/В.С. Сурков, Ф.Г. Гурари, О.Г. Жеро и др.//Советская геология. — 1990. № 8. — С. 21—26.

100. *Прогноз* месторождений нефти и газа/А.Э. Конторович, Э.Э. Фотиади, В.И. Демин и др. — М.: Недра, 1981. — 350 с.

101. *Продуктивный* карст карбонатного палеозоя Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения/М.В. Самолетов, Е.Г. Журавлев, Н.Ф. Зиновьева, В.Д. Копеев. — М.: Экспресс-информация ВНИИОЭНГ. Сер. Нефтегазовая геология и геофизика. — 1990. — Вып. 5. — С. 1—5.

102. *Происхождение* и прогнозирование скоплений газа, нефти и битумов/М.Д. Белонин, И.С. Гольдберг, А.Е. Гуревич и др.: Под. ред. В.Д. Наливкина. — Л.: Недра, 1983. — 272 с.

103. *Процветалова Т.Н.* О влиянии раннемеловой тектоники на распределение залежей нефти и газа в отложениях неокома Западно-Сибирской плиты (на примере Новопортовского месторождения)//Нефтегазовая геология и геофизика. — 1979. — № 1. — С. 15—17.

104. *Процессы* разрушения залежей нефти и газа и оценка потерь углеводородов/ В.Д. Наливкин, И.С. Гольдберг, Н.М. Кругликов и др.//Советская геология. — 1984. — № 7. — С. 60—70.

105. *Решения* 5-го Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины. Объяснительная записка. — Тюмень, 1991. — 53 с.

106. *Ровнина Л.В., Ястребова Т.А.* Стратиграфия нижнесреднеюрских отложений Новопортовского месторождения газа и нефти Ямальского полуострова/Биостратиграфия мезозойских отложений нефтегазоносных областей СССР. — М.: ВНИГНИ, 1972. — С. 37—42.

107. *Рогозина Е.А.* Газообразование при катагенезе органического вещества осадочных пород. — Л.: Недра, 1985. — 163 с.

108. *Роль* процессов вертикальной миграции в формировании залежей углеводородов в отложениях апт-альб-сеномана севера Западной Сибири./В.П. Данилова, А.Э. Конторович, Е.А. Костырева и др. — Тезисы. Стендовые доклады, ВНИГРИ/AAPG Региональная международная конференция июль 15—18, 2001. — Санкт-Петербург. — С. 3—7.

109. *Роль* процессов преобразования органического вещества и нефтей в распределении нефтяных и газовых залежей Западной Сибири/В.Д. Наливкин, Г.П. Евсеев, И.А. Зеличенко и др.//Геология нефти и газа. — 1969. — № 9. — С. 6—12.

110. *Роменко В.И., Сергиенко С.И.* Исследование связи геотермического градиента с литологией и теплофизическими свойствами горных пород в центральной части Западно-Сибирской плиты//Нефтегазовая геология и геофизика. — 1973. — № 5. — С. 11—14.

111. *Рудкевич М.Я.* Палеотектонические критерии нефтегазоносности. — М.: Недра, 1974. — 183 с.

112. *Рудкевич М.Я.* Тектоническое районирование фундамента Западно-Сибирской плиты в свете новых геолого-геофизических данных//Геология и геофизика. — 1986. — № 11. — С. 10—26.

113. *Рудкевич М.Я., Шишигин С.И., Шиповалова Н.Н.* Проблема газоносности нижнесреднеюрских отложений в северных районах Западно-Сибирского НГБ//Геология нефти и газа. — 1988. — № 7. — С. 12—16.

114. *Савченко В.П.* Формирование, разведка и разработка месторождений газа и нефти. — М.: Недра, 1977. — 410 с.

115. *Седиментационные* бассейны подвижных поясов/В.Н. Данилов, Ю.Б. Силантьев, Л.З. Аминов и др. — М.: Изд-во Академии горных наук, 2001. — 272 с.

116. *Сеноманский* комплекс Западной Сибири: геология, разведка, разработка — будущее/А.И. Гриценко, В.И. Ермаков, Г.А. Зотов, М.Я. Зыкин, В.А. Скоробогатов//Газовая геология России. Вчера. Сегодня. Завтра. — М.: ВНИИГАЗ, 2000. — С. 18—36.

117. *Скоробогатов В.А.* Генезис конденсата, формирование и прогнозирование конденсатосодержащих месторождений и потенциальных ресурсов: Материалы Научно-технического Совета РАО «Газпром» «Обсуждение проблем повышения достоверности оценки запасов, полноты извлечения ресурсов газового конденсата на месторождениях РАО «Газпром». — М., 1997. — С. 15—23.

118. *Скоробогатов В.А.* Генерационные аспекты онтогенеза газа и нефти в континентальных и дельтовых толщах/Современные проблемы геологии нефти и газа. — М.: Научный мир, 2001. — С. 309—316.

119. *Скоробогатов В.А.* Генетические причины уникальной газо- и нефтеносности Западно-Сибирского осадочного мегабассейна. — Тезисы докладов «XV Губкинские чтения». Перспективные направления, методы и технологии комплексного изучения нефтегазоносности недр. 3—4 ноября 1999 г. Москва. — С. 125—126.

120. *Скоробогатов В.А.* Геотермические критерии формирования и сохранности углеводородных скоплений в юрских и меловых отложениях Западной Сибири/Повышение эффективности прогнозирования поисков и разведки газовых и газоконденсатных месторождений. — М.: ВНИИГАЗ, 1983. — С. 64—74.

121. *Скоробогатов В.А.* Закономерности и особенности формирования нефтяных скоплений в континентальных сероцветных толщах (глобальные аспекты пробле-

мы)/Фундаментальные проблемы нефтегазовой науки. Кн. 2. – М.: ВНИИОЭНГ, 1990. – С. 56–65.

122. *Скоробогатов В.А.* Масштабы и динамика процессов газонефтеобразования и накопления в юрских и меловых отложениях Западной Сибири//Тез. докл. Осадочные бассейны и их нефтегазоносность. – М., 1981. – С. 280–281.

123. *Скоробогатов В.А.* Масштабы и особенности газо- и нефтегенерации на средних и поздних этапах катагенеза материнского органического вещества//Тезисы III Международной конференции «Крым-2001» «Геодинамика и нефтегазоносные системы Черноморско-Каспийского региона», Крым, Гурзуф, 17–21 сентября. – С. 150.

124. *Скоробогатов В.А.* О влиянии геологических и генетических факторов на формирование, эволюцию и современное размещение скоплений углеводородов (опыт глобального анализа)/Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа: Материалы третьей Международной конференции. – М.: Изд-во МГУ. – С. 244–246.

125. *Скоробогатов В.А.* Онтогенез углеводородов в мезозойских отложениях Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции. – Генезис нефти и газа. – М.: ГЕОС, 2003. – С. 315–317.

126. *Скоробогатов В.А.* Развитие теории эволюции углеводородных скоплений в осадочных бассейнах и породах различного типа и возраста/Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр. Книга 2; Под ред. Б.А. Соколова, Э.А. Абля. – М.: ГЕОС, 2002. – С. 188–192.

127. *Скоробогатов В.А.* Термобарогеохимическая эволюция скоплений углеводородов//Геология нефти и газа. – 1991. – № 8. – С. 23–29.

128. *Скоробогатов В.А.* Эволюция скоплений углеводородов в осадочных бассейнах и породах различного типа и возраста: Сб. статей «Геодинамическая эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов». – Наука, 1997. – С. 87–97.

129. *Скоробогатов В.А.* Юрский продуктивный комплекс севера Западной Сибири – стратегический объект поисково-разведочных работ в первые десятилетия XXI века//Тез. докл. научно-практической конференции 27–29 ноября 2001 г. Малоизученные нефтегазоносные регионы и комплексы России (прогноз нефтегазоносности и перспективы освоения), Москва. – С. 17–19.

130. *Скоробогатов В.А., Леонгардт Н.И., Аверьянов Я.Я.* Катагенез и газонефтеносность юрских и нижнемеловых пород арктических районов Западной Сибири/Геология и газоносность газодобывающих областей: Сборник научных трудов ВНИИГАЗа. – М., 1989. – С. 79–87.

131. *Скоробогатов В.А., Ростовцев В.Н.* Перспективы поисков газовых месторождений в северных районах Западной Сибири//Геология нефти и газа. – 1983. – № 11. – С. 15–19.

132. *Скоробогатов В.А., Соловьев Н.Н., Фосмичев В.А.* Роль разломов в формировании, эволюции и разрушении скоплений газа и нефти в осадочном чехле северных и юго-восточных районов Западной Сибири//Прогноз газоносности России и сопредельных стран. – М.: ВНИИГАЗ, 2000. – С. 112–131.

133. *Скоробогатов В.А., Строганов Л.В.* Генерационные условия газонефтеносности нижнемеловых и юрских пород Ямальской области Западной Сибири/ Тез. докл. Международной Конференции «Геохимическое моделирование и материнские породы нефтегазоносных бассейнов России и стран СНГ», Санкт-Петербург: ВНИГРИ, 1999 г. – С. 76–77.

134. *Скоробогатов В.А., Строганов Л.В.* Роль газов и нефтей ранних этапов генерации в онтогенезе углеводородов (на примере осадочных бассейнов Евразии)/Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр. Книга 2; Под ред. Б.А, Соколова, Э.А. Абля. – М.: ГЕОС, 2002. – С. 192–195.

135. *Скоробогатов В.А., Строганов Л.В.* Угленосность и газонефтеносность меловых и юрских пород Ямала//Горный вестник. – 1998. – № 1. – С. 73–76.

136. *Скоробогатов В.А., Фомичев В.А.* Геологическая модель и условия формирования Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения/Геологические модели газовых месторождений. – М.: ВНИИГАЗ, 1986.

137. *Скоробогатов В.А., Фомичев В.А.* Перспективы нефтегазоносности юрских и меловых отложений Ямала и Гыдана//Геология нефти и газа. – 1988. – № 2. – С. 1–5.

138. *Соболева Е.В., Строганов Л.В.* Генетические особенности и перспективы поисков нефтяных скоплений на Ямале//Геология нефти и газа. – 1993. – № 6. – С. 6–10.

139. *Сравнительный* анализ онтогенеза углеводородов В Печорском и других осадочных бассейнах мира/В.Н. Данилов, Н.А. Малышев, В.А. Скоробогатов и др. – М.: Изд-во Академии горных наук, 1999. – 400 с.

140. *Строганов В.П.* Обоснование возможности нефтенакопления в юрских депрессиях на севере Западной Сибири//Советская геология. – 1984. – № 4. – С. 9–17.

141. *Строганов Л.В.* Генетическая оценка газоносности Западно-Сибирской плиты. – М.: ВНИИОЭНГ, 1997. – 92 с.

142. *Строганов Л.В.* Генетические критерии и прогноз зон нефтенакопления на Ямале//Геология нефти и газа. – 1990. – № 10. – С. 2–4.

143. *Строганов Л.В.* Геологические аспекты сохранности газов ранней генерации Западной Сибири. Газовые ресурсы России/Сб. науч. трудов. – М.: ВНИИГАЗ, 1998. – С. 70–76.

144. *Строганов Л.В.* Закономерности размещения месторождений и прогноз нефтеносности Ямала//Обзор ВНИИОЭНГ. Сер. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — М., 1990. — 54 с.

145. *Строганов Л.В.* Некоторые особенности геологического строения и генерации газа меловых отложений Ямала//Геология нефти и газа. — 1988. — № 5. — С. 16—19.

146. *Строганов Л.В.* Основы прогнозирования нефтяных залежей на севере Западной Сибири/Научно-технические достижения и передовой опыт, рекомендуемые для внедрения в нефтяной промышленности (информационный сборник). — М.: ВНИИОЭНГ, 1990. — № 5. — С. 12—17.

147. *Строганов Л.В., Скоробогатов В.А.* Масштабы газо- и битумообразования в связи с эволюцией и прогнозированием углеводородных скоплений в арктических районах Западной Сибири. — XVI Губкинские чтения. Развитие нефтегазовой геологии — основа укрепления минерально-сырьевой базы/Тез. докл. 20—21 ноября 2002 г. — М. — С. 177.

148. *Строганов Л.В., Скоробогатов В.А.* Нетрадиционные ресурсы газа и нефти арктических районов Западной Сибири и преспективы их освоения в XXI веке//Тез. докл. Первой научно-практической международной конференции «Нетрадиционные источники углеводородного сырья и возобновляемые источники энергии». — СПб.: ВНИГРИ, 2002. — С. 37—38.

149. *Тектоника* нефтегазоносных территорий СССР (Объяснительная записка к Тектонической карте нефтегазоносных территорий СССР масштаба 12 500 000). — М.: Недра, 1984. — 120 с.

150. *Тектоническое* строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое./В.А. Конторович, С.Ю. Беляев, А.Э. Конторович и др.//Геология и геофизика — 2001. — Т. 42. — № 11—12. — С. 1832—1845.

151. *Тепловой* поток Сибири//А.Д. Дучков, В.Т. Балобаев, С.В. Лысак и др.//Геология и геофизика. — 1982. — № 1. — 42—51.

152. *Тепловой* режим недр СССР//Труды ГИН. — 1970. — Вып. 218. — 220 с.

153. *Тиссо Б., Вельте Д.* Образование и распространение нефти: Пер. с англ. — М.: Мир, 1981. — С. 501.

154. *Торжество* органической (осадочно-миграционной) теории нефтеобразования к концу XX в./А.А. Карцев, Н.В. Лопатин, Б.А. Соколов, В.А. Чахмахчев//Геология нефти и газа. — 2001. — № 3. — С. 2—5.

155. *Туренков Н.А., Ханнанов З.Д., Огнев А.Ф.* Освоение ресурсного потенциала полуостровоа Ямал — будущее газодобывающей промышленности Росии. — XVI Губкинские чтения. Развитие нефтегазовой геологии — основа укрепления минерально-сырьевой базы. Тезисы докладов. 20—21 ноября 2002 г. — М. — С. 187.

156. *Успенский В.А.* Введение в геохимию нефти. — М.: Недра, 1970. — С. 150.

157. *Фомин А.Н., Конторович А.Э., Красавчиков В.О.* Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности юрских, триасовых и палеозойских отложений северных районов Западно-Сибирского мегабассейна//Геология и геофизика. — 2001. — Т. 42. — № 11—12. — С. 1875—1887.

158. *Фомичев В.А.* Геолого-геохимические и геотермические условия фомрирования залежей газа и нефти в мезозойских отложениях Ямальской и Гыданской нефтегазоносных областей севера Западной Сибири. Спец. 04.00.17. Автореф. дис. канд. геол.-минерал. наук. — М.: ВНИИГАЗ, 1988. — С. 25.

159. *Хант Дж.* Геохимия и геология нефти и газа: Перев. С англ. — М.: Мир, 1982. — 703 с.

160. *Чахмахчев В.А.* Геохимия процесса миграции углеводородных систем. — М.: Недра, 1983. — 230 с.

161. *Шаблинская Н.В.* Разломная тектоника Западно-Сибирской и Тимано-Печорской плит и вопросы нефтегазоносности палеозоя//Тр. ВНИГРИ. — Л.: Недра, 1982. — 155 с.

162. *Шаля А.А,* Особенности строения продуктивных отложений танопчинской свиты Харасавэйского газоконденсатного месторождения/Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. — М.: ВНИИОЭНГ, 1978. — С. 3—9.

163. *Эволюция* температурного поля осадочного чехла северной части Западно-Сибирской плиты/А.Д. Дучков, Ю.И. Галушкин, Л.В. Смирнов, Л.С. Соколова//Геология и геофизика. 1990. — № 10. — С. 51—59.

164. *Якушев В.С., Истомин В.А., Скоробогатов В.А.* Перспективы освоения ресурсов нетрадиционых источников газа осадочных бассейнов России и сопредельных стран//Обзорная информация ИРЦ Газпром. Сер. Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. — М., 1999. — 35 с.

165. *Ямальский* нефтегазоносный район Тюменской области/Ф.К. Салманов, С.А. Федорцова, Н.П. Дядюк, Л.Б. Пуркин//Геология нефти и газа. — 1973. — № 7. — С. 1—7.

166. *Ястребова Т.А.* Подводно-дельтовые условия седиментации продуктивной толщи Новопортовского месторождения/Условия формирования ловушек нефти и газа неантиклинального типа в мезозойских отложениях Западной Сибири//Труды ЗапСибНИГНИ. Вып. 132. — Тюмень, 1978. — С. 56—67.

167. *Hunt G.M.* Petroleum geochemistry and geology, 2^{d}-ed. — N.Y, 1996.

168. *Welte D.H., Horstfield B., Baker D.R.* Petroleum and Basin Evolution — Spinger — Verlag Berlin Heidelberg, 1997. — 535 p.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Список сокращений 5

Введение 7

ГЛАВА 1. ИСТОРИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ И СОВРЕМЕННАЯ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ НЕДР ЯМАЛА 10

1.1. Геолого-геофизические работы 10
1.2. Поисково-разведочное бурение 26

ГЛАВА 2. ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГОРНЫХ ПОРОД 31

2.1. Домезозойский («доюрский») мегакомплекс 31
2.2. Мезозойско-кайнозойский мегакомплекс 38
2.3. Основные закономерности литолого-фациальных изменений мезозойских отложений 55

ГЛАВА 3. ТЕКТОНИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ И СОВРЕМЕННОЕ СТРОЕНИЕ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА И ФУНДАМЕНТА ЯМАЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ 58

ГЛАВА 4. ГАЗОНЕФТЕНОСНОСТЬ ЯМАЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ 77

4.1. Запасы газа и нефти, общие закономерности и особенности размещения скоплений углеводородов в породах мела и юры Ямальской области и Приямальского шельфа 77
4.1.1. Южно-Тамбейское газоконденсатное месторождение 93
4.1.2. Харасавэйское газоконденсатное месторождение 110
4.1.3. Бованенковское нефтегазоконденсатное месторождение 123
4.1.4. Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение 140
4.2. Газо- и нефтепроявления на перспективных площадях 157
4.2.1. Северо-Малыгинская площадь 157
4.2.2. Северо-Сеяхинская площадь 157
4.2.3. Пяседайская площадь 158
4.2.4. Харатская площадь 159
4.2.5. Восточно-Харасавэйская площадь 159
4.2.6. Южно-Нурминская площадь 160
4.3. Характеристика нефтегазоносности Ямальского шельфа 160
4.4. Закономерности изменения состава и физико-химических свойств пластовых флюидов 163
4.4.1. Закономерности изменения состава и физико-химических свойств газа 163
4.4.2. Закономерности изменения состава и физико-химических свойств конденсатов 166
4.4.3. Закономерности изменения состава и физико-химических свойств нефтей 181
4.5. Коллекторский потенциал осадочного чехла Ямальской области 190

ГЛАВА 5. ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПОРОД ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА ЯМАЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ 206

ГЛАВА 6. ТЕРМОБАРИЧЕСКИЕ И ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ЛОКАЛИЗАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ 207

6.1. Современное геотермическое поле осадочного чехла и фундамента Ямальской области 207
6.2. Палеогеотермический анализ пород мела и юры 217
6.3. Катагенез органического вещества мела и юры 219
6.4. Флюидобарическая характеристика коллекторских горизонтов 223

ГЛАВА 7. УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И ЭВОЛЮЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ 232

7.1. Общие закономерности и особенности газонефтеобразования, формирования и эволюции залежей углеводородов в преимущественно газоносных областях и комплексах пород 232

7.2. Масштабы и особенности генерационных процессов в осадочных толщах мела и юры Ямальской области ... 250
7.2.1. Альб-сеноманский комплекс ... 251
7.2.2. Неоком-аптский комплекс ... 255
7.2.3. Верхнеюрско-нижненеокомский экранирующий комплекс (региональная покрышка) ... 260
7.2.4. Юрский комплекс (нижнесреднеюрский продуктивный подкомплекс) ... 261
7.2.5. Первичная миграция углеводородов ... 267
7.2.6. Коллекторская миграция и аккумуляция углеводородов ... 271
7.2.7. Общая схема формирования, эволюции и разрушения углеводородных скоплений в Ямальской газонефтеносной области ... 274
7.3. Формирование и эволюция крупнейших месторождений углеводородов и зон газонефтенакопления Ямала ... 286
7.3.1. Новопортовская группа месторождений ... 286
7.3.2. Месторождения центральной части Нурминского мегавала ... 294
7.3.3. Бованенковско-Харасавэйская зона ... 295
7.3.4. Тамбейская зона газонакопления (ТЗГ) ... 297

ГЛАВА 8. ПРОГНОЗ ГАЗОНЕФТЕНОСНОСТИ НЕДР ЯМАЛА ... 299

8.1. Геологические и генетические факторы и параметры качественного и количественного прогноза газонефтеносности меловых и юрских отложений Западной Сибири ... 301
8.2. Качественный прогноз газонефтеносности ... 305
8.3. Количественная оценка ресурсов углеводородов ... 309
8.4. Концептуальные основы количественного прогноза газонефтеносности ... 312
8.5. Оценки ресурсов газа Ямальской области ... 314

ГЛАВА 9. ПЕРСПЕКТИВЫ ДАЛЬНЕЙШЕГО ИЗУЧЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТЕНЦИАЛА НЕДР ЯМАЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ И ПРИБРЕЖНОГО ШЕЛЬФА КАРСКОГО МОРЯ ... 328

Заключение ... 340
Список литературы ... 344

НАУЧНОЕ ИЗДАНИЕ

Скоробогатов Виктор Александрович
Строганов Лев Витальевич
Копеев Вячеслав Дмитриевич

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ГАЗОНЕФТЕНОСНОСТЬ ЯМАЛА

Заведующий редакцией *Т.К. Рубинская*
Редактор издательства *А.И. Вороновская*
Переплет художника *Н.П. Новиковой*
Художественный редактор *Н.П. Новикова*
Художник-график *Н.А. Вороновский*
Технический редактор *Л.Н. Фомина*
Корректор *Е.М. Федорова*
Компьютерная верстка *И.В. Севалкина*

Изд. лиц. № 171678 от 03.06.98. Подписано в печать с репродуцированного оригинал-макета 24.12.03. Формат 70×100 $^{1}/_{16}$. Гарнитура «Балтика». Печать офсетная. Усл. печ. л. 28,38. Уч.-изд. л. 30,0. Тираж 1000 экз. Заказ 9341 /957

ООО «Недра-Бизнесцентр»,
125047, Москва, пл. Тверская застава, 3

ППП «Типография «Наука» Академиздатцентр РАН
121099, Москва, Шубинский пер. 6