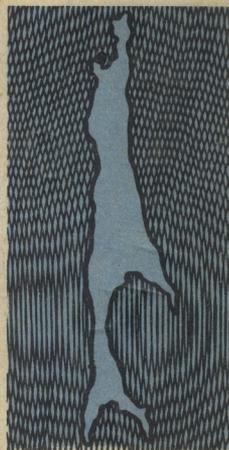


ГЕОЛОГИЯ

нефтяных и газовых
месторождений
Сахалина



НЕДРА

МИНИСТЕРСТВО ГЕОЛОГИИ СССР
ВСЕСОЮЗНЫЙ НЕФТЯНОЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ ИНСТИТУТ (ВНИГРИ)

Труды

Вып. 328

ГЕОЛОГИЯ

нефтяных и газовых
месторождений
САХАЛИНА



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»
ЛЕНИНГРАДСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
ЛЕНИНГРАД · 1974

Геология нефтяных и газовых месторождений Сахалина. Л., «Недра», 1974. 183 с. (Труды Всесоюз. нефт. научн.-исслед. геол.-разв. ин-та, вып. 328). Авт.: С. Н. Алексейчик, Т. И. Евдокимова, В. С. Ковальчук и др.

На основе обобщения всего материала по результатам геолого-геофизических, нефтепоисковых и разведочных работ, выполненных за последние годы, в книге освещены геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Сахалина и смежных с ним акваторий. Основное внимание уделено характеристике известных нефтяных и газовых месторождений, зон и районов установленного промышленного и возможного нефтегазонакопления, а также условий их формирования и размещения. Наряду с этим рассмотрен и вопрос нефтегеологического районирования как самой Сахалинской нефтегазоносной области, так и всей северо-западной части Тихоокеанского кайнозойского нефтегазоносного пояса, одним из элементов которого является о. Сахалин. В заключение изложены основные задачи и направления дальнейших работ по поискам нефти и газа во всем этом регионе.

Книга представляет интерес для широкого круга читателей, занимающихся поисками нефти и газа на всей огромной территории советского Дальнего Востока, включая и громадные площади морских акваторий этого края.

Таблиц 3, иллюстраций 59, список литературы — 72 назв.

Авторы: С. Н. Алексейчик, Т. И. Евдокимова, В. С. Ковальчук, Е. Г. Арешев, А. А. Борисова, Г. Г. Грошев, А. А. Клещев, В. Е. Лушников, Ю. С. Мавринский, Р. С. Мирзоев, О. В. Равдоникас, В. Г. Рубан, Ю. А. Тронов.

Ответственный редактор
доктор геолого-минералогических наук
С. Н. Алексейчик

Г 20803—410
043(01)—74

© Всесоюзный нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт (ВНИГРИ), 1974

Остров Сахалин является одной из самых далеких окраинных нефтегазоносных областей Советского Союза. На обширной территории советской части Дальнего Востока он пока единственный нефтегазодобывающий район, и его значение в экономическом развитии края переоценить трудно.

Разработка сахалинских нефтяных месторождений началась около 50 лет назад (в 1923 г.), и за этот период добыто (на 1/1 1973) около 50 млн. т нефти и более 10 млрд. м³ газа. В последние годы добыча нефти и газа составляет несколько менее 1% годовой добычи по Союзу. Потенциальные же ресурсы нефти и газа Сахалина вместе с примыкающей шельфовой зоной акваторий, площадь которой более чем в 2,5 раза превышает площадь перспективных земель острова, относительно велики и позволяют говорить о вполне реальной возможности дальнейшего роста как темпов добычи, так и удельного веса количества добываемой продукции к общей добыче всей страны.

Основная цель данной монографии — показать особенности строения и размещения нефтяных и газовых месторождений, потенциальные возможности для дальнейшего роста темпов добычи, необходимость и рентабельность освоения больших по площади и значительных по перспективам морских акваторий и в первую очередь их шельфовой зоны. На основании полученных результатов намечены основные пути и направления дальнейших нефтепоисковых и разведочных работ на площади Сахалинской нефтегазоносной области и смежных с ней участках морских акваторий.

Авторы сочли нецелесообразным давать в книге специальный раздел по истории геологического изучения и поисков нефти и газа в пределах острова, так как эти вопросы неоднократно освещались как в опубликованных [11, 12, 52, 63 и др.], так и в многочисленных рукописных работах. Однако при дальнейшем освещении отдельных вопросов авторы по мере необходимости обращаются к данным прошлых исследований, в особенности к результатам по изучению перспектив нефтегазоносности острова.

І. КРАТКИЙ СТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ ОЧЕРК

В работе над книгой принимали участие сотрудники Сахалинского отделения ВНИГРИ (С. Н. Алексейчик, Л. А. Борисова, Г. Г. Грошев, Т. И. Евдокимова, В. С. Ковальчук, Ю. С. Мавринский, О. В. Равдоникас, В. Г. Рубан) и объединения «Сахалин-нефть» (Ю. А. Тронов, Е. Г. Аршев, Р. С. Мирзоев, А. А. Клещев, В. Е. Лушников).

При составлении книги авторы использовали ценные советы и пожелания следующих геологов: Н. А. Гриценко, В. А. Завадского, Г. С. Мишакова, В. И. Накрохина, В. Я. Ратнера, Б. А. Сальникова, М. С. Ярошевич и других; большую работу по подбору материала и его оформлению проделали Н. М. Гапон, С. Е. Нижегородова и П. Н. Пономарева. Всем упомянутым лицам авторы выражают свою искреннюю признательность и благодарность.

На Сахалине развиты разновозрастные (от палеозоя до неогена включительно), преимущественно осадочные, в меньшей мере метаморфические и в незначительной степени изверженные породы. Их характеристика неоднократно освещалась в печатных [11, 12, 53, 63] и рукописных работах, и поэтому ниже будут приведены только общие данные по стратиграфии этих образований и главным образом те их особенности, которые оказывают существенное влияние на оценку перспектив нефтегазоносности как всего стратиграфического разреза, так и отдельных его частей.

ПАЛЕЗОЙСКИЕ И МЕЗОЗОЙСКИЕ (ДОВЕРХНЕМЕЛОВЫЕ) ОБРАЗОВАНИЯ

Породы названного возраста развиты в Восточно-Сахалинских горах, в Сусунайском хребте и на Далдаган-Армуданской гряде. Представлены они различными сланцами, кварцитовидными песчаниками, зеленокаменными породами, реже мраморизованными известняками, яшмами, покровами диабазов и порфиритов и другими сильно измененными породами. В верхней части разрезов палеозойских отложений и в мезозойских отложениях нередко встречаются алевролиты, аргиллиты, песчаники, вулканогенно-кремнистые и другие породы (рис. 1).

Более или менее уверенно выделяются средний, верхний и условно нижний палеозой. Предполагается, что из мезозойского разреза выпадает триас. По отдельным редким находкам фауны есть основание говорить о наличии только юрских и нижнемеловых пород, однако их развитие по площади и в разрезе изучено слабо.

Названный состав пород, а также интенсивная их дислоцированность и глубокий эрозионный срез структур, сложенных этими образованиями, явились основанием для оценки всего разреза и площади развития палеозойских и мезозойских (доверхнемеловых) отложений как неблагоприятных в отношении возможного образования в них промышленных скоплений нефти и газа.

Перспективы же нефтегазоносности остальной части стратиграфического разреза (верхний мел и кайнозой) все исследователи оценивают положительно. Основанием для этого явились приуроченность всех выявленных нефтяных и газовых месторождений к неогеновым отложениям, наличие признаков нефти и газа в палеогеновых и верхнемеловых породах, а также благоприятные общегеологические, гидрогеологические и геохимические условия для такой оценки.

Верхний мел

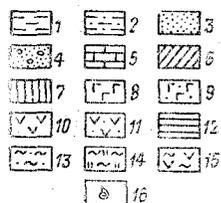
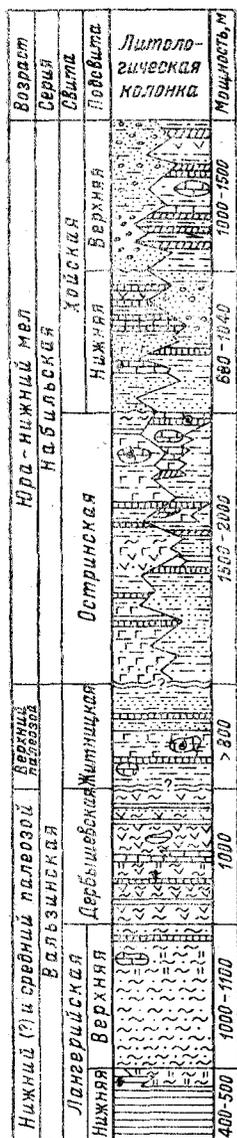


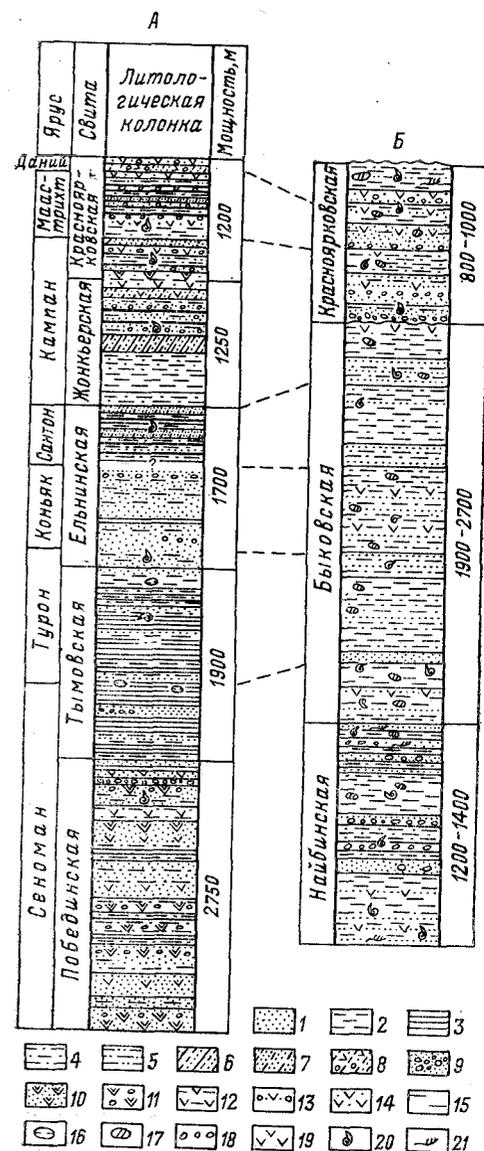
Рис. 1. Схематический стратиграфический разрез палеозойских и мезозойских (доверхнемеловых) образований Восточно-Сахалинских гор (по Ю. М. Ковтуновичу, 1970 г.).

1 — аргиллиты; 2 — алевролиты, глинистые сланцы; 3 — песчаники, граувакки; 4 — конгломераты, гравелиты; 5 — известняки, мраморы; 6 — кремнистые породы; 7 — яшмы и кварциты; 8 — эффузивы основного состава; 9 — туфы и туффиты основного состава; 10 — эффузивы среднего состава; 11 — туфы и туффиты среднего состава; 12 — филлиты; 13 — слюдяные сланцы; 14 — зеленые сланцы (парасланцы); 15 — зеленые сланцы (ортосланцы) и зеленокаменные породы; 16 — ископаемые органические остатки.

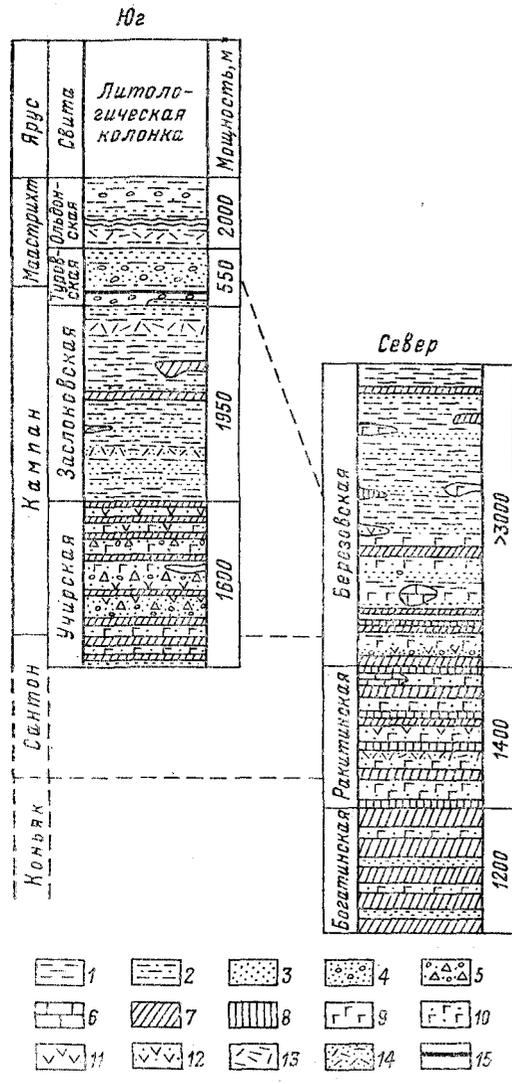
Верхнемеловые породы развиты на острове сравнительно широко. Они слагают большую часть Западно-Сахалинских и значительные площади Восточно-Сахалинских гор, отдельные участки на полуостровах Крильон и Шмидта и в Тунайчинской депрессии, а также вскрыты отдельными параметрическими скважинами на Северном Сахалине.

По характеру и типу пород в пределах острова выделяются две зоны: на западе — миогеосинклиальная, на востоке — эвгеосинклиальная. В миогеосинклиальной зоне, приуроченной к Западно-Сахалинским горам, развиты преимущественно терригенные песчано-глинистые образования, среди которых спорадически встречаются гравелиты и иногда прослой конгломератов. В верхах разреза местами появляется заметная примесь пирокластического материала. В северной части зоны породы представлены прибрежно-морскими пресноводно-континентальными отложениями, часто с прослоями углей, а на юге — морскими осадками (рис. 2). Каменные угли и фрагменты растительных остатков находятся на стадии метаморфизма, соответствующего газовым и паровично-жирным углям. Степень метаморфизма пород в северной части Западно-Сахалинских гор несколько выше, чем в южной.

Эвгеосинклиальный тип осадков развит в районе Восточно-Сахалинских гор, где он заметно отличается от своих западных возрастных аналогов (рис. 3). Эти отличия заключаются в большей насыщенности пород разреза пирокластическим материалом, в присутствии



пластовых залежей порфириров, их туфов и туфобрекчий, в окрестности песчано-глинистых осадков и в наличии яшмовидных образований. Такой характер имеют породы, прослеживающиеся до п-ова Терпения, где они приближаются к породам миогеосинклинального типа.



Палеогеновые образования развиты в пределах юго-западной части Сахалина и на примыкающих к ней акваториях Татарского пролива и Японского моря. Допускается также возможность наличия их и в некоторых других районах острова, в частности в северо-западном. Различные горизонты палеогеновых образований лежат на верхнемеловых породах, но обычно без

Рис. 3. Схематические стратиграфические разрезы верхнемеловых отложений Восточно-Сахалинских гор (по В. Н. Верецагину, Ю. М. Ковтуновичу, 1970 г.).

1 — аргиллиты; 2 — алевролиты, глинистые сланцы; 3 — песчаники, граувакки; 4 — конгломераты, гравеллы; 5 — седиментационные брекчи; 6 — известняки; 7 — кремнистые породы; 8 — яшмы; 9 — эффузивы основного состава; 10 — туфы и туффиты основного состава; 11 — эффузивы среднего состава; 12 — туфы и туффиты среднего состава; 13 — эффузивы кислого состава; 14 — туфы кислого состава; 15 — угли и углестые аргиллиты и алевролиты.

ярко выраженного углового несогласия. В пользу трансгрессивного залегания говорят находки в базальных слоях палеогена обломков верхнемеловых пород с остатками раковин иноцерамов, а также перетолженных верхнемеловых фораминифер и залегание палеогена на размытой поверхности верхнемелового разреза (Лопатинская параметрическая скважина). Наряду с этим существует мнение и

о непрерывном накоплении верхнемеловых и палеогеновых осадков. Внутри палеогенового разреза достоверных перерывов и несогласий не установлено.

Разрез палеогена представлен преимущественно глинистыми, алевролитовыми и песчаными образованиями с присутствием, глав-

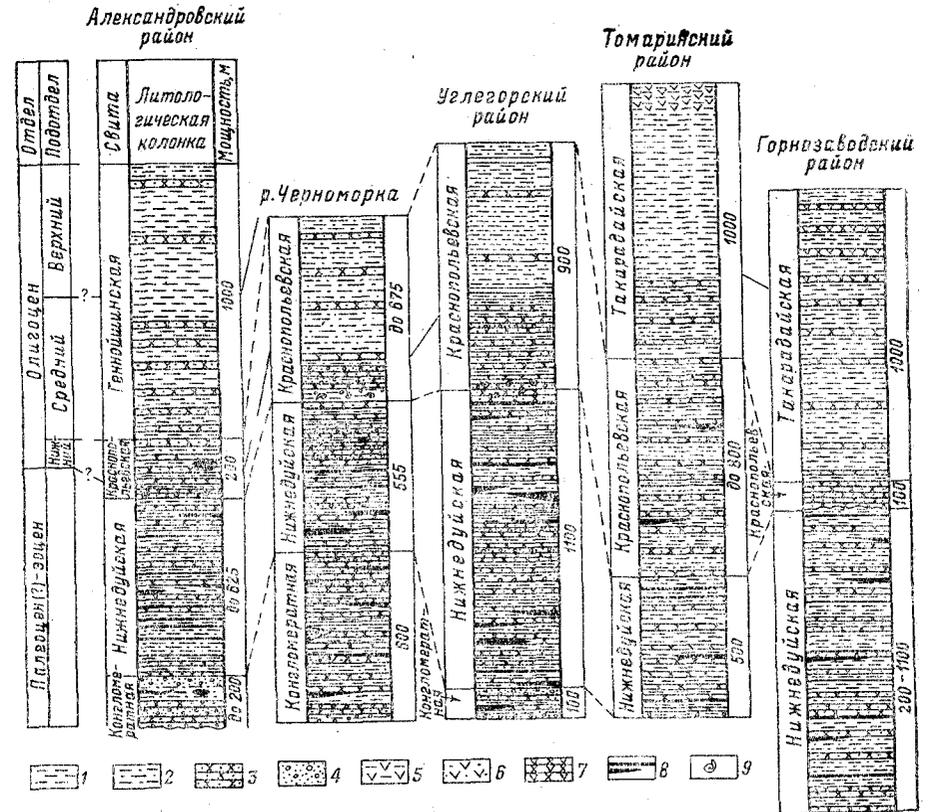


Рис. 4. Схематический стратиграфический разрез палеогеновых отложений Сахалина (по Л. С. Жидковой и Л. В. Криштофовичу, 1970 г.).

1 — аргиллиты; 2 — алевролиты; 3 — песчаники; 4 — конгломераты; 5 — туфоалевролиты; 6 — туфы и туффиты среднего состава; 7 — туфопесчаники; 8 — угли, углестые аргиллиты и алевролиты; 9 — ракушняки.

ным образом в нижней части, конгломератов и прослоев каменных углей (рис. 4). В нем выделено четыре свиты (снизу вверх): конгломератная (каменная), нижнедуйская, краснопольевская и такарадайская.

ТАБЛИЦА 1
СТРАТИГРАФИЯ НЕОГЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ САХАЛИНА

Отдел	Под-отдел	Горизонт	Свита	Подсвита	Мощность, м	Литологическая характеристика		
Плиоцен	Верхний	Помирский	Нутовская (стратиграфические аналоги — помирская, матитукская, маярафская свиты, верхневенгерийская, верхне- и среднемаруямская подсвиты)	Верхне-нутовская	Более 2000	Преимущественно разнозернистые, часто гравистые пески; редкие прослои алевролитов, глин, конгломератов и лигнитов		
	Средний	Нутовский		Средне-нутовская	400—1000	Преимущественно мелкозернистые, реже средне- и крупнозернистые пески; отдельные пачки флишеподобно чередующихся песков, алевролитов и глин; прослои песков, обогащенных гравием и галькой		
	Нижний			Нижне-нутовская	400—1100	Частое флишеподобное переслаивание разнозернистых песков, известковистых песчаников, алевролитов и глин. К северу от Колендинской зоны эти породы почти полностью замещаются глинистыми		
Миоцен	Верхний	Окобыкайский	Окобыкайская (аналоги — курасийская, каскадная, хузинская свиты, нижнемаруямская, нижневенгерийская подсвиты)	Верхняя	200—400	Частое флишеподобное переслаивание песчаников, алевролитов и глин		
				Средняя	150—350	Чередующиеся пласты мелко- и разнозернистых песков и песчаников (VII—XII пласты эталонной Эхабинской номенклатуры), преобладающих в разрезе, алевролитов и глин		
				Нижняя	550—2000	Преобладают глины и алевролиты, которым подчинены пласты песчаников и песков различной зернистости (XIII—XX песчаные пласты эталонной Эхабинской номенклатуры)		
				Сертунайский	Сертунайская (аналоги — аусинская свита, верхнеуранайская, надугленосная, верхнедагинская подсвиты)	—	250—1500	Мелко- и среднезернистые песчаники (преобладают) с прослоями глин, алевролитов, известковистыми конкрециями. В некоторых районах (Поронайский, Макаровский) разрез существенно глинистый. В нефтеносном Северо-Восточном районе песчаники (XXI—XXII пласты эталонной Эхабинской номенклатуры) подчинены алевролитам, глинам и аргиллитам
				Верхнедуйский	Верхнедуйская (аналоги — верхнелангерийская, вагисская свиты, среднедагинская, верхнеборская подсвиты)	—	200—1400	Чередующиеся прослои различной зернистости песчаников (преобладают), глин, аргиллитов, алевролитов, конгломератов, углисто-глинистых сланцев и бурого угля. Верхние горизонты местами представлены в разрезе аргиллитоподобными глинами. Предполагается, что на крайнем северо-востоке Сахалина угленосные отложения замещаются глинистыми, морскими
				Средний	Чеховский	Чеховская (аналоги — низы верхнелангерийской, вагисской свит, подугленосная подсвита и низы верхнеборской)	—	500—1000

Отдел	Под-отдел	Горизонт	Свита	Подсвита	Мощность, м	Литологическая характеристика
Миоцен	Средний	Невельский	Невельская (аналоги — энгизпальская, уйинггерийской и верхи нижнелангерийской свит, нижеборская подсвита)	—	600—1600	Ритмичное чередование туфогенных песчаников, алевролитов, аргиллитов, туфов, туффитов, конгломератов — на юго-западе Сахалина; аргиллитоглинистые породы с редко подчиненными им прослоями песчаников алевролитов — в остальной части острова
						Туфогенные алевролиты, аргиллиты, песчаники, туффиты, туфы — на юго-западе Сахалина; кремнисто-глинистые породы, иногда окремненные опоконидные аргиллиты, алевролиты с редкими прослоями песчаников — в других районах
	Нижний	Холмский	Холмская (аналоги — нижнелангерийская, тумдаехуриинская, тумновская, хандасинская свиты)	—	200—1500	В северной части Сахалина — глины, аргиллиты, алевролиты и песчаники, часто конгломератовидные, с прослоями углей в основании свиты. В юго-западной — разнородные, часто туфогенные песчаники, туфоконгломераты, туфобрекчии, туффиты, андезитовые базальты, реже алевролиты и аргиллиты (аракайская свита). В южной — разнородные песчаники с прослоями кремнистых алевролитов и аргиллитов (гастелловская свита); к нижней части свиты приурочены отдельные прослои углей, а к верхней — туфогенный материал
		Мачигарский	Мачигарская (аналоги — гастелловская, аракайская, люкаминская свиты)	—	400—1000	

Неоген

Породы неогена развиты широко и известны в той или иной мере в пределах всего Сахалина, но больше всего они распространены в северной его половине. В юго-западной части острова неогеновые породы залегают на палеогеновых, как правило, без видимого углового несогласия и без заметного стратиграфического перерыва. На остальной же территории они ложатся обычно на допалеогеновые породы трансгрессивно и с явным угловым несогласием. В базальных слоях неогена наблюдаются угольные пласты и грубообломочные конгломератовидные прослои, а местами — пачки конгломератов.

Неогеновые отложения лучше всего изучены в северной половине острова, что обусловлено приуроченностью к ним всех известных месторождений нефти и газа и наибольшим объемом выполненных здесь различных геолого-геофизических исследований и поисково-разведочного бурения. Поэтому при изучении нефтегазоносности разрез неогена этого района является опорным для всего Сахалина.

Существенные литолого-фациальные изменения состава неогеновых отложений явились основанием для выделения целого ряда свит как в стратиграфическом разрезе, так и по площади острова (табл. 1).

II. ТЕКТОНИКА

Здесь освещены только наиболее важные с точки зрения нефтяной геологии структурные особенности Сахалина, показано строение его основных тектонических элементов как в современном, так, по возможности, и в палеотектоническом плане. При изложении этих вопросов оттенены основные существующие различия взглядов на структуру острова.

Подавляющее большинство исследователей считает, что Сахалин относится к области развития кайнозойской складчатости и расположен в северо-западной части Тихоокеанского кайнозойского складчатого кольца, которое по особенностям геологического строения подразделено на ряд тектонических секторов. Несколько ранее в пределах кольца была выделена [2] Японо-Охотская геосинклинальная область с включением в нее: Сахалина, Японских, Курильских и Алеутских островов, и-ова Камчатки с Корякским нагорьем, части Аляски, а также акваторий Берингова, Охотского, Японского и Восточно-Китайского морей. Сахалин расположен в западной части области (или во внешней зоне кольца), являясь относительно крупным внутренним поднятием, развивавшимся в кайнозойское время геоантиклинально.

Время заложения геосинклинальной области связывается с возникновением глубинных разломов (конец мезозоя — ранний кайнозой), расположенных по краям области и являющихся одной из причин возникновения последней. Два таких разлома — Восточный Сихотэ-Алиньский и Охотский — ограничивают область на западе и северо-западе. Со стороны ложа Тихого океана она ограничена глубинными разломами, проходящими в зоне глубоководных узких впадин (желобов).

Наиболее характерными чертами строения геосинклинальной области являются: разнородность земной коры, выражающаяся в развитии участков с корой континентального, субконтинентального и субокеанического типов; развитие островных дуг и расположенных рядом с ними глубоководных узких приокеанических желобов или рвов; наличие крупных впадин своеобразных окраинных морей и расположение по краям области вулканогенных поясов и глубинных разломов.

В пределах области установлены два основных типа тектонических элементов: это районы, испытавшие на общем фоне опускания относительные поднятия и развивавшиеся геоантиклинально, и районы относительно более интенсивных нисходящих движений, которые можно рассматривать как крупные прогибы. На геоантиклинально развивавшихся площадях мощность кайнозой-

ских толщ сокращена и разрез их менее полон, чем в области прогибов. Указанные обстоятельства позволяют полагать, что в течение кайнозойского и, вероятно, позднемиоценового времени поднятия и прогибы развивались в общем унаследованно. По форме структур большую часть участков относительных поднятий можно трактовать как крупные сложно построенные антиклинальные сооружения, а участки относительных опусканий — как крупные синклинальные прогибы.

Важным структурным элементом области являются участки консолидированных доверхнемеловых пород, выраженные относительными поднятиями и расцениваемые нами как срединные массивы кайнозойской складчатости. Наиболее крупные из них расположены в акваториях Охотского, Японского и Берингова морей, и гораздо меньшие по размерам площади их развития известны в таких относительных тектонических поднятиях, как Сахалинское, Японское и Камчатское.

В настоящее время вся Японо-Охотская геосинклинальная область вступила в процесс общего подъема и находится в стадии складкообразования, которое хотя и охватило всю территорию, но происходит неравномерно. Наиболее интенсивные поднятия и складкообразование происходят в краевых частях области (Сахалин, Курилы, Япония) и в наиболее узких ее частях (п-ов Камчатка).

ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ ТЕКТОНИКИ

Геологическое строение Сахалина и смежных с ним областей остается все еще недостаточно изученным, вследствие чего многие вопросы тектоники острова не вполне ясны и вызывают разноречивое толкование. Однако представление об общих чертах геоструктуры острова можно составить уже по результатам наиболее ранних геологических исследований, результаты которых сводились в общем к признанию на Сахалине двух крупных антиклинальных структур, приуроченных к Восточно-Сахалинским и Западно-Сахалинским горам, и одного синклинального прогиба, расположенного между ними.

К настоящему времени наиболее значительная часть исследователей [14, 31, 33, 37, 40, 67 и др.] рассматривают Сахалин как крупное сложно построенное антиклинальное сооружение типа мегантиклинория: другие [25 и др.] видят в этой структуре только один антиклинорий; третьи же [46, 56 и др.] полагают, что Сахалин вообще не представляет собой какой-либо определенной структуры, а является сочетанием обломков различных структурных элементов. Отдельные исследователи, не отрицая мегантиклинального характера структуры Сахалина, северную его часть трактуют как межгорный прогиб или просто как «впадину».

В последнее время многие исследователи настойчиво высказывают мнение о широком развитии на Сахалине поперечных разрывов, пересекающих целиком весь остров. Не возражая против возможности существования таких разломов, авторы считают необходимым указать на большую роль продольных разрывов в формировании как общего структурного плана Сахалина, так и его различных структурных элементов. Продольные разрывы нередко разграничивают между собой крупные структурные элементы, что, в частности, позволяет видеть в антиклинории элементы горст-антиклинория, а в синклинории — элементы грабен-синклинория.

Авторы полагают, что наиболее обоснованной и приемлемой тектонической схемой является схема (рис. 5), опубликованная в XXXIII томе «Геологии СССР» (1970 г.).

Развитие разновозрастных пород в пределах Сахалина, характер их облика и состава, а также условия их залегания позволяют говорить о трехъярусном строении острова.

Первый снизу структурный ярус сложен породами палеозоя и в какой-то мере мезозоя (доверхнемелового), которые смяты в крутые, сложно построенные складки, вытянутые на большие расстояния и усложненные разрывами. Говорить что-либо вполне определенное о структурном плане яруса для всей современной территории Сахалина трудно, так как палеозойские образования обнажены только на небольших участках, а на остальной, большей, части площади развитие и строение этих отложений остаются неизвестными.

Второй структурный ярус сложен верхнемеловыми отложениями, которые дислоцированы заметно слабее. Они собраны в относительно более пологие, но все же довольно сложные складки. Последние не повторяют складчатых форм первого яруса, кроме самой общей направленности в простирации складчатости, и только в этом отношении всю структуру второго яруса можно рассматривать по отношению к структуре первого яруса как наложенную. Общий же структурный план среднего яруса не вполне ясен и трактуется то в виде одного, то в виде двух антиклинориев с синклинорием между ними.

Третий, верхний, структурный ярус сложен кайнозойскими породами. Его строение и общий план являются относительно наиболее детально изученными. Нижняя граница устанавливается по небольшому угловому несогласию между палеогеновыми и меловыми породами, которое не всегда и не везде фиксируется четко и определено. Также не всюду вполне определено устанавливается и стратиграфический перерыв между ними. В восточной и северной частях острова план третьего структурного яруса обладает уже несомненными элементами наложенной структуры.

К особенностям тектоники Сахалина следует отнести и разнообразие локальных складчатых форм (от линейно вытянутых до

типичных куполовидных) с преобладанием брахискладок, что не вполне типично для геосинклинали с завершенной стадией развития.

Характерной чертой строения Сахалина является соответствие форм рельефа его основным тектоническим элементам, что имеет большое практическое значение.

СТРУКТУРНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ И ИХ ХАРАКТЕРИСТИКА

Главнейшими складчатыми элементами о. Сахалина, определяющими его современную общую структуру, являются два антиклинория (Восточно-Сахалинский и Западно-Сахалинский) и один синклинорий (Центральносакхалинский). Своды антиклинориев слож-

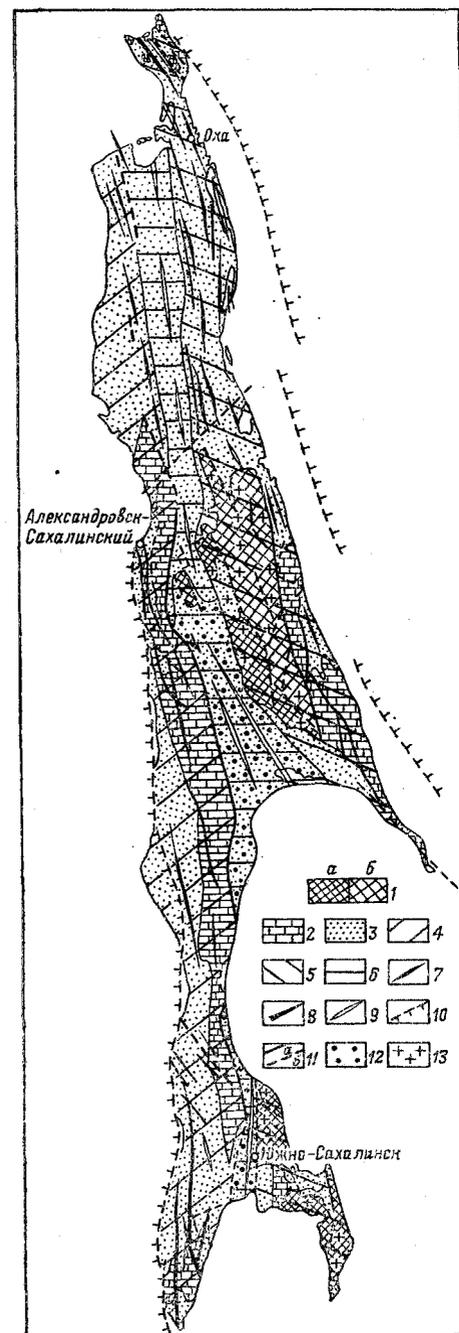


Рис. 5. Тектоническая схема о. Сахалина (по С. Н. Алексейчику, С. Д. Гальцеву-Безюку, В. С. Ковальчуку, А. Я. Таболякову, О. О. Шеремета, 1967 г., с дополнениями, внесенными С. Н. Алексейчиком, С. Д. Гальцевым-Безюком, В. С. Ковальчуком в 1968 г.).
1 — консолидированный комплекс палеозойских и мезозойских (доверхнемеловых) пород нижнего структурного яруса, переработанный кайнозойской складчатостью; а — преимущественно палеозойские, б — преимущественно мезозойские (доверхнемеловые) образования; 2 — комплекс пород среднего структурного яруса (верхний мел), слабо переработанный кайнозойской складчатостью; 3 — кайнозойды (верхний структурный ярус); 4 — Западно-Сахалинский антиклинорий; 5 — Восточно-Сахалинский антиклинорий; 6 — Центральносахалинский синклинорий; 7 — основные антиклинальные зоны; 8 — антиклинальные поднятия типа структурных носов; 9 — основные синклинальные зоны; 10 — глубинные разломы; 11 — разрывы: а — установленные, б — предполагаемые; 12 — наложенные кайнозойские впадины с относительно неглубокими залеганиями консолидированных пород; 13 — срединные массивы кайнозойской складчатости.

ны породами второго и первого структурных ярусов, а центральная часть синклиория — породами верхнего неогена.

В границах антиклинориев и синклиория выделены структуры более низкого ранга — антиклинальные и синклинальные зоны и локальные антиклинальные и синклинальные складки. Первые из них являются по отношению к мегантиклинорию структурами третьего порядка, а вторые — структурами четвертого порядка. К антиклинальным и синклинальным зонам отнесены крупные сложно построенные антиклинальные и синклинальные структуры, состоящие из нескольких локальных складок и вытянутые, как правило, согласно с общим простираем структуры более высокого ранга. Образование антиклинальных и синклинальных зон обзано ундуляция шарниров антиклинориев и синклинориев, их виргации и кулисообразному расположению осевых линий.

Структуры, сложенные кайнозойскими породами, развивались унаследованно, о чем свидетельствуют относительно меньшие мощности пород в большинстве антиклинальных поднятий и большие — в синклинальных прогибах.

Восточно-Сахалинский антиклинорий прослеживается довольно отчетливо вдоль восточной половины острова — от п-ова Шмидта до зал. Терпения. Южнее последнего выделение антиклинория носит до некоторой степени условный характер.

На доверхнемеловых породах ядра антиклинория залегают верхнемеловые и третичные отложения, наклоненные, как правило, в сторону от ядра с относительно несколько большими углами на крыльях антиклинория и с заметно меньшими на участках погружения его шарнира. Угловое и стратиграфическое несогласие между верхнемеловыми и более древними породами хотя и несомненно, но характер его остается все еще не изученным, так как сопряженность в плане этих пород происходит, как правило, по тектоническим контактам. На меловых и палеозойских образованиях неогеновые породы залегают различными своими горизонтами несогласно и обычно с конгломератом в основании.

По восточному крылу антиклинория установлен довольно крупный разлом типа взбросо-надвига, по которому мезопалеозойские породы надвинуты, в различных частях вдоль надвига, на меловые и третичные отложения. Последние у линии разрыва обычно имеют крутые углы падения, часто поставлены наголову с элементами опрокидывания в восточном направлении.

Продолжение Восточно-Сахалинского антиклинория в северном направлении прослеживается по участкам выхода на поверхность относительно более древних неогеновых пород, образующих различные по величине, форме и сложности строения антиклинальные складки, а последние в совокупности — антиклинальные зоны. Характеристика антиклинальных зон и локальных складок будет дана при описании зон нефтегазонакопления и месторождений нефти и газа.

Вопрос о принадлежности самой северной части Сахалина — п-ова Шмидта — к Восточно-Сахалинскому антиклинорию остается спорным, и полуостров довольно часто выделяется как самостоятельный тектонический элемент. Следует только отметить, что тектоническое единство западной части полуострова (Эспенбергская антиклинальная зона) и Эхабинской антиклинальной зоны убедительно подтверждается геологическими и геофизическими данными. Что же касается восточной части полуострова (Трехбратская антиклинальная зона), то не исключена возможность принадлежности ее к другому поднятию, расположенному в пределах Охотского моря.

Кроме антиклинальных зон в северной части антиклинория выделяется несколько таких крупных синклинальных структур, как Набильская, Пильтунская, Чайвинская и Диановская, которые можно отнести к рангу синклинальных зон.

Таково в общих чертах строение северной, большей, части Восточно-Сахалинского антиклинория. Характеристике тектоники этого участка было уделено большое внимание только потому, что в пределах его пробурено довольно много глубоких разведочных скважин и выполнен значительный объем различных геолого-геофизических исследований. Вследствие этого район является геологически лучше изученным, поэтому здесь можно было показать те характерные детали тектоники, которые используются для расшифровки строения других, менее изученных участков.

В южном направлении ядро антиклинория, сложенное доверхнемеловыми породами, не достигая зал. Терпения, перекрывается на востоке верхнемеловыми, на западе и юге — неогеновыми, а по последним данным — и верхнемеловыми породами. Все это дает основание предполагать, что антиклинорий уходит под воды зал. Терпения.

Западно-Сахалинский антиклинорий расположен вдоль западного побережья Сахалина и вытянут от Сахалинского залива на севере и до м. Крильон на юге. В современном структурном плане он рисуется (по неогеновым отложениям) как горст-антиклинорий (см. рис. 5). В своде антиклинория обнажены верхнемеловые породы, прослеживающиеся в виде широкой полосы, непрерывность которой нарушается лишь несколько севернее г. Анивы, где меловые отложения погружаются в южном направлении, перекрываясь кайнозойскими. Вновь они выходят на поверхность только на самой южной оконечности п-ова Крильон.

Меловые породы, слагающие ядро антиклинория, не образуют единого антиклинального перегиба слоев, но окаймляющие их кайнозойские отложения залегают антиклинально с падением слоев к западу и востоку от ядра. В пределах Южного Сахалина меловые отложения в ряде мест залегают с явным антиклинальным перегибом слоев (широта г. Макарова, район ст. Тепловодской, на п-ове Крильон).

В области развития меловых пород (сводовая часть антиклинория) известно несколько десятков антиклинальных складок, расположенных не по одной осевой линии, а более или менее равномерно по площади. Эти складки в пределах Южного Сахалина, за исключением п-ова Крильон, объединяются в четыре антиклинальные зоны: Камышевую, Макаровскую, Травушинскую и Пугачевскую. Локальные структуры этих зон большей частью линейные, реже брахиантиклинальные, нередко с крутыми крыльями, иногда опрокинуты. Длина отдельных складок достигает 50 км, ширина — 5 км.

Площадь развития меловых пород на п-ове Крильон расположена не на прямом продолжении простираения свода основной структуры, а смещена на запад, образуя здесь второй антиклинальный структурный элемент, расположенный по отношению к первому кулисообразно. Складчатость меловых пород п-ова Крильон довольно сложна: выделяется ряд антиклинальных и синклинальных складок. Меловые складки являются большей частью симметричными и имеют более или менее выдержанное меридиональное простираение.

В северной части Западно-Сахалинских гор также имеются локальные антиклинальные складки, но их строение изучено недостаточно. На широте р. Виахту верхнемеловые породы погружаются в северном направлении и больше в пределах антиклинория на дневную поверхность не выходят; от р. Виахту и до Сахалинского залива развиты исключительно неогеновые отложения. Антиклинальное поднятие третичных пород расположено несколько северо-восточнее мелового ядра антиклинория, сочленяясь с последним кулисообразно.

Строение западного и восточного крыльев антиклинория неодинаково. На западном крыле развиты палеогеновые и неогеновые породы, собранные в ряд антиклинальных складок, которые объединены в несколько антиклинальных зон; установлено развитие интрузивных щелочных и вулканогенных пород. Это крыло рассматривается одновременно и как восточное крыло крупного Татарского синклинального прогиба. Осевая часть этого прогиба расположена в центральной части Татарского пролива и почти не дислоцирована.

Восточное крыло антиклинория осложнено крупным Тымь-Поронайским разломом типа взбросо-надвига, по которому верхнемеловые породы надвинуты на неогеновые отложения. Развитие палеогена на этом крыле не доказано, и на отложениях верхнего мела здесь залегают породы гастелловской свиты. В пределах антиклинория выделен ряд антиклинальных зон.

Центральносахалинский синклинорий — структура, расположенная между двумя антиклинориями, построенная сложно и рассматриваемая многими исследователями как синклинорий. Основным критерием, послужившим основой выделения этой структуры в качестве синклинория, послужило то, что ее

территория представляет (по отношению к антиклинорию) тектонически пониженную часть, сложенную наиболее молодыми третичными осадками, и что на общем гравитационном поле Сахалина с ней связаны относительно минимальные значения силы тяжести.

В пределах синклинория нами выделено семь структур более низкого ранга: Байкальская, Вальская, Нышская, Тымовская, Онорская, Орловская и Сусунайская синклинальные зоны. Каждая из этих зон образовалась главным образом благодаря ундуляции шарнира синклинория, но по характеру своего строения они далеко не одинаковы. Наиболее сложное строение имеет Поронайская впадина, в которую входят Онорская и Орловская зоны, представляющие собой прогибы-грабены, и относительно более простое — Нышская и Вальская синклинальные зоны.

Особенности строения Онорской синклинальной зоны, наряду с зональным распределением участков относительных гравитационных минимумов и максимумов и ограниченностью их, как правило, полосами больших градиентов силы тяжести (гравитационными ступенями), явились веским дополнительным аргументом в пользу предположения о блоковом строении этой части синклинория. Вертикальные смещения отдельных блоков, надо полагать, были весьма значительными, на что указывают установленные факты накопления мощных (несколько сотен метров) четвертичных осадков на отдельных участках Онорской синклинальной зоны. Полосы относительных минимумов силы тяжести Онорской синклинальной зоны ориентированы в север-северо-западном направлении и расположены по отношению друг к другу кулисообразно со смещением почти каждой северной кулисы к востоку по отношению к южной. Такое же расположение наблюдается и в размещении большинства гравитационных ступеней. Онорская зона, несомненно, продолжается и далее в южном направлении, скрываясь под водами зал. Терпения. Вполне уверенно здесь прослеживается только западный борт синклинория, где развиты неогеновые отложения с падением на восток.

В Сусунайской синклинальной зоне, расположенной между заливами Терпения и Анива, третичные отложения имеют уже более широкое развитие. Основанием для выделения зоны кроме геофизических данных послужили такие факты, как залегание в западной части (в направлении с запада на восток) пород холмской и маруямской свит, а на востоке — наличие отдельных выходов пород невельской и холмской свит, залегающих на докайнозойских породах. Вся восточная часть Сусунайской депрессии покрыта четвертичными осадками, и поэтому ее строение остается там почти неизученным. По восточному борту зоны развиты палеозойские породы Сусунайского хребта.

Между палеозойскими породами Сусунайского хребта и неогеновыми отложениями Сусунайской долины предполагается наличие крупного разлома, что может найти подтверждение в грави-

метрических данных (зона больших градиентов силы тяжести) и в прямолинейности берега Анивского залива к северу от г. Корсакова. Эту зону мы относим к структуре Центральносahalинского синклинория, предполагая, что она является ветвью последнего. Не исключена возможность, что второй ветвью будет Тунайчинский наложенный прогиб.

В пределах синклинория выделена и одна крупная антиклинальная зона (Астрахановская), расположенная в крайней северо-западной части (см. рис. 9).

РАЗРЫВНЫЕ ДИСЛОКАЦИИ

На территории Сахалина широко развиты различные по значению, типу и величине дизъюнктивы, но чаще и ярче всего продольные. Они являются одним из важнейших тектонических факторов, определяющих как общую структуру всей области, так и отдельных ее частей. Велика их роль также в размещении и формировании нефтяных и газовых месторождений.

Наиболее крупными дизъюнктивами являются глубинные разломы, пересекающие всю или почти всю земную кору. Расположены они главным образом вне пределов Сахалина — по краям геосинклинальной области. К числу таких разломов можно отнести разлом, отделяющий ложе Тихого океана от кайнозойской геосинклинальной области и проходящий восточнее Курильских и Японских и южнее Алеутских островов. К разрывам подобного типа относятся также Восточный Сихотэ-Алинский, Охотско-Чукотский структурные швы, фиксируемые широкими зонами-поясами вулканогенных пород.

Следующей, более низкой, категорией являются глубинные разломы, приуроченные к граничным зонам геантиклинальных поднятий и геосинклинальных прогибов. Один из таких разломов — Восточно-Сахалинский — расположен в восточной части п-ова Шмидта и в пределах прибрежной части акватории Охотского моря. Предполагается [67], что он состоит из трех звеньев. Наиболее хорошо изученным является северное звено, которое фиксируется на п-ове Шмидта выходом на поверхность ультраосновных пород (серпентинитов) и связанной с ним магнитной аномалией.

Западно-Сахалинский разлом отделяет [67] Сахалинский мегантиклинорий от Татарского синклинального прогиба. Простирается зона разлома фиксируется линейным расположением вулканических центров, а также цепочками массивов интрузивных пород плиоценовой субщелочной формации.

Наряду с упомянутыми глубинными разломами существует целый ряд более мелких и меньших по своему значению разрывов. Чаще всего они относятся к типу взбросо-надвигов, имеют меридиональное простираение и вносят вместе с другими дизъюнктивами

в строение антиклинорий и синклинория элементы горст-антиклинорий и грабен-синклинория.

По краям наиболее крупных поднятий и смежных с ними прогибов часто встречаются продольные зоны больших градиентов аномалий силы тяжести, которые трактуются как разрывы, погребенные в доэричных породах и выраженные в кайнозойских породах зонами крутых залеганий (флексуры). Основные из этих разрывов вытянуты вдоль таких крупных синклиналей, как Пилтунская, Чайвинская, Байкальская (западный ее борт) и др. Продольными разрывами осложнено также и строение многих антиклинальных зон. Характеристика этих разрывов будет дана ниже, при описании нефтегазоносности.

Следующей группой дизъюнктивных нарушений, имеющих сравнительно широкое развитие, являются различные по величине поперечные или диагональные (по отношению к простираению складчатых структур) разрывы с преобладанием сбросов и сбросо-сдвигов. Достоверных крупных поперечных и диагональных нарушений пока не установлено, хотя многие исследователи и предполагают их развитие.

Весьма широкое распространение имеют поперечные и диагональные разрывы, приуроченные главным образом к локальным положительным структурам или к антиклинальным зонам. Они относительно хорошо изучены, особенно в пределах нефтяных и угольных месторождений.

III. ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИСТОРИИ

Различный характер дислоцированности, неодинаковая степень метаморфизма и разновозрастность пород, слагающих Сахалин, явились, как уже указывалось выше, основанием выделять в структуре острова, как минимум, три структурных яруса и говорить о трех главнейших этапах ее формирования: палеозойско-мезозойском (допоздне меловом), поздне меловом и кайнозойском. Однако история геологического развития, в особенности для допоздне мелового времени, остается далеко не раскрытой.

В связи с тем что нижний структурный ярус не представляет интереса для поисков нефти и газа, на истории его геологического развития можно не останавливаться, тем более что материала для ее расшифровки пока недостаточно. Укажем только, что имеющиеся следы размывов и несогласий внутри яруса не исключают возможности выделения в нем дополнительных ярусов или подъярусов. Следует также отметить, что время проявления основных процессов складчатости, смявших доверхнемеловые породы, определяется (в широком плане) как конец палеозоя — середина мелового периода. Можно думать, что в поздне меловое время вся территория Сахалина являлась бассейном накопления осадков. Причем центральная часть острова, в частности район Восточно-Сахалинских гор, развивалась интрагеоантиклинально, и вполне возможно, что в отдельные моменты здесь существовали небольшие участки суши. Район же Западно-Сахалинских гор и район, расположенный восточнее, развивались интрагеосинклинали с мощным накоплением в них осадков. Геологическая история западной и восточной частей острова была в поздне меловое время неодинаковой, о чем свидетельствуют различия в характере и степени измененности верхнемеловых пород, а также в проявлении магматизма. Это послужило поводом для выделения двух литолого-фациальных зон и причисления восточной зоны к эвгеосинклинали, западной — к миогеосинклинали.

Вещественный состав и характер распределения по меловому разрезу эффузивных пород свидетельствуют, что как начало, так и завершение накопления меловых пород сопровождалось довольно интенсивным вулканизмом. Появление эффузивов в нижней части толщи соответствует в тектоническом отношении времени общего погружения Сахалина, а появление их в верхах толщи (в бошняковской свите) связано уже с относительно восходящими движениями.

К началу палеогенового периода палеоструктурный план Сахалина представлял собой в общих чертах крупное поднятие. Основ-

ная его часть в палеоцене и раннем эоцене находилась уже выше уровня моря и являлась областью размыва. Об этом свидетельствуют находки в палеогеновых отложениях обломков пород с остатками иноцерамов и переотложенных раковин фораминифер поздне мелового возраста. И только в юго-западной части острова происходило, начиная с эоценовой (а возможно, и с палеоценовой) эпохи, накопление осадков, вначале континентальных, а затем и морских. Здесь фиксируется опускание и накопление грубообломочного материала конгломератной свиты, сносимого водотоками с приподнятой части территории. В середине конгломератного времени происходит образование осадков с заметно меньшими размерами обломочного материала и с прослоями углей.

Начиная со времени накопления верхней пачки конгломератов, залегающей в основании нижнедуйской свиты, территория Сахалина вступила в период нисходящих движений. На первом этапе (начало раннедуйского времени) эти движения были непостоянны, на что указывают пласты углей и редкие прослой галечников в нижней половине свиты. После же образования углей нисходящие движения приобретают устойчивый характер, обусловивший дальнейшее накопление трансгрессивного типа осадков. В конце раннедуйского времени среди песчано-глинистых осадков начинают появляться такие прибрежные представители морской фауны, как *Ostrea*, а в низах такарадайской свиты и ее аналогов появляется уже более разнообразная и более глубоководная фауна. Данными, свидетельствующими об общем погружении Сахалина в это время, являются факты трансгрессивного залегания пород конгломератной, нижнедуйской и такарадайской свит на различных горизонтах верхнемеловых образований.

Появление в верхах такарадайской свиты (и ее аналогах) более песчаного материала и, местами, в аракайской свите — тонких единичных прослоев углей указывает, что к началу неогена уже произошли заметные относительные положительные вертикальные движения, в результате которых на отдельных локальных участках палеогеновые породы были выведены на дневную поверхность. Все это позволяет полагать, что в такарадайское время Сахалин вступил в новый этап колебательных движений с замедлением процессов опускания, с элементами относительных локальных поднятий и со сменой накопления трансгрессивного типа осадков регрессивным.

Неогеновый период был ознаменован интенсивными опусканиями приподнятой части Сахалина и трансгрессией моря, что фиксируется широким распространением таких ранних нижнемиоценовых свит, как аракайская и гастелловская. Наибольшего развития эта трансгрессия достигла в середине холмского времени, когда почти весь Сахалин являлся областью накопления относительно глубоководных песчано-глинистых осадков. Регрессивный этап накопления осадков начинается примерно со середины холмского времени и заканчивается к позднедуйскому.

В начале раннего миоцена образовались прогибы на месте современных Тымь-Поронайской и Сусунайской депрессий. Таким образом, по обеим сторонам поднятия, образованного на месте современной сводовой части Западно-Сахалинского антиклинория, происходило осадконакопление в прогибах, осевые части которых располагались: на западе — в пределах Татарского прогиба, на востоке — в Поронайской и Сусунайской депрессиях, в западной части зал. Терпения и в центральной части Северного Сахалина. Заложение Центральносакхалинского прогиба в раннемиоценовое время четко датируется залеганием гастелловской свиты с конгломератом в основании на размытой поверхности верхнемеловых пород. Татарский же прогиб заложен в более раннее время — он существовал уже в раннем палеогене и является структурой более высокого ранга, чем Центральносакхалинский прогиб. Таким образом, территория, занимаемая современным Западно-Сахалинским антиклинорием, входила в палеогене в состав краевой части крупного поднятия, и заложение здесь антиклинорной структуры произошло, скорее всего, только в раннем миоцене. Тогда же и в начале среднего миоцена в юго-западной части острова происходила интенсивная вулканическая деятельность, подтверждаемая наличием примеси пирокластического материала в породах верхней части такарадайской свиты и его обилием, в том числе и грубообломочного, в отложениях аракайской и чеховской свит.

В последующее позднеудейское время осадконакопление в обоих прогибах происходило в обстановке предгорных равнин. Л. Ф. Ажгиревич и другие исследователи [70], основываясь на анализе мощностей и фаций, а также на сравнении разрезов Западно-Сахалинского антиклинория и Тымь-Поронайской депрессии, делают вывод об относительном поднятии по оси Западно-Сахалинского антиклинория в это время.

Случаи локального трансгрессивного залегания верхнеудейской свиты на более низких горизонтах с конгломератом в основании и в то же время неустойчивость четких и определенных угловых несогласий между этими породами указывают на слабое проявление предпозднеудейской фазы складчатости. Следует указать, что до последнего времени на территории Сахалина нигде не установлено внутри третичного разреза четких и выдержанных угловых несогласий между отдельными свитами или их частями, но поскольку найдены следы размыва между стратиграфическими элементами, то безусловно можно говорить о существовании там и некоторого углового несогласия.

Отмеченное обстоятельство указывает на то, что внутреннее развитие кайнозойской структуры происходило в общем унаследованно. Следствием этого являются относительно большие их мощности в синклиналих прогибах и заметно меньшие на антиклинальных поднятиях, что свидетельствует и о проявлении конседиментационной складчатости.

Наиболее же интенсивные процессы складчатости связаны с концом неогенового — началом четвертичного времени, когда и был оформлен современный структурный план Сахалина. Указанная фаза складчатости сопровождалась и дизъюнктивными нарушениями, причем в первую очередь произошли подвижки по наиболее крупным продольным разрывам, относящимся в основном к типу взбросо-надвигов, и относительно позже образовались поперечные и диагональные разрывы типа сбросов и сбросо-сдвигов. Все установленные разрывы секут неогеновые породы, включая и отложения нутовской свиты, что и позволяет связывать подвижки по ним с последней фазой складчатости. Относительно же более молодой возраст сбросов аргументируется тем, что последние чаще всего секут продольные разрывы или же не прослеживаются дальше последних, угасая при встрече с ними. Процессы складчатости кайнозойских пород не были завершены отмеченной последней фазой. Складчатость, к тому же довольно интенсивная, продолжается и в настоящее время [11].

Таким образом, в течение кайнозойской эры как кайнозойские, так и меловые породы были смяты в складки разных порядков. Доверхнемеловые же консолидированные к этому времени породы более легко реагировали на эту складчатость различными разломами и в лучшем случае — плавными изгибами большого радиуса.

Неустойчивость достоверного, фаунистически доказанного палеогена в пределах Центральносакхалинского синклинория и в восточной и северной частях Сахалина послужила основанием предположению, что указанные площади в течение всего палеогена являлись сушей, подвергшейся размыву и сносу с нее осадков, и что эта область размыва превратилась в область накопления осадков только с начала раннемиоценового времени. Но если принять во внимание, что западнее Восточного Сихотэ-Алинского структурного шва расположена кайнозойская платформа со спорадическим развитием в ее пределах континентальных и эффузивных палеогеновых осадков и что восточнее названного шва находится кайнозойская геосинклинальная область, в которую включается и Сахалин, то предположение о возможном наличии в северной и восточной частях Сахалина палеогеновых отложений становится более вероятным, чем их отсутствие. Палинологическое изучение керн из тамлевской параметрической скважины (Н. Я. Брутман) позволяет более уверенно говорить о наличии в разрезе палеогеновых отложений. Кроме того, определение абсолютного возраста эффузивных пород, вскрытых этой скважиной (43—45 млн. лет), также указывает на развитие, по крайней мере, в пределах Северо-Западного Сахалина эффузивно-осадочных образований палеогенового возраста.

IV. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Гидрогеологическому строению Сахалина (рис. 6) присущи следующие особенности.

1. Гидрогеологические массивы занимают значительно меньшую площадь (28 тыс. км²), чем артезианские бассейны (50 тыс. км²). Самым крупным артезианским бассейном на Сахалине является Северо-Сахалинский (26,5 тыс. км²).

2. Артезианские бассейны острова являются неразрывной частью крупных современных морских седиментационных бассейнов, что накладывает определенный отпечаток на формирование подземных вод.

3. Северо-Сахалинский артезианский бассейн по гидродинамическим показателям относится к равнинному типу с внутренней зоной создания напоров. Остальные артезианские бассейны Сахалина являются типичными для горно-складчатых областей.

Несмотря на некоторые различия в составе и объеме относительно слабо дислоцированных кайнозойских отложений, слагающих артезианские бассейны, в целом для Сахалина в их разрезе можно выделить водоносные комплексы и относительные водупоры (см. рис. 6), обеспечивающие различные условия водообмена.

Для артезианских бассейнов, развитых на Сахалине, характерны своеобразные гидродинамические условия. Приуроченность границ гидрогеологических структур к дизъюнктивным нарушениям значительной амплитуды предопределяет изоляцию водоносных систем артезианских бассейнов (кроме Татарского) от горных сооружений и соответственно формирование относительно невысоких напоров вод за счет внутренних областей водосбора. Редкое проявление anomalно высоких пластовых давлений, очевидно, обусловлено также слабыми изоляционными свойствами глинистых пород и, кроме того, существенной нарушенностью разломами и трещинами отложений, особенно на участках антиклинальных складок.

Anomalно высокий напор подземных вод, значительно превышающий не только условный гидростатический уровень, но и гипсометрические отметки областей современной инфильтрации, установлен в палеогеновых (Большехолмская и Южно-Невельская антиклинали) и верхнемеловых (Большехолмская антиклиналь) отложениях. Особенности гидродинамических аномалий в вертикальном разрезе свидетельствуют о том, что их источник приурочен к нижней части разреза. Это обстоятельство наряду с гидрохимическими особенностями подземных вод в зоне аномалий

позволяет считать основным энергетическим источником формирования аномалий в данных условиях напор седиментационных вод, поступающих из акваториальной части Татарского бассейна под влиянием главным образом геодинамических напряжений и геотемпературного фактора.

Проявление седиментационного водообмена фиксируется менее резко, чем в Татарском бассейне, гидродинамическими и гидрохимическими аномалиями в окраинных, сопряженных с акваториями, участках и других артезианских бассейнах, то есть повсюду на гидродинамические условия оказывают существенное влияние активные неотектонические подвижки (значительные скорости погружения одних участков и воздымания других), а также высокая сейсмичность острова. Сейсмичность, видимо, обуславливает проявление глубинных ювенильных вод. Очевидно, о влиянии глубин свидетельствуют и грязевые вулканы, развитые в южной части Сахалина.

На Сахалине намечается зональное изменение минерализации и состава подземных вод по площади и в вертикальном разрезе артезианских бассейнов. На отдельных участках общая гидрохимическая зональность нарушается, и в зоне рас-

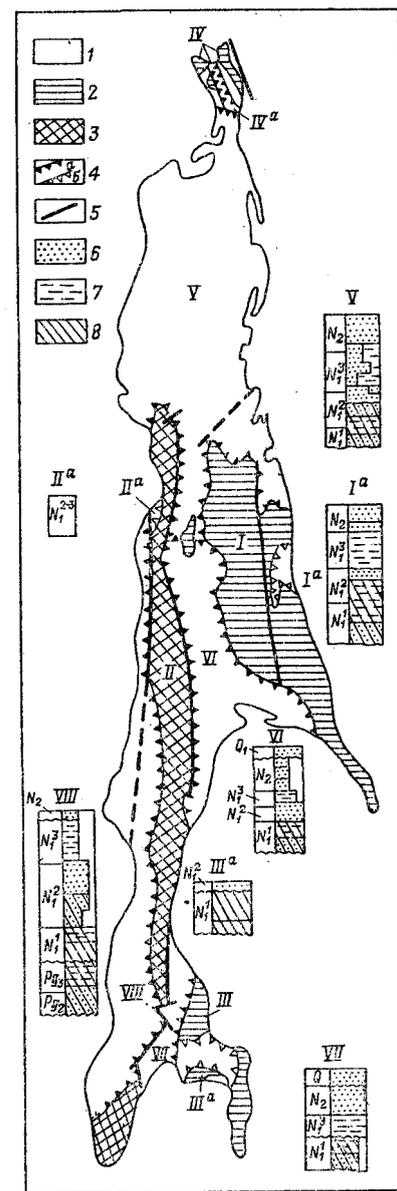


Рис. 6. Схема гидрогеологического районирования Сахалина (по О. В. Равдоникас, 1967 г.). Выход пород на поверхность: 1 — кайнозойских, 2 — мезозойских (доверхнемеловых) и палеозойских, 3 — верхнемеловых; 4 — границы гидрогеологических районов; а — первого порядка, б — второго порядка; 5 — разрывы. К разрезам артезианских бассейнов: 6 — водоносные комплексы, 7 — региональные водупоры, 8 — плотные, возможно трещиноватые, породы. Гидрогеологические массивы (I—IV), артезианские бассейны (V—VIII) и малые артезианские бассейны в пределах гидрогеологических массивов (Ia—IVa): I — Восточно-Сахалинский, II — Западно-Сахалинский, III — Южно-Сахалинский, IV — Шмидтовский, V — Северо-Сахалинский, VI — Перонайский, VII — Сусунайский, VIII — Татарский, Ia — Пограничный, IIa — Александровский, IIIa — Тунайский, IVa — Диановский.

пространения пресных вод появляются солоноватые или соленые воды с аномальным составом.

На схеме гидрохимической зональности (рис. 7) для каждого артезианского бассейна приведены последовательность залегания и мощность гидрохимических зон в разрезе, а также площадное распространение гидрохимических поясов, характеризующихся разным количеством и составом гидрохимических зон. Гидрохимические пояса обозначены индексом гидрохимических зон, вскрытых в вертикальном разрезе до глубины 2000 м. Символы зон представлены в порядке смены их сверху вниз.

Участки артезианских бассейнов, приуроченные к сложным гидрохимическим, гидродинамическим и гидротемпературным поясам, которые обусловлены наличием зон затрудненного водообмена и высоких температур, отнесены к нефтегазоносным бассейнам Сахалина.

артезианскому бассейну, где промышленная нефтегазоносность отдельных структурных поднятий установлена в пределах тринадцати антиклинальных зон.

По особенностям водных свойств пород (характеру резервуара, типу и качеству коллекторов) в продуктивной части разреза выделены следующие три комплекса пород.

1. Песчано-глинистые образования нижненутовской подсвиты и верхней части окобыкайской свиты (верхне- и среднеокобыкайская подсвиты). Водоносные горизонты в пределах этой толщи имеют значительную мощность (более 50—100 м) и выдержанны по площади. Глинистые разделы также распространяются повсеместно, но мощность их невелика.

2. Преимущественно глинистая толща нижней части окобыкайской свиты (нижнеокобыкайская подсвита), содержащая мало мощные (обычно менее 30—50 м) водоносные песчаные горизонты, часто выклинивающиеся.

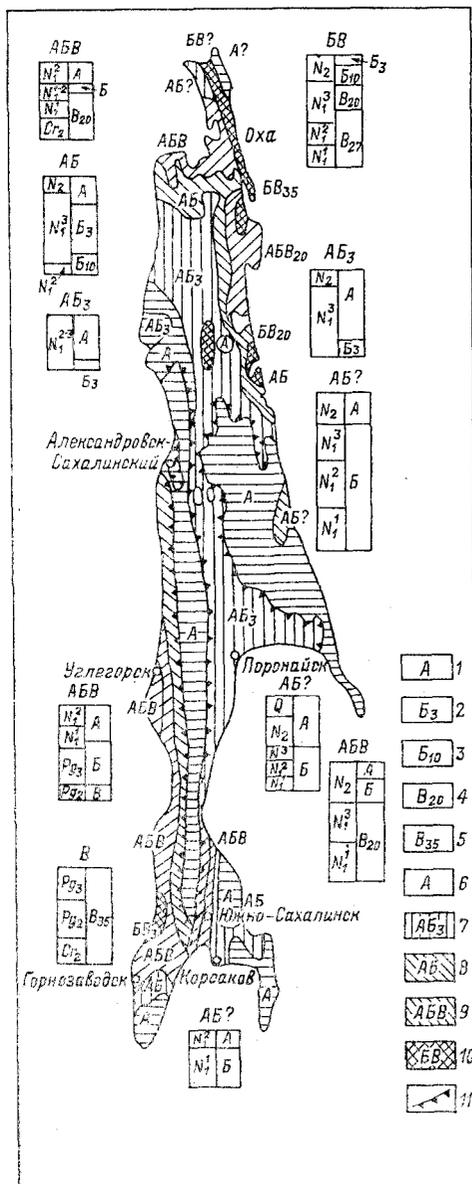
3. Песчано-глинистые отложения дагинской свиты, по вещественному составу мало отличающиеся от верхней продуктивной толщи, но на преобладающей части промысловой площади (кроме Набильской зоны) несколько более плотные.

К верхнему (первому) продуктивному комплексу приурочены преобладающие запасы газа и несравненно меньшие, чем в нижележащей толще, запасы нефти. Водоносные горизонты обладают сравнительно высокой водообильностью (удельный дебит в основном изменяется от 0,01 до 0,5 л/сек, и дебит скважин часто превышает 1 л/сек). Температура подземных вод колеблется в значительных пределах, но не превышает 57°С. Значение геотермической ступени на нефтеносных участках составляет 33—36, на газоносных—28—41 м/град.

Указанная толща относится к полужамкнутой геогидродинамической системе. На преобладающей площади она изолирована от влияния верхних вод свободного водообмена, но в горизонтальном направлении открыта. Область создания напоров тяготеет к Гыргыланьинскому поднятию, вблизи которого абсолютные отметки статического уровня достигают максимальных значений (80—60 м).

На большинстве месторождений воды продуктивных пластов, приуроченных к рассматриваемой толще, обладают невысокой минерализацией (менее 1—3 г/л), возрастающей в восточном и северном направлениях. На отдельных поднятиях Эхабинской и Паромайской антиклинальных зон минерализация воды достигает 12—28 г/л. Состав пресных и слабосоленых вод — гидрокарбонатный натриевый, сильносоленых и соленых — гидрокарбонатно-хлоридный натриевый*. Отношение rNa/rCl изменяется от 0,8 до 9,2. Воды практически бессульфатные, и колебание (0,1—

* Наименование вод дается по преобладающим анионам и катионам отдельно (в последовательности увеличения содержания ионов).



КРАТКАЯ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА СЕВЕРНОГО САХАЛИНА

Месторождения нефти и газа на Сахалине приурочены к Северо-Сахалинскому

Рис. 7. Схема гидрохимической зональности Сахалина (по О. В. Равдоникас, 1967 г.).

Зоны (мощностью более 10 м) распространения вод с минерализацией, г/л: 1—1, 2—1—3, 3—3—10, 4—10—20, 5—20—35; 6—10 — гидрохимические пояса; 11 — границы артезианских и адартезианского бассейнов.

2.0) коэффициента ($rSO_4'/rCl'' \cdot 100$) отражает в большей степени изменение содержания хлоридов, чем сульфатов.

Газонасыщенность подземных вод возрастает в северном и восточном направлениях от их области питания. Коэффициент упругости водорастворенного газа изменяется от 0,03 до 1. Резкое аномальное возрастание газонасыщенности наблюдается вблизи залежей нефти и газа. Состав газа метановый, а на участках с незначительной газонасыщенностью подземных вод (верхние продуктивные пласты на месторождении Волчинка, Северная Глухарка) азотно-метановый и метаново-азотный.

Во втором продуктивном комплексе сосредоточена преобладающая часть запасов нефти и несколько меньшая, чем в вышележащей толще, часть запасов газа.

В связи с частым замещением по площади песчаных пород глинистыми водообильность их резко изменяется даже в пределах отдельных небольших участков. Например, на месторождении Сабо дебит скважин, вскрывших XIII продуктивный пласт, изменяется в пределах 0,01—0,8 л/сек, удельный дебит — 0,001—0,06 л/сек. В общем намечается улучшение фильтрационных свойств водоносных пород в юго-западном направлении от Эхабинской антиклинальной зоны.

Температура подземных вод изменяется в значительных пределах, от первых десятков градусов в наиболее приподнятых структурах (Оха, Эхаби, Восточное Эхаби — надвинутая часть) до 80—90°C в нижних продуктивных пластах погруженного Некрасовского месторождения. Геотермическая ступень, характеризующая вторую продуктивную толщу, изменяется от 18 до 34 м/град.

Несмотря на значительную степень закрытости водоносных горизонтов, расположенных в пределах второй продуктивной толщи, на участках, где глинистые разделы содержат много алевритовых и песчаных частиц или представлены алевритовыми породами, эта толща относится к полузамкнутой гидродинамической системе. Вертикальной миграции флюидов и их перераспределению способствуют также существенная трещиноватость и нарушенность пород.

Основной областью питания подземных вод второго продуктивного комплекса является Энгизпальское поднятие, дополнительными областями питания — Гыргыланьинская и Оссой-Вальская гряды. На менее приподнятых участках выходов рассматриваемых отложений (Джимдан-Дагинское поднятие, возвышенности в пределах Паромайской зоны) более логично полагать разгрузку инфильтрационных и седиментационных вод (открытую или субаквальную). На многих месторождениях (Шхунное, Волчинское, Сабинское, Малосабинское и т. д.) дополнительное питание происходит, очевидно, за счет восходящих потоков из дагинских образований, отличающихся обычно более высоким напором подземных вод, и реже — из вышележащих песчаных образований окобынской свиты (Северо-Глухарское месторождение).

В целом во втором продуктивном комплексе пород наметилось такое же направление падения пьезометрической поверхности, как и в вышележащем. На западных площадях, где водоносные породы представлены более проницаемыми (более 100 мдарси) коллекторами, пьезометрический уклон составляет в среднем 1 м/км, а на севере (Колендо) снижается до 0,3—0,4 м/км. Наиболее богатые залежи нефти приурочены к пьезометрическим минимумам (среднее абсолютное значение статического уровня не превышает 10—30 м).

Подземные воды продуктивных пластов, тяготеющих к глинистой части окобынской свиты, обладают обычно более высокой минерализацией, чем воды выше- и нижележащих толщ. Минерализация наиболее часто изменяется от 10 до 20 г/л. Гидрохимическая зональность во втором продуктивном комплексе прослеживается преимущественно в горизонтальном направлении, а в вертикальном разрезе она почти не проявляется.

Состав воды преимущественно хлоридный натриевый или хлоридно-гидрокарбонатный натриевый. Исключение составляет Тунгорское месторождение, где были встречены воды с минерализацией до 58 г/л гидрокарбонатного натриевого состава. Отношение rNa'/rCl' колеблется в пределах 0,96—2,0 (на Тунгоре 2,3—5,6). Воды практически бессульфатные, а отношение (rSO_4''/rCl'') · 100 определяет обычно степень чистоты отобранных проб, изменяясь от 0,1 до 0,4.

Подземные воды продуктивных пластов рассматриваемой толщи в значительной степени насыщены газами. Состав растворенных в воде газов преимущественно метановый. Углекисло-метановые газы распространены на площади, охватывающей Охинское, Восточно-Эхабинское, Эхабинское, Тунгорское и Кыдыланьинское месторождения. Содержание тяжелых углеводородов колеблется в пределах 0,1—4,6%.

В разной степени уплотненные и трещиноватые песчаники, слагающие водоносные горизонты нижнего (третьего) продуктивного комплекса, определяют пластово-поровый и пластово-трещинный типы подземных вод, а также резкую изменчивость водообильности пород в разрезе и по площади. Хорошие фильтрационные свойства поровых коллекторов, судя по выдержанности и повышенному значению удельного дебита, можно ожидать в южной части Сабинской, Волчинской и в пределах Гыргыланьинской и Набильской зон нефтегазоаккумуляции. В северной части Сабинской и Волчинской зон, на площадях Эхабинской и Колендинской зон высокая водообильность пород локализуется на отдельных участках и обусловлена, видимо, трещинным типом коллекторов, а поровые коллекторы характеризуются плохими фильтрационными свойствами.

В связи со значительной дифференциацией глубины залегания пород температура подземных вод изменяется в больших пределах. На месторождениях Набильской зоны и на Гыргыланьинской

площади температура в продуктивной части разреза не превышает 20°C, а на остальных месторождениях обычно составляет 50—75°C. Геотермическая ступень изменяется в пределах 28—32 м/град.

Нижний продуктивный комплекс пород можно отнести к полузамкнутой и замкнутой геогидродинамическим системам. На участках выходов дагинских образований на поверхность (в рассматриваемой части бассейна — п-ов Шмидта, Гыргыланьинская и Оссой-Вальская гряды, Джимдан-Дагинское поднятие) до глубины общего базиса эрозии осуществляется активная циркуляция подземных вод.

Судя по изменению приведенного уровня, подземные потоки направляются на северо-запад, север и восток от Гыргыланьинской гряды и предположительно на юго-восток от Оссой-Вальского и Джимдан-Дагинского поднятий. Разгрузка же их осуществляется в прибрежно-морской полосе, в сводовых частях антиклинальных поднятий и в зонах тектонических нарушений. Подземные воды нефтеносных пластов отличаются небольшими абсолютными отметками статического уровня, не превышающими 40 м, газоносных — более высокими (до 108 м) *.

Залежи нефти и газа, приуроченные к дагинским отложениям, расположены преимущественно в зоне полностью насыщенных газом подземных вод с коэффициентом упругости, равным единице. Исключение составляют месторождения Набильской и Гыргыланьинской зон, где залежи тяготеют к зоне свободного и затрудненного водообмена (коэффициент упругости 0,3). Состав водорастворенного газа преимущественно метановый. Содержание тяжелых углеводородов достигает 4,8%.

В пределах всех рассмотренных выше продуктивных комплексов основным режимом работы нефтеносных пластов в начальный период является режим растворенного газа, переходящий в гравитационный. Причем в залежах, приуроченных к полузамкнутой геогидродинамической системе, где можно было бы ожидать водонапорный режим, редкое проявление активности краевых вод и преимущественно неизменное положение в процессе эксплуатации внешнего контура нефтеносности связано, очевидно, с плохой проницаемостью пород в приконтактной зоне, обусловленной цементацией порового пространства продуктами окислительно-восстановительных процессов и тяжелой, вязкой, смолистой нефтью. В залежах, расположенных в пределах замкнутой геогидродинамической системы, слабая активность законтурных вод определяется невосполнимостью пластовой энергии.

Анализ гидрогеологических условий залегания нефти и газа позволил выявить и некоторые особенности их размещения, о чем будет сказано в одной из последующих глав.

V. ОБЩИЕ ДАННЫЕ О САХАЛИНСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

В широком региональном плане Сахалин вместе с окружающими его акваториями входит в состав Тихоокеанского кайнозойского нефтегазонасного пояса (рис. 8), в его Японо-Охотскую нефтегазонасную провинцию. Границы пояса и провинции совпадают в общих чертах с границами одноименных и одновозрастных складчатого кольца и геосинклинальной области.

Не останавливаясь на теоретических вопросах нефтегеологического районирования, которые разработаны пока крайне слабо, укажем только, что мы разделяем точку зрения о целесообразности выделения, с одной стороны, таких крупных элементов районирования, как нефтегазонасные пояса, провинции, мегабассейны и бассейны, выполненные мощными толщами метаморфизованных осадочных пород и обладающие условиями для возможного образования в них нефти и газа, и, с другой стороны, на фоне этих огромных нефтегазонасных территорий — уже гораздо меньших по размерам «локальных» площадей установленного и (или) возможного нефтегазонакопления: областей, районов, зон и месторождений. Причем выделение элементов нефтегазонакопления является одним из тех рациональных зерен районирования, которое имеет важнейшее практическое и научное значение.

Под Тихоокеанским нефтегазонасным поясом понимается совокупность нефтегазонасных провинций или мегабассейнов и бассейнов, расположенных в пределах одноименного кайнозойского складчатого кольца и генетически связанных с формированием последнего. Нефтегазонасная провинция понимается в данном случае как крупная геосинклинальная область длительного неравномерного опускания с накоплением в ней мощной осадочной толщи, обладающей потенциальными возможностями как для образования нефти и газа, так и для промышленных их скоплений. Применение по традиции термина «нефтегазонасные» к поясам, провинциям, мегабассейнам и бассейнам нельзя признать удачным, так как их территории являются преимущественно площадями потенциального нефтегазогенерирования, а площади потенциального нефтегазонакопления, к которым этот термин вполне применим, сравнительно небольшие (нефтегазонасные области, районы, зоны, месторождения) на общем фоне мегабассейнов и бассейнов.

Так как общие принципы выделения и основные черты строения названных нефтегеологических элементов провинции освещены в опубликованных работах, то здесь мы остановимся кратко только на одной из важнейших и наиболее изученных нефтегазонасных

* Состав вод продуктивных пластов преимущественно хлоридный натриевый.

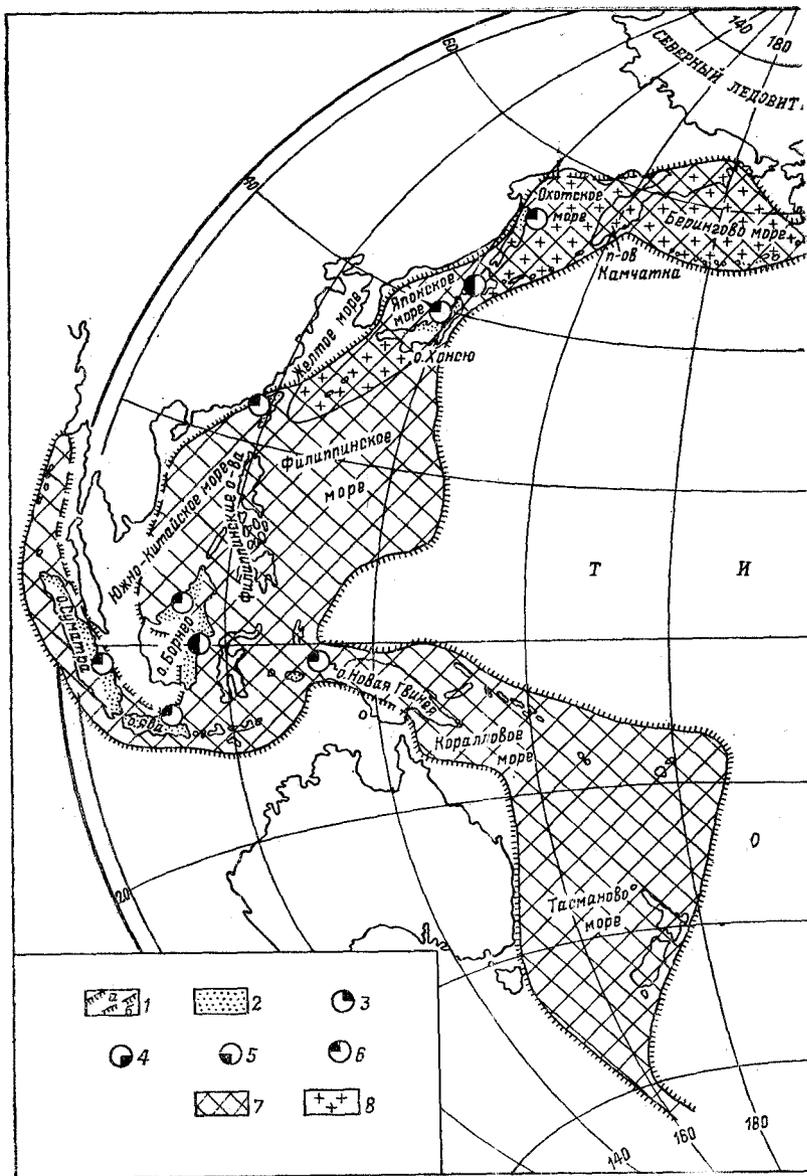
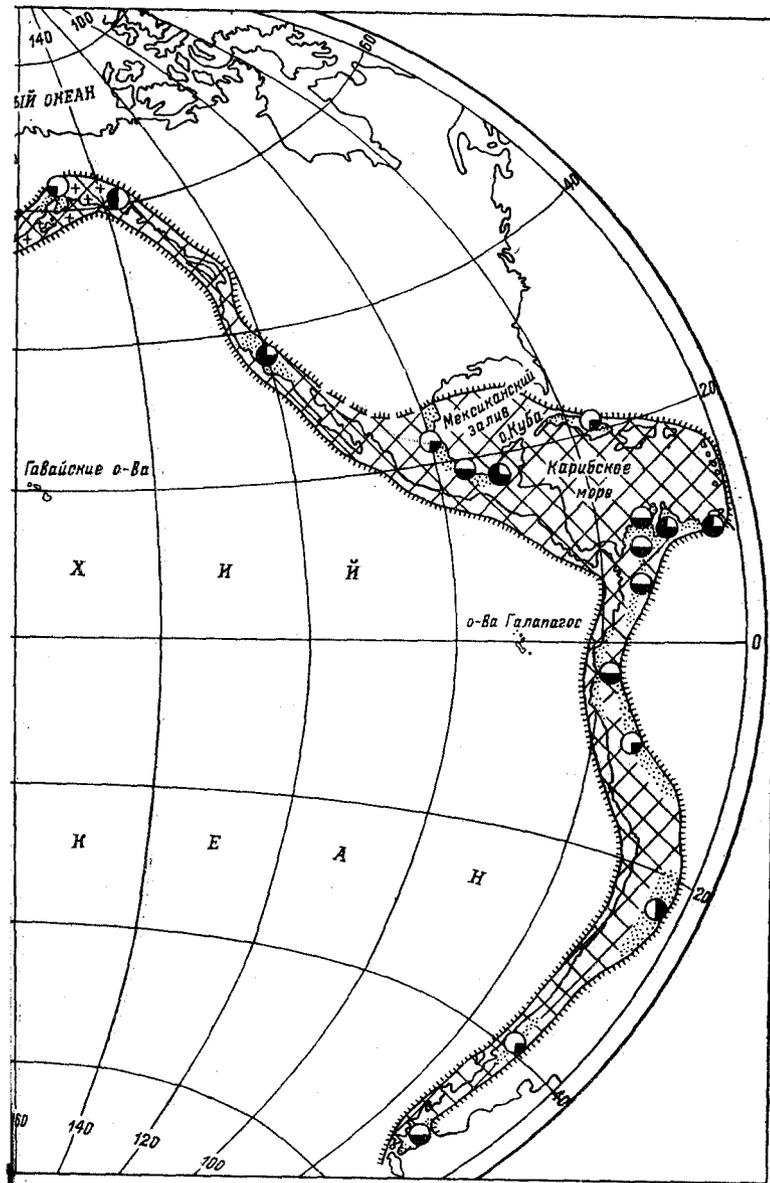


Рис. 8. Обзорная карта Тихоокеанского кайнозойского нефтегазоносного пояса

1 — границы Тихоокеанского кайнозойского нефтегазоносного пояса (а — совпадающие с границами Тихоокеанского подвижного пояса, б — условные); 2 — нефтегазоносные территории; 3 — палеозойский, 4 — мезозойский, 5 — палеогеновый, 6 — неогеновый; 7 — территория нефтегазоносного пояса; 8 — территория Японо-Охотской



газоносного пояса (по Т. И. Евдокимовой, 1967 г.).

Границы Тихоокеанского подвижного пояса, по П. Н. Кропоткину и К. А. Шахвартовой, 1965 г.; 4 — мезозойский, 5 — палеогеновый, 6 — неогеновый; 7 — территория нефтегазоносного пояса; 8 — территория Японо-Охотской провинции.

областей провинции — Сахалинской. Расположена она в зоне сочленения трех бассейнов: Дерюгинского, Южно-Охотского и Татарского (рис. 9). В области выделено три следующих района нефтегазоаккумуляции: Северный, Центральный и Юго-Западный. Каждый район расположен и связан в отличие от области только с одним бассейном нефтегазосбора: Северный — с Дерюгинским, Юго-Западный — с Татарским и Центральный — с Южно-Охотским.

Наиболее высокие перспективы нефтегазоносности связываются с Северным районом нефтегазоаккумуляции. Основанием к этому явились такие факторы, как большие размеры Дерюгинского бассейна, значительные мощности накопившихся в нем рыхлых (кайнозойских) осадков и относительное смещение максимумов прогиба, в сравнении с современным прогибом дна моря, в сторону Сахалина, указывающие на более высокий нефтегенерирующий потенциал прогиба и на сравнительно более высокие перспективы нефтегазоносности относительно поднятий, тяготеющих к этому прогибу. Несколько более низкую оценку можно дать Юго-Западному

району хотя уже по одному тому, что площадь Татарского бассейна, частью которого является район, и мощности осадков в нем меньше, и, кроме того, разрез неогеновых, палеогеновых и верхнемеловых пород на многих участках здесь глубоко эродирован. Центральный район относится к наименее перспективной части области. Такая оценка явилась следствием меньшей в нем, в сравнении с двумя первыми районами, мощностью осадочной кайнозойской толщи, значительной удаленности района от площади максимального накопления осадков в Южно-Охотском бассейне. Наконец, в районе не доказано развитие палеогеновых отложений, а верхнемеловые и неогеновые породы эродированы здесь на большую глубину.

Всего на территории области вместе с шельфовой зоной выделено свыше 50 зон нефтегазоаккумуляции, в том числе 14 зон с доказанной промышленной нефтегазоносностью. В зонах с доказанной промышленной нефтегазоносностью установлено 36 нефтяных и газовых месторождений: 35 из них расположены в пределах Северного района нефтегазоаккумуляции (рис. 10) и одно газовое месторождение — в Центральном районе. Выявленные залежи нефти и газа сосредоточены преимущественно в окобыкайской свите (верхний миоцен), значительно меньше их в дагинской свите (низы верхнего миоцена — средний миоцен) и незначительные промышленные скопления связаны с породами натовской свиты (плиоцен).

Газовые залежи, находящиеся на глубинах ниже 2000 м, содержат, как правило, конденсат, иногда (Тунгорское, Крапивненское, Волчинское, Узловое и другие месторождения) в значительных количествах, до 100—200 см³/м³.

Газовые залежи, находящиеся на глубинах ниже 2000 м, содержат, как правило, конденсат, иногда (Тунгорское, Крапивненское, Волчинское, Узловое и другие месторождения) в значительных количествах, до 100—200 см³/м³.

Газовые залежи, находящиеся на глубинах ниже 2000 м, содержат, как правило, конденсат, иногда (Тунгорское, Крапивненское, Волчинское, Узловое и другие месторождения) в значительных количествах, до 100—200 см³/м³.

Газовые залежи, находящиеся на глубинах ниже 2000 м, содержат, как правило, конденсат, иногда (Тунгорское, Крапивненское, Волчинское, Узловое и другие месторождения) в значительных количествах, до 100—200 см³/м³.

Газовые залежи, находящиеся на глубинах ниже 2000 м, содержат, как правило, конденсат, иногда (Тунгорское, Крапивненское, Волчинское, Узловое и другие месторождения) в значительных количествах, до 100—200 см³/м³.

Газовые залежи, находящиеся на глубинах ниже 2000 м, содержат, как правило, конденсат, иногда (Тунгорское, Крапивненское, Волчинское, Узловое и другие месторождения) в значительных количествах, до 100—200 см³/м³.

Газовые залежи, находящиеся на глубинах ниже 2000 м, содержат, как правило, конденсат, иногда (Тунгорское, Крапивненское, Волчинское, Узловое и другие месторождения) в значительных количествах, до 100—200 см³/м³.

Газовые залежи, находящиеся на глубинах ниже 2000 м, содержат, как правило, конденсат, иногда (Тунгорское, Крапивненское, Волчинское, Узловое и другие месторождения) в значительных количествах, до 100—200 см³/м³.

Газовые залежи, находящиеся на глубинах ниже 2000 м, содержат, как правило, конденсат, иногда (Тунгорское, Крапивненское, Волчинское, Узловое и другие месторождения) в значительных количествах, до 100—200 см³/м³.

Газовые залежи, находящиеся на глубинах ниже 2000 м, содержат, как правило, конденсат, иногда (Тунгорское, Крапивненское, Волчинское, Узловое и другие месторождения) в значительных количествах, до 100—200 см³/м³.

Газовые залежи, находящиеся на глубинах ниже 2000 м, содержат, как правило, конденсат, иногда (Тунгорское, Крапивненское, Волчинское, Узловое и другие месторождения) в значительных количествах, до 100—200 см³/м³.

Газовые залежи, находящиеся на глубинах ниже 2000 м, содержат, как правило, конденсат, иногда (Тунгорское, Крапивненское, Волчинское, Узловое и другие месторождения) в значительных количествах, до 100—200 см³/м³.

Газовые залежи, находящиеся на глубинах ниже 2000 м, содержат, как правило, конденсат, иногда (Тунгорское, Крапивненское, Волчинское, Узловое и другие месторождения) в значительных количествах, до 100—200 см³/м³.

Газовые залежи, находящиеся на глубинах ниже 2000 м, содержат, как правило, конденсат, иногда (Тунгорское, Крапивненское, Волчинское, Узловое и другие месторождения) в значительных количествах, до 100—200 см³/м³.

Газовые залежи, находящиеся на глубинах ниже 2000 м, содержат, как правило, конденсат, иногда (Тунгорское, Крапивненское, Волчинское, Узловое и другие месторождения) в значительных количествах, до 100—200 см³/м³.

Газовые залежи, находящиеся на глубинах ниже 2000 м, содержат, как правило, конденсат, иногда (Тунгорское, Крапивненское, Волчинское, Узловое и другие месторождения) в значительных количествах, до 100—200 см³/м³.

Газовые залежи, находящиеся на глубинах ниже 2000 м, содержат, как правило, конденсат, иногда (Тунгорское, Крапивненское, Волчинское, Узловое и другие месторождения) в значительных количествах, до 100—200 см³/м³.

Газовые залежи, находящиеся на глубинах ниже 2000 м, содержат, как правило, конденсат, иногда (Тунгорское, Крапивненское, Волчинское, Узловое и другие месторождения) в значительных количествах, до 100—200 см³/м³.

Газовые залежи, находящиеся на глубинах ниже 2000 м, содержат, как правило, конденсат, иногда (Тунгорское, Крапивненское, Волчинское, Узловое и другие месторождения) в значительных количествах, до 100—200 см³/м³.

Газовые залежи, находящиеся на глубинах ниже 2000 м, содержат, как правило, конденсат, иногда (Тунгорское, Крапивненское, Волчинское, Узловое и другие месторождения) в значительных количествах, до 100—200 см³/м³.

Газовые залежи, находящиеся на глубинах ниже 2000 м, содержат, как правило, конденсат, иногда (Тунгорское, Крапивненское, Волчинское, Узловое и другие месторождения) в значительных количествах, до 100—200 см³/м³.

Газовые залежи, находящиеся на глубинах ниже 2000 м, содержат, как правило, конденсат, иногда (Тунгорское, Крапивненское, Волчинское, Узловое и другие месторождения) в значительных количествах, до 100—200 см³/м³.

Газовые залежи, находящиеся на глубинах ниже 2000 м, содержат, как правило, конденсат, иногда (Тунгорское, Крапивненское, Волчинское, Узловое и другие месторождения) в значительных количествах, до 100—200 см³/м³.

Газовые залежи, находящиеся на глубинах ниже 2000 м, содержат, как правило, конденсат, иногда (Тунгорское, Крапивненское, Волчинское, Узловое и другие месторождения) в значительных количествах, до 100—200 см³/м³.

Газовые залежи, находящиеся на глубинах ниже 2000 м, содержат, как правило, конденсат, иногда (Тунгорское, Крапивненское, Волчинское, Узловое и другие месторождения) в значительных количествах, до 100—200 см³/м³.

Газовые залежи, находящиеся на глубинах ниже 2000 м, содержат, как правило, конденсат, иногда (Тунгорское, Крапивненское, Волчинское, Узловое и другие месторождения) в значительных количествах, до 100—200 см³/м³.

Газовые залежи, находящиеся на глубинах ниже 2000 м, содержат, как правило, конденсат, иногда (Тунгорское, Крапивненское, Волчинское, Узловое и другие месторождения) в значительных количествах, до 100—200 см³/м³.

Газовые залежи, находящиеся на глубинах ниже 2000 м, содержат, как правило, конденсат, иногда (Тунгорское, Крапивненское, Волчинское, Узловое и другие месторождения) в значительных количествах, до 100—200 см³/м³.

Газовые залежи, находящиеся на глубинах ниже 2000 м, содержат, как правило, конденсат, иногда (Тунгорское, Крапивненское, Волчинское, Узловое и другие месторождения) в значительных количествах, до 100—200 см³/м³.

Газовые залежи, находящиеся на глубинах ниже 2000 м, содержат, как правило, конденсат, иногда (Тунгорское, Крапивненское, Волчинское, Узловое и другие месторождения) в значительных количествах, до 100—200 см³/м³.

Газовые залежи, находящиеся на глубинах ниже 2000 м, содержат, как правило, конденсат, иногда (Тунгорское, Крапивненское, Волчинское, Узловое и другие месторождения) в значительных количествах, до 100—200 см³/м³.

Газовые залежи, находящиеся на глубинах ниже 2000 м, содержат, как правило, конденсат, иногда (Тунгорское, Крапивненское, Волчинское, Узловое и другие месторождения) в значительных количествах, до 100—200 см³/м³.

Газовые залежи, находящиеся на глубинах ниже 2000 м, содержат, как правило, конденсат, иногда (Тунгорское, Крапивненское, Волчинское, Узловое и другие месторождения) в значительных количествах, до 100—200 см³/м³.

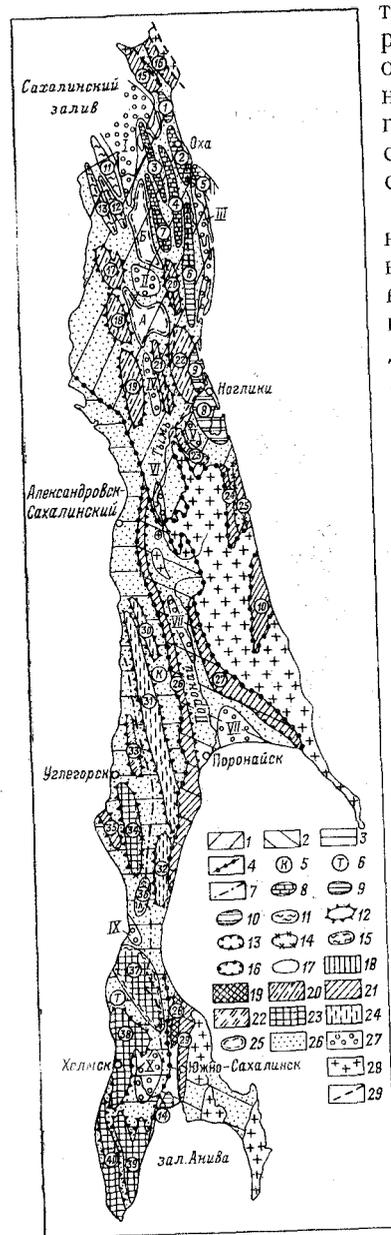


Рис. 9. Схематическая карта нефтегеологического района Сахалинской области (по С. Н. Евдокимовой, В. С. Ко).

Районы и подрайоны нефтегазоаккумуляции: 1 — северный район нефтегазоаккумуляции; 2 — центральный район нефтегазоаккумуляции; 3 — юго-западный район нефтегазоаккумуляции; 4 — границы районов; подрайоны: 5 — Камышовый, 6 — Татарский; 7 — граница между типом и режем других типов, связанных с породами плиоцена; 8 — верхнего (нижнего) и среднего миоценового; 9 — верхнего (нижнего) и среднего миоценового; 10 — верхнего (нижнего) и среднего миоценового; 11 — верхнего (нижнего) и среднего миоценового; 12 — пластовые сводовые с элементами разрыва; 13 — структурные носы; 14 — выклинивания преимущественно пластового сводового типа. По физическому разрезу: 15 — неогеновых; 16 — миоценовых и палеогеновых; 17 — палеогеновых и верхнемеловых; 18 — палеогеновых и верхнемеловых; 19 — палеогеновых и верхнемеловых; 20 — палеогеновых и верхнемеловых; 21 — палеогеновых и верхнемеловых; 22 — палеогеновых и верхнемеловых; 23 — палеогеновых и верхнемеловых; 24 — палеогеновых и верхнемеловых; 25 — палеогеновых и верхнемеловых; 26 — палеогеновых и верхнемеловых; 27 — палеогеновых и верхнемеловых; 28 — палеогеновых и верхнемеловых; 29 — палеогеновых и верхнемеловых. Зоны нефтегазоаккумуляции с доказанной промышленной нефтегазоносностью (цифры в кружках): 1 — Колендинская; 2 — Эхабинская; 3 — Паромайская; 4 — Сабинская; 5 — Одоптинская; 6 — граница; 7 — Гиргыланьинская; 8 — Катаглинская; 9 — Восточно-Дагинская; 10 — Паромайская; 11 — Астрахановская; 12 — Тамлевская; 13 — Музьминская; 14 — Анивская. Зоны возможной нефтегазоаккумуляции: 15 — Пильская; 16 — Хандасинская; 17 — Хунмактинская; 18 — Оссойская; 19 — Хунмактинская; 20 — Оссойская; 21 — Давыкская; 22 — Дагинская; 23 — Паромайская; 24 — Лопатинская; 25 — Красногорская; 26 — Травушинская; 27 — Томаринская; 28 — Камышевая; 29 — Суусунайская; 30 — Камышевая; 31 — Макаронская; 32 — Пугачевская; 33 — Лесогор; 34 — Лопатинская; 35 — Красногорская; 36 — Травушинская; 37 — Томаринская; 38 — Камышевая; 39 — Кирилловская; 40 — Горнозавод; 41 — Нытская; 42 — Набилская; 43 — Тымовская; 44 — Аскасайский.

районирования Сахалинской области нефтегазоаккумуляции (по С. Н. Алексеевичу, Гальчуку, Ю. С. Маврискому, 1970 г.).

Северный с доказанной промышленной нефтегазоносностью, 2 — Центральный с установленной промышленной нефтегазоносностью, 3 — Юго-Западный с установленной промышленной нефтегазоносностью. Зоны возможной нефтегазоаккумуляции в ловушках пластово-сводового типа: 4 — среднего и верхнего миоцена, иногда плиоцена; 5 — верхнего миоцена, реже палеоцена; 6 — нижнего и среднего миоцена. Зоны возможной нефтегазоаккумуляции. По типу тектонического, 13 — то же, литологического, 14 — то же, стратиграфического экранов (предполагаемого) отдельных толщ и горизонтов неогеновых пород; 17 — в ловушках возрасту наиболее перспективной части пород стратиграфии: 19 — верхне- и среднемиоценовых; 20 — средне- и нижнемиоценовых; 21 — миоценовых; 22 — верхнемеловых; 24 — верхнемеловых. Другие элементы районирования: 25 — площади возмущения мелкой складчатости; 26 — площади, на которых возможны (при наличии ловушек) в кайнозойских и верхнемеловых породах; 27 — прогибы и впадины с относительно увеличенной площадью выхода на поверхность метаморфизованных палеозойских, мезозойских (довержно-изверженных пород, неблагоприятных для образования и сохранения в них промышленных руды, имеющие существенное значение в строении зон нефтегазоаккумуляции). Зоны нефтегазоаккумуляции с доказанной промышленной нефтегазоносностью (цифры в кружках): 1 — Колендинская; 2 — Эхабинская; 3 — Паромайская; 4 — Сабинская; 5 — Одоптинская; 6 — граница; 7 — Гиргыланьинская; 8 — Катаглинская; 9 — Восточно-Дагинская; 10 — Паромайская; 11 — Астрахановская; 12 — Тамлевская; 13 — Музьминская; 14 — Анивская. Зоны возможной нефтегазоаккумуляции: 15 — Пильская; 16 — Хандасинская; 17 — Хунмактинская; 18 — Оссойская; 19 — Хунмактинская; 20 — Оссойская; 21 — Давыкская; 22 — Дагинская; 23 — Паромайская; 24 — Лопатинская; 25 — Красногорская; 26 — Травушинская; 27 — Томаринская; 28 — Камышевая; 29 — Суусунайская; 30 — Камышевая; 31 — Макаронская; 32 — Пугачевская; 33 — Лесогор; 34 — Лопатинская; 35 — Красногорская; 36 — Травушинская; 37 — Томаринская; 38 — Камышевая; 39 — Кирилловская; 40 — Горнозавод; 41 — Нытская; 42 — Набилская; 43 — Тымовская; 44 — Аскасайский.

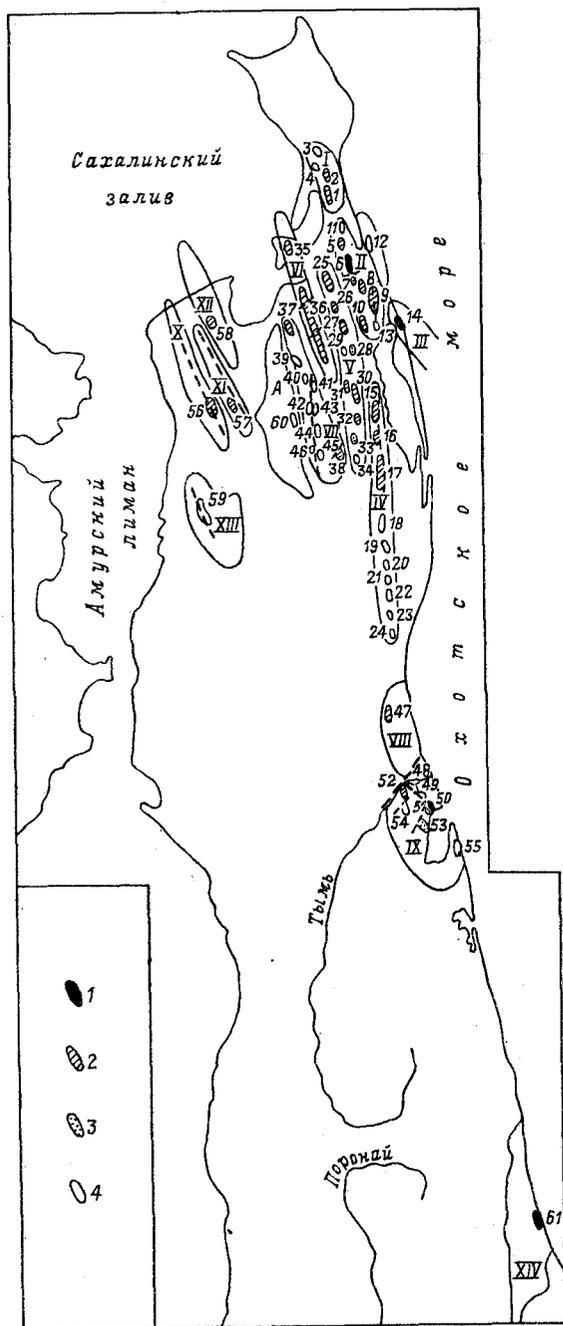


Рис. 10. Обзорная карта месторождений нефти и газа и разведочных площадей Северного нефтегазоносного района Сахалина.

Месторождения: 1 — нефтяные, 2 — нефтегазовые, 3 — газовые; 4 — разведочные площади.

Зоны нефтегазоаккумуляции и входящие в них месторождения и разведочные площади (цифры на схеме).

I — Колендинская: 1 — Колендинское, 2 — Северо-Колендинское, 3 — Троицкая, 4 — Береговая; II — Эхабинская: 5 — Северо-Охинское, 6 — Охинское, 7 — Южно-Охинское, 8 — Эхабинское, 9 — Восточно-Эхабинское, 10 — Тунгорское, 11 — Хангузинская, 12 — Кеутинская, 13 — Обзорная и Охотская;

III — Одоптинская: 14 — Одоптинское;

IV — Паромайская: 15 — Кыдыланьинское, 16 — Мухтинское, 17 — Паромайское, 18 — Пильтунская, 19 — Нутовская, 20 — Горомайская, 21 — Северо-Боатанская, 22 — Южно-Боатанская, 23 — Нижневальская, 24 — Эвайская;

V — Сабинская: 25 — Гиляко-Абуанское, 26 — Абановское, 27 — Нельминское, 28 — Эрринское, 29 — Западно-Эрринская, 30 — Сабинское, 31 — Западно-Сабинское, 32 — Малосабинское, 33 — Южно-Кенигское, 34 — Среднепаромайская;

VI — Волчинская: 35 — Некрасовское, 36 — Волчинское;

VII — Гырғыланьинская: 37 — Шхунное, 38 — Крапивненское, 39 — Северо-Глухарская, 40 — Южно-Глухарская, 41 — Осиновская, 42 — Западно-Гырғыланьинская, 43 — Северо-Гырғыланьинская, 44 — Центральногогырғыланьинская, 45 — Южно-Гырғыланьинская, 46 — Мостовая;

VIII — Восточно-Дагинская: 47 — Восточно-Дагинское;

IX — Катанглинская: 48 — Ногликское, 49 — Уйглекутское, 50 — Катанглинское, 51 — Западно-Катанглинское, 52 — Северо-Имчинское, 53 — Прибрежное, 54 — Северо-Гамадейская, 55 — Старонабильская;

X — Музьминская: 56 — Лангрийское;

XI — Тамлевская: 57 — Березовское;

XII — Астрахановская: 58 — Узловое;

XIII — Теньгинская: 59 — Среднепыркинская;

XIV — Пограничная: 61 — Окружное.

А — Большеречевский участок мелкой складчатости; 60 — Катаньинская.

В поле развития кайнозойских пород известны многочисленные поверхностные нефте- и газопроявления. Не все они одинаковы по своим размерам и значению. Среди верхнемеловых пород вполне достоверных прямых признаков нефти не установлено, хотя, по данным японских геологов, они и указывались в районе пос. Победино и на п-ове Крильон. В последние годы в поисковых скважинах, бурящихся в юго-западной части острова, в верхнемеловых, палеогеновых и неогеновых породах отмечались признаки газа.

По перспективам нефтегазоносности территория подразделена в общих чертах на следующие группы земель: с доказанной промышленной нефтегазоносностью, возможно нефтегазоносные и бесперспективные. Территориально площади с доказанной нефтегазоносностью расположены в северо-восточной, северо-западной и южной (вблизи г. Анива) частях острова; к бесперспективным причислены площади развития доверхнемеловых и местами верхнемеловых в той или иной мере метаморфизованных и сильнодислоцированных пород (район Восточно-Сахалинских гор, Сусунайского хребта, Далдаган-Армуданской гряды, восточная часть п-ова Шмидта и др.); остальная часть острова, сложенная неогеновыми, палеогеновыми и верхнемеловыми породами, отнесена к возможно нефтегазоносным землям.

Основными типами залежей нефти и газа являются пластовые сводовые. Известен также ряд залежей с элементами тектонического, литологического и стратиграфического экранирования (рис. 11). Коллекторские свойства нефтесодержащих пород (песчаные пласты окобыкайской и дагинской свит) характеризуются пористостью насыщения от 10 до 30% и проницаемостью обычно от первых десятков до первых сотен миллидарси и редко до 1—2 дарси.

Структурные формы, контролирующие промышленные скопления нефти и газа, в основном брахиантиклинальные и редко куполовидные складки. Подавляющее их большинство построено благодаря наличию многочисленных и разнообразных разрывов чрезвычайно сложной. В связи с этим месторождения в таких складках разбиты на отдельные части (блоки), что способствует как перераспределению нефти и газа по вертикали разреза, так и разрушению месторождений или отдельных залежей и, кроме того, крайне усложняет разведочные и поисковые работы, снижая их общую эффективность.

Выявленные начальные извлекаемые запасы (категории А+В+С₁) распределены по стратиграфическому разрезу следующим образом (%): нефть — 67, газ — 86 (верхний миоцен); нефть — 17, газ — 7 (средний миоцен); нефть — 16, газ — 7 (плиоцен). Около 83% запасов нефти и 45% газа сосредоточено в шести зонах нефтегазоаккумуляции (Колендинской, Эхабинской, Одоптинской, Паромайской, Сабинской и Катанглинской), расположенных в восточной прибрежной полосе Северного района

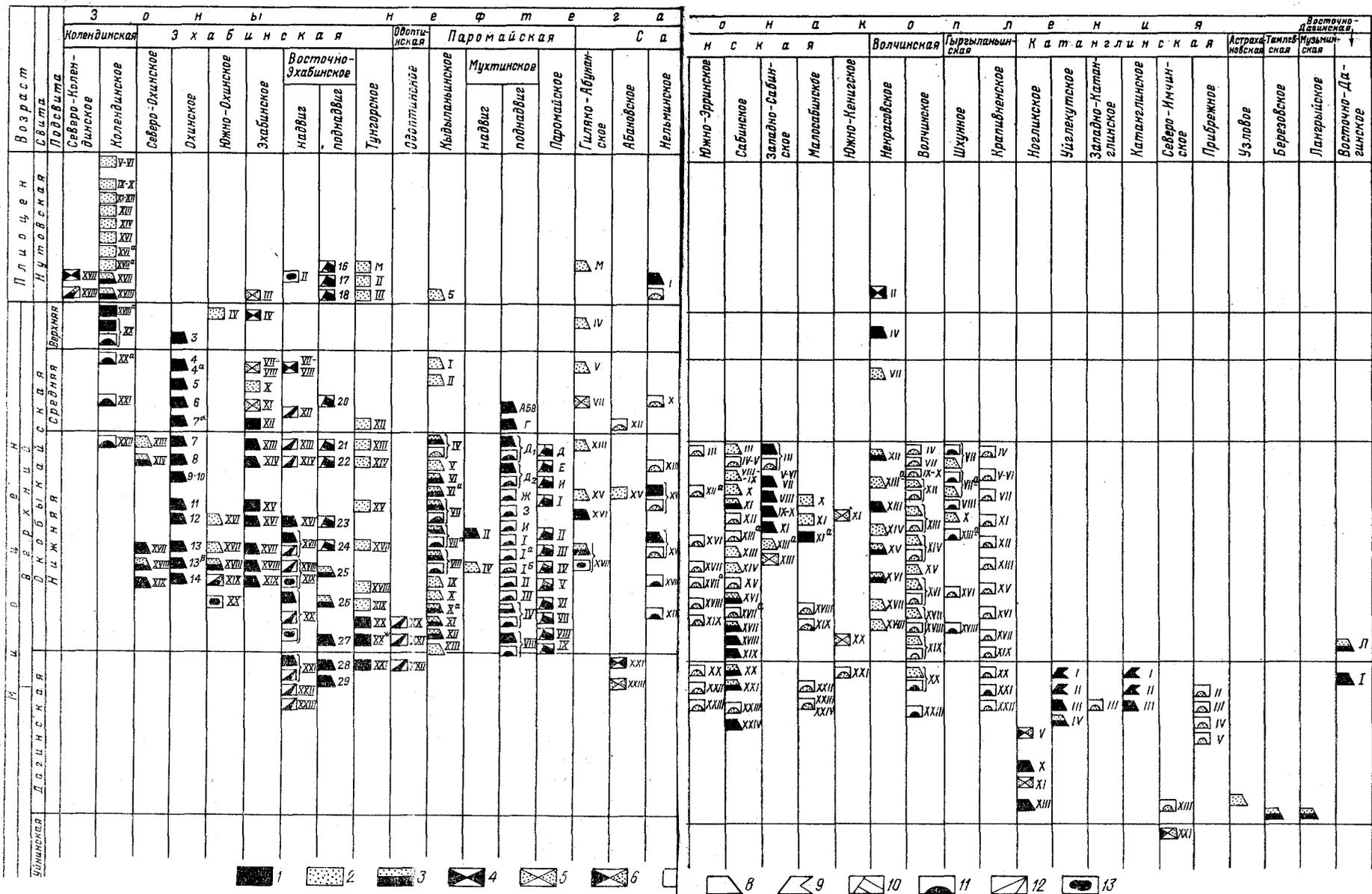


Рис. 11. Схема размещения залежей нефти и газа. Промышленные: 1 — нефтяные, 2 — газовые, 3 — газонефтяные; непромышленные: 4 — устье, 5 — разбитые разрывами на блоки и срезанные разрывами, 9 — с влиянием стратиграфических надвигов, 11 — на периклиналях и структурных носках, 12 — литологически ограниченные. Примечание. Показанное на схеме Южно-Эрринское «месторождение»

на месторождениях о. Сахалина (на июль 1971 г.). нефтяные, 5 — газовые, 6 — газонефтяные. Типы залежей. Пластовые сводовые: 7 — ненарушенного экрана; пластовые экранированные: 10 — тектонически экранированные на крыльях (подэкранированные на периклиналях и крыльях, 13 — литологически ограниченные. в действительности является частью Сабинского месторождения.

VI. РАЙОНЫ ПРОМЫШЛЕННОГО И ВОЗМОЖНОГО НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

нефтегазонакопления. В этой полосе не только находятся самые крупные для Сахалина месторождения, но и удельная плотность потенциальных ресурсов нефти и газа на площади полосы также является наибольшей. По соотношению нефти и газа все зоны являются преимущественно нефтеносными. В месторождениях зон, расположенных западнее (Волчинская, Гыртыланьинская, Музыминская и др.), средние абсолютные величины запасов нефти и газа заметно меньше при общем относительном увеличении запасов газа. Таким образом, эта часть территории справедливо рассматривается как преимущественно газоносная.

Сахалинские нефти относятся в общем к нефтям высокого качества. Хотя их состав по месторождениям и залежам имеет, как это будет видно из описания месторождений, заметные различия, их можно отнести к бессернистым (содержание серы в пределах 0,1—0,62%), а по плотности — к легким и средним; тяжелые нефти, с плотностью более 910 кг/м³, встречены только в некоторых месторождениях (Охинском, Катанглинском, Западно-Сабинском, Восточно-Эхабинском и др.). На долю тяжелых нефтей падает около 15% общих разведанных запасов.

Газы попутные и свободные являются, как правило, сухими, метановыми. Повышенное содержание высших гомологов метана (более 10%) установлено в залежах Паромайского, Одоптинского, Эхабинского и Некрасовского месторождений. Газы Сахалина содержат небольшое количество аргона и гелия, не представляющих практического интереса.

Выше указывалось, что Сахалинская нефтегазонаосная область подразделяется на три района: Северный район — с доказанной промышленной нефтегазонаосностью, Центральный район — с доказанной промышленной газонаосностью и Юго-Западный район — возможного нефтегазонакопления. Как упоминалось выше, каждый из названных районов имеет присущие ему особенности геологического строения и нефтегазонаосности.

СЕВЕРНЫЙ РАЙОН И ЕГО ЗОНЫ ПРОМЫШЛЕННОГО НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Район расположен в северной половине острова, является частью Дерюгинского нефтегазонаосного бассейна. Преимущественным распространением на территории района пользуются песчано-глинистые неогеновые породы, достигающие 6000—8000 м мощности. Предполагается развитие на отдельных участках, в частности в северо-западной части района, палеогеновых пресноводно-континентальных и эффузивных образований небольшой мощности. Верхнемеловые породы общей мощностью 3000—6000 м выведены на дневную поверхность только на п-ове Шмидта и в районе Восточно-Сахалинских гор. Кроме того, они вскрыты скважинами в Эхабинской и Набильской зонах нефтегазонакопления.

В тектоническом плане район приурочен к северной периклиналильной части мегантиклинория, на востоке и западе которой четко выделяются сложные антиклинальные поднятия с синклиналильными прогибами между ними. На востоке района, в пределах акватории Охотского моря, расположен прогиб более высокого ранга, отделяющий мегантиклинорий от Охотского срединного массива. С западной стороны этой части мегантиклинория прогиб подобного рода выделяется менее четко и не вполне определенно, хотя южнее, в пределах Татарского пролива, он представлен очень рельефно.

Все 35 нефтяных и газовых месторождений, выявленные на 1 января 1973 г. в Северном районе нефтегазонакопления, расположены на трех крупных участках: Охинском, Рыбновском и Катанглинском.

Охинский нефтегазонаосный участок

Участок является наибольшим по размерам и величине сосредоточенных в нем потенциальных ресурсов нефти и газа и характеризуется наибольшим стратиграфическим диапазоном нефтега-

зоносности (от плиоцена до низов среднего миоцена). На участке известно семь зон с доказанной промышленной нефтегазоносностью: Колендинская, Эхабинская, Одоптинская (Приморская), Паромайская, Сабинская, Волчинская и Гыргыланьинская.

КОЛЕНДИНСКАЯ ЗОНА

Колендинская зона нефтегазонакопления (рис. 12) территориально приурочена к перешейку п-ова Шмидта, а в тектоническом отношении соответствует южному участку Эспенбергской антиклинальной зоны, строение которого существенно отличается от более северного ее участка, выделенного в Пильскую зону возможного нефтегазонакопления. Наиболее важными особенностями геологического строения Колендинской зоны являются ее относительная погруженность и широкое развитие нефтегазоносных верхнемиоценовых и нижнеплиоценовых отложений, которые севернее полностью выведены на поверхность и эродированы.

В пределах Колендинской зоны выявлено четыре антиклинальные структуры: Троптинская, Северо-Колендинская, Колендинская и Береговая. На каждой из этих структур проведено в том или ином объеме поисковое бурение, в результате которого открыто два месторождения — Колендинское и Северо-Колендинское. Структуры Колендинской зоны нефтегазонакопления сложены породами миоцен-плиоценового возраста, залегающими с угловым и стратиграфическим несогласием на верхнемеловых отложениях. В неогеновом разрезе выделяются следующие свиты (снизу вверх): мачигарская, тумская (нижний миоцен), пильская (средний миоцен), окобыкайская (верхний миоцен) и нутовская (плиоцен). Вещественный состав свит является переходным между разрезами неогена п-ова Шмидта и северо-восточной частью Сахалина. Следует отметить, что если нутовская свита в других северных районах Сахалина представлена преимущественно песчаным материалом, то в Колендинской зоне в ее составе начинают преобладать глины. Последнее обстоятельство явилось одной из причин наличия залежей не только в окобыкайской, но и в нутовской свите.

По типам ловушек залежи разделяются на пластовые сводовые и литологически и тектонически экранированные (см. рис. 11). По разведанным суммарным запасам нефти и газа промышленных категорий Колендинская зона нефтегазонакопления занимает четвертое место на Северном Сахалине. В пределах же зоны более 80% этих запасов находится в настоящее время на Колендинском месторождении.

Рассматриваемая зона нефтегазонакопления начала изучаться глубоким бурением систематически только с 1960 г. Поэтому ресурсы нефти и газа этой зоны полностью еще не выявлены. В связи с этим следует отметить, что Колендинская зона расположена в весьма благоприятных условиях для образования литологических

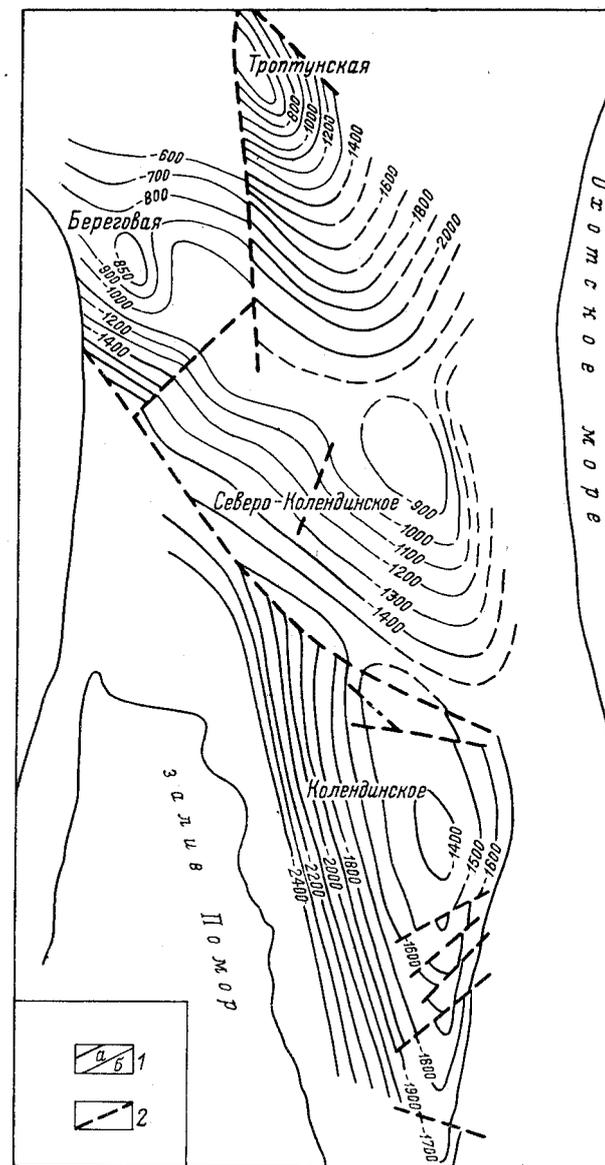


Рис. 12. Колендинская зона нефтегазонакопления.
1 — изогипсы: а — по кровле XVIII пласта, б — по кровле мачигарской свиты; 2 — разрывы.

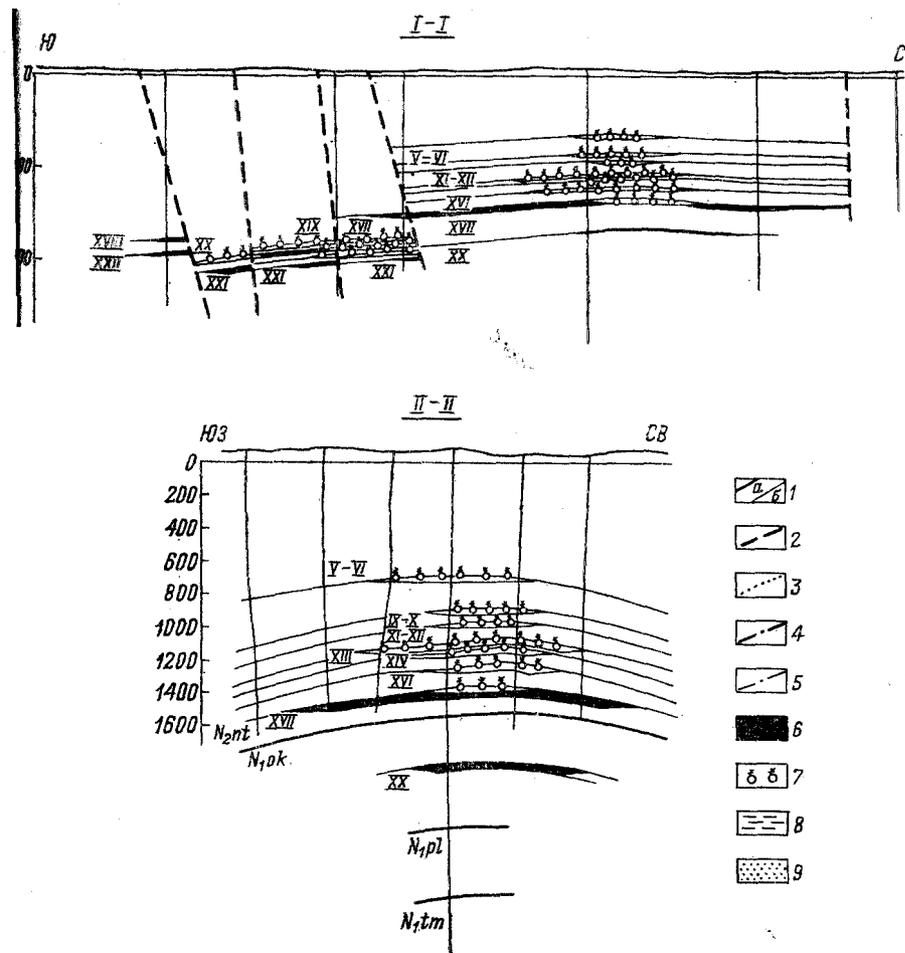
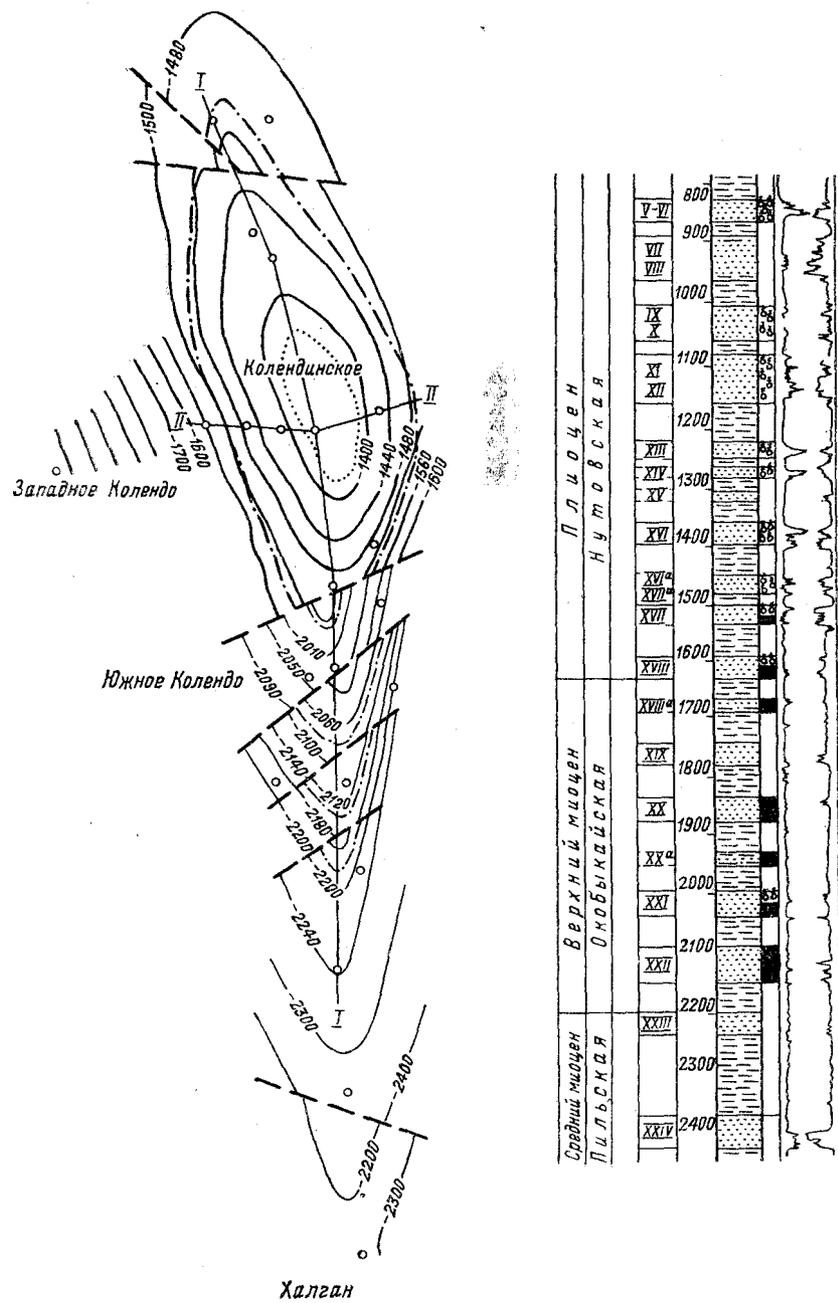


Рис. 13. Колендинское нефтегазовое месторождение.

I — изогонисы: а — по кровле XVII пласта, б — по кровле XXI пласта; 2 — разрывы; контуры: 3 — газоносности XVII пласта, 4 — нефтеносности XVII пласта, 5 — нефтеносности XXI пласта для южной периклинали; 6 — нефть; 7 — газ; 8, 9 — глинистые и песчаные породы соответственно.

ловушек в верхнемиоцен-нижнеплиоценовых отложениях, так как на перешейке п-ова Шмидта происходит замещение песчано-глинистых фаций пород указанного возраста на преимущественно глинистые, вследствие чего песчаные пласты выклиниваются в северо-восточном направлении, вверх по восстанию. Большой интерес для поисков залежей нефти и газа в Колендинской зоне нефтегазонакопления представляют породы пильской свиты, в которой на берегу Сахалинского залива обнажаются пять песчаных пластов с нефтепроявлением, а также более низкие горизонты миоценового разреза.

Колендинское нефтегазовое месторождение (рис. 13) расположено к северу от г. Охи (см. рис. 10). На поверхности структура сложена алеврито-песчаными породами нутовской свиты, ниже которых поисково-разведочными скважинами вскрыты песчано-глинистые отложения миоценового возраста предположительно до тумской свиты включительно. Колендинская брахиантиклиналь север-северо-западного простирания имеет размеры $6,0 \times 2,5$ км и амплитуду по нижнеокобыкайским слоям около 200 м. Свод складки широкий и пологий, с глубиной несколько смещается в северо-восточном направлении; периклинали структуры осложнены сбросами с амплитудами в 20—30 м.

Месторождение открыто в 1961 г., когда была пробурена скв. 1, в которой при испытании интервала 1411—1455 м (XVII пласт) получен фонтан нефти с дебитом 47 т/сутки через 4-миллиметровый штуцер. В настоящее время на месторождении в нутовских и окобыкайских отложениях известно восемь газовых залежей, две газонефтяные и пять нефтяных. Глубина залегания пластов, содержащих нефть и газ, 690—2200 м. Коллекторами для промышленных газонефтяных скоплений служат алеврито-песчаные пласты эффективной мощностью от 2 до 30 м, с пористостью 17—27% и проницаемостью до 539 мдарси. Все газовые залежи пластовые сводовые, с высотами от 12 до 60 м. Нефтяные залежи с газовыми шапками XVII и XVIII пластов относятся к пластовым сводовым. Они осложнены разрывами и характеризуются влиянием литологического экрана на северной периклинали. Высота их составляет соответственно 190 и 140 м, а высота газовых шапок — до 30 м. Все остальные залежи располагаются в тектонических блоках южной периклинали (или так называемой площади Южное Колендо) и по морфологическим признакам относятся к тектонически экранированным, хотя образование их связывается с литологическим выклиниванием пластов к сводовой части структуры. Высоты залежей в блоках не превышают первых десятков метров.

Начальные пластовые давления в залежах обычно соответствуют гидростатическим и изменяются от 77 в V—VI пластах до 220 кгс/см² в XXII пласте. Начальные газовые факторы составляли 65—260 м³/т, а в процессе эксплуатации увеличились до 320 м³/т и более. Режим нефтяных залежей — растворенного газа, а в XVII пласте — смешанный с влиянием газовой шапки и некоторой активностью контурных вод.

Нефть Колендинского месторождения имеет плотность от 829 до 893 кг/м³, содержание серы — от 0,25 до 0,4%, парафина — от 0,6 до 3,2%. Плотность газа 0,6387—0,5602 кг/м³, причем уменьшение ее почти закономерно происходит вверх по разрезу. Содержание метана в нем составляет 91,7—98,5, тяжелых углеводородов — до 8%. Пластовые воды нефтеносной части разреза гидрокарбонатно-натриевые с минерализацией до 27 г/л.

Поиски газонефтяных залежей на Колендинской структуре производились также и в более древних, в частности пильских, отло-

жениях. При испытании песчаных пластов в этой части разреза пока была получена только минерализованная вода без признаков нефти. Кроме того, несколько глубоких скважин с целью поисков литологически и тектонически экранированных залежей в окобыкайской свите было пробурено на западном крыле структуры (площадь Западнее Колендо) и на далекой южной периклинали (площадь Халган), которые также не привели к открытию новых промышленных скоплений нефти и газа. Однако перспективы Колендинского месторождения еще не исчерпаны и связаны как с глубокими, не вскрытыми в настоящее время горизонтами стратиграфического разреза, так и с литологически и тектонически экранированными залежами в верхнемиоцен-нижнеплиоценовых отложениях, главным образом на западном крыле и периклиналях структуры.

Северо-Колендинское газонефтяное месторождение (рис. 14) вступило в разведку в 1963 г., причем первые поисковые скважины были заложены в сводовой части куполообразной складки, выявленной электроразведочными работами. После проведения детальных сейсмических работ было установлено, что свод складки смещен в северо-восточном направлении относительно первоначально предполагавшегося его местоположения, а скважины пробурены на юго-западном крыле структуры.

В стратиграфическом разрезе, вскрытом скважинами, выделены те же свиты, что и на Колендинском месторождении. Различие состоит лишь в том, что в разрезе нутовской и окобыкайской свит Северо-Колендинского месторождения число и мощность песчаных пластов резко уменьшаются, а в пильской, наоборот, возрастают.

На месторождении открыта одна газонефтяная залежь в XVIII пласте нутовской свиты. Установлена она скв. 1, когда при испытании интервала 1302—1312 м был получен фонтан газа с абсолютно свободным дебитом 670 000 м³/сутки. Кроме того, непромышленный приток тяжелой (плотностью 918 кг/м³) нефти был получен из XVII пласта.

Продуктивный XVIII пласт эффективной мощностью не более 5—6 м представлен мелкозернистым песком и алевритом с общей пористостью около 20% и проницаемостью до 200 мдарси. По предварительным данным, залежь литологически экранирована, приурочена к крылу структуры и, возможно, осложнена разрывом. Высота залежи 320 м, высота газовой шапки — 220 м. Начальное пластовое давление в залежи 126 кгс/см². Газ сухой, плотностью 0,567 кг/м³, с содержанием метана 98,1 и тяжелых углеводородов до 1,8%. Нефть имеет плотность 838 кг/м³, содержит акцизных смол 12, парафина 2,5%; выход легких фракций (до 300°C) составляет 67%. Пластовые воды продуктивной части разреза хлоркальциевые и хлормagneиные с общей минерализацией до 26 г/л.

Разведочные площади. На двух площадях — Троптунской (брахиантиклиналь) и Береговой (складка типа структурного носа) — было проведено поисковое бурение, не давшее положи-

тельных результатов. На Тропунской площади бурением вскрыты породы нижней части миоцена и верхнемеловые отложения, из которых были получены незначительные притоки газа, растворенного в воде; на Береговой площади вскрыты породы плиоцена и миоцена, признаков нефти и газа в них не обнаружено.

ЭХАБИНСКАЯ ЗОНА

Зона (рис. 15) расположена в крайней северо-восточной части острова. В ее строении участвуют отложения неогенового возраста, залегающие несогласно на верхнемеловых породах. Последние вскрыты скважинами в сводах антиклинальных структур на глубинах 2000 м и более и представлены песчаниками, кремнистыми алевролитами, туфами и порфиритами андезито-базальтов. В разрезе неогеновых отложений выделяются следующие свиты (снизу вверх): тумская, дагинская (соответствующая пильской Колендинской зоны), окобыкайская и нутовская. Мачигарская свита (нижний миоцен), залегающая в основании неогенового разреза Северного Сахалина, в тектонически наиболее высоких участках зоны отсутствует.

В состав зоны входит девять антиклинальных структур, группирующихся в две антиклинальные ветви — Охинскую и Восточно-Эхабинскую (см. рис. 15).

В Эхабинской зоне нефтегазонакопления открыто шесть месторождений. Стратиграфический интервал промышленной газонефтеносности этой зоны является самым большим для Северного Сахалина и охватывает от среднедагинской до нижне-нутовской подсвиты включительно. Однако основные запасы нефти и газа приурочены к песчаным коллекторам нижнеокобыкайской подсвиты. Глубины залегания газонефтяных скоплений измеряются от первых десятков метров до 2200 м. Залежи зоны отличаются большим разнообразием типов ловушек (см. рис. 11). В Эхабинской зоне сосредоточено в настоящее время около 50% всех разведанных промышленных запасов нефти острова. Здесь же располагаются два самых крупных нефтяных месторождения Сахалина — Восточно-Эхабинское и Охинское, суммарные разведанные запасы которых составляют около 60% запасов всей зоны.

Несмотря на то что Эхабинская зона является относительно старым нефтедобывающим районом Сахалина, она все еще остается перспективной на поиски новых залежей нефти и газа. Перспективы ее связаны прежде всего с верхнемиоцен-нижнеплиоценовыми отложениями на складках, выявленных морскими сейсмическими работами в прибрежной части Охотского моря. В этом же стратиграфическом интервале следует ожидать открытие газонефтяных залежей, главным образом тектонически и литологически экранированных, на южной лериклинали Восточно-Эхабинской антиклинали и на различных структурных осложнениях других складок Эхабинской зоны.

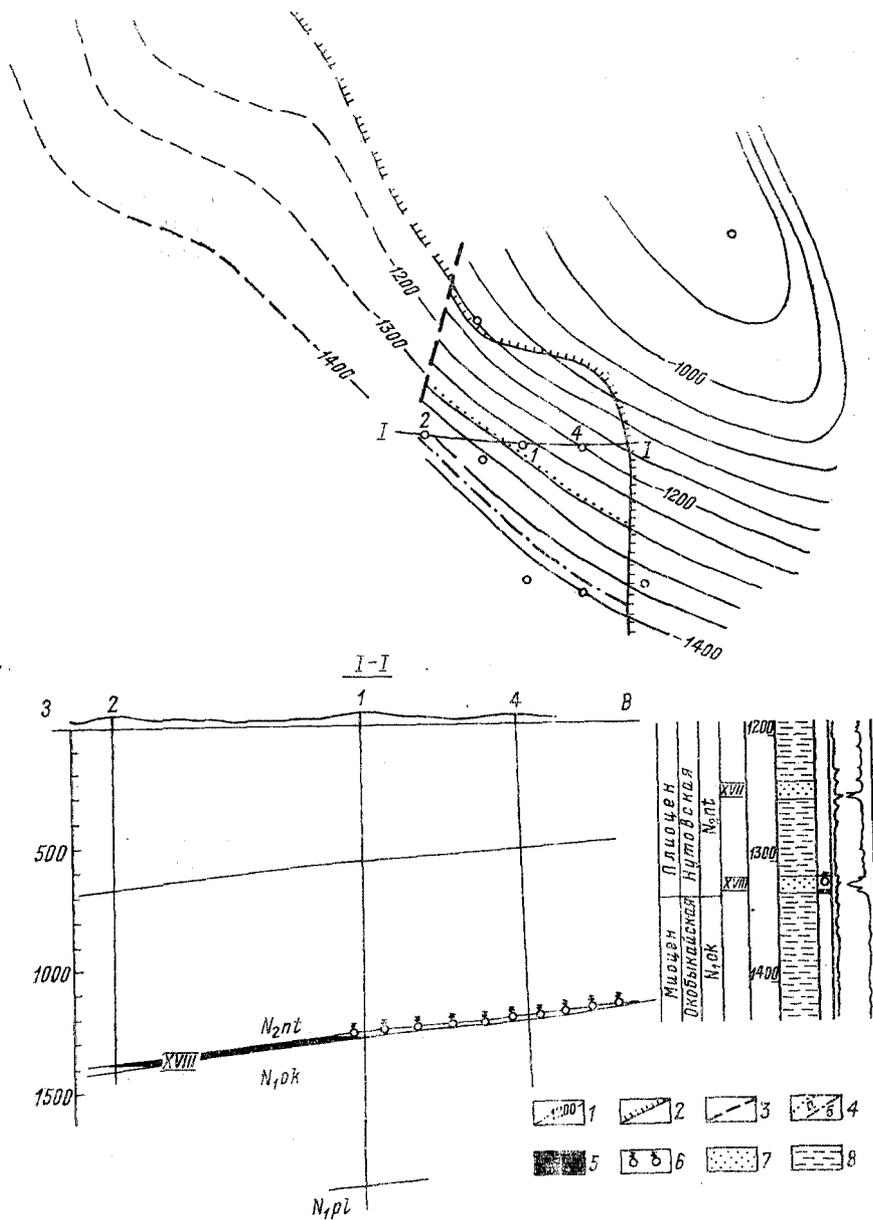


Рис. 14. Северо-Колендинское газонефтяное месторождение.

1 — изогипсы по кровле XVIII пласта; 2 — линия выклинивания XVIII пласта; 3 — разрыв; 4 — контуры: а — газоненосности, б — нефтеносности; 5 — нефть; 6 — газ; 7 — песчаные, 8 — глинистые породы.

Следующим стратиграфическим объектом поисков сводовых, литологически и тектонически экранированных залежей на Эхабинской зоне являются отложения среднего и нижнего миоцена, к которым относятся дагинская (без верхней подсвиты), тумская и мацигарская свиты. В последней, кроме того, есть основания предполагать наличие ловушек типа стратиграфически экранированных.

И наконец, к перспективным на поиски нефти и газа относятся отложения позднемиоценового возраста, вскрытые пока лишь в

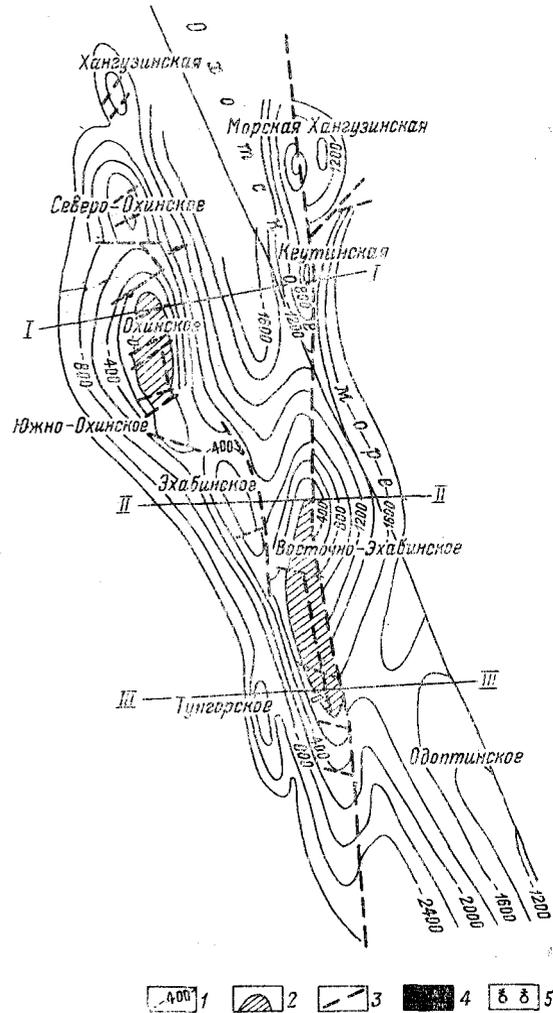
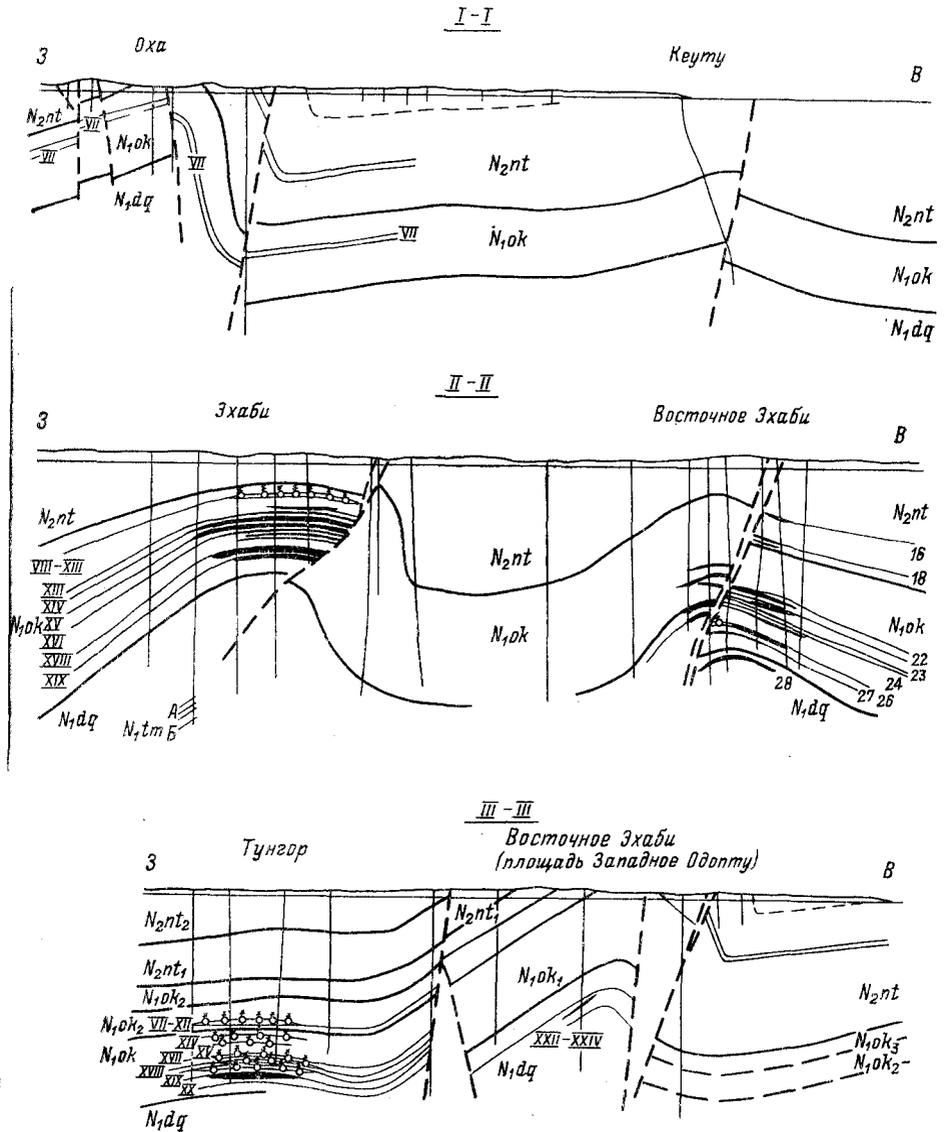


Рис. 15. Эхабинская зона
1 — изогипсы по кровле окобыкской свиты; 2 — площади
3 — разрывы; 4 —

нескольких глубоких скважинах на Охинской и Северо-Охинской структурах. Наличие прямых признаков газа в песчаниках верхнего мела наряду с благоприятными геологическими, гидрогеологическими и геохимическими предпосылками свидетельствует о не-



на нефтегазонакопления.
размыва пород, залегающих ниже поверхности, по которой построена структурная карта;
нефть; 5 — газ.

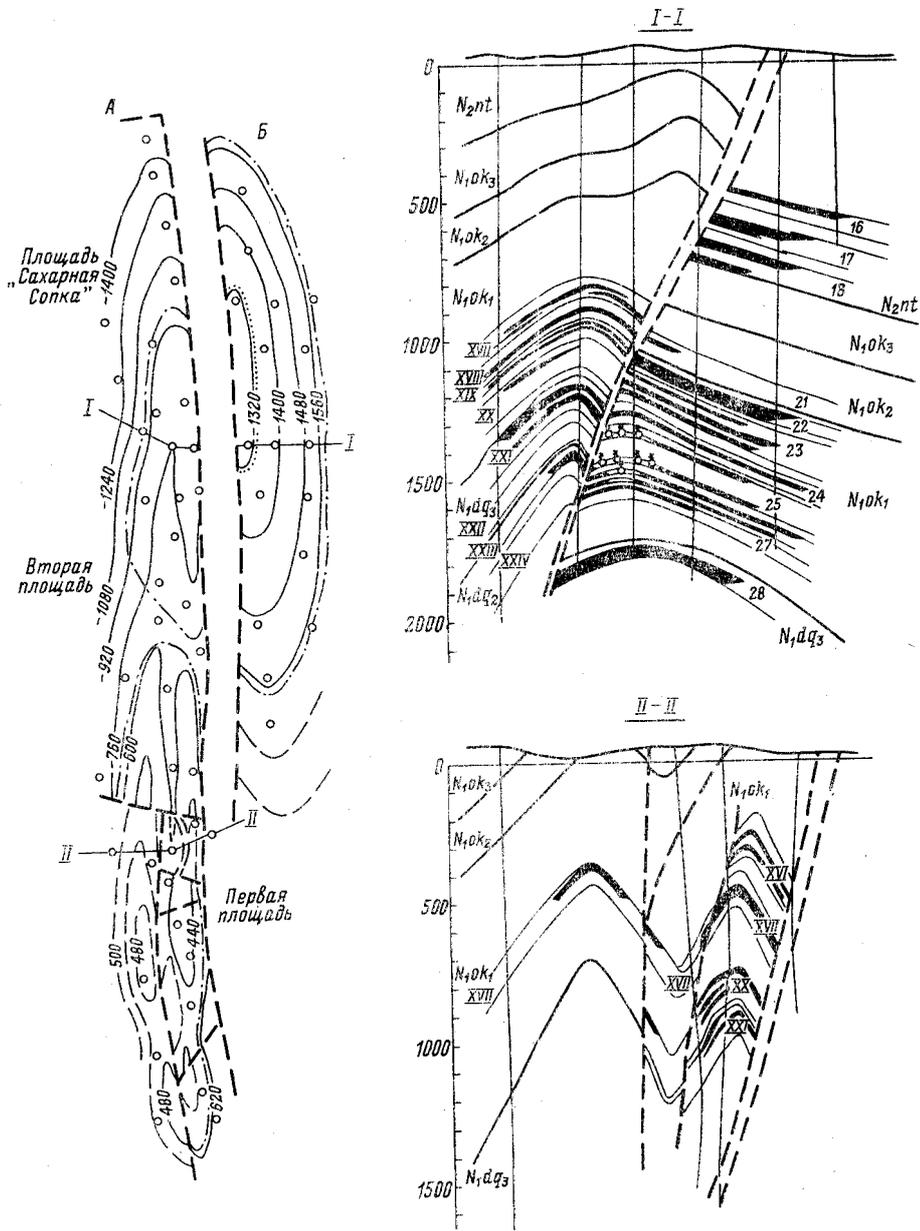


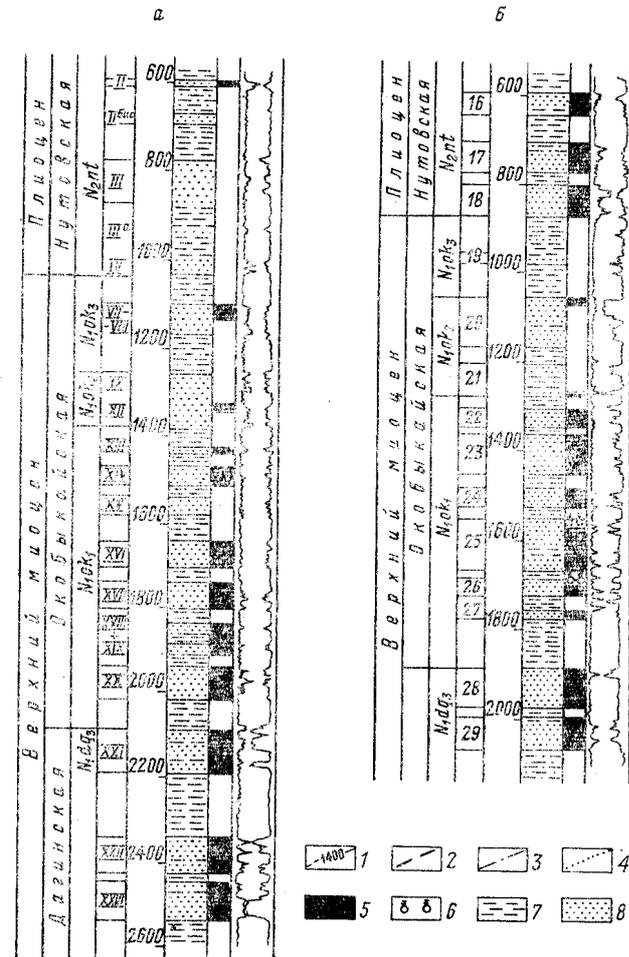
Рис. 16. Восточно-Эхабинское нефтяное месторождение.

А — структурная карта надвинутой части структуры по кровле XVII пласта, Б — то же, поднадвиговой части структуры по кровле 25-го пласта; а — геолого-геофизический разрез

обходимости увеличения объема поисковых работ в породах, подстилающих неогеновые отложения.

Восточно-Эхабинское нефтяное месторождение (рис. 16) является самым крупным месторождением о. Сахалина. Приурочено оно к сложно построенной антиклинали меридионального простирания.

В строении изученной части разреза принимают участие песчано-глинистые отложения дагинской, окобыкайской и нутовской свит. Свод структуры на поверхности сложен нижеокобыкайскими



надвинутой, б — то же, поднадвиговой части; 1 — изогипсы по кровле XVII и соответствующему ему 25-го пластов; 2 — разрывы; контуры: 3 — нефтеносности XVII и 25-го пластов, 4 — газоносности 25-го пласта; 5 — нефть; 6 — газ; 7 — глинистые, 8 — песчаные породы.

породами, размытыми до XV пласта включительно. Восточно-Эхабинская структура имеет длину 30 км, ширину 4 км, амплитуду поднятия — около 1000 м. Вдоль восточного крыла антиклинали проходит региональный разрыв типа взбросо-надвига, по которому западная часть структуры взброшена на восточную с амплитудой около 1500 м в своде складки. В сторону северной и южной периклиналей амплитуда разрыва уменьшается. Взброшенная часть структуры осложнена несколькими более мелкими складками, отдельные из которых по генезису можно рассматривать как приразломные, и, кроме того, нарушена разрывами сбросового и взбросового типа. Амплитуда разрывов изменяется от 15 до 50—100 м и только для продольного взброса, осложняющего западное крыло, она увеличивается до нескольких сотен метров. Поднадвиговая часть структуры имеет более простое строение (см. рис. 16).

В 1945 г. в надвинутой части Восточно-Эхабинской структуры в результате бурения поисково-разведочных скважин геологами треста Дальнефтеразведка была установлена промышленная нефтеносность почти всех песчаных пластов нижнедокобыкайской подсвиты. В 1951 г. открыты первые нефтяные залежи «поднадвига». К настоящему времени промышленные скопления нефти в надвинутой части месторождения открыты в трех пластах дагинской, восьми пластах окобыкайской и в одном пласте нутовской свит. В поднадвиговой части месторождения нефтяные залежи установлены в двух пластах дагинской свиты, восьми пластах окобыкайской и трех пластах нутовской свит.

Нефтеносные пласты состоят из чередующихся песчаных и глинистых пород и характеризуются резкой литологической изменчивостью по площади, что оказывает довольно существенное влияние на дебиты скважин. Средняя пористость песчаных пород окобыкайской и дагинской свит изменяется в среднем по пластам от 13 до 20%, а проницаемость — от 10 до 1000 мдарси. В нутовской свите коллекторские свойства алеврито-песчаных пластов несколько улучшаются. Эффективная мощность пластов — около 50 м, но чаще всего колеблется в пределах 10—20 м.

Большее половины разведанных запасов нефти месторождения сосредоточено в «поднадвиге». Нефтенасыщенные пласты залегают здесь на глубинах 450—1900 м. По типу ловушек залежи девяти верхних пластов (16—24) — тектонически экранированные на крыле структуры, или поднадвиговые; залежи 25—29-го горизонтов — пластовые сводовые, срезанные разрывом, а залежь 27-го горизонта, кроме того, частично литологически экранированная на восточном крыле.

Высоты залежей в нутовской и дагинской свитах 110—175 м; в окобыкайской — 210—310 м, за исключением 20 и 21-го пластов, где не превышают первых десятков метров. Начальные пластовые давления в залежах изменялись от 51 в 16-м пласте до 185 кгс/см² в 29-м пласте, закономерно увеличиваясь вниз по разрезу. Среднесуточные дебиты в среднем по пластам составляли от 3,3 до 21 т,

причем наиболее продуктивными были 24, 26 и 27-й пласты. Некоторые скважины, эксплуатирующие залежь 27-го пласта, вступали в работу с дебитом 100 т/сутки и более. Газовые факторы в начале эксплуатации колебались от 8 до 150 м³/т, а затем быстро возрастали.

Нефтяные залежи имеют, как правило, режим растворенного газа, в 25 и 26-м пластах — с небольшим влиянием газовой шапки, а в 20-м пласте, возможно, — с участием водонапорного пласта.

В надвинутой части Восточно-Эхабинского месторождения промышленные скопления нефти залегают на глубинах от 75 до 1500 м. В своде структуры (Первая площадь) все нефтяные залежи (XVI, XVII, XX и XXI горизонты) — пластовые сводовые, разбитые на самостоятельные блоки и срезанные разрывами. Контуры почти всех залежей в той или иной мере контролируются, кроме того, линиями выклинивания песчаных пластов. На северной периклинали структуры преобладают залежи литологически экранированные, срезанные разрывами. К этому типу относятся нефтяные залежи пластов XII—XIV и XVII—XXIII. В пластах II, XVIII—XIX и XX обнаружены, кроме того, литологически ограниченные залежи, приуроченные к линзам проницаемых пород. Небольшое скопление нефти в пластах VII—VIII ограничивается разрывами и относится к тектонически экранированным. Залежи «надвига» в отличие от поднадвиговых резко различаются по своим размерам. Так, залежи II, XII—XIV, XXII и XXIII пластов имеют очень небольшие запасы и каждая из них разрабатывается одной-тремя скважинами. Наиболее крупные запасы нефти установлены в пластах XVII и XXIII—XIX, причем два последних пласта развиты только на северной периклинали структуры и выклиниваются к ее своду. Высоты залежей основных продуктивных горизонтов (XVI, XVII, XVIII—XIX, XX и XXI) составляют 200—300 м. Начальные среднесуточные дебиты залежей «надвига» изменялись от 0,2 до 4 т/сутки и только в XVII и XVIII—XIX пластах достигали 16—46 т/сутки. Газовые факторы в начале эксплуатации составляли 35—96 м³/т.

Нефти Восточно-Эхабинского месторождения весьма разнообразны. Наряду с очень тяжелыми нефтями с плотностью 925 кг/м³ встречаются нефти с плотностью до 842 кг/м³. Самые тяжелые нефти (878—935 кг/м³) залегают в верхних частях разреза — пласты VII—XII, XIII, XIV «надвига» и 16—18 «поднадвига». Содержание акцизных смол в них — от 27 до 46%. В более глубоких горизонтах плотность нефтей уменьшается от 890 до 860, а иногда до 842 кг/м³. Содержание серы в восточно-эхабинских нефтях 0,1—0,55, парафина — 0,2—3,7%.

Пластовые воды месторождения относятся к различным типам (по В. А. Сулину): гидрокарбонатно-натриевые, хлоркальциевые и хлормagneиные. Минерализация их в нефтегазоносной толще составляет 14—31 г/л, причем в надвинутой части она несколько ниже, чем в поднадвиговой.

Поисково-разведочные работы на Восточно-Эхабинской структуре продолжаются, в частности, на ее южной периклинали, и, кроме того, поиски залежей нефти и газа необходимо проводить в более глубоких горизонтах — в отложениях среднего и нижнего миоцена, а также верхнего мела.

Эхабинское нефтяное месторождение (рис. 17) расположено к югу от г. Охи и является одним из наиболее крупных месторождений о. Сахалина. Приурочено оно к антиклинальной складке, в строении которой принимают участие песчано-глинистые отложения миоцен-плиоценового возраста. Самые древние горизонты, вскрытые скважинами в своде структуры на глубине более 2300 м, сложены светло-серыми песчаниками и темно-серыми кремнистыми аргиллитами и отнесены к тумской свите. Дагинская свита общей мощностью более 800 м представлена переслаивающимися песчаниками, алевролитами и аргиллитами, часто кремнистыми. Нефтеносная окобыкайская свита имеет мощность 1100—1200 м и содержит в своем разрезе 17 песчаных пластов (с IV до XX включительно), переслаивающихся с алевроито-глинистыми пластами. Нутовская свита развита главным образом на крыльях и периклиналях структуры, в своде же она эродирована до III пласта, залегающего в подошве свиты.

Эхабинская брахиантиклинальная складка северо-западного простирания имеет длину 6 км, ширину 2 км и амплитуду ловушки 250 м, асимметрична, с пологим западным и крутым (до 65°) восточным крылом, осложненным продольным взбросом. Плоскость последнего наклонена на запад, амплитуда смещения 50—250 м. Складка по окобыкайским горизонтам имеет сундучную форму, а по дагинским — гребневидную.

Первый промышленный приток нефти с дебитом 17 т/сутки был получен в 1933 г. из XIII пласта. Однако разработка месторождения началась только в 1936 г., после получения фонтана нефти с дебитом 150 т/сутки из того же пласта. Всего на месторождении открыто восемь нефтяных залежей (XII—XIX пласты) и одна газовая (X пласт). Непромышленные притоки нефти были получены из IV пласта и газа из III, VIII, XI пластов. Глубины залегания нефтепродуктивных горизонтов 430—950 м.

Коллекторами для нефти и газа служат пески и песчаники, эффективная пористость которых изменяется по площади в очень широких пределах — от 3 до 30%; в среднем по пластам она составляет 17—18% и возрастает в XIII и XIV пластах до 20%. Проницаемость коллекторов изменяется от 4 до 155 мдарси. Эффективная мощность XIII, XIV, XVI и XVIII пластов 12—24 м, остальных — не превышает 9 м. Все залежи пластовые сводовые и, за исключением X, XII и XV пластов, срезанные разрывом на восточном крыле. Залежь XV пласта на этом же крыле ограничивается линией выклинивания песчаных прослоев.

Газовая залежь X пласта занимает наиболее высокое гипсометрическое положение в нефтегазоносном разрезе Эхабинского

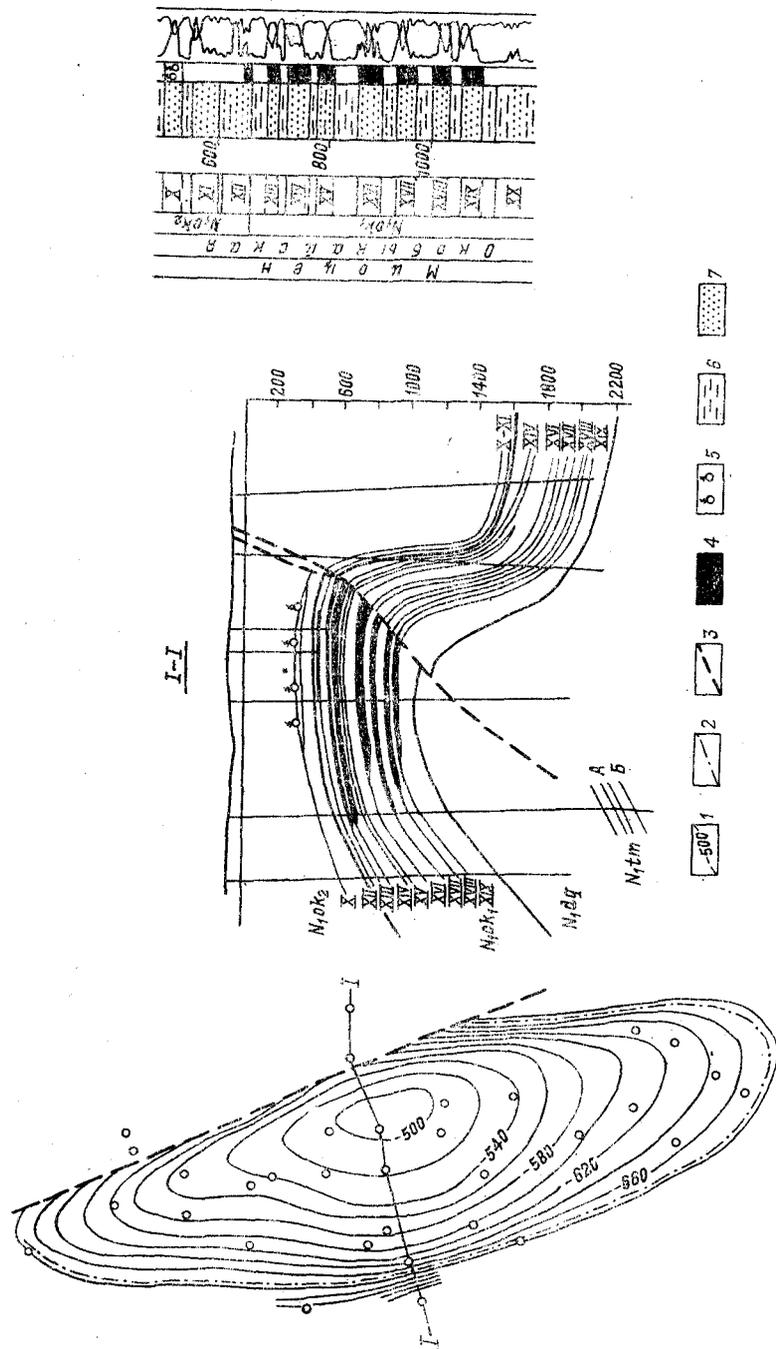


Рис. 17. Эхабинское нефтяное месторождение.

I — изогипсы по кровле XIII пласта; 2 — контур нефтеносности; 3 — разрывы; 4 — нефть; 5 — газ; 6 — глинистые; 7 — песчаные породы.

месторождения и залегает на глубине 315—380 м. Высота ее 65 м. Наиболее крупные залежи нефти приурочены к XIII и XIV пластам, где сосредоточено более половины начальных разведанных запасов месторождения. Высоты этих залежей 185 и 165 м соответственно; начальные пластовые давления 60 и 65 кгс/см²; дебиты в начале разработки в XIII пласте достигали 150 т/сутки, в среднем составляя 52, а в XIV пласте изменялись от 3,4 до 73,2 т/сутки. Такие резкие колебания дебитов обусловлены главным образом значительным изменением по площади коллекторских свойств пластов. Начальные газовые факторы 56—60 м³/т, давление насыщения 56—58 кгс/см².

Все нефтяные залежи эксплуатировались в начале разработки за счет энергии растворенного газа. В настоящее время пластовые давления в них уменьшились на 10—20 кгс/см² и более, дебиты упали до 0,4—6,6 т/сутки, газовые факторы возросли до 120—800 м³/г. Пластовые давления на месторождении поддерживаются законтурным заводнением и закачкой газа.

Нефти Эхабинского месторождения относительно легкие, с плотностью от 820 до 887 кг/м³, почти закономерно возрастающей вниз по разрезу. В этом же направлении увеличивается содержание акцизных смол от 12,2 до 37% и парафина от 2,9 до 4,24%, уменьшается выход легких фракций от 60—68 до 35—40%. Газы, растворенные в нефти, и свободный газ X пласта имеют плотность 0,57—0,69 кг/м³, содержат метана 73—95% в XIII—XIX пластах и 82—97% в XII и X пластах. Содержание C₂H₆ в газах 4,8—19,1; CO₂—0,9—3,8%. Пластовые воды нефтегазоносной части разреза гидрокарбонатно-натриевые, с минерализацией 14—36 г/л.

На Эхабинском месторождении разведка средне- и нижнемиоценовых, а также верхнемеловых отложений является основным направлением в дальнейших нефтепоисковых работах.

Тунгорское газонефтяное месторождение (рис. 18) приурочено к одноименной антиклинальной складке, сложенной на поверхности средненутовскими алеврито-песчаными породами. Неогеновые отложения, вскрытые глубокими скважинами, по литологическому составу аналогичны отложениям эхабинского типа разреза и отличаются от них лишь небольшим увеличением песчаного материала.

Тунгорская складка имеет меридиональное простирание. Углы наклона ее восточного крыла достигают 45°, в то время как западного не превышают 20°; по верхним слоям углы наклона заметно меньше и более крутым является западное крыло. Строение антиклинали изменяется с глубиной: по нижнеокобыкским отложениям структура представляет собой брахиантиклиналь длиной 7 км, шириной 1,5 км и амплитудой поднятия 160 м, а по более молодым слоям — свод брахиантиклинали вследствие ундуляции шарнира осложняется двумя локальными складками, расположенными на периклиналях, с амплитудами около 30 м, север-

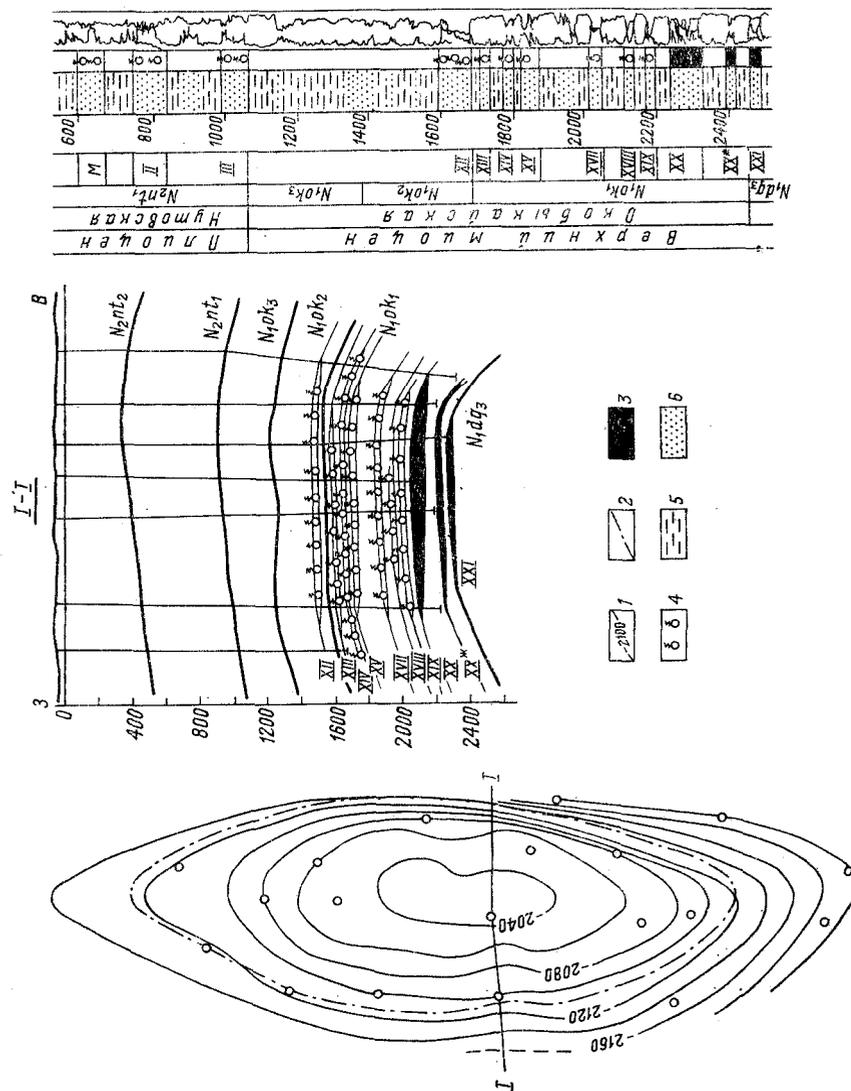


Рис. 18. Тунгорское газонефтяное месторождение.

I — изогипси по кровле XX пласта; 2 — контур нефтеносности; 3 — нефть; 4 — газ; 5 — глинистые, 6 — песчаные породы.

ная из которых на поверхности раскрывается в сторону Эхабинской структуры.

Месторождение открыто в 1957 г., когда в поисковой скв. 1 был получен фонтанный приток нефти из XX пласта. В последующие годы было открыто 10 газовых залежей и две нефтяные. Все они связаны с песчаными коллекторами, эффективная мощность которых изменяется от 3 до 56 м, а пористость в среднем составляет 16—22%. Залежи относятся к пластам сводовым, причем газовые скопления в нутовской свите тяготеют к сводам двух мелких складок, осложняющих Тунгорскую структуру по верхним горизонтам. Наиболее крупные залежи газа обнаружены в XII и XVII пластах. Высоты газовых залежей изменяются от 15 до 95 м, находясь в прямой зависимости от мощности глинистых покровов.

Высота нефтяной залежи XX пласта около 90 м. Залежь характеризуется режимом растворенного газа с влиянием одностороннего напора краевых вод, вследствие чего она незначительно смещена в восточном направлении. Начальное пластовое давление в залежи 215 кгс/см², рабочие дебиты в начале эксплуатации 130—160 т/сутки, средний газовый фактор 180 м³/т. Нефть относительно легкая, с плотностью 841—862 кг/м³, малосмолистая, малосернистая, с высоким (5,5%) содержанием парафина.

Свободные газы Тунгорского месторождения относятся к метановым и углекисло-метановым. Наибольшее содержание CO₂ (30,3%) отмечено в газах XIX пласта, вверх по разрезу его содержание уменьшается до долей процента. В этом же направлении происходит уменьшение плотности газа (от 0,8268 до 0,5703 кг/м³) и содержания тяжелых углеводородов. Пластовые воды продуктивной части разреза гидрокарбонатно-натриевые с минерализацией от 4 г/л в верхних пластах до 58 г/л — в нижних.

Дальнейшие перспективы Тунгорского месторождения связываются главным образом с глубокими, не вскрытыми в настоящее время горизонтами стратиграфического разреза неогена, а также с предполагаемым наличием литологических ловушек на западном крыле структуры в отложениях окобыкайской и дагинской свит.

Южно-Охинское нефтегазовое месторождение (рис. 19) приурочено к одноименной куполовидной складке. Разведочными и поисковыми скважинами вскрыты отложения нутовской, окобыкайской, дагинской и частично тумской свит, мощности которых несколько увеличены по сравнению с охинским разрезом.

Складка имеет размеры 2×1,5 км и амплитуду поднятия около 80 м. В северной ее части проходит сброс северо-восточного простирания с амплитудой 400 м. Два других разрыва, но уже северо-западного простирания, с амплитудами 40 и 140 м, осложняют свод и южную периклиналь структуры. Складка по верхним горизонтам асимметрична: углы падения западного крыла 10—15°, восточного до 45°. Свод складки с глубиной смещается к западу на 800—900 м.

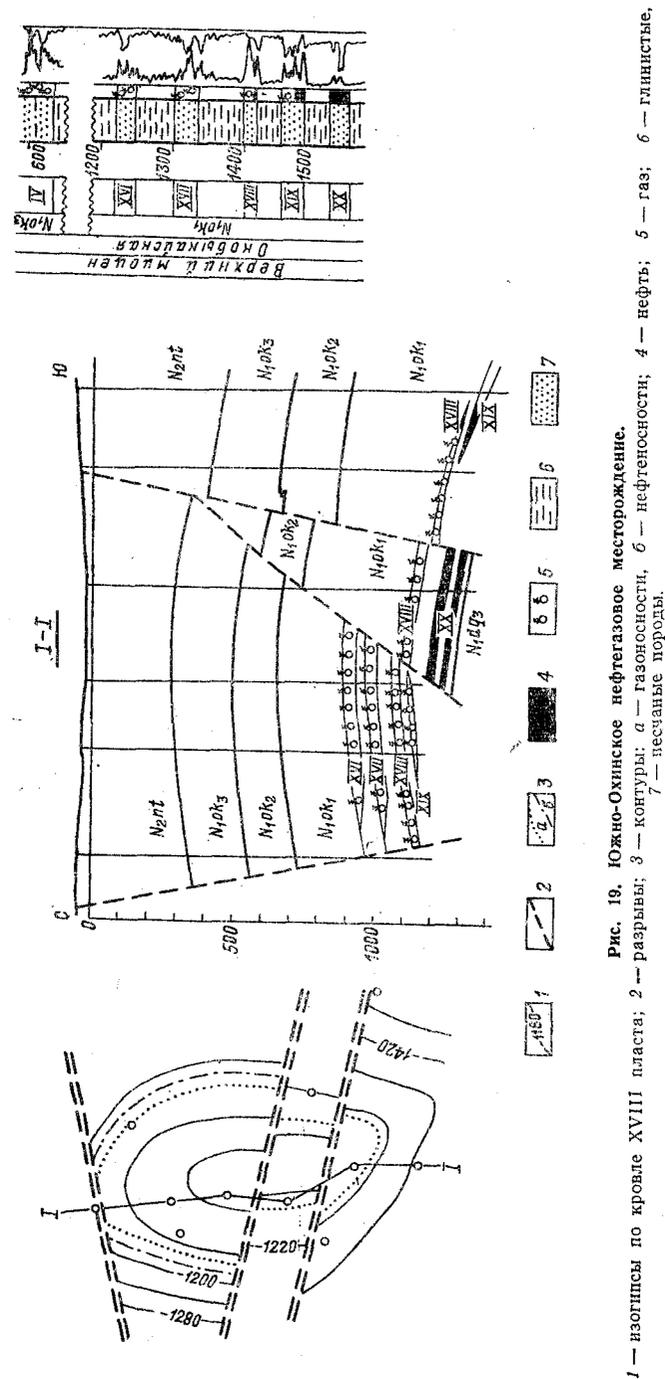


Рис. 19. Южно-Охинское нефтегазовое месторождение.

1 — изогипсы по кровле XVIII пласта; 2 — разрывы; 3 — контуры; 4 — газонасыщенности; 5 — нефтенасыщенности; 6 — глинистые; 7 — песчаные породы.

Открыто месторождение в 1947 г. разведочной скважиной, в которой при испытании IV пласта был получен промышленный приток газа. К настоящему времени на месторождении открыто еще пять залежей: две газовые (XVI и XVII пласты), две газовые с нефтяными оторочками (XVIII и XIX) и одна нефтяная (XX). Все продуктивные пласты сложены песками со средней пористостью 19—27% и эффективной мощностью от 1 до 22 м. Типы залежей показаны на рис. 11.

Начальные пластовые давления в залежах примерно соответствуют условным гидростатическим. Наиболее крупные залежи XVII, XVIII и XIX пластов имеют высоты от 70 до 115 м, они же характеризуются и наиболее высокими начальными дебитами — до 65 тыс м³/сутки. Дебиты нефти из нефтяных оторочек XVIII и XIX пластов в начале эксплуатации достигали 55 т/сутки при газовом факторе 300—350 м³/т, в настоящее время они снизились до 0,2—7,5 т/сутки. Из XX пласта промышленный приток нефти был получен только в одной скважине, дебит его составлял 3 т/сутки.

Газ Южно-Охинского месторождения сухой, метановый, с плотностью 0,575—0,645 кг/м³. Нефти имеют плотность 838—852 кг/м³, содержат акцизных смол до 10, парафина до 6%. Пластовые воды гидрокарбонатно-натриевые, с минерализацией около 14 г/л.

Охинское нефтяное месторождение (рис. 20) является вторым по величине месторождением о. Сахалина. Приурочено оно к брахиантиклинальной складке меридионального простирания, в своде которой выведены на поверхность верхнеокобыкайские пласты, а скважинами вскрыты более низкие горизонты миоценовых пород, залегающих с угловым и стратиграфическим несогласием на верхнемеловых образованиях. Складка асимметрична: ее западное крыло имеет углы падения до 30, а восточное до 80—83°. Длина антиклинали около 6 км, ширина 2 км, амплитуда ловушки 500 м. Складка осложнена многочисленными поперечными и диагональными разрывами, амплитуды которых изменяются от 15 до 230 м. Разрывы эти оказывают существенное влияние на условия залегания нефти.

В районе месторождения известно несколько пунктов с поверхностными нефтепроявлениями, в том числе и большое асфальтовое озеро. Первые сведения о признаках нефти на р. Охе были получены в 1879 г.

В настоящее время нефтяные залежи открыты в 14 песчаных пластах окобыкайской свиты. Нефтеносные пласты сложены песками и песчаниками: мелкозернистыми глинистыми в нижней части разреза, крупнозернистыми — в верхней. Пласты характеризуются непостоянным литологическим составом, сменой пород различной проницаемости по простиранию и выклиниванием их. Эффективная мощность пластов изменяется от 1—2 до 30 м, редко увеличиваясь до 40 м, но для большинства пластов составляет 6—20 м. Пористость коллекторов верхней части продуктивного разреза

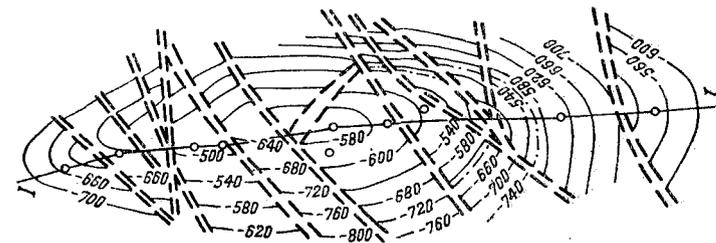
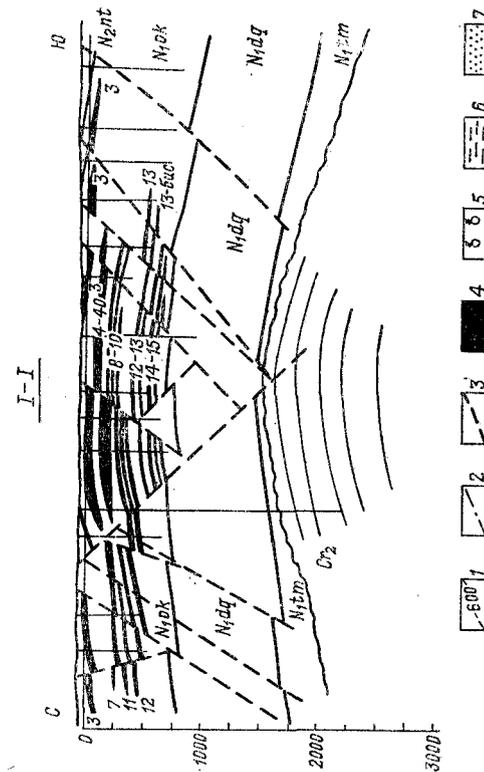
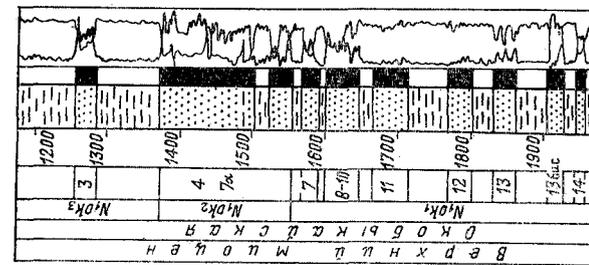


Рис. 20. Охинское нефтяное месторождение.

1 — изогипсы по кровле пласта 13-бис; 2 — контур нефтеносности; 3 — разрывы; 4 — нефть; 5 — газ; 6 — глинистые, 7 — песчаные породы.

(пласты 3—7а) — 30—34, а нижней — 14—29%, причем уменьшение ее происходит от верхних пластов к нижним. Проницаемость коллекторов изменяется от единиц миллиарда до 2,0 дарси и более.

Разрывы в подавляющем большинстве случаев являются экранами, свидетельством чего могут служить неодинаковые высотные отметки водонефтяных контактов в различных блоках. Вместе с тем отдельные разрывы послужили, по-видимому, проводниками для флюидов, вследствие чего образовались «пустые» или обводненные блоки в пределах нефтеносных полей продуктивных горизонтов. Самые крупные залежи приурочены к трем пластам — 3, 4 и 7. Из них добыто около 70% всей нефти месторождения.

Максимальными дебитами (20—30, редко до 70 т/сутки) в начале эксплуатации характеризовались залежи пластов 3, 4, 7—9, 13 и 13-бис. В остальных залежах начальные дебиты составляли от 0,4 до 10 т/сутки. Начальные пластовые давления закономерно возрастали вниз по разрезу от 7,6 в 3-м пласте до 57 кгс/см². В 14-м пласте величины газовых факторов изменялись от 3,8 до 183 м³/т.

В начальный период разработки все залежи характеризовались режимом растворенного газа, который по мере падения пластового давления перешел в гравитационный. Текущие пластовые давления составляют 4,4—5,5 для семи верхних залежей, 6,4—16,6 кгс/см² — для остальных нижних. Текущие дебиты 0,1—10,0 т/сутки. На месторождении впервые в Советском Союзе и с большим эффектом был применен термический метод разработки (закачка «острого» пара) 3 и 4-го продуктивных пластов.

Нефти Охинского месторождения делятся на две группы: тяжелые и легкие. К тяжелым относятся окисленные нефти пластов от 3 до 10-го включительно, а также пластов 13-бис и 14. Плотность их 910—950 кг/м³, содержание смол 24,0—34,5, парафина 0,33—1,1%, выход легких фракций (до 300°C) — 28—33%. Следует отметить, что плотность нефтей этой части разреза уменьшается от верхних залежей к нижним. Относительно легкие нефти пластов 11—13 имеют плотность 868—918 кг/м³, содержат парафина 1,04—2,48%; выход легких фракций составляет 52,4—54,0%.

Пластовые воды Охинского месторождения гидрокарбонатно-натриевые, с минерализацией 5—14 г/л, увеличивающейся вниз по разрезу до 9—22 г/л.

Начиная с 1952 г. поиски газонефтяных залежей на Охинской структуре проводились в отложениях среднего и нижнего миоцена (дагинская и тумская свиты), а также верхнего мела. Прямых признаков нефти при прохождении перечисленных стратиграфических горизонтов не отмечалось, но в меловых отложениях (интервал 3300—3525 м, скв. 1014) были зафиксированы газовым каротажом газопоказания по сумме углеводородов до 4% и более. Вскрытый разрез характеризуется почти полным отсутствием поровых коллекторов. Вместе с тем широкое развитие трещин в породах и получение притоков пластовых вод из плохопроницаемых

отложений позволяют предполагать вероятное наличие трещинных коллекторов. На возможность наличия промышленных скоплений нефти и газа в нижнемеловых и верхнемеловых отложениях указывают и такие факторы, как высокая насыщенность пластовых вод газами и относительно повышенное содержание тяжелых углеводородов в составе растворенного в воде газа.

Северо-Охинское газонефтяное месторождение (рис. 21) приурочено к небольшой антиклинальной складке, осложняющей северную периклиналь Охинской структуры. Свод ее сложен глинисто-песчаными осадками нижненутовской подсвиты, под которыми залегают песчано-глинистые отложения окобыкайской свиты мощностью 1100 м.

Складка, как и вся северная периклиналь Охинской структуры, осложнена многочисленными в основном широтными и диагональными разрывами с амплитудами до 200 м. Складка асимметрична, с относительно пологим (5—10°) западным крылом и более крутым (до 40°) восточным.

Месторождение открыто в 1965 г. В настоящее время промышленная нефтегазовосность установлена в пяти алеврито-песчаных пластах окобыкайской свиты. В одном пласте (XIII) открыта газовая залежь, в двух (XIV, XVIII) — нефтяные с газовыми шапками и в двух (XVII и XIX) нефтяные. Промышленные скопления залегают на глубинах 900—1400 м. Эффективная мощность пластов колеблется от 8 до 23 м, пористость — от 20 до 23%. Пласты характеризуются резкой литологической изменчивостью. Наиболее выдержаны по площади и относительно монолитны XIII и XIV пласты. Нижележащие коллекторы состоят из чередующихся алевритов и тонких песчаных прослоев, многие из которых выклиниваются в северо-восточном направлении. Высоты залежей в отдельных блоках изменяются от 10 до 220 м.

Самые крупные запасы нефти и газа приурочены к XIV пласту. Пластовое давление в залежи 98 кгс/см². Начальные среднесуточные дебиты 5—25 т/сутки при газовом факторе в 50—70 м³/т. Нефти Северо-Охинского месторождения имеют плотность от 842,1 до 869,3 кг/м³, содержат 12—28% акцизных смол и 0,6—2,8% парафина. Газы метановые, с плотностью 0,5871—0,5945 кг/м³, увеличивающейся вниз по разрезу. Воды гидрокарбонатно-натриевые, с минерализацией до 15 г/л. Дальнейшие нефтепоисковые работы на Северо-Охинском месторождении связаны с разведкой тектонических блоков и поисками залежей нефти и газа в дагинских и более древних отложениях.

Разведочные площади. В пределах Эхабинской антиклинальной зоны проводилось разведочное бурение на пяти площадях: Хангузинской, Кеутинской, Западно-Одоптинской, Обзорной и Охотской (см. рис. 10). В результате проведенного сравнительно небольшого объема поисковых работ промышленных скоплений нефти и газа не выявлено. На Западно-Одоптинской площади в одной из скважин был получен небольшой промышлен-

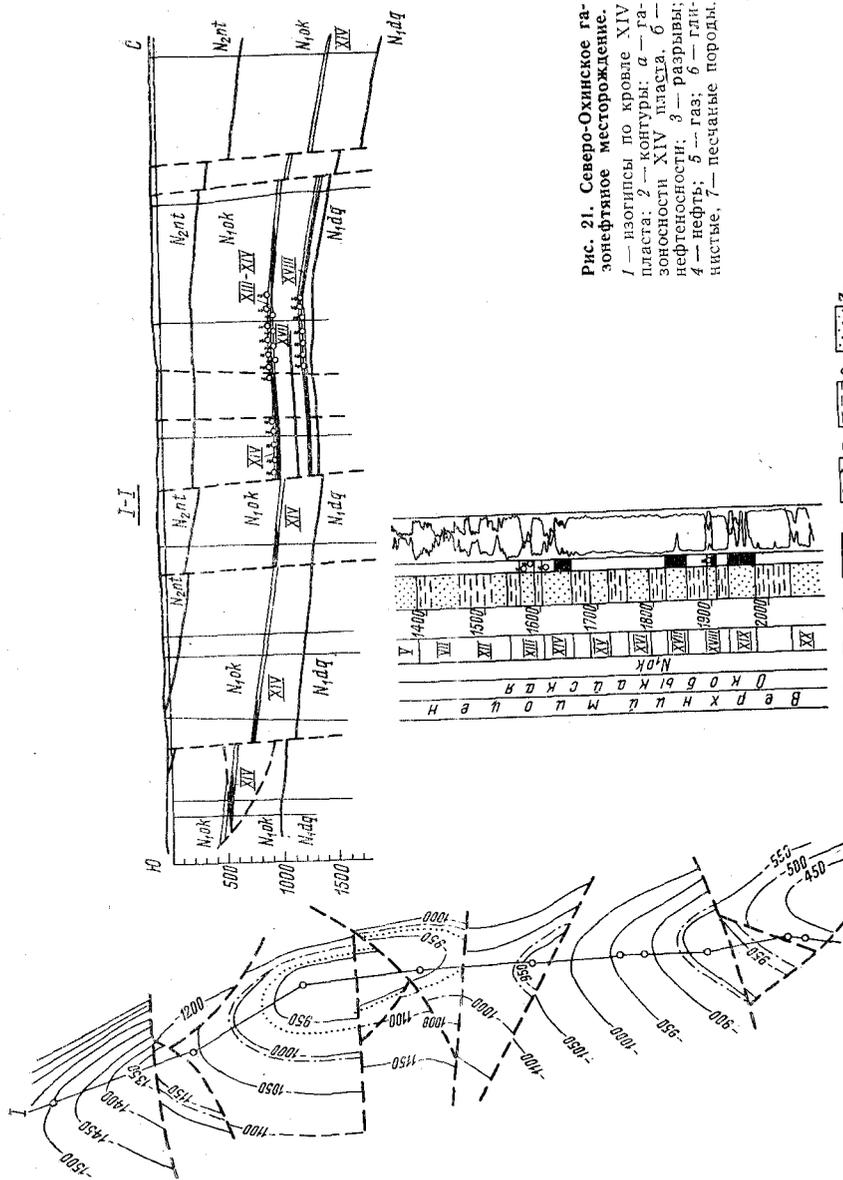


Рис. 21. Северо-Охинское газоконденсатное месторождение. 1 — изогипсы по кровле XIV пласта; 2 — контуры: а — границы XIV пласта, б — нефтеносности; 3 — разрывы; 4 — нефть; 5 — газ; 6 — глинистые, 7 — песчаные породы.

ный приток нефти, а на Хангузинской площади из одного пласта (XXI) был получен приток воды, слабо насыщенной газом. В связи с не вполне удовлетворительной подготовкой названных площадей к разведке поисково-разведочные работы временно прекращены.

ОДОПТИНСКАЯ ЗОНА

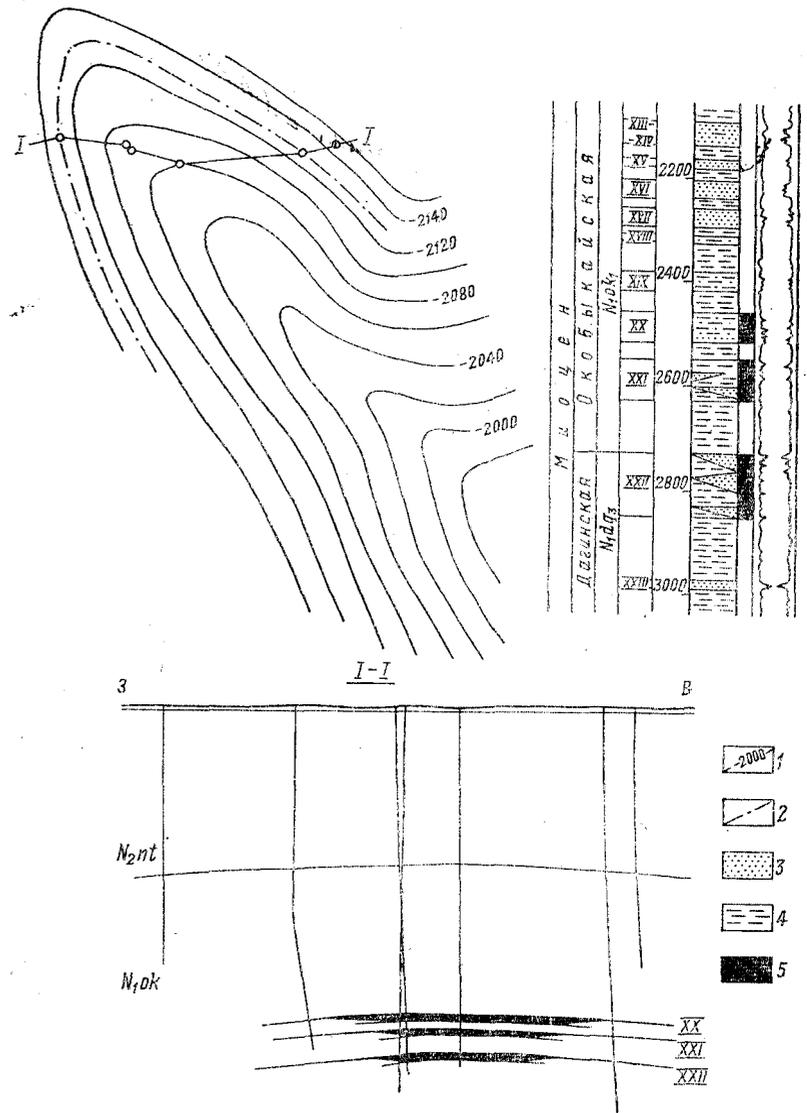
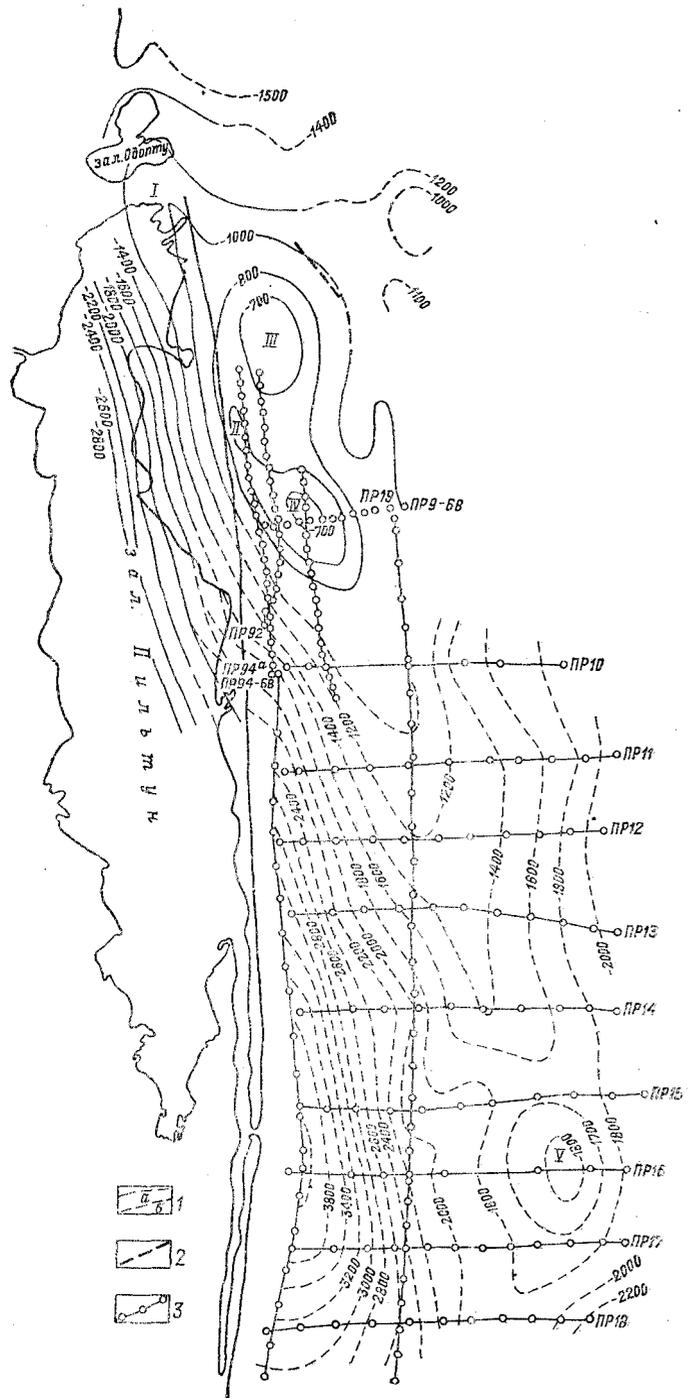
• Расположена зона (рис. 22) к юго-востоку от Эхабинской, и основная ее часть находится в прибрежной полосе Охотского моря. К настоящему времени в ее пределах сейсмическими исследованиями выявлены три крупные (от 50 до 65 км²) пологие брахиантиклинальные складки: Северное Тосси-море, Южное Тосси-море и Пильтун-море. Длина зоны около 70, ширина 15—20 км. Восточнее складки Северное Тосси-море расположено еще одно антиклинальное поднятие, еще плохо изученное. На территории же самого острова находятся только два небольших структурных осложнения Тоссинских складок, на одном из которых (Одоптинском) обнаружено нефтяное месторождение, являющееся пока единственным для этой зоны.

Предполагается, что все складки сложены на поверхности нutowскими породами, а на глубине развиты отложения окобыкайской, дагинской и более древних миоценовых свит, причем нutowская свита, учитывая характер изменения ее литологического состава, может здесь расцениваться наряду с окобыкайской и дагинской как вполне благоприятный объект для поисков нефти и газа. Одоптинская зона острова относится к одной из наиболее перспективных зон Северного Сахалина.

Одоптинское нефтяное месторождение (рис. 23) расположено на прибрежной низменности Охотского моря и прослеживается в акватории последнего. Глубоким бурением вскрыты песчано-глинистые отложения нutowской и окобыкайской свит общей мощностью около 3000 м. Месторождение приурочено к структурному носу* крупного Тоссинского морского поднятия, скрытого под водами Охотского моря и выявленного морскими сейсморазведочными работами. Простираение структурного носа северо-западное, углы наклона крыльев по нижнеокобыкайским пластам не превышает 10°, а вверх по разрезу становится еще положе. Высота этого структурного осложнения по отношению к смежным синклиналиям составляет 700 м, ширина по изогипсе — 1200 м — около 5 км, длина — 12 км (см. рис. 22).

Первый промышленный приток нефти на Одоптинском месторождении был получен в 1955 г. при испытании XX пласта в скв. 2. Впоследствии в скв. 7, 12, 19 была установлена промышленная нефтеносность XXI и XXII песчаных пластов. Все продуктив-

* По последним данным, в пределах структурного носа по нижним слоям окобыкайской свиты намечаются элементы небольшой антиклинальной складки.



↑ **Рис. 23. Одоптинское нефтяное месторождение.**
 1 — изогипсы по кровле XX пласта; 2 — контур нефтеносности; 3, 4 — песчаные и глинистые породы; 5 — нефть.

← **Рис. 22. Одоптинская зона нефтегазоаккумуляции.**
 1 — изогипсы: а — на территории острова по кровле окобынской свиты, б — на площади акватории — по условному сейсмическому горизонту, приуроченному к кровле этой свиты; 2 — разрыв; 3 — морские сейсмические профили. Антиклинальные структуры: I — Одоптинская, II — Прибрежно-Тоссинская, III — Северо-Тоссинская-морская, IV — Южно-Тоссинская-морская, V — Пильтунская-морская.

ные пласты представлены переслаиванием линзообразных песчаных и глинистых прослоев. Эффективные мощности продуктивных горизонтов 7—16 м, пористость 16—20%. Все три залежи протягиваются полосой вдоль осевой линии и, так как они не доразведаны, условно относятся к тектонически или, что более вероятно, литологически экранированным с юго-востока, приуроченным к структурному носу. Глубины залегания промышленных скоплений 2080—2500 м, начальные пластовые давления равны гидростатическим — от 209 кгс/см² и более. Дебиты в начале эксплуатации изменяются от 3,5 до 90 т/сутки, причем минимальные их значения отмечаются для XX пласта. Начальные газовые факторы невелики и, как правило, не превышают 50 м³/т; залежи разрабатывались при режиме растворенного газа.

Нефти месторождения относительно легкие. Плотность нефти XXII пласта равна 847, XXI — 855, XX — 841—847 кг/м³; содержание акридных смол соответственно равно 26, около 24, 12—15, а парафина — 2,08, 2,20, 2,07—2,36%; выход фракций до 300°C — 60—67%. Газы, растворенные в нефти, преимущественно метановые (84,3—97,2%), с плотностью 0,5676—0,7400 кг/м³.

Пластовые воды нефтегазоносной части разреза гидрокарбонатно-натриевые, хлоркальциевые и хлормagneиые, с минерализацией 8,8—26 г/л.

Разведка Одоптинского месторождения продолжается, в том числе и с помощью наклонно-направленного бурения, с отклонением в сторону моря от вертикали на 700—1430 м. Бурением подтверждено развитие залежей XX—XXII пластов в пределах морской части Одоптинского структурного носа. Намечается бурение еще нескольких наклонно-направленных в сторону моря скважин.

Паромайская зона

Паромайская зона (рис. 24, вкладка) соответствует одноименной антиклинальной зоне. В пределах последней выделяется десять относительно крупных структур, в которых или уже доказаны промышленные скопления нефти и газа, или ведутся их поиски.

В строении антиклинальных складок принимают участие песчано-глинистые отложения позднемиоценового и плиоценового возраста. Литологический состав вскрытой части разреза не постоянен, что наряду с весьма сложной тектоникой района затрудняет стратиграфическую корреляцию как в пределах зоны, так и с месторождениями других зон. В связи с этим и стратиграфическое расчленение разрезов отдельных участков Паромайской зоны, и сопоставление их между собой носят в той или иной мере условный характер.

В стратиграфическом разрезе Паромайской зоны при бурении вскрыты породы нутовской и окобыкайской свит. Нутовская свита вскрытой мощностью 1500—1600 м представлена алевроито-

песчаными осадками с редкими и маломощными прослоями глин, гравелитов, а также бурых углей. Окобыкайская свита мощностью до 2500 м сложена переслаиванием песков, глин и алевроитов в верхней части и алевроито-глинистыми отложениями с редкими пластами песков и песчаников — в нижней. Разрез окобыкайской свиты в южном направлении становится более глинистым.

Среди антиклинальных структур Паромайской зоны гипсометрически наиболее высокими являются Мухтинская, Паромайская, Пильтунская и Нутовская, в сводах которых выведены на поверхность нижеокобыкайские пласты. Все складки зоны осложнены многочисленными разрывами. Наиболее крупными из них являются продольные разрывы типа взбросо-надвигов.

В Паромайской зоне разрабатываются три месторождения: Кыдыланьинское, Мухтинское и Паромайское. Все установленные газонефтяные залежи приурочены к окобыкайской свите и в меньшей степени — к нижне-нутовским пластам. По типу ловушек среди них преобладают пластовые сводовые, осложненные разрывами, и тектонически экранированные на крыльях (поднадвиговые); довольно широко распространены также тектонически экранированные залежи на периклиналях. По величине разведанных запасов нефти Паромайская зона занимает второе место на Сахалине, по запасам газа — пятое. Наиболее крупным месторождением зоны является Мухтинское.

Наличие структурных ловушек, песчано-глинистый состав неогеновых отложений, благоприятный для образования в них промышленных залежей нефти и газа, а также многочисленные нефтегазопроявления служат предпосылками для расширения поисковых работ в этой зоне. Основными стратиграфическими объектами для поисков залежей на ближайшие годы следует считать нижне-нутовские, окобыкайские и дагинские отложения, причем поиски нефти и газа в дагинских отложениях следует вести в первую очередь в южной части, где эта свита должна иметь более благоприятный литолого-фациальный состав. Можно предполагать, что ловушками для нефти и газа являются не только своды известных структур, но также их крылья и периклинали, осложненные разрывами. Особое внимание необходимо уделить поискам литологически экранированных залежей в окобыкайской свите на западных крыльях и южных периклиналях складок, расположенных в южной половине зоны, где предполагается замещение песчаных пачек и пластов глинистыми породами.

Кыдыланьинское нефтегазовое месторождение (рис. 25) расположено в северной части Паромайской зоны и приурочено к антиклинальной складке, выявленной в 1925 г. геологической съемкой.

Складка имеет асимметричное строение: углы падения западного крыла 20—25, восточного 35—40°. Длина структуры по последней замкнутой изопитсе 4 км, ширина 1,5 км, амплитуда ловушки 400 м. Вдоль восточного крыла структуры проходит сброс, по ко-

торому крыло опущено примерно на 800 м. Складка осложнена многочисленными диагональными разрывами, амплитуды которых колеблются в пределах 20—180 м.

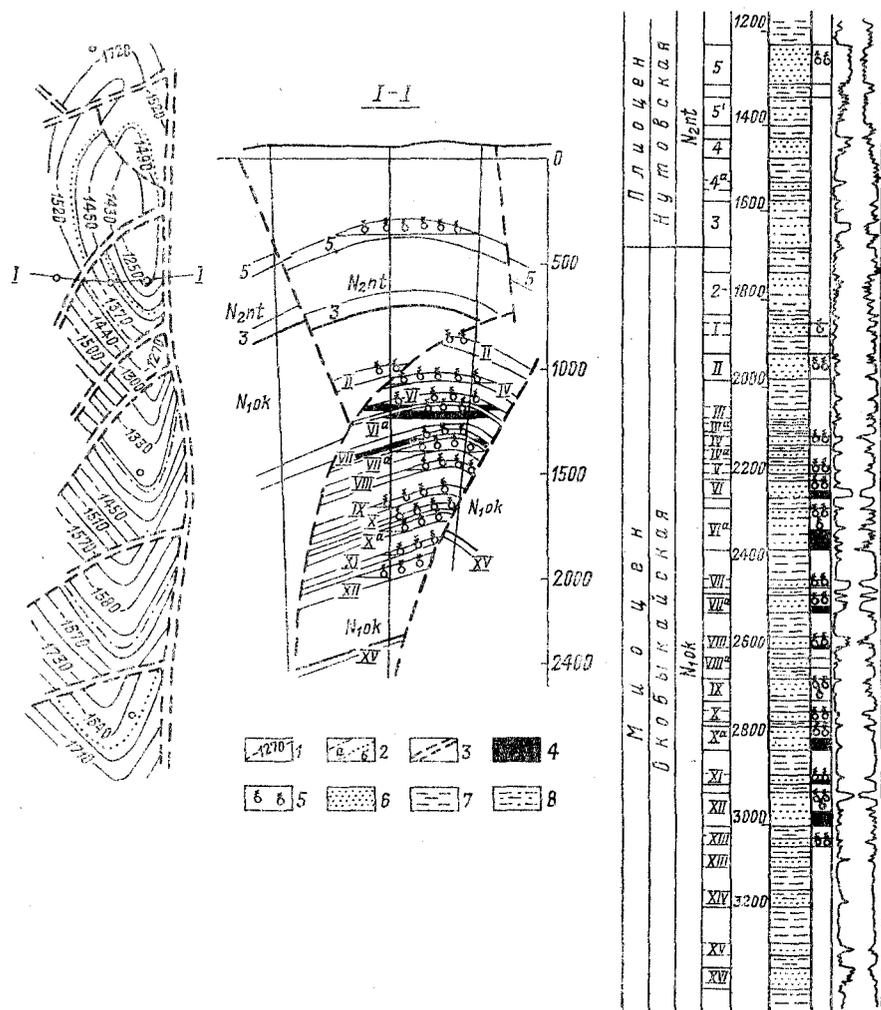


Рис. 25. Кыдыланьинское нефтегазовое месторождение.

1 — изогонсы по кровле VII пласта; 2 — контуры: а — нефтеносности, б — газоносности; 3 — разрывы; 4 — нефть; 5 — газ; 6, 7, 8 — песчаные, глинистые и песчано-глинистые породы соответственно.

В 1948—1960 гг. на площади складки были проведены гравиметрические, электроразведочные и сейсморазведочные работы, а также крупномасштабные геологические съемки и структурное бу-

рение. В 1960 г. началось бурение глубоких поисковых скважин, а в 1961 г. было установлено наличие шести промышленно-газоносных окобыкайских пластов с дебитами до 47 тыс. м³/сутки. В дальнейшем было выявлено еще десять небольших газонефтяных залежей. Глубина залегания продуктивных пластов 300—2200 м, эффективная мощность изменяется в пределах 1—44 м и пористость — от 17 до 20%.

Все залежи, расположенные в своде структуры, по типу ловушек относятся к пластовым сводовым, разбитым на самостоятельные блоки и срезанным разрывом. Несколько нефтяных и газовых залежей в пластах IV, VII, VIIa, VIII, приуроченных к отдельным блокам южной периклинали, являются пластовыми, тектонически экранированными на периклинали. Высоты залежей изменяются от 20 до 200 м. Пластовые давления увеличиваются вниз по разрезу от 32,8 в V до 215 кгс/см² в XIII пластах. Начальные дебиты нефти в наиболее крупной залежи VII пласта достигали 55 т/сутки через 5-миллиметровый штуцер при газовом факторе 115 м³/т, а дебиты газа из газовой шапки — 167 тыс. м³/сутки через 10-миллиметровый штуцер. Газы всех залежей, за исключением самой верхней в V пласте, содержат конденсат, который при испытании пластов поступал на поверхность с дебитом около 16 м³/сутки.

Нефти Кыдыланьинского месторождения имеют плотность от 843,0 до 871,3 кг/м³, причем наблюдается уменьшение ее вниз по разрезу. Содержание серы в нефтях 0,21—0,4, парафина — 1,1—4,2, выход легких (до 300°C) фракций 65—85%. Газы, плотностью 0,5685—0,7011 кг/м³, являются преимущественно метановыми, содержат углекислый газ около 4,3, азот — 0,8—1,8, тяжелые углеводороды — до 3,9%. Конденсаты имеют плотность 739,2—834,7 кг/м³, содержат парафина 0,4—3,64, серы — 0,1—0,23%. Пластовые воды гидрокарбонатно-натриевые, с минерализацией 5,9—28 г/л, увеличивающейся вниз по разрезу.

Дальнейшие поиски газонефтяных залежей проектируются в окобыкайских отложениях отдельных тектонических блоков, а также в дагинской свите на всей структуре.

Мухтинское газонефтяное месторождение (рис. 26) является самым крупным месторождением Паромайской зоны нефтегазонакопления. Приурочено оно к антиклинальной структуре, выявленной геологической съемкой 1930 г. и изучавшейся в 1948—1953 гг. крупномасштабными геологическими съемками, гравиметрическими, магнитометрическими и электроразведочными работами и структурным бурением. Месторождение открыто в 1959 г. скв. 1, в которой при испытании IV пласта был получен фонтан нефти с дебитом 100 т/сутки.

Стратиграфический разрез, вскрытый скважинами, расчленен на две свиты: нутовскую — алевроито-песчаную и окобыкайскую — песчано-глинистую. В пределах изученной части окобыкайской свиты мощностью около 2500 м выделяется более 20 песчаных

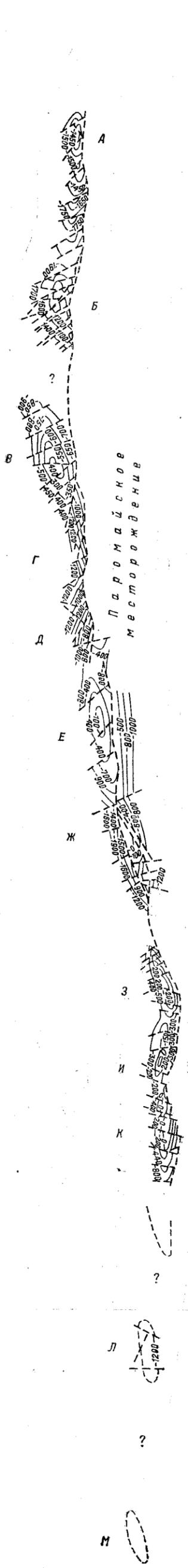


Рис. 24. Паромайская зона нефтегазонакопления.

Месторождения: А — Кыдыланьинское (по кровле VII пласта); Б — Мухтинское (по кровле IV пласта). Площади: В — Северо-Паромайская (по кровле пласта Д), Г — Центральнопаромайская (по кровле VIII пласта), Е — Пилтунская (разведочная) (по кровле VIII пласта), Ж — Нутовская (по кровле VIII пласта), З — Горомайская (по кровле VII пласта), И — Северо-Боатасинская (по кровле VII пласта), К — Южно-Боатасинская (по кровле VII пласта), Л — Нижневальская (по кровле I пласта), М — Нижневальская.

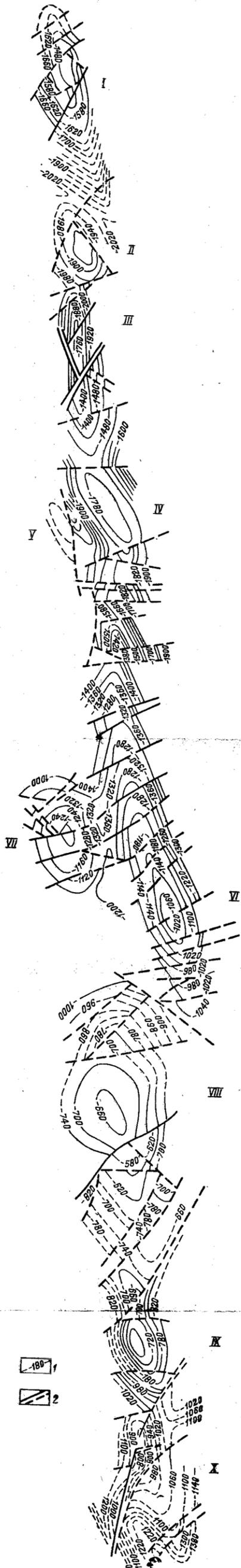


Рис. 28. Сабинская зона нефтегазонакопления. 1 — изогипсы по подошве XVII пласта и его возрастных аналогов; 2 — разрывы.

Антиклинальные структуры: I — Гиляко-Абунанская, II — Абановская, III — Нельминская, IV — Эрринская, V — Западно-Эрринская, VI — Сабинская, VII — Западно-Сабинская, VIII — Малосабинская, IX — Южно-Кенигская, X — Среднепаромайская.

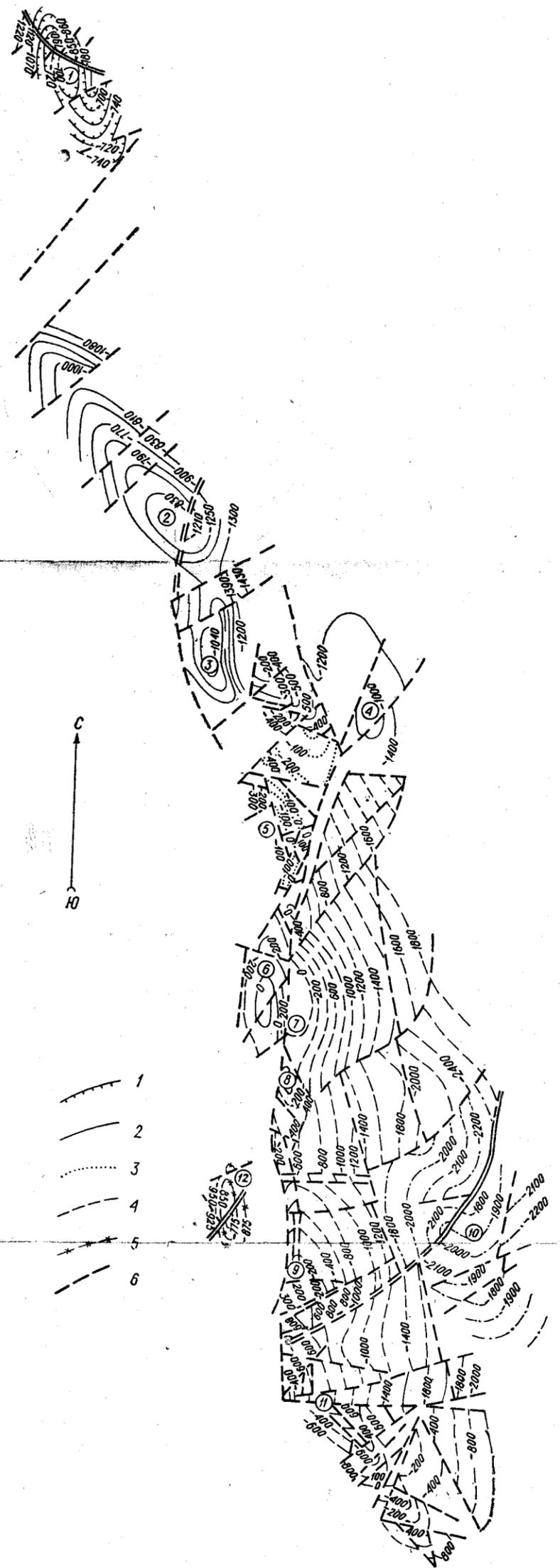


Рис. 40. Гыргыланьинская зона нефтегазонакопления.

Изогипсы по кровле пластов: 1 — VII, 2 — XIX, 3 — II-бис, 4 — XX, 5 — XIV; 6 — разрывы. Антиклинальные структуры (цифры в кружках): 1 — Шунно-Заволчинская, 2 — Северо-Глухарская, 3 — Южно-Глухарская, 4 — Осиновская, 5 — Тепловская, 6 — Западно-Гыргыланьинская, 7 — Северо-Гыргыланьинская, 8 — Центральногыргыланьинская, 9 — Южно-Гыргыланьинская, 10 — Крапивненская (структурный нос), 11 — Когдойская, 12 — Мостовая.

пластов, которые в верхней половине разреза имеют мощность 50—100 м, а в нижней — 10—30 м и более (редко).

Мухтинская антиклиналь отделена от Паромайской небольшим седловидным прогибом. Углы падения пород ее западного крыла в присводовой части составляют 50—85, восточного — 20—30°. Вдоль западного крыла складки проходит региональный взбросо-надвиг с амплитудой 600—800 м, по которому восточный блок надвинут на западный; кроме того, поперечными и диагональными разрывами типа сбросов складка разбита на ряд блоков.

В настоящее время промышленные залежи нефти и газа на месторождении открыты в 14 песчаных пластах. В пластах И, I^б и IV залежи газонефтяные, в остальных пластах поднадвига встречены только нефтяные залежи. В надвинутой части структуры открыты две залежи: нефтяная (II пласт) и газовая (IV пласт). По типу ловушек залежи пластов Ж, З, И, I, I^а, I^б, II, III относятся к тектонически экранированным на периклинали, залежи пластов А, Б, В и Г — к пластовым сводовым, разбитым на самостоятельные блоки; в каждом из четырех остальных пластов — Д_I, Д_{II}, IV и VIII — встречены залежи как пластовые сводовые, разби-

тые на блоки, так и тектонически экранированные на периклинали. Эффективная мощность пластов-коллекторов изменяется обычно в пределах 5—20 м, иногда несколько увеличиваясь или уменьшаясь. Пористость коллекторов 21—30%, проницаемость — до 500 мдарси.

Наиболее крупные залежи нефти приурочены к пластам Г, Д, Ж и IV. Глубина залегания промышленных скоплений нефти и газа 300—1750 м. Высоты нефтяных залежей изменяются от 20—30 до 250 м (в отдельных блоках). Начальные пластовые давления в залежах соответствовали приведенным гидростатическим; начальные дебиты изменялись от 1 до 54,5 т/сутки, причем максимальные (до 50—70 т/сутки) дебиты отмечались в залежах пластов Ж, З, И, I. Начальные газовые факторы составляли 21—146 м³/т. Все залежи эксплуатировались на режиме растворенного газа; в настоящее время пластовое давление поддерживается с помощью законтурного и внутриконтурного заводнения.

Нефти Мухтинского месторождения в четырех верхних пластах имеют плотность 830—906,6, в нижних — 829,9—874,0 кг/м³; содержание серы 0,1—0,2, парафина 0,7—3,2%. Газ метановый, с плотностью 0,5944—0,6232 кг/м³ и содержанием тяжелых углеводородов 3,2—3,5%. Воды гидрокарбонатно-натриевые, с минерализацией 6—28 г/л, возрастающей вниз по разрезу.

Дальнейшее направление геологоразведочных работ связывается с поисками здесь залежей в окобыкайской свите в отдельных блоках «поднадвига» и «надвига», а также в дагинских и более древних отложениях, не вскрытых еще глубоким бурением.

Паромайское нефтяное месторождение (рис. 27), второе по величине среди месторождений зоны, приурочено к одноименной антиклинальной складке. Последняя была выявлена геологической съемкой 1930 г., а в 1946—1952 гг. Ее строение уточнялось крупномасштабными геологическими съемками, электроразведочными и гравиметрическими исследованиями. В 1948 г. на площади началось структурное бурение, а в 1949 г. — глубокое поисковое. Месторождение открыто в 1950 г.

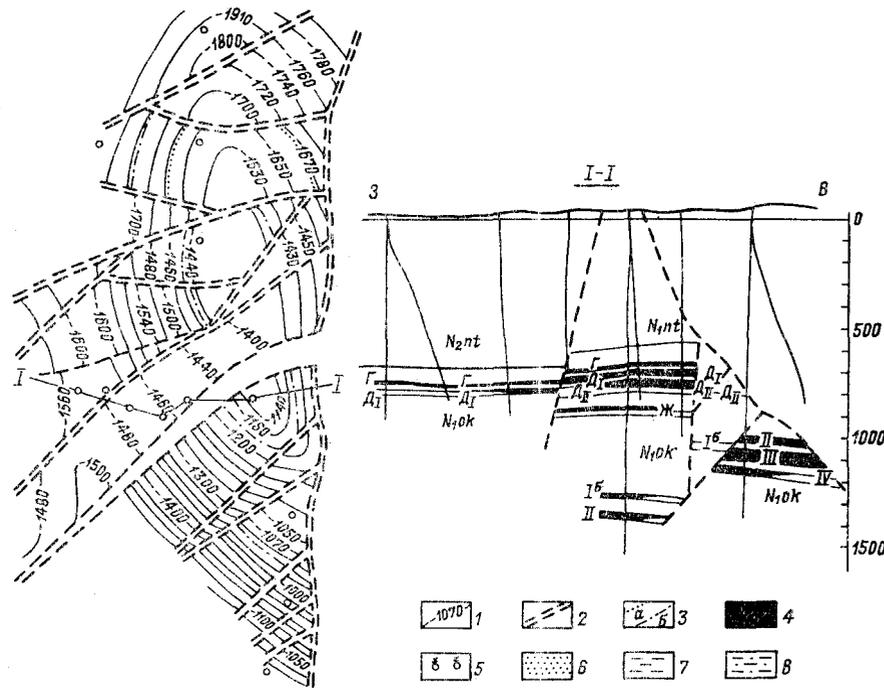
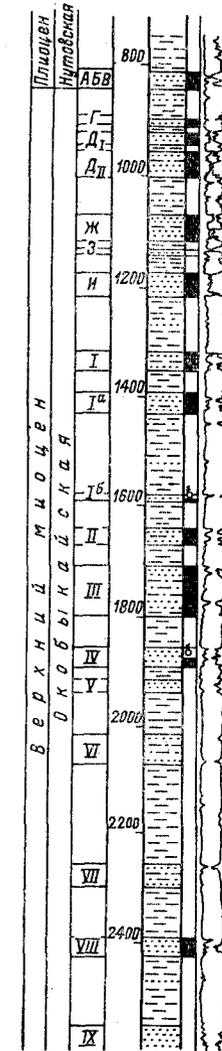


Рис. 26. Мухтинское газонефтяное

1 — изогипсы по кровле IV пласта; 2 — разрывы; 3 — контуры: а — газоносности, б — нефти; 4 — нефть; 5 — газ; 6 — песчаные, 7 — глинистые, 8 — песчано-глинистые



месторождение. носности; 4 — нефть; породы.

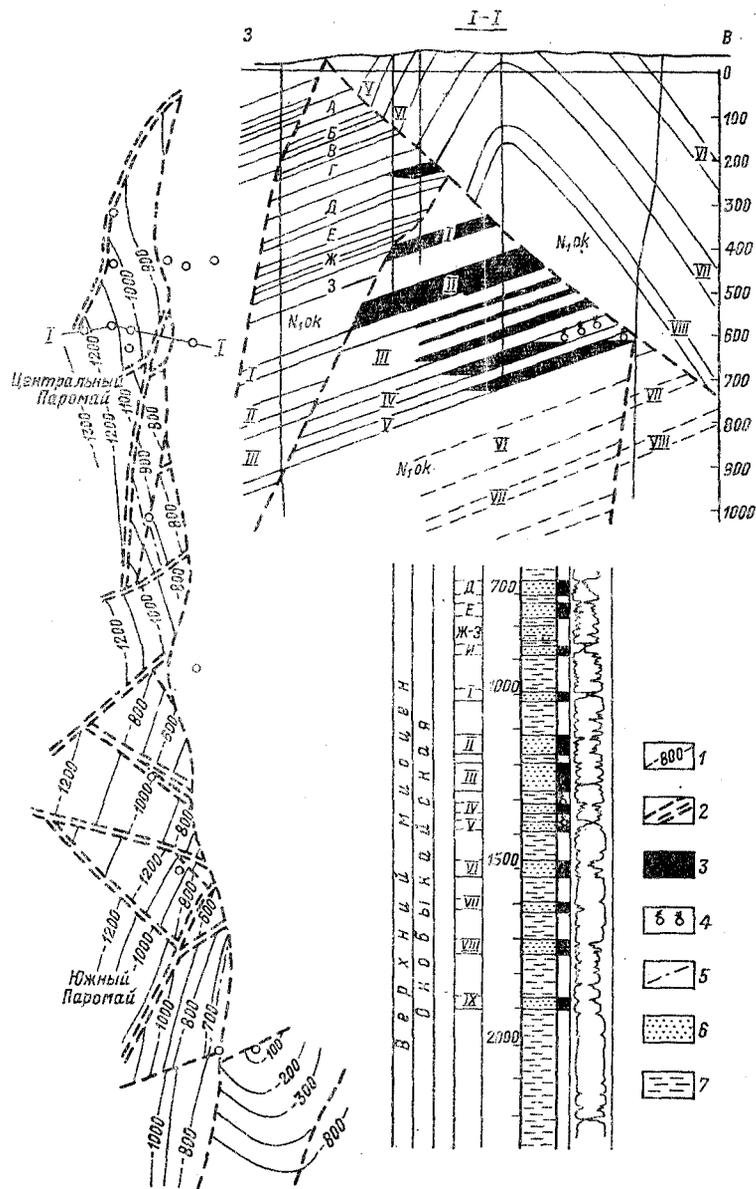


Рис. 27. Паромайское нефтяное месторождение.

1 — изогипсы по кровле VIII пласта; 2 — разрывы; 3 — нефть; 4 — газ; 5 — контур нефтеносности; 6 — песчаные; 7 — глинистые породы.

скв. 7, в которой при испытании V песчаного пласта окобыкайской свиты был получен фонтан нефти с дебитом 24 т/сутки.

Вскрытый скважинами разрез сложен песчано-глинистыми отложениями, расчлененными на нутовскую и окобыкайскую свиты. Нутовская свита, представленная песками с прослоями песчаников и гравелитов, развита на крыльях и периклиналях структуры. Окобыкайская свита вскрытой мощностью 2200 м условно делится на три подсвиты. Верхняя подсвита по литологическому составу аналогична нутовской свите, средняя сложена песчано-алевритовыми осадками с прослоями глин и нижняя (пласты Д—И, I—X) представлена песчано-глинистыми отложениями, в которых содержание песчаных пород сокращается вниз по разрезу.

Паромайская антиклиналь имеет длину около 20 км и осложнена несколькими более мелкими складками, образованными вследствие ундуляции шарнира. Западное крыло структуры с углами падения в присводовой части 60—80° нарушено продольным взбросо-надвигом, по которому сводовая часть надвинута на относительно пологое западное крыло. Плоскость разрыва наклонена на восток, амплитуда смещения достигает в своде 700 м и уменьшается к югу.

Все известные в настоящее время нефтяные залежи приурочены к поднадвиговой части структуры, разбитой поперечными и диагональными нарушениями (преимущественно сбросового характера) на многочисленные блоки. Амплитуды сбросов изменяются от 10 до 200 м. В северной части поднадвига, на площади «Северный Паромай», в последнее время выявлена антиклинальная складка северо-западного простирания, размером 5×2 км. Нефтепромысловые участки «Центральный» и «Южный Паромай» расположены на периклинали этой структуры.

На Паромайском месторождении промышленные залежи нефти открыты в 12 пластах окобыкайской свиты, причем залежи IV и V пластов имеют газовые шапки. Песчаные пласты, содержащие нефть и газ, имеют эффективную мощность от 2 до 15 м и пористость 27—19%, которая уменьшается вниз по разрезу. Все залежи по типу ловушек относятся к пластовым тектонически экранированным (поднадвиговым) и, кроме того, осложненным поперечными и диагональными разрывами. Относительно крупные залежи нефти на месторождении приурочены к пластам I—V.

Глубины залегания промышленных газонефтяных скоплений 340—1200 м. Высоты залежей — от 30 до 260 м. Начальные пластовые давления в них возрастали вниз по разрезу от 19 в пласте Д до 95 кгс/см² в IX пласте. Эксплуатируются залежи на режиме растворенного газа, в IV и V пластах — с влиянием газовых шапок. Начальные дебиты нефти в верхней части разреза в среднем составляли 12—25 т/сутки, увеличиваясь иногда до 43, в нижних пластах (VI—IX) дебиты колебались в пределах 0,5—5,0 т/сутки. Текущие дебиты на месторождении снизились до 0,5—

1,5 т/сутки. Начальные газовые факторы составляли 24—116 м³/т, к настоящему времени увеличились до 111—1440 м³/т.

Нефти Паромайского месторождения относительно легкие, с плотностью 815,7—840,6 кг/м³. Содержат парафина 0,19—3,48, серы 0,14—0,31%; выход легких фракций (до 300°C) составляет 75—84%. Газы метановые, плотностью 0,6553—0,7632 кг/м³, с содержанием тяжелых углеводородов до 10—23%. Пластовые воды гидрокарбонатно-натриевые, с минерализацией 10—25 г/л.

Дальнейшие разведочные работы направлены на поиски залежей в окобыкайской свите восточной надвинутой части структуры, в отдельных блоках поднадвига, а также в породах нижележащей дагинской свиты.

Разведочные площади. В пределах зоны ведутся или велись поисково-разведочные работы на восьми следующих структурах: Пильтунской, Нутовской, Горомайской, Северо-Боатасинской, Южно-Боатасинской, Нижневальской, Нижнеэвайской и Торехской. На трех из них (Пильтунской, Нутовской и Северо-Боатасинской) получены промышленные притоки нефти и газа, остальные структуры либо находятся в разведке, либо временно законсервированы. Основным направлением поисковых работ в этой зоне являются поиски залежей нефти и газа в дагинской свите, в первую очередь на площадях южной части зоны, и поиски литологических залежей в окобыкайской свите западных крыльев Боатасинских, Горомайской, Нутовской и Пильтунской складок.

Сабинская зона

Зона расположена западнее Эхабинской (см. рис. 9). В ее геологическом строении участвуют отложения уйинской, дагинской, окобыкайской и нутовской свит. Основной продуктивной толщей являются породы окобыкайской свиты, представленные переслаиванием песчаных пластов-коллекторов (им присвоена порядковая номенклатура от I до XX) с глинистыми разделами. Наблюдается региональное возрастание мощности этой свиты с севера на юг от 1200 (Гиляко-Абунан) до 2200 м и более (Малое Сабо). Одновременно с этим верхняя часть свиты «песчанится» и становится литологически неотличимой от нутовской свиты. Стратиграфический разрез последней мощностью до 2 км наиболее полно развит на крыльях Сабинской зоны.

В состав зоны входят 10 антиклинальных складок: Гиляко-Абунанская, Абановская, Нельминская, Эрринская, Западно-Эрринская, Западно-Сабинская, Сабинская, Малосабинская, Южно-Кенигская и Среднепаромайская (рис. 28, вкладка). Все структуры, за исключением последней, содержат промышленные залежи нефти и газа, различные по своим запасам и связанные в основном с отложениями окобыкайской свиты. Локальные структуры представлены преимущественно брахиантклиналиями (Гиляко-Абунан-

ская, Нельминская, Эрринская, Сабинская) и реже — куполовидными складками (Малосабинская, Южно-Кенигская).

Большую роль в строении антиклинальных складок и в размещении залежей нефти и газа по площади и разрезу играют разрывные нарушения, преимущественно сбросового типа. Амплитуда разрывов колеблется от нескольких десятков (Гиляко-Абунан, Абановка) до нескольких сотен метров (Малое Сабо, Западное Сабо).

Залежи нефти и газа являются в основном пластовыми сводовыми с частичным влиянием тектонического и реже литологического экранов. Коллекторами служат сложнопостроенные пласты, представленные переслаиванием алеврито-песчаных и глинистых прослоев, весьма изменчивых по площади.

В состав Сабинской зоны нефтегазонакопления входят восемь газонефтяных и газовых месторождений: Гиляко-Абунанское, Абановское, Нельминское, Эрринское, Сабинское, Западно-Сабинское, Малосабинское и Южно-Кенигское.

Гиляко-Абунанское газонефтяное месторождение (рис. 29). Предположение о наличии на этом участке антиклинальной структуры было впервые высказано в 1948 г. по материалам гравиметрических работ. Детальные геологические работы и структурное бурение (1949—1950 гг.) подтвердили наличие относительно крупной антиклинали, но не дали достаточных сведений о ее строении. Поэтому первые поисковые скважины были заложены в не вполне оптимальных структурных условиях. В дальнейшем (1951—1953 гг.) на этой площади проводились детальные геологические и гравиметрические, электроразведочные, сейсмические (МОВ) работы.

В геологическом строении Гиляко-Абунанской антиклинали принимают участие отложения дагинской, окобыкайской и нутовской свит. В разрезе дагинской свиты преобладают глинистые алевролиты, переслаивающиеся с песчаниками и уплотненными глинами. Вскрытая мощность свиты составляет 300 м. Отложения окобыкайской свиты представлены алеврито-глинистыми породами, содержащими пласты алеврито-песчаных пород (пласты I—XX) общей мощностью 1200 м. Наиболее полный (до 2 км) разрез нутовской свиты, представленной преимущественно песчаными породами с маломощными прослоями глин, обнажается на крыльях структуры. Лишь нижняя пачка (пласты II-бис, II, I, M и др.) мощностью 400 м может служить объектом разведки, так как содержит в разрезе глинистые покрывки. Месторождение приурочено к крупной асимметричной брахиантклинали, ориентированной в север-северо-западном направлении. Общая длина складки 30 км, ширина — 7 км и амплитуда — около 600 м. Углы падения пород на западном крыле составляют 7—12, на восточном — 20—60°. Структура пересечена серией мелких сбросов субширотного простирания с амплитудами до 100 м.

Нефтеносность площади впервые была доказана в 1950 г. При испытании XVII пласта в скв. 8 был получен фонтан нефти с дебитом 15,0 т/сутки. В процессе дальнейшей разведки (1953—1954 гг.) были установлены залежи нефти (XVI пласт) и газа (IV, V, XIII, XV пласты), приуроченные к отложениям окобыкайской свиты, и одна газовая залежь (пласт М) — в отложениях нутов-

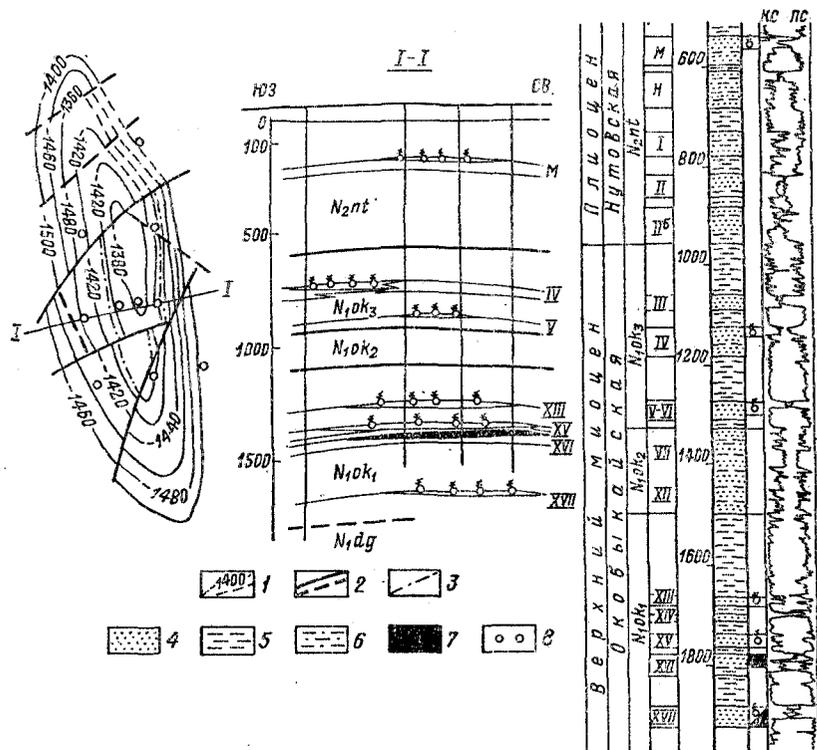


Рис. 29. Гиялко-Абунанское газонефтяное месторождение.

1 — изогины по кровле XVI пласта; 2 — разрывы; 3 — контур нефтеносности; 4, 5, 6 — песчаные, глинистые и песчано-глинистые породы; 7 — нефть; 8 — газ.

ской свиты. Выявленные залежи имеют незначительные промышленные запасы.

Газоносность нутовской свиты впервые установлена в скв. 9. При опробовании пласта М был получен приток газа с дебитом 143,0 тыс. м³/сутки. Мощность газонасыщенной части пласта 5 м. В составе газа преобладает метан (91%), плотность газа 0,5972 кг/м³. Начальное пластовое давление 23 кгс/см². При эксплуатации все скважины быстро обводнились. Всего добыто газа из пласта около 19 млн. м³.

Газовые залежи (IV, V, XIII, XV) окобыкайской свиты находятся на глубине от 750 до 1583 м. Эффективные мощности пластов составляют соответственно: 6,3; 6,8; 19,6 м. По составу газ метановый. Содержание метана уменьшается с глубиной от 89,25 (пласт IV) до 84,95% (XV), плотность газа возрастает от 0,605 до 0,634 кг/м³. Из залежи XV пласта, наибольшей по своим размерам и запасам, добыто около 204 млн. м³ газа.

В нижней части окобыкайской свиты (на глубине 1460—1680 м) залегают XVI нефтяной и XVII газонефтяной пласты, эффективной мощностью 10,7 и 13,7 м соответственно. Нефти нафтеново-ароматические, слабопарафинистые (0,1—1,3%), малосернистые (0,32%). Плотность нефти из залежи XVI пласта 839, XVII — 869 кг/м³. Начальное пластовое давление в залежи XVI пласта 136, давление насыщения — 116 кгс/см², начальный газовый фактор 80 м³/т. Начальное пластовое давление в залежи XVII пласта 160 кгс/см², начальный газовый фактор 100 м³/т. Газ преимущественно метановый (98%).

Нефтяная залежь XVI пласта относится к типу пластовых сводовых, тектонически нарушенных, а газонефтяная залежь XVII пласта — пластовая сводовая, с частичным влиянием литологического и тектонического факторов.

Пластовые воды относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу, с минерализацией от 2 (пласт М) до 20 г/л (XVII).

Перспективы дальнейшего развития месторождения связаны с поисками газонефтяных залежей в отложениях нижнего и среднего миоцена (на глубинах 3,5—4,0 тыс. м), а также в отложениях окобыкайской свиты, в тектонических блоках, на периклиналях складки.

Абановское газонефтяное месторождение (рис. 30) приурочено к небольшой брахиантиклинальной складке. На севере она кулисообразно сочленяется с Гиялко-Абунанской, на юге — с Нельминской брахиантиклиналями. Структура асимметрична: углы падения пород на восточном крыле достигают 40—50, на западном — до 6—10°. В пределах площади отмечено два разрыва (взброс и сброс), влияющие на размещение залежей.

В результате поисково-разведочного бурения (1961—1963 гг.) выявлены небольшие залежи нефти и газа в отложениях окобыкайской и датинской свит. Залежь газа в XII пласте была выявлена при опробовании скв. 4. Дебит газа составил (через 8-миллиметровый штуцер) 124 тыс. м³/сутки при начальном пластовом давлении 156 кгс/см², дебит воды — до 15 м³/сутки. Залежь пластовая, тектонически экранированная. Газоносность XV пласта установлена при испытании скв. 1 (интервал перфорации 1757—1761 м), где был получен фонтан газа с дебитом 24,2 тыс. м³/сутки через 5-миллиметровый штуцер. Залежь пластовая сводовая. По составу газ в обеих залежах метановый (94—97%), с плотностью от 0,566 (XII пласт) до 0,601 кг/м³ (XV).

Следует отметить, что небольшие притоки нефти с дебитом 6,2 т/сутки были получены в скв. 5 при опробовании XXI пласта дагинской свиты. Залежь нефти водоплавающая и не имеет промышленного значения. При опробовании верхней части кровли XXIII пласта (скв. 1) получен небольшой приток газа с дебитом 4633 м³/сутки.

Нельминское газонефтяное месторождение (рис. 31) приурочено к асимметричной брахиантиклинальной складке размером 5×2 км, ориентированной в субмеридиональном направлении. Углы падения на восточном крыле (вблизи сво-

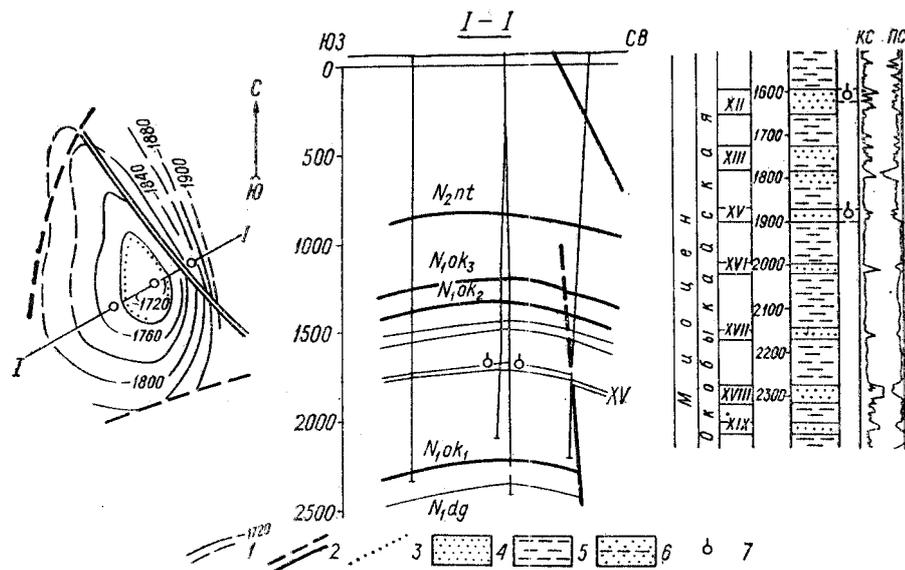


Рис. 30. Абановское газонефтяное месторождение.

1 — изогипсы по кровле XV пласта; 2 — разрывы; 3 — контур газоносности; 4, 5, 6 — песчаные, глинистые и песчано-глинистые породы; 7 — газ.

да) составляют 8—12°, далее к востоку возрастают до 60, на западном крыле не превышают 10—12°. Отмечено возрастание крутизны (до 15—20°) западного крыла и смещение свода с глубиной за счет увеличения мощностей окобыкайской свиты. Складка нарушена рядом сбросов с амплитудами 20—100 м. Разрывы эти существенно влияют на распределение залежей нефти и газа по площади и разрезу, в ряде случаев обуславливают различное положение водонефтяных контактов, затрудняют расшифровку строения складки. Отложения дагинской свиты (вскрытой мощностью до 500 м) изучены только в южном тектоническом блоке, где они представлены переслаиванием алеврито-песчаных пластов с плотными оскольчататыми глинами. При опробовании некоторых песчаных пластов были получены притоки пластовой воды с пленками

нефти, что позволяет предполагать наличие залежей нефти и газа в более благоприятных структурных условиях (в своде складки).

В разрезе окобыкайской свиты (мощностью 1300—1500 м) выделяется 20 сложнопостроенных песчаных пластов, залегающих на

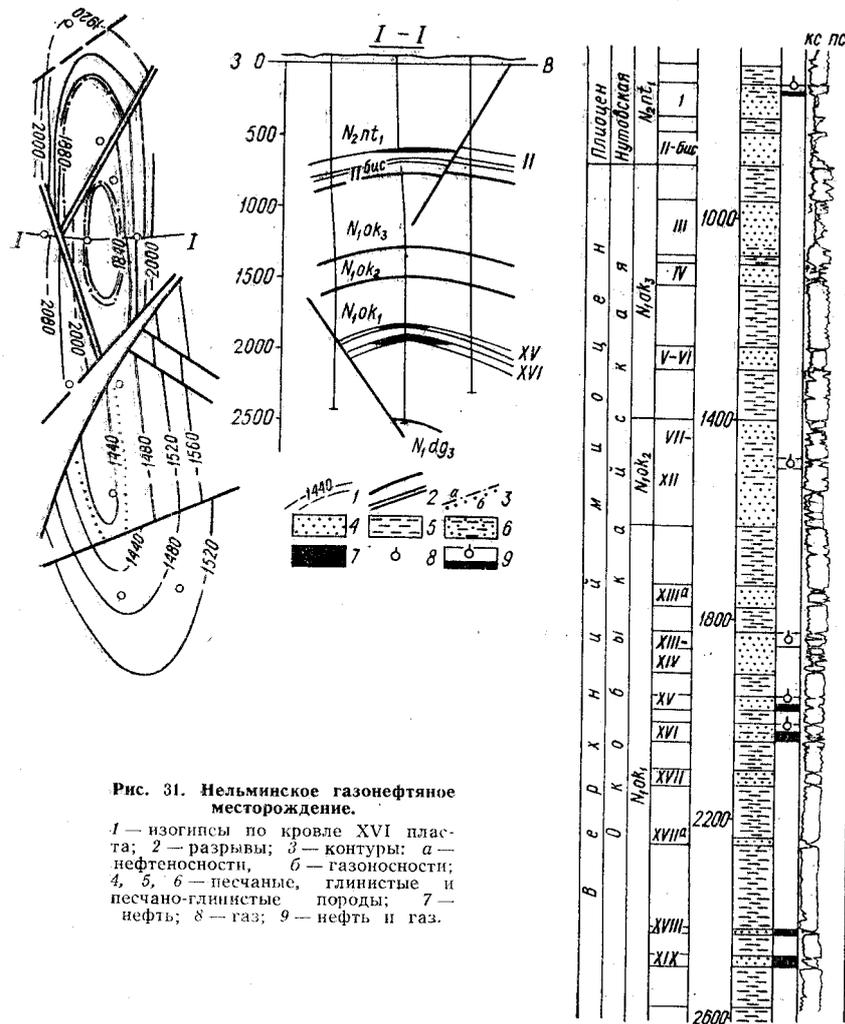


Рис. 31. Нельминское газонефтяное месторождение.

1 — изогипсы по кровле XVI пласта; 2 — разрывы; 3 — контуры: а — нефтеносности, б — газоносности; 4, 5, 6 — песчаные, глинистые и песчано-глинистые породы; 7 — нефть; 8 — газ; 9 — нефть и газ.

глубинах от 750 до 2500 м. В результате бурения поисково-разведочных скважин была выявлена газоносность X и XIII, газонефтеносность XV и XVI и нефтеносность XVIII и XIX пластов. В породах нутовской свиты (II пласт) находится одна газонефтяная залежь.

Нефтяная залежь XIX пласта была установлена в результате испытания скв. 4 (интервал перфорации 2250—2245 м), где был

получен приток нефти с водой дебитом 18,7 м³/сутки. Газовый фактор равен 437 м³/т, начальное пластовое давление 219 кгс/см². Залежь приурочена к небольшому тектоническому блоку (на севере складки). В южном блоке при испытании этого пласта в скв. 16 получен также фонтанный приток безводной нефти с дебитом 30 м³/сутки через 6-миллиметровый штуцер. Нефть легкая (плотность 839,2—843,3 кг/м³), парафинистая (3,28—3,20%), малосмолистая и малосернистая (0,20—0,28%). Содержание фракций до 300°C—68%. Залежь пластовая, тектонически экранированная (на периклинали).

Нефтяная залежь XVIII пласта выявлена в тектоническом блоке на северной периклинали складки, где при испытании в скв. 4 (интервал перфорации 2212—2206 м) был получен фонтан нефти и воды. Общий дебит жидкости через 6-миллиметровый штуцер составил 24,4 м³/сутки, в том числе дебит нефти 11,7 м³/сутки. Газовый фактор равен 386 м³/т. Залежь пластовая, тектонически экранированная (на периклинали), имеет небольшие размеры.

Нефтяная залежь XVI пласта также была обнаружена в северном тектоническом блоке в скв. 4 (интервал перфорации 1914—1883 м). Дебит нефти достигал 250 т/сутки (через 12-миллиметровый штуцер) при газовом факторе 500 м³/т. Мощность XVI пласта изменяется от 32 до 58 м, эффективная нефтенасыщенная мощность в среднем 39,2 м. Пористость 20,4%, проницаемость до 730 мдарси. По составу нефть аналогична таковой из залежи XIX пласта.

Промышленная нефтеносность XV пласта была доказана при испытании его в скв. 1, где получен приток нефти с дебитом 8 т/сутки (через 6-миллиметровый штуцер). Газовый фактор достигал 160 м³/т. Эффективная мощность пласта изменяется от 1 до 16,6 м, нефтенасыщенная мощность 4,7 м. Плотность нефти 841,1—850,9 кг/м³, содержание парафина 2,68—2,80%. Залежь приурочена к своду складки и имеет небольшие размеры. Из этого же пласта в южном тектоническом блоке получен фонтан сухого газа с дебитом 150,4 тыс. м³/сутки через 9-миллиметровый штуцер (скв. 21). Начальное пластовое давление 145,6 кг/м³, плотность газа 0,5861 кг/м³. Залежь пластовая, тектонически экранированная (на периклинали).

Небольшая газовая залежь в XIII пласте была открыта при испытании его в эксплуатационной скв. 101 в северном тектоническом блоке.

Промышленный приток газа из скв. 21 (интервал перфорации 1044—1037 м) доказал наличие залежи в X пласте. Дебит газа составил 66,7 тыс. м³/сутки (через 7,5-миллиметровый штуцер), пластовое давление 103,7 кгс/см². Плотность газа 0,5605 кг/м³, в составе его преобладает метан (98%). Залежь газа также относится к тектонически экранированным (на переклинали). Нефтяная залежь II пласта нутовской свиты была выявлена в скв. 10 (интервал перфорации 662—651 м), где был получен фонтанный приток

безводной нефти с дебитом 18,9 т/сутки (через 4,5-миллиметровый штуцер). Газовый фактор 213 м³/т, начальное пластовое давление 62,9 кгс/см². Эффективная мощность пласта колеблется от 16 до 25 м. Открытая пористость коллектора в среднем равна 21,8%, проницаемость до 88 мдарси. Нефть тяжелая (плотность 924,4 кг/м³), малопарафинистая (0,68%), смолистая (22%). Выход легких фракций до 300°C около 45,0%. Залежь пластовая сводовая, разбитая разрывами. При опробовании II пласта в скв. 19 (интервал перфорации 363—354 м) получен приток газа с дебитом 95,1 тыс. м³/сутки (через 20-миллиметровый штуцер). Начальное пластовое давление 30,1 кгс/см², плотность газа 0,5895 кг/м³. Содержание метана 95—98,5%. Залежь пластовая, тектонически экранированная (на периклинали).

Пластовые воды Нельминского месторождения относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу, минерализация их увеличивается с глубиной от 3,1 (пласт II-бис) до 10,6 г/л (XX).

Дальнейшие перспективы развития месторождения связаны с поисками залежей в отложениях дагинской и нижележащих миоценовых свит в своде складки.

Эрринское газовое месторождение (рис. 32). Промышленная газоносность разреза Эрринской площади установлена в 1953 г. (VII пласт). Доразведка завершена в 1970 г.

Месторождение приурочено к асимметричной брахиантиклинали размером 4×2 км. Углы падения пород на восточном крыле достигают 50—70°, на западном — 10—15°. Свод широкий, пологий. Сочленение Эрринской антиклинали на севере с Нельминской складкой, а на юге с Южно-Эрринской кулисообразное.

Стратиграфический разрез подразделяется на дагинскую, окобыкайскую и нутовскую свиты. Отложения дагинской свиты, вскрытой мощностью 210 м, представлены плотными сланцеватыми глинами, содержащими прослойки плотных песчаников мощностью 1—3 м. Выше по разрезу залегают отложения окобыкайской свиты мощностью 1680 м, представленные переслаиванием песчаных пород-коллекторов (мощностью до 20, реже 30 м) с мощными алевроито-глинистыми разностями. В своде складки обнажаются отложения нутовской свиты.

В результате поисково-разведочных работ была выявлена промышленная газоносность окобыкайской (XVIII, XVII, XIII, XVI, X, VII пласты) и нутовской (пласт М) свит. Газовая залежь XVIII пласта была установлена при испытании скв. 25 (интервалы перфорации 1978—1970 и 1962—1958 м), где получен фонтан газа с дебитом 22,3 тыс. м³/сутки (через 9-миллиметровый штуцер). Начальное пластовое давление 184 кгс/см², газонасыщенная мощность пласта 7,8 м. Залежь пластовая, тектонически экранированная (на периклинали). Промышленная газоносность XVII пласта была впервые выявлена в скв. 10. Потенциальный дебит газа достигал 1745 тыс. м³/сутки (в скв. 11). Газ сухой, преимущественно метановый (до 93,6%), со средней плотностью 0,5923 кг/м³. На-

небольшие размеры (установлена только в одной скважине). Незначительные размеры антиклинальной складки, на которой пробурено четыре поисково-разведочные скважины, послужили основанием для прекращения дальнейшей разведки этой площади.

Сабинское газонефтяное месторождение (рис. 33, вкладка) расположено в южной части зоны. Приурочено оно к брахиантиклинальной складке, восточное крыло которой наклонено под углом 20—30°, а углы падения пород на западном крыле не превышают 10°. Структура асимметрична также и в продольном разрезе: северная периклиналь длиннее южной. Общие размеры складки достигают 20 км, ширина 3—4 км. Свод складки с глубиной по продуктивным горизонтам последовательно смещается к северу на расстояние до 9 км. Кроме того, структура нарушена большим количеством разрывов, в том числе и конседиментационных с амплитудами до 100 м, которые в большинстве своем затухают вверх по разрезу.

В 1952 г. на Сабинской площади началось глубокое бурение, и в первой же поисковой скважине были получены промышленные притоки газа (XIII, XIV, XVI пласты). За период с 1953 по 1970 г. поисково-разведочным бурением было выявлено 22 продуктивных пласта. Из них в отложениях дагинской свиты установлено: один газовый (XXIII), два газонефтяных (XX, XXI) и один нефтяной (XXIV); в окобыкайской свите: два нефтяных (XVIII, XIX), четыре газонефтяных (XVII, XVI, XIII, XI) и одиннадцать газовых (XVII^a, XV, XIV, XIII^a, XII, X, IX, VIII, V, IV, III).

Наиболее древние отложения неогенового возраста, вскрытые и в скв. 45, условно отнесены к возрастным аналогам уйнинской свиты. Выше по разрезу залегают отложения дагинской свиты (мощностью 1000 м), представленные переслаиванием алевритистых песчаников, песчанистых алевролитов и оскольчатых глин. Пластам-коллекторам присвоена порядковая номенклатура от XX до XXX. Выше XX пласта согласно залегают отложения окобыкайской свиты мощностью 2100 м. Продуктивные горизонты приурочены к нижней наиболее глинистой толще, содержащей пласты песчаников с прослоями глин (номенклатура от I до XIX). Характерно региональное увеличение мощности свиты с северо-востока на юго-запад, обусловившее смещение сводов структуры с глубиной.

Нефтеносность нижнего продуктивного горизонта установлена при опробовании XXIV пласта дагинской свиты в скв. 84 (интервал перфорации 2487—2476 м). Дебит нефти равен 36 т/сутки на 6-миллиметровом штуцере. Нефть легкая, с плотностью 859,5 кг/м³. Разведка залежи продолжается. При опробовании XXIII пласта в скв. 46 (интервал перфорации 2180—2195 м) был получен приток газа с дебитом 100 тыс. м³/сутки. Начальное пластовое давление 219,8 кгс/см². В составе газа преобладает метан (до 98%). Залежь пластовая, тектонически экранированная (на периклинали), имеет небольшие размеры.

Газонефтяные залежи XX и XXI пластов залегают на глубине 1920—2100 м. Литологически пласты представлены песчаниками с прослоями глин. Пористость песчаных слоев 17,5—19,3%, проницаемость несколько десятков миллдарси. При испытании XX пласта в скв. 72 дебит нефти составил 68 т/сутки (через 7-миллиметровый штуцер) при пластовом давлении 180,2 кгс/см². Нефть легкая (плотность 849,3 кг/м³), малосернистая (0,25%), парафинистая (3,16%). В скв. 95, пробуренной на южной периклинали складки, был получен фонтан сухого газа с дебитом 403,4 тыс. м³/сутки. Залежь пластовая, тектонически экранированная (на периклинали).

Залежи газа в пластах III—V, VIII—X, XII, XIII^a, XIV, XV и XVII^a залегают на глубине 820—1700 м. Продуктивные горизонты в основном сложены песчаниками с открытой пористостью около 27,8%, проницаемостью до 600 мдарси. Эффективная мощность пластов следующая (м): III—19,8; V—6; VIII—8; IX—15; XII—12,2; XIV—8,3; XV—9. Начальные суточные дебиты достигали (тыс. м³/сутки): из III пласта 112 (через 8-миллиметровый штуцер); из VIII пласта 802,7 (через 6,5-миллиметровый штуцер); из XIV пласта 1214 (через 9-миллиметровый штуцер). Начальные пластовые давления возрастают с глубиной от 94 (III пласт) до 177,9 кгс/см² (XVII^a). Газ по составу метановый (96—98,3%) с плотностью от 0,5569 (III пласт) до 0,6339 кг/м³ (XIV). Залежи относятся к типу пластовых сводовых, разбитых разрывами на блоки (III, VIII, IX, X, XIV) или же пластовых, тектонически экранированных на периклинали (IV, V, XII, XIII, XV, XVII^a).

Газонефтяные залежи пластов XI, XIII^a, XVI и XVII залегают на глубине 1150—1750 м. Литологически пласты представлены песчаниками с прослоями глин, весьма изменчивыми по площади. Открытая пористость колеблется от 16,9 до 22%, проницаемость 111 (XIII пласт), 67 мдарси (XVII). Залежь XI пласта, выявленная в скв. 73, трактовалась ранее как газовая. При опробовании нижней части этого пласта в скв. 77 получен фонтан нефти с дебитом 21,8 т/сутки (через 6-миллиметровый штуцер). Нефтенасыщенная мощность пласта 16 м.

Пласт XIII в северных блоках содержит газ, а в центральных и южных тектонических блоках является основным нефтеносным горизонтом. Эффективная нефтенасыщенная мощность пласта колеблется от 11,8 до 17,8 м. Приток нефти с дебитом 9,6 т/сутки был получен в скв. 16 (1954 г.). Начальное пластовое давление 154 кгс/см², начальный газовый фактор 130 м³/т. Высота залежи 70 м.

Нефтеносность XVII пласта установлена в скв. 30, где получен фонтан нефти с дебитом 15,8 т/сутки при пластовом давлении 178,5 кгс/см². Эффективная мощность нефтенасыщенной части составляет 6—14 м. Нефть легкая (плотность 822,0—867,6 кг/м³), малосернистая, малосмолистая (10—15%), парафинистая (до 5%). Скважина-первооткрывательница (№ 4), пробуренная в своде

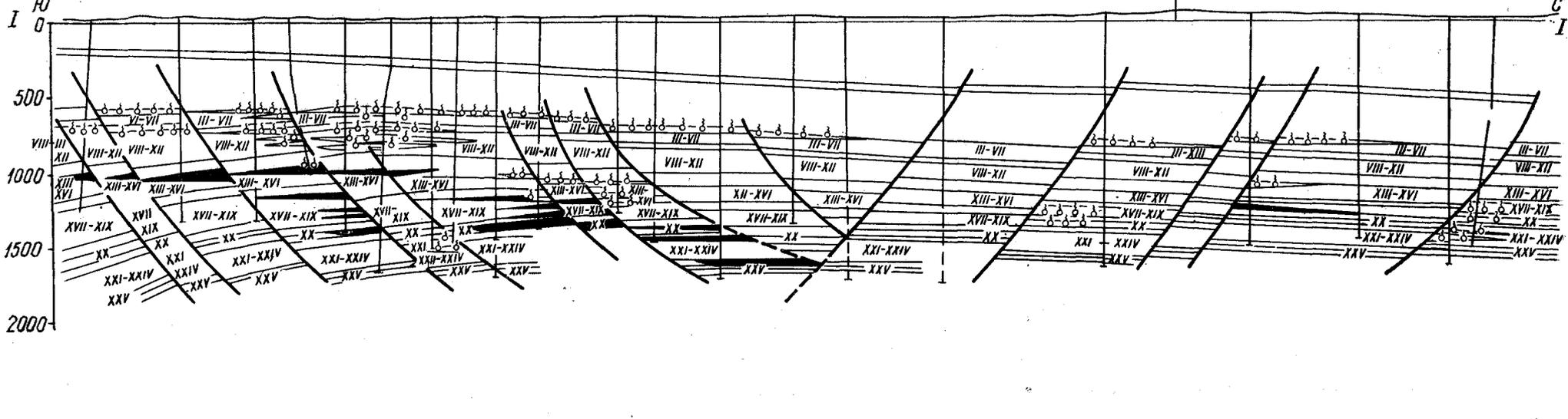
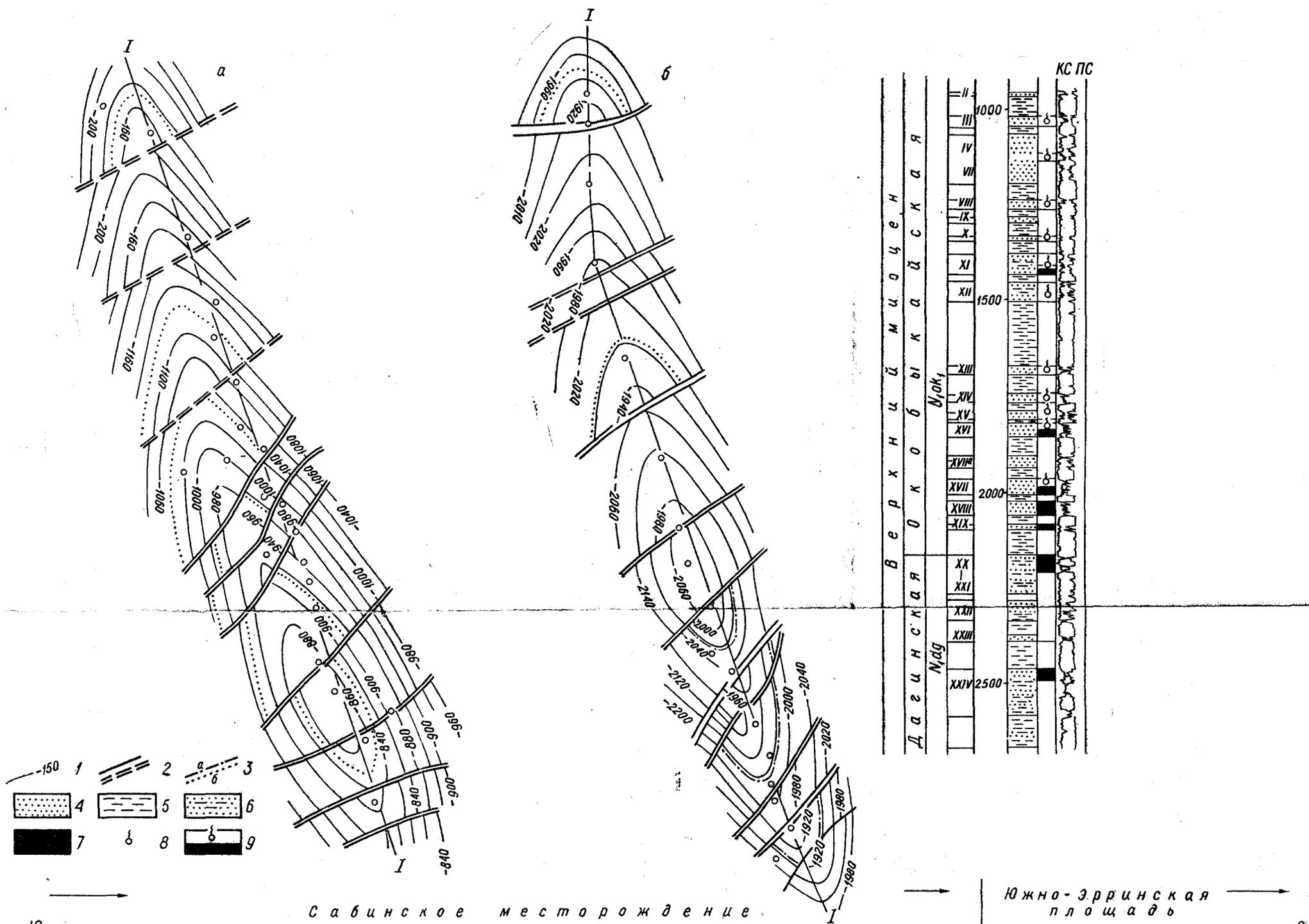


Рис. 33. Сабинское газонефтяное месторождение.
 1 — изогипсы: а — по кровле III пласта, б — по кровле XX пласта; 2 — разрывы; 3 — контуры: а — нефтеносности, б — газоносности; 4, 5, 6 — песчаные, глинистые и песчано-глинистые породы; 7 — нефть; 8 — газ; 9 — нефть и газ.

складки, выявила промышленную газоносность XVII пласта. Дебит газа составил 429 тыс. м³/сутки. Залежь пластовая сводовая, разбитая разрывами на блоки.

Нефтяные залежи XVIII и XIX пластов вскрыты на глубине 1790—1913 м, эффективные мощности их 7,6 и 10,5 м соответственно. Дебит нефти из XIX пласта (в первооткрывательнице скв. 72) составил 42,6 т/сутки (через 8-миллиметровый штуцер) при начальном газовом факторе 414 м³/т. Залежи пластовые сводовые, разбитые разрывами на блоки. Разведка залежей продолжается в основном в верхних горизонтах дагинской свиты (XX—XXV) с поисками залежей в дальнейшем и в более древних отложениях неогена.

В состав Сабинской складки входят Южно-Эрринская и Холоденская газоносные площади. Первая расположена на далекой северной периклинали Сабинской антиклинали и отделена от нее серией поперечных разрывов, создавших благоприятные условия для образования тектонических экранированных залежей газа (см. рис. 33). Ранее Южно-Эрринская площадь трактовалась как самостоятельная антиклинальная структура и рассматривалась как самостоятельное месторождение. Холоденская площадь также не представляет самостоятельной складки, а является одним из структурных осложнений западного крыла Сабинской структуры.

Западно-Сабинское газонефтяное месторождение (рис. 34) расположено западнее Сабинского и приурочено к антиклинальной складке, осложняющей западное крыло антиклинальной зоны. Впервые она была выявлена сейсмическими работами МОВ в 1959 г. Для уточнения строения площади было дополнительно проведено структурное бурение (1963—1964 гг.). Западно-Сабинская антиклинальная складка по продуктивным горизонтам представляет собой куполовидное поднятие размером 3,3×5,5 км, нарушенное многочисленными сбросами с амплитудами от нескольких десятков до 200 м. Углы падения пород на крыльях не превышают 5—6°.

Первый промышленный приток нефти с дебитом 12 т/сутки был получен в скв. I (1961 г.) при испытании VIII пласта окобынской свиты. В дальнейшем выявлено четыре нефтяные (пласты XI, IX—X, VIII, VII), одна газонефтяная (III) и одна газовая (XIII^а) залежи. Кроме того, из XIII пласта (скв. 3) при испытании был получен приток газа (с водой) непромышленного значения. В распределении газонефтяных залежей большую роль играют сбросы, разделяющие залежи на ряд полей с самостоятельными контактами.

Нефтяная залежь XI пласта вскрыта на глубине 1305—1469 м. Коллектор представлен разнородными песчаниками с прослоями глины и алевроитов. Общая мощность пласта 45 м, эффективная мощность 16,1 м. Открытая пористость песчаных прослоев в среднем равна 19%, проницаемость — около 300 мдарси. Первые сведения

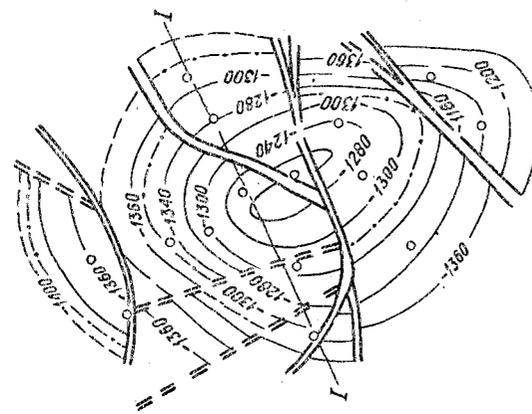
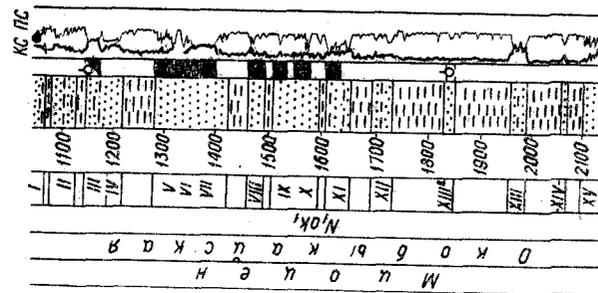
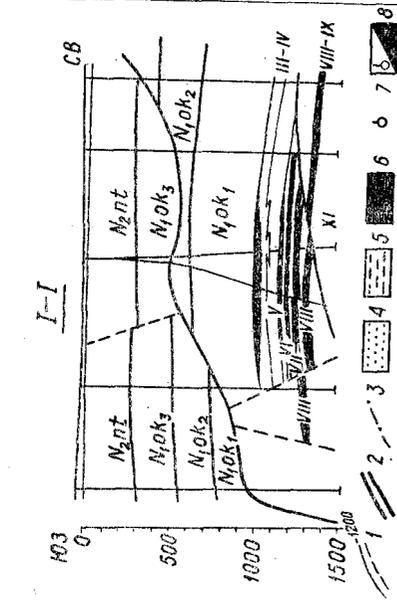


Рис. 34. Западно-Сабинское газонефтяное месторождение.

I — несиним по кровле VIII пласта; 2 — разрывы; 3 — контур нефтеносности; 4, 5 — песчаные и глинистые породы; 6 — нефть; 7 — газ; 8 — нефть и газ.

о нефтеносности этого пласта были получены при опробовании скв. 5. Начальное пластовое давление в залежи 143,1 кгс/см², газовый фактор 27,4—55,0 м³/т. Характеристика нефти следующая: плотность 928,8 кг/м³, содержание акцизных смол 26, серы 0,23%. Высота залежи 30 м.

Нефтяная залежь IX—X пластов залегает на глубине 1284—1458 м. Литологически пласт представлен чередованием песчаных и глинистых слоев. Эффективная их мощность 11,9—19,0 м. Начальное пластовое давление в залежи 131,4 кгс/см², газовый фактор до 45 м³/т. Дебиты нефти, полученные в нескольких скважинах, достигали 50—60 т/сутки. По составу нефть этой залежи близка к вышеописанным.

Нефтяная залежь VIII пласта по запасам является наибольшей. Пласт, залегающий на глубине 1263—1407 м, представлен чередованием тонких песчаных и глинистых прослоев общей мощностью до 39 м. Средняя эффективная мощность 11 м. Пористость песчаных коллекторов составляет 20%, проницаемость в среднем — 300 мдарси. Нефтеносность VIII пласта впервые была установлена в скв. 1, при испытании которой получен приток нефти с дебитом 12 т/сутки (через 6-миллиметровый штуцер). Пластовое давление в залежи 125,2 кгс/см², начальный газовый фактор 30—40 м³/т. Нефть тяжелая (плотность 973 кг/м³), слабопарафинистая (1,8%), бессернистая. Высота нефтяной залежи 110 м.

Нефтяная залежь VII горизонта (V—VII пласты) залегает на глубине 1197—1240 м. Горизонт является самым мощным (до 60 м) в разрезе и состоит из трех песчаных пластов. Эффективная их мощность колеблется от 3 до 53 м. Пористость составляет 18—22%, проницаемость — до 400 мдарси. Продуктивность VII горизонта была впервые доказана в скв. 32, в которой получен фонтан нефти с дебитом 98 т/сутки (через 10-миллиметровый штуцер). Начальное пластовое давление в залежи составляло 113,8 кгс/см², начальный газовый фактор — 40 м³/т. Плотность нефти 923,9 кг/м³, содержание серы 0,2, парафина 0,6%. Высота нефтяной залежи 70 м.

Нефтяная залежь III пласта вскрыта на глубине 1032—1098 м. Литологически пласт мощностью 30 м представлен двумя песчаными слоями, разделенными глинистым пропластком. Продуктивной является верхняя часть пласта эффективной мощностью 12,0—22,4 м. Средняя пористость песчаных прослоев достигает 33%, проницаемость — от 240 до 249 мдарси. В своде структуры были получены фонтанные притоки безводной нефти. Начальное пластовое давление 109 кгс/см². Нефть тяжелая (плотность 942 кг/м³), малосернистая (0,25%), малопарафинистая (0,4%). Высота нефтяной залежи 45 м. Из этого же пласта в южном тектоническом блоке при испытании скв. 7 получен фонтан газа с суточным дебитом 59,2 тыс. м³ (через 6-миллиметровый штуцер). Газовая залежь по своим размерам небольшая. Газ преимущественно метановый (до 98%). Залежь пластовая, тектонически экранированная (на

периклинали). Все остальные залежи пластовые сводовые, разбитые разрывами. Залежи XI, XII и III пластов подстилаются подошвенными водами.

Пластовые воды Западно-Сабинского месторождения относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу. Они практически бессульфатные, слабощелочные, с минерализацией от 0,6 (III пласт) до 6 г/л (XXIII).

Дальнейшие поиски залежей нефти и газа следует ориентировать на нижележащие горизонты дагинской свиты, нефтегазонасность которой доказана на соседней Сабинской площади.

Малосабинское газонефтяное месторождение (рис. 35) приурочено к одноименной антиклинальной складке. В 1951 г. здесь проведена детальная геологическая съемка, а в 1955—1959 гг. сейсмическими работами МОВ и структурным бурением эта площадь была подготовлена к поисково-разведочному бурению.

Складка на севере кулисообразно сочленяется с Сабинской, а на юге — с Южно-Кенигской антиклиналями. По форме представляет собой куполовидную складку, размером 8×12 км и с амплитудой до 300 м. В южной части складки широко развиты разрывы, часто конседиментационные. Амплитуда смещения по одному из них (диагональному сбросу) возрастает с глубиной от 100—120 (на поверхности) до 450 м (по кровле дагинской свиты). Разрыв слухит тектоническим экраном для газовых залежей, выявленных в южном блоке. Бурением вскрыты отложения дагинской (вскрытой мощностью 370 м) и окобыкайской (2460 м) свит.

Промышленная газонасность месторождения была впервые установлена в 1959 г., когда при опробовании в скв. 1 интервала 2220—2237 м (пласты XXIII—XXIV) был получен фонтан газа с дебитом 155 тыс. м³/сутки (через 6-миллиметровый штуцер). В процессе дальнейшей разведки этого месторождения установлены две залежи газа в дагинской свите (пласты XXIII—XXIV, XXII); четыре газовые (XIX, XVIII, XI, X) и одна нефтяная (XI^a) залежи в окобыкайской свите. Залежи газа в пластах XXIII—XXIV, XXII, XIX и XVIII пока установлены только в южном тектоническом блоке на периклинали складки.

Коллекторы весьма изменчивы и представлены частым чередованием песчаных и глинистых прослоев мощностью 1—5 м. Эффективная пористость песчаных слоев составляет 16—20%, проницаемость — до 200 мдарси. В составе газов преобладает метан (85—90%) при значительном содержании тяжелых углеводородов (7,5—12%). Плотность колеблется в пределах 0,612—0,668 кг/м³. Пластовые давления в газовых залежах следующие, кгс/см²: 116,1 (XVIII пласт); 179,8 (XIX); 228,5 (XXIII); 226,1 (XXII). Высоты залежей небольшие: XVIII — 30; XIX — 10; XXII — 50; XXIII — XXIV — 60 м.

Газовые залежи X и XI пластов, находящиеся на глубинах 800—900 м, относятся к пластовым сводовым. Открытая пористость

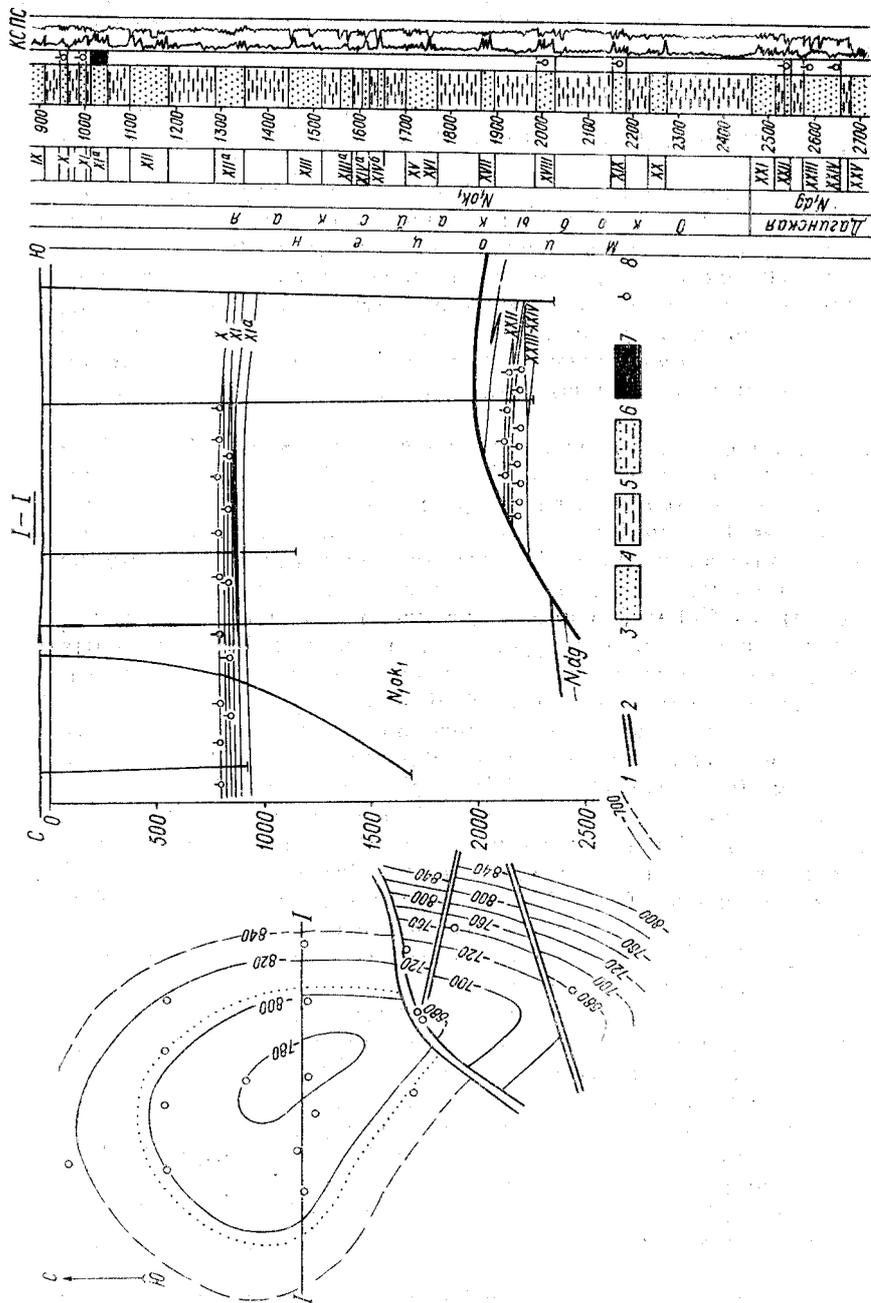


Рис. 35. Малосабинское газонефтяное месторождение.

1 — изолинии по кровле X пласта; 2 — разрывы; 3 — контур газоносности; 4, 5, 6 — песчаные, глинистые и песчано-глинистые породы; 7 — нефть; 8 — газ.

коллекторов составляет 19—20%, проницаемость—100—300 мдарси. Эффективная мощность песчаных пластов соответственно равна 4,5 и 10,1 м. Содержание метана колеблется от 95,1 до 98,3%. Плотность газа 0,593 кг/м³. Начальное пластовое давление: 83,3 (X), 88,5 кгс/см² (XI).

Нефтяная залежь пласта XI^a вскрыта на глубине 880—900 м. Пласт (мощностью 26—58 м) представлен частым чередованием песчаных и глинистых прослоев мощностью 0,5—2 м, литологически изменчивых по площади. Общая эффективная мощность пласта 4,7 м. Залежь нефти относится к типу пластовых сводовых «водоплавающих». Высота ее 12 м. Начальное пластовое давление в залежи 89 кгс/см². Нефть тяжелая (плотность 905—930 кг/м³), смолистая (содержание акцизных смол 20—26%), малопарафинистая (0,4—0,56%). Выход легких фракций до 300°С составляет 20—23%. Дебит нефти в скв. 18-первооткрывательнице (март 1964 г.) равен 16 м³/сутки (через 8-миллиметровый штуцер). Газовый фактор 40 м³/т. В результате пробной эксплуатации было установлено, что в залежи пласта XI^a преобладает режим растворенного газа.

Пластовые воды месторождения относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу. Минерализация подземных вод колеблется от 1,5 до 12 г/л.

Дальнейшие поисково-разведочные работы должны быть направлены на поиски залежей нефти и газа в верхней половине дагинской свиты и в более древних горизонтах неогенового разреза.

Южно-Кенигское газовое месторождение (рис. 36) связано с небольшой брахиантиклиналью размером 5,1×2,6 км, ориентированной в меридиональном направлении. Складка впервые была выявлена детальной геологической съемкой и подготовлена к разведке МОВ и структурным бурением. Амплитуда складки около 200 м. Углы падения западного крыла составляют 15, восточного—10°. Структура пересечена тремя сбросами с амплитудами смещения до 300 м. В строении месторождения принимают участие отложения дагинской (вскрытой мощностью 560 м) и окобыкайской (2500 м) свит.

Газоносность площади была впервые установлена в 1964 г., когда при опробовании скв. 4 (интервал перфорации 2082—2111 м) был получен приток газа с дебитом 45,9 тыс. м³/сутки (через 6-миллиметровый штуцер). Залежь газа приурочена к XXI пласту дагинской свиты и относится к тектонически экранированным (на периклинали). По составу газ в основном метановый (до 72,4%), но с большим содержанием тяжелых углеводородов (26%). Начальное пластовое давление в залежи 213,6 кгс/см². Размеры ее незначительны.

Небольшие притоки газа в этой же скважине были получены при исследовании XX пласта (интервал перфорации 1791—1793 м) и XI пласта (824—830 м) окобыкайской свиты. Дебиты газа соответственно достигали 32,0 и 25,5 тыс. м³/сутки. В нижнем пласте (XX) зарегистрировано большое содержание тяжелых углеводоро-

дов (до 18%). Плотность газа возрастает с глубиной от 0,583 (XI пласт) до 0,751 кг/м³ (XX).

Незначительные притоки нефти (0,5 т/сутки) были получены при опробовании скв. 1 (интервал перфорации 1945—1953 м, пласт XX) в своде складки. Воды месторождения гидрокарбонатно-натриевые, слабоминерализованные.

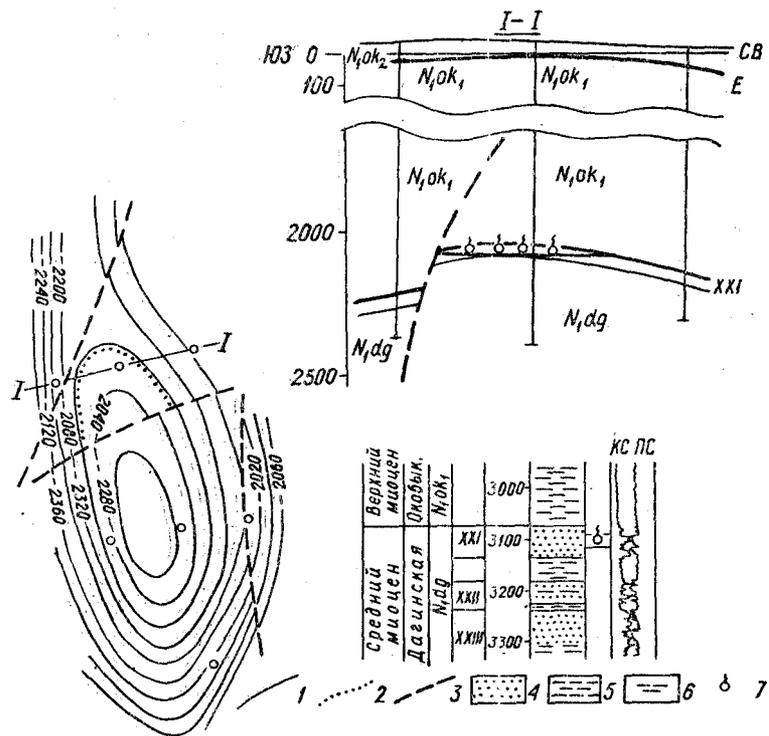


Рис. 36. Южно-Кенигское газовое месторождение.

1 — изогипсы по кровле XXI пласта; 2 — контур газоносности; 3 — разрывы; 4, 5, 6 — песчаные, глинистые и песчано-глинистые породы; 7 — газ.

Разведочные площади. В пределах Сабинской зоны кроме восьми месторождений нефти и газа находится одна разведочная площадь — Среднепаромайская, на которой пробурено две поисковые скважины, не давшие положительных результатов. Однако характер вскрытого ими стратиграфического разреза и близость площади к нефтяным месторождениям (Южно-Кенигское, Крапивненское, Мухтинское) указывают на целесообразность продолжения здесь поисковых работ.

Волчинская зона

Характерными чертами геологического строения Волчинской зоны (рис. 37) являются относительно крупные размеры антиклинальных складок, сильная нарушенность их разрывами, относительная погруженность по сравнению со смежными зонами. Геолого-геофизическими работами выявлено три антиклинальные складки: Волчинская, Некрасовская и Маловолчинская. Две первые являются относительно крупными, в особенности Волчинская, а Маловолчинская — сравнительно небольшая, расположенная на далеком южном погружении Волчинской зоны.

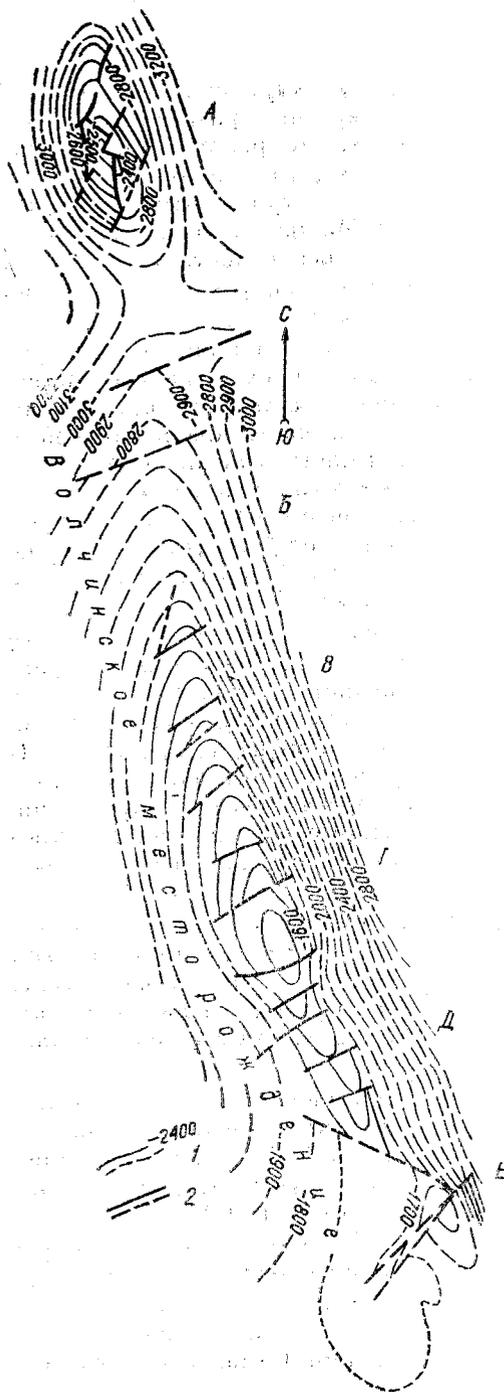
Поисково-разведочными скважинами вскрыты породы четырех свит: уйинской (верхняя часть), дагинской, окобыкайской и нутовской. Продуктивные нефтегазоносные горизонты приурочены к алеврито-песчаным пластам в нижней части окобыкайской и верхней части дагинской свит. Верхняя часть окобыкайской свиты мощностью до 500 м в связи с общим «опесчаниванием» становится бесперспективной и неотличимой от алеврито-песчаного разреза нутовской свиты, вскрываемой на глубине от 200 (Волчинка) до 1600 м (Некрасовка). В пределах Волчинской зоны выявлено два месторождения: Волчинское и Некрасовское.

Волчинское газонефтяное месторождение (рис. 38). В структурном отношении месторождение связано с крупной антиклинальной складкой, осложненной в южной части более мелкими локальными структурами. Складка была закартирована в 1956 г., а в результате детальных сейсмических работ МОВ (1959—1962 гг.) было намечено в пределах этого поднятия пять антиклинальных «складок»: Северинская, Ключевская, Тунгусская, Сазанская и Западно-Северинская, которые, как показало глубокое бурение, являются тектоническими блоками единой Волчинской антиклинали (см. рис. 37).

Промышленная газоносность впервые была установлена в скв. 1 на площади Северинская (1963 г.), где из XX пласта дагинской свиты был получен фонтан сухого газа. В последующие годы (1964—1970 гг.) в поисково-разведочное бурение были вовлечены Ключевская, Тунгусская, Сазанская и Западно-Северинская площади.

Волчинское месторождение многопластовое: в дагинской свите в отдельных тектонических блоках выявлены нефтяные залежи (XX и XXIII пласты). На Северинской и Ключевской площадях (свод и южные периклинальные блоки структуры) в окобыкайской свите установлено 10 газоносных пластов (IV, VII, IX—X, XII, XIII, XIV, XV, XVI, XVII—XVIII, XIX) и, кроме того, в XX пласте дагинской свиты обнаружена залежь газа.

В пределах Волчинского месторождения выявлен ряд сбросов с амплитудами до 200 м, которые часто служат тектоническими экранами для нефтяных и газовых скоплений. Складка имеет асим-



метричное строение: с углами падения на восточном крыле 40—50 и на западном — 10—15°. Размеры складки 25×6 км.

Коллекторами нефти и газа являются пачки пород, представленные переслаиванием песчаных разностей, мощностью до первых десятков метров, с глинистыми и алевроито-глинистыми разностями. Открытая пористость песчаников составляет 20—25%, а проницаемость — 500—600 мдарси.

Газоносность IV, VII и IX—X песчаных пластов установлена в тектоническом блоке, севернее свода складки. Продуктивные газовые пласты залегают на глубине 700—1100 м. Тип залежей — пластовые, тектонически экранированные (на периклинали). Пластовые давления возрастают с глубиной от 81 (IV пласт) до 114 кгс/см² (IX—X). Средние эффективные газонасыщенные мощности колеблются от 1,5 до 28,3 м. В составе газа преобладает метан.

Газовые залежи пластов XII, XIII, XIV, XV, XVI, XVII—XVIII и XIX выявлены как в своде, так и в тектонических блоках на северном и южном погружениях

Рис. 37. Волчинская зона нефтегазоаккумуляции.

1 — изогипсы по кровле VII пласта; 2 — разрывы.
А — Некрасовское месторождение; Площади: Б — Сазанская; В — Тунгусская; Г — Ключевская; Д — Северинская; Е — Постовая.

Волчинского поднятия. Глубина залегания продуктивных газоносных пластов колеблется от 1200 до 2000 м. Литологически пласты-коллекторы представлены сложными песчано-алевритовыми прослоями мощностью до 30 м и эффективной мощностью от нескольких до двух десятков метров. Рабочие дебиты газа обычно колеблются в пределах 100—400 тыс. м³/сутки. Начальное пластовое давление возрастает с глубиной от 128 до 163 кгс/см² (XIX пласт). Газ в основном метановый (98—96%), плотностью 0,520—0,569 кг/м³. Содержание тяжелых углеводородов обычно меньше 1%. Залежи относятся как к пластовым сводовым, нарушенным разрывными, так и к тектонически экранированным на периклиналях (XII, XIII, XIV, XVI, XVII—XVIII, XIX).

В XX пласте дагинской свиты в северных блоках установлены залежи нефти, а в своде поднятия и южных блоках обнаружены лишь газовые залежи. Продуктивный горизонт залегают на глубинах 1672—2176 м. Эффективная мощность пласта колеблется в пределах 4—18 м. Пористость коллекторов равна 19%. Нефть (плотностью 858—881 кг/м³) относится к легким малосернистым (0,13—0,43%) и слабopарафинистым (0,8—2,0%). Выход легких фракций до 300°С около 68%. При опробовании пласта (скв. 1) был получен фонтан нефти с дебитом 25—30 т/сутки (через 8-миллиметровый штуцер), газовый фактор 220 м³/т. Начальное пластовое давление 170 кгс/см², высота залежи до 70 м. Свободный газ в залежи сухой, с содержанием метана 94—96%, тяжелых углеводородных газов до 4,6%. Плотность газа 0,577—0,588 кг/м³.

Продуктивность самого нижнего пласта (XXIII) была установлена в скв. 14 на площади Тунгусской. При его испытании (интервал перфорации 2479—2463 м) был получен фонтан нефти с дебитом 216 т/сутки (через 10-миллиметровый штуцер). Пластовое давление составило 243,6 кгс/см². Залежь относится к типу тектонически экранированных (на периклинали). Нефть легкая (плотность 840 кг/м³), малосернистая (0,26%) и парафинистая (5,56%).

Дальнейшие перспективы развития Волчинского месторождения связаны с поисками новых залежей нефти и газа в отложениях среднего и нижнего миоцена.

Некрасовское газонефтяное месторождение (рис. 39). Впервые наличие названной складки было установлено в 1950 г. геологической съемкой. В последующем на этой площади проводился комплекс геолого-геофизических работ: детальная геологическая съемка, гравиметрические, электрометрические (ВЭЗ), сейсмические исследования (МОВ и КМГВ) и структурное бурение. Разведка на этой площади началась с 1956 г. В результате бурения были выявлены две нефтяные (IV, XIII пласты), три газонефтяные (XII, XV, XVI) и пять газовых (VII, XIIIа, XIV, XVII, XVIII) залежей.

Некрасовская структура по верхним горизонтам средненутовской подсвиты представляет собой типичную брахиантклиналиную асимметричную складку с крутым восточным (до 40°) и пологим

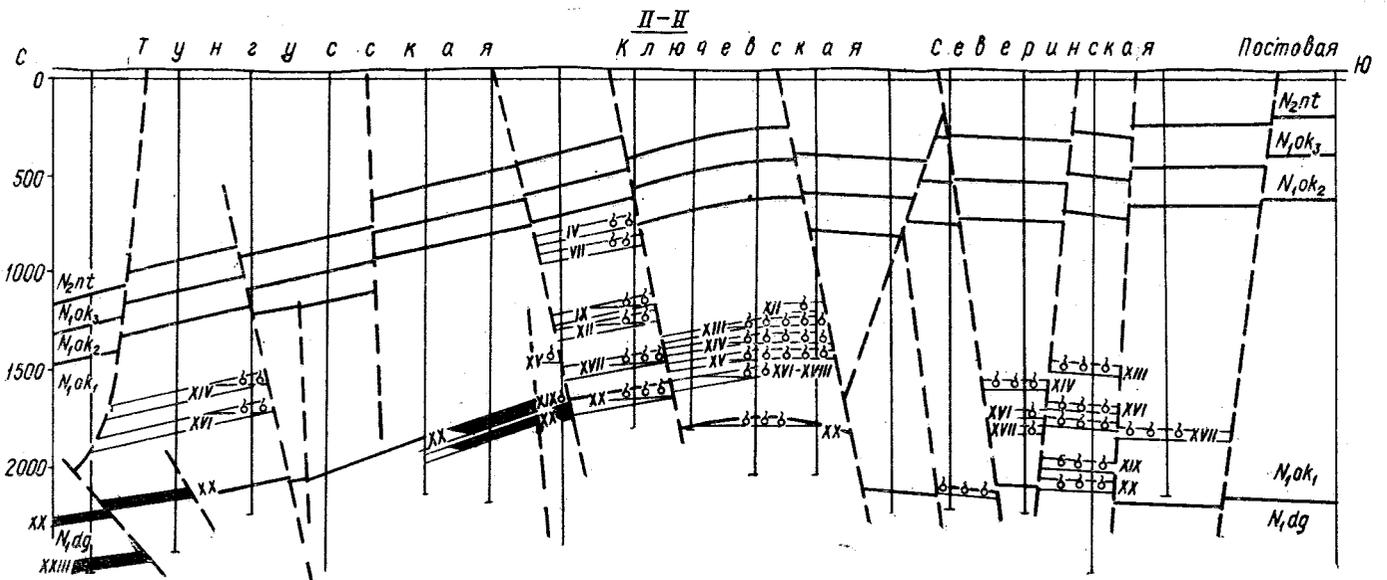
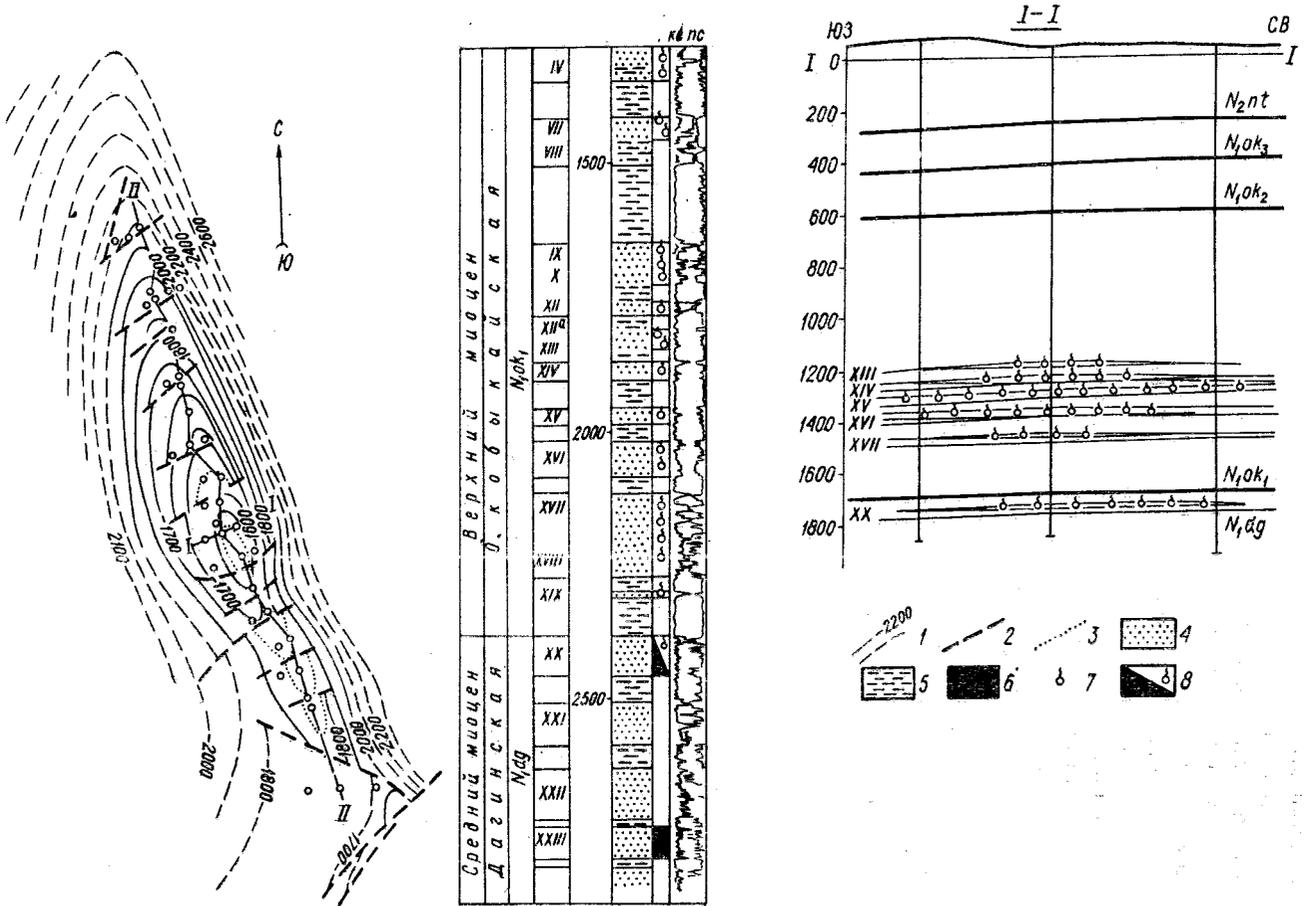


Рис. 38. Волчинское газоконденсатное месторождение.

1 — изогинсы по кровле XVII пласта; 2 — разрывы; 3 — контур газоносности; 4, 5 — песчаные и глинистые породы; 6 — нефть; 7 — газ; 8 — нефть и газ.

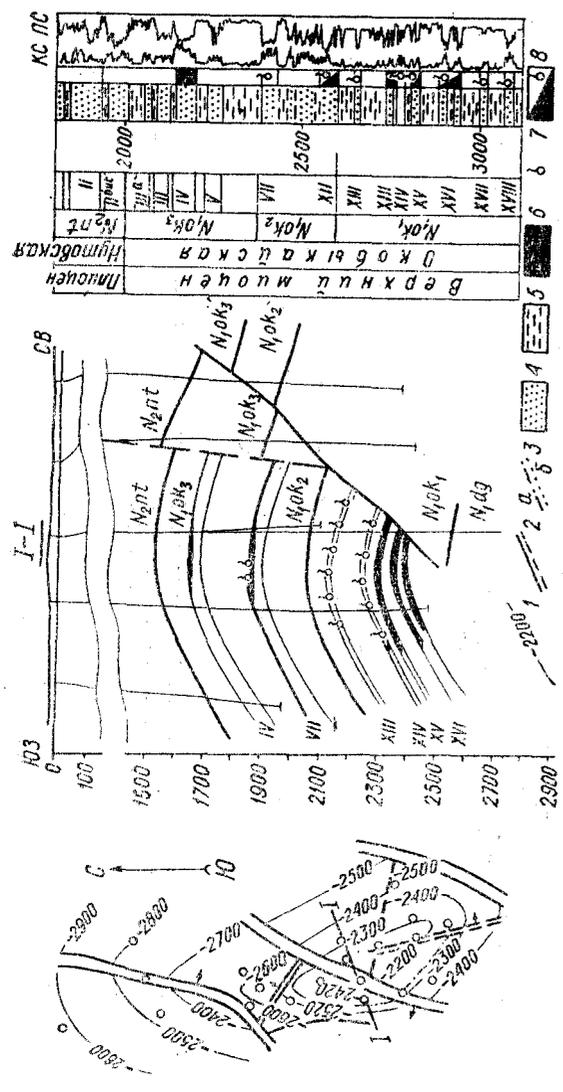


Рис. 39. Некрасовское газонефтяное месторождение. 1 — изогипсы по кровле пласта XVIa; 2 — разрывы; 3 — контуры; а — газоносности; б — нефтеносности; 4, 5 — песчаные и глинистые породы; 6 — нефть; 7 — газ; 8 — нефть и газ.

западным (10—15°) крыльями. Строение складки на глубине (по отложениям окобыкайской свиты) значительно усложнено большим количеством конседиментационных разрывных нарушений с амплитудами до 300 м.

Нефти Некрасовского месторождения легкие, плотность их колеблется от 775 до 843 кг/м³. Содержание серы составляет 0,1—0,3, парафина — до 2%. Выход легких фракций (до 300°С) достигает 70—90%. Установлена высокая растворимость нефти в газе, наличие конденсата. Начальный газовый фактор достигает 2000 м³/т. Все залежи относятся к пластовым сводовым, разбитым разрывами на блоки.

Основным продуктивным горизонтом является залежь XVI пласта. Коллектором для нефти и газа служит разнотекстурный песчаник с эффективной пористостью около 18%, проницаемостью до 150 мдарси. Дебиты нефти изменяются от 10—15 до 42 т/сутки, дебиты газа достигают 75—100 тыс. м³/сутки. Нефть легкая, плотность 797—821,2 кг/м³, содержание акцизных смол 6—7, парафина 1—2, серы 0,1—0,2%. Выход легких фракций 77—94%. Начальное пластовое давление 242,5 кгс/см², пластовая температура 84,5°С. Газовый фактор колеблется от 475 до 1600 м³/т. В составе газа преобладает метан (85,4—90,0%), отмечено большое содержание этана и высших углеводородов (до 10%).

Гыргыланьинская зона

В строении Гыргыланьинской зоны (рис. 40, вкладка) принимают участие породы неогенового возраста. Наиболее древней свитой, выделенной в разрезах глубоких скважин, является уинийская (средний миоцен) вскрытой мощностью около 500 м. Представлена она переслаиванием аргиллитов, алевролитов и маломощных пластов песчаников. Выше по разрезу залегают преимущественно песчаная дагинская свита мощностью 1100—1500 м. В средней части она содержит прослой углей, на основании чего делится на три подсвиты: подугленосную, угленосную и надугленосную.

Верхнемиоценовая окобыкайская свита выделена с некоторой долей условности, так как литологический состав отложений, сопоставляемых с отложениями окобыкайской свиты восточного района, имеет существенные различия. Если в восточном районе в верхнемиоценовых отложениях преобладают алевроито-глинистые осадки, то на Гыргыланьинской зоне они содержат до 50—70% песков. Некоторое увеличение мощности и числа глинистых пластов в окобыкайской свите отмечается на структурах восточной и северной частей Гыргыланьинской зоны, где открыты Крапивненское и Шхунное месторождения. Нутовская свита сложена преимущественно песчаными осадками и развита главным образом на погруженных участках зоны.

Среди зон с установленной промышленной нефтегазоносностью Охинского участка Гыргыланьинская зона характеризуется наи-

большей амплитудой поднятия — в сводовой части ее на поверхность выведены нижние слои окобыкайской и верхние пласты дагинской свит. Гыргыланьинская зона объединяет более 10 антиклинальных складок и структурных осложнений, которые делятся на две группы.

Южная группа складок связана с собственно Гыргыланьинским поднятием и включает Северо-, Западно-, Центрально- и Южно-Гыргыланьинскую антиклинали, Крапивненский структурный нос, а также недостаточно изученные Тепловскую и Когдойскую структуры. Западное крыло зоны осложнено взбросо-надвигом субмеридионального простирания, по которому восточный блок приподнят относительно западного. Амплитуда разрыва составляет 1200—1600 м и уменьшается от свода поднятия к периклиналям. Кроме того, все структуры южной группы нарушены многочисленными разрывами широтного, меридионального и диагонального простирания.

Северная группа структур в отличие от южной имеет северо-западное простирание и гипсометрически опущена по сравнению со складками южной зоны. В пределах северной группы выделяются Шхунная, Северо-Глухарская, Южно-Глухарская и Осиновская антиклинальные складки, осложненные преимущественно поперечными разрывами. Следует отметить, что многие нарушения обеих групп складок характеризуются признаками сдвиговых смещений.

Гыргыланьинская зона начала систематически изучаться только с 1947—1948 гг., а первая поисковая скважина была пробурена в 1961 г. В пределах зоны к настоящему времени открыто два газонефтяных месторождения — Шхунное и Крапивненское. Кроме того, промышленные притоки газа были получены на трех разведочных площадях: Северо-Глухарской, Центральногыргыланьинской и Южно-Гыргыланьинской. Разведанные запасы нефти всей зоны составляют около 1%, а газа — около 10% разведанных запасов о. Сахалина.

В связи с тем что окобыкайская свита на большей части Гыргыланьинской зоны представлена прибрежной глинисто-песчаной фацией и эродирована в наиболее высоких структурах, перспективы нефтегазоносности этого участка Северного Сахалина следует связывать прежде всего с отложениями нижней части дагинской, уйнинской, даехуриинской и мачигарской свит, а также с верхне-меловыми породами. На погруженных участках зоны, в частности на восточном крыле и северной периклинали, основными стратиграфическими объектами в настоящее время являются нижняя часть окобыкайской и верхняя часть дагинской свит. Структурными ловушками здесь могут быть не только антиклинальные складки, но и структурные осложнения (например, структурные носы) и погрешенные структуры, для выявления и изучения которых необходимо использовать геофизические методы исследования.

Шхунное газонефтяное месторождение (рис. 41) приурочено к самой северной антиклинальной складке Гыргыланьинской зоны нефтегазонакопления.

Складка выявлена и подготовлена к нефтепоисковому бурению гравиметрическими работами и сейсморазведкой МОВ. Поисковое бурение на площади началось в 1963 г., а в 1964 г. было открыто

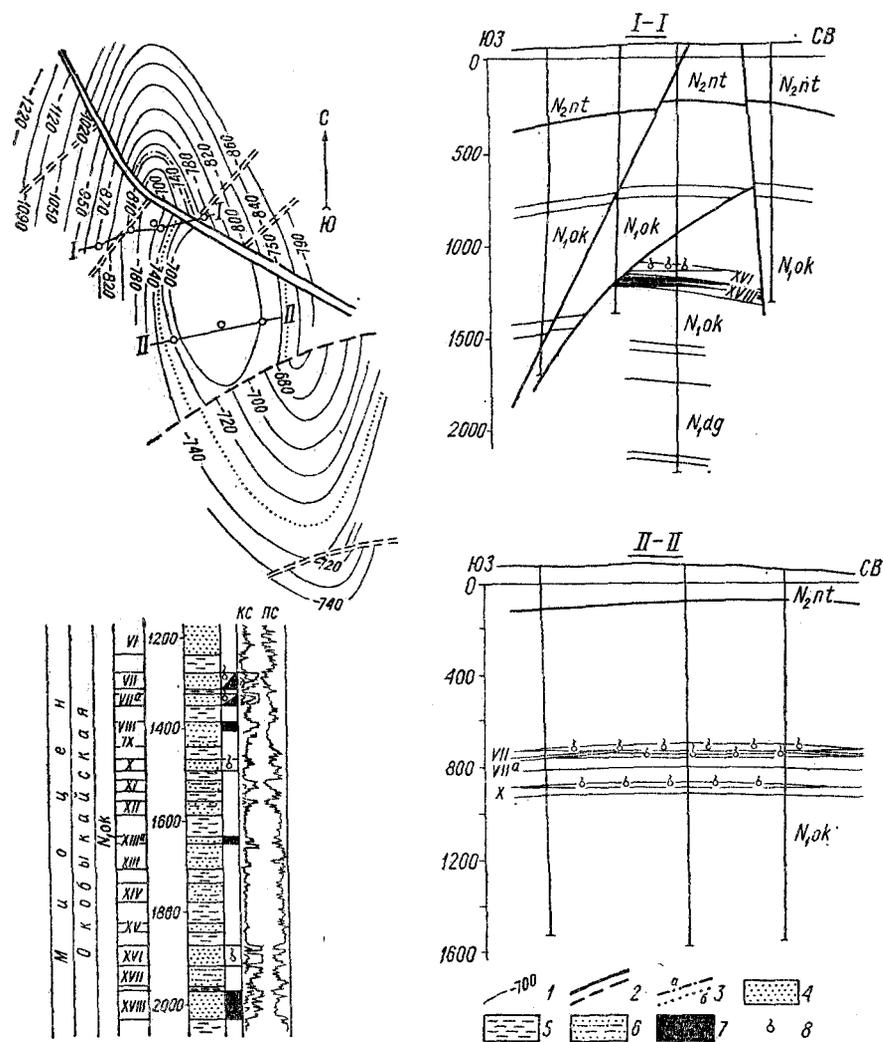
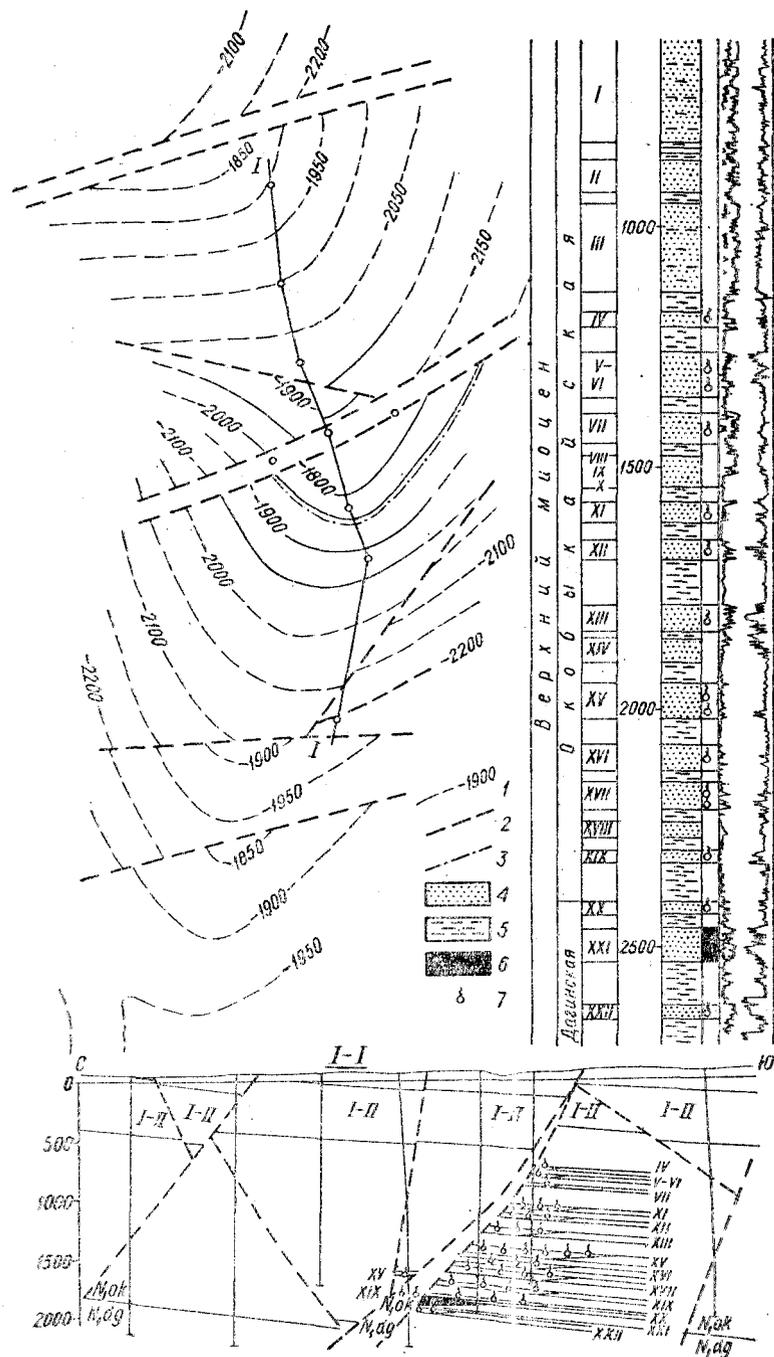


Рис. 41. Шхунное газонефтяное месторождение.

1 — изогипсы по кровле VII пласта; 2 — разрывы; 3 — контуры; а — нефтеносности, б — газоносности; 4, 5, 6 — песчаные, глинистые и песчано-глинистые породы; 7 — нефть; 8 — газ.



месторождение. Поисково-разведочными скважинами вскрыт разрез нутовской, окобыкайской и дагинской свит.

Структура имеет широкий пологий свод, относительно крутое (25—30°) восточное крыло и пологое (15—20°) западное. Диагональными разрывами она разбита на ряд блоков. Наиболее крупным является разрыв северо-западного простирания, по которому опущена северная периклиналь. Амплитуда этого нарушения достигает 240 м, плоскость разрыва наклонена на юго-запад под углом около 60°.

На месторождении открыто четыре газовые залежи в пластах VII, VII^a, X, XVI и пять нефтяных в пластах VII, VII^a, VIII, XIII^a и XVIII. Все они приурочены к коллекторам нижнеокобыкайской подсвиты, имеющим эффективную мощность от 12 до 53 м, пористость 25—26% и проницаемость до 433 мдарси. Глубина залегания промышленных скоплений нефти и газа — от 650 до 1260 м. Все залежи нефти и одна залежь газа (XVI пласт) находятся в северном блоке и относятся к пластовым тектонически экранированным (на периклинали). В центральном блоке открыты залежи газа в VII, VII^a и X пластах, которые по типу ловушек относятся к пластовым сводовым, разбитым разрывами на блоки. Высота залежей в своде не превышает 25 м, а на периклинали — 50 м.

Среди нефтяных залежей наибольшими запасами обладает XVIII пласт, а среди газовых — VII пласт. Начальные дебиты нефти из XVII пласта составили 50,4 т/сутки при газовом факторе 50 м³/т, в других пластах — 4—12 т/сутки. Рабочие дебиты газа достигают 280 тыс. м³/сутки. Нефтяные залежи эксплуатируются за счет энергии растворенного газа, пластовые давления соответствуют гидростатическим.

Нефть месторождения Шхунного тяжелая, с плотностью 928,4—932,8 кг/м³; содержит акцизных смол до 12, серы — 0,21—0,32, парафина — 0,44—0,62%. Газ метановый, плотностью 0,5662—0,6233 кг/м³, с содержанием тяжелых углеводородов до 2,8%. Пластовые воды хлоридно-гидрокарбонатно-натриевые, с минерализацией до 10 г/л.

Перспективы месторождения связаны главным образом с нижне- и среднемиоценовыми горизонтами стратиграфического разреза.

Крапивненское газонефтяное месторождение (рис. 42) расположено на восточном крыле зоны, где детальными гравиметрическими работами в 1958—1959 гг. был выявлен Крапивненский гравитационный максимум. В 1962 г. на площади началось структурное бурение, а с 1965 г. — глубокое поисковое бу-

Рис. 42. Крапивненское газонефтяное месторождение.

1 — изогипсы по кровле XX пласта; 2 — разрывы; 3 — контур нефтеносности; 4, 5 — песчаные и глинистые породы; 6 — нефть; 7 — газ.

рение, и в том же 1965 г. были открыты первые газовые залежи.

В стратиграфическом разрезе месторождения вскрыты три свиты: нутовская, окобыкайская и дагинская. Нутовская свита и верхняя часть окобыкайской свиты сложены алеврито-песчаными породами с маломощными прослоями глин. Нижняя часть окобыкайской свиты (мощность около 1500 м) и вскрытая часть дагинской свиты (50 м) представлены переслаиванием песчаных пластов с алеврито-глинистыми. Мощность коллекторов изменяется от 20 до 70 м, пористость — от 8 до 28%, проницаемость — от нескольких до 400 мдарси.

Месторождение приурочено к складке типа структурного носа, погружающегося в юг-юго-восточном направлении под углами 5—6°. Длина его 4,5 км, ширина около 2 км. Это структурное осложнение с более крутым (до 20°) восточным крылом и пологим (до 12°) западным несколькими разрывами разбито на ряд блоков, ступенчато опускающихся в северо-западном направлении. Амплитуды разрывов изменяются от 20 до 200 м, причем наибольшей амплитудой характеризуется сброс северо-восточного простирания, экранирующий большинство выявленных залежей.

На Крапивненском месторождении промышленные залежи газа открыты в десяти песчаных пластах окобыкайской и двух пластах дагинской свит. Кроме того, в XXI пласте дагинской свиты открыта небольшая залежь нефти. Продуктивные пласты имеют эффективную мощность от 8 до 40 м, пористость — 19—27%, проницаемость — от нескольких до 400 мдарси. Глубина залегания промышленных скоплений нефти и газа 760—2100 м. Все залежи по морфологическим признакам относятся к пластовым тектонически экранированным, приуроченным к структурному носу. Высоты газовых залежей изменяются от 15—20 до 150 м. Наиболее крупные запасы газа обнаружены в XVI и XVII пластах, минимальные — в IV и XIX. Дебиты газа в процессе испытания достигали 300—400, а в отдельных случаях — 1200 тыс. м³/сутки. Дебит нефти в XXI пласте составил 48 м³/сутки (через 10-миллиметровый штуцер) при газовом факторе 69 м³/т. Пластовое давление в нефтяной залежи 197,5 кгс/см².

Газ Крапивненского месторождения имеет плотность 0,5635—0,6158 кг/м³, содержит метана от 95,3 до 98,2, тяжелых углеводородов 0,7—4,3, углекислого газа 0,2—1,4%. Нефть имеет плотность 872,2—889,1 кг/м³, содержит серы 0,36, парафина 33, акцизных смол 24%. Пластовые воды гидрокарбонатно-натриевые, с минерализацией до 13,9 г/л.

Поисково-разведочные работы на месторождениях продолжаются.

Разведочные площади. В пределах зоны (см. рис. 10) велись (или ведутся) поисково-разведочные работы на семи площадях и на пяти площадях получены хотя и небольшие, но промышленные притоки газа главным образом из дагинских отложений.

Катанглинский участок расположен в восточной части Северного Сахалина, между Луньским заливом на юге и р. Аскасай на севере. В тектоническом отношении он связан в какой-то мере с Дагинской антиклинальной зоной. Промышленные скопления нефти и газа установлены в верхней части дагинской свиты и небольшие промышленные притоки нефти и газа были получены из отложений окобыкайской и уйнинской свит. Эти три свиты (окобыкайская, дагинская и уйнинская) и расцениваются как основной стратиграфический объект для поисков нефти и газа в пределах зоны.

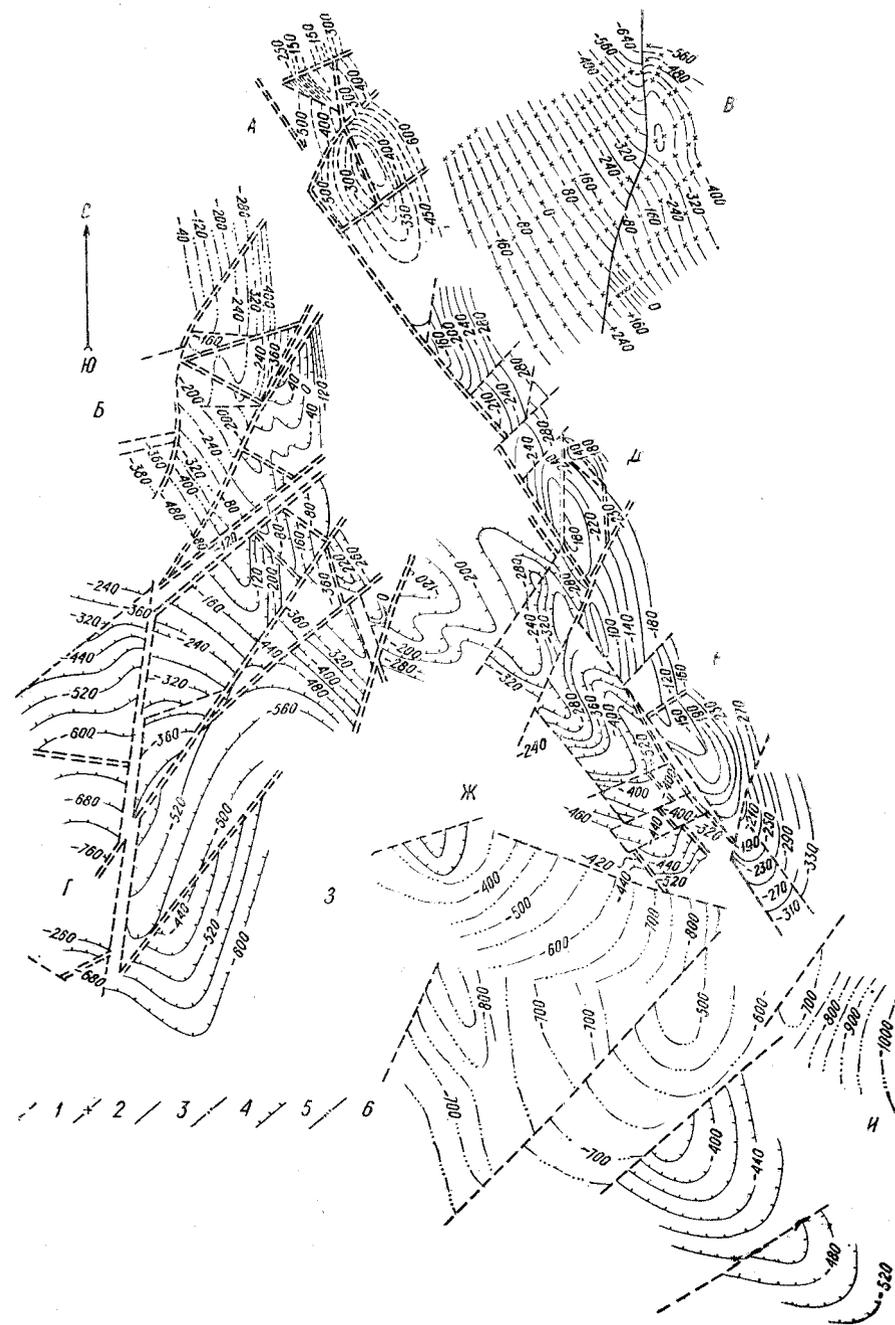
Месторождения, приуроченные к южной периклинали Дагинской антиклинальной зоны, объединены в Катанглинскую зону нефтегазонакопления (с двумя подзонами: собственно Катанглинской и Имчинской), а на восточном крыле, где пока обнаружено только одно (Восточно-Дагинское) месторождение, выделена Восточно-Дагинская зона нефтегазонакопления. Наиболее приподнятая часть Дагинской антиклинальной зоны, подвергшаяся глубокоому эрозионному срезу, выделена в зону возможного нефтегазонакопления главным образом в породах нижнего миоцена и верхнего мела.

В Катанглинский участок мы включили также, в известной мере условно, и Пограничную зону доказанного промышленного нефтегазонакопления. Условность эта вызвана тем, что как в тектоническом отношении, так и по характеру неогенового разреза она имеет существенные отличия от зон участка, расположенных севернее, и кроме того, Пограничная зона расположена на значительном удалении от месторождений Катанглинского участка.

Катанглинская зона

Катанглинская зона (рис. 43) расположена между р. Тымью на севере и Луньским хребтом на юге. В геологическом ее строении принимают участие терригенные отложения позднемиоценового и неогенового возраста. К верхнемиоценовым отнесены отложения, вскрытые параметрической скв. 700 в интервале глубин 2693—3407 м. Нижняя вскрытая часть разреза мощностью 473 м представлена неравномерным переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников, содержащих фауну иноцератов кампанмастрихтского возраста. Верхняя толща мощностью 240 м сложена разнородными туфогенными песчаниками с прослоями алевролитов. Перспективы нефтегазоносности верхнемиоценовых отложений оцениваются положительно, но ниже неогеновых, и они рассматриваются как один из возможных объектов нефтегазопроисковых работ.

Отложения неогенового возраста, залегающие трансгрессивно и несогласно на верхнемиоценовой толще, подразделяются на ряд свит (снизу вверх): мачигарскую, даехурийскую, уйнинскую, дагинскую, окобыкайскую и нутовскую. Нижняя часть миоценового раз-



реза (мачигарская, даехурийская и нижняя половина уйнинской свиты) мощностью до 700 м представлена аргиллитами, алевролитами (часто кремнистыми), с прослоями песчаников; верхняя же его часть (верхи уйнинской свиты, дагинская и окобыкайская свиты) мощностью около 2800 м сложена песчано-глинистыми отложениями, причем окобыкайская свита характеризуется незначительным содержанием песчаных пород. Наиболее благоприятными литолого-фациальными условиями для образования и сохранения залежей нефти и газа обладают породы низов окобыкайской и верхов дагинской свит (надугленосный горизонт).

Разрез неогена завершают песчаные отложения натовской свиты, развитые на крыльях антиклинальных структур, в синклиналях и бесперспективные в нефтегазоносном отношении.

Характерной особенностью строения Катарглинской зоны нефтегазонакопления является развитие в ее пределах ряда пологих антиклинальных складок, нарушенных многочисленными разрывами типа сбросов с амплитудами до 300 м. Расположение локальных складок в двух группах северо-западного простирания послужило основанием для выделения их в две подзоны нефтегазонакопления: собственно Катарглинскую и Имчинскую, соответствующие в тектоническом отношении двум одноименным антиклинальным ветвям Дагинской антиклинальной зоны.

В пределах Катарглинской и Имчинской антиклинальных подзон выявлены промышленные залежи нефти и газа, преимущественно развитые в песчаных пластах надугленосной подсвиты.

Катарглинская подзона нефтегазонакопления. В нее входят три антиклинальные складки: Ногликская, Уйглекутская и Катарглинская. Во всех трех складках установлены преимущественно нефтяные залежи промышленного значения и, кроме того, выявлено Западно-Катарглинское газовое месторождение.

Катарглинское нефтяное месторождение (рис. 44) расположено в южной части подзоны и связано с асимметричной антиклинальной складкой, имеющей пологий ($10-15^\circ$) наклон восточного крыла и более крутой (до 50°) западного. Южная периклиналь складки выражена отчетливо, северная выделена с некоторой долей условности. Вдоль крыла протягивается разрыв типа взбросо-надвига, с падением плоскости сместителя на северо-восток. Амплитуда его возрастает от 50 м на южной периклинали до 300 м в своде структуры.

Катарглинская складка интенсивно нарушена многочисленными разрывами с амплитудами от 10—20 до 100—150 м, расчленяю-

Рис. 43. Катарглинская зона нефтегазонакопления.

Изогипсы: 1 — по подошве VII пласта, 2 — по подошве 3-го пласта, 3 — по кровле IV пласта, 4 — по кровле X пласта, 5 — по кровле пласта III^а (мощного пропластка в средней части III пласта), 6 — по кровле условного сейсмического горизонта.

Месторождения: А — Ногликское; Б — Северо-Имчинское; Д — Уйглекутское; Е — Катарглинское; Ж — Западно-Катарглинское; И — Прибрежное. Складки: В — Восточно-Уйглекутская; З — Угрюминская; Г — разведочная площадь «Северный Гамадей».

щими ее на ряд тектонических блоков. В центральном блоке на поверхности обнажаются I и II пласты надугленосной подсвиты дагинской свиты. В тектонических блоках на южной периклинали выявлены и эксплуатируются три пластовые сводовые нефтяные залежи I, II и III пластов этой подсвиты, разбитые на отдельные блоки. Нефтяная залежь I пласта залегает на небольшой глубине (до 100 м). Пласт мощностью до 26 м частично размыт в предокобыкайское время. Высота залежей в блоках 80—100 м. Нефтяной пласт II представлен рыхлыми песками, содержащими прослой глины. Общая мощность пласта непостоянна и колеблется в пределах 23—30 м. Эффективная пористость песков II пласта достигает 30%. Начальное пластовое давление 9—10 кгс/см². Высота залежей в различных блоках изменяется от 26 до 100 м. Высота залежи III пласта небольшая (6—70 м), начальное пластовое давление 13 кгс/см². Эффективная мощность пласта 27 м, пористость 30,8%, проницаемость до 2,5, в среднем 0,3—0,5 дарси.

Нефти I, II и III пластов по составу очень близки между собой. Очевидно, это связано с тем, что глинистые разделы между нефтяными пластами имеют небольшую мощность (4—6 м между I и II и 1—4 м между II и III пластами), что не обеспечивает надежной их изоляции. По своей физико-химической характеристике они относятся к тяжелым (плотность 935—949 кг/м³), высокосмолистым (38—45%), беспарафинистым (0,02%), малосернистым (0,55%) нефтям. Начальный газовый фактор 7—30 м³/т. В начальный период эксплуатации преобладал режим растворенного газа, в последующем сменялся гравитационным. Отмечается незначительное продвижение водо-нефтяного контура.

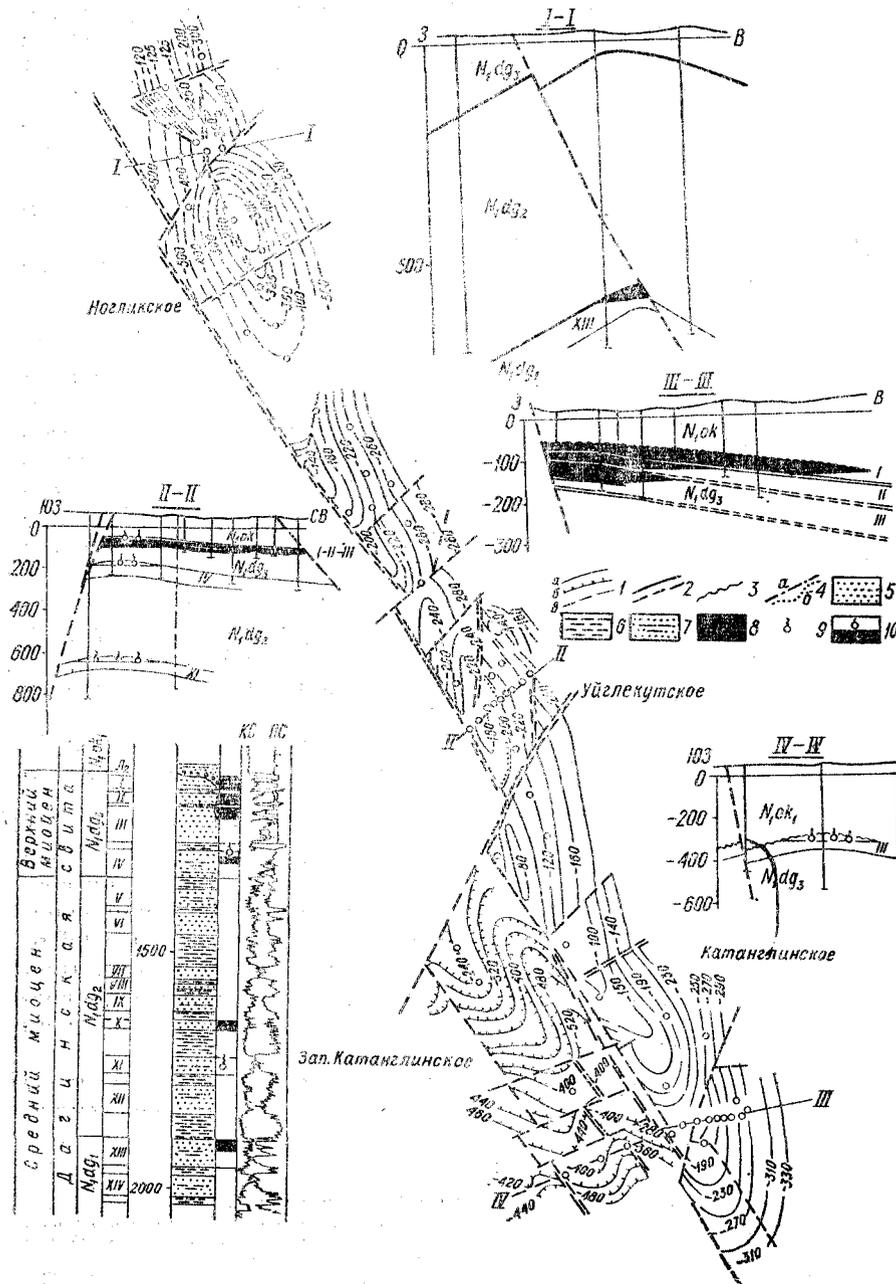
Пластовые воды относятся к слабосолевым с минерализацией 5—16 г/л. Состав их изменяется от хлоридно-гидрокарбонатного натриевого до гидрокарбонатно-хлоридного натриевого.

Уйглекутское нефтяное месторождение (см. рис. 44) расположено севернее Катанглинского, в центральной части подзоны. Промышленные залежи приурочены к небольшой Уйглекутской антиклинальной складке, интенсивно нарушенной разрывами сбросового типа с амплитудой около 100 м. Западное крыло имеет наклон пород под углом 10—15, реже 30—40, восточное — 5—10°. Разрыв, развитый вдоль западного крыла, относится к сбросовому типу, с амплитудой смещения до 70 м.

Основные промышленные залежи нефти приурочены к I, II и III пластам, небольшая газонефтяная залежь установлена в IV пласте, притоки газа получены также из XI пласта угленосной

Рис. 44. Катанглинское, Ногликское, Уйглекутское нефтяные и Западно-Катанглинское газовое месторождения.

1 — изогипсы по кровле: а — IV пласта; б — пласта IIIа (мощного пропластка в средней части III пласта), в — X пласта; 2 — разрывы; 3 — поверхность несогласного залегания; 4 — контуры: а — нефтеносности, б — газоносности; 5, 6, 7 — песчаные, глинистые и песчано-глинистые породы; 8 — нефть; 9 — газ; 10 — нефть и газ.



подсветы. Нефтяные залежи I, II и III пластов залегают на глубинах до 180 м. Пески-коллекторы обладают хорошими емкостными и фильтрационными свойствами: эффективной пористостью до 38%, проницаемостью, равной в среднем 800—900 мдарси. В своде складки первые два пласта размыты в предокобыкайское время. Поэтому залежи нефти I и II пластов относятся к пластово-сводовым, тектонически нарушенным, с элементами стратиграфического экранирования.

Нефти из рассматриваемых пластов имеют плотность от 928,8 до 941,3 кг/м³, содержание акцизных смол около 10, серы — 0,44%.

Из IV пласта получены небольшие притоки тяжелой нефти и газа. Залежь газа, приуроченная к отдельному блоку, эксплуатировалась в течение двух лет. Начальный дебит газа составил 2100 м³/сутки. Газ в основном метановый (до 90%). Газовая залежь XI пласта, вскрытая скв. 311 на глубине 690 м, имела очень небольшие запасы и после нескольких месяцев эксплуатации была выработана. Плотность газа 0,6090 кг/м³, содержание метана до 87%.

Ногликское (Лысая Сопка) нефтяное месторождение (см. рис. 44) расположено в северной части зоны. Нефтяные залежи установлены в X пласте угленосной и XIII пласте подугленосной подсветы.

Ногликская антиклинальная складка имеет асимметричное строение: относительно крутое западное крыло — 30—50° и более пологое восточное — до 26°. В своде ее обнажаются отложения надугленосной подсветы (IV пласт), что неблагоприятно отразилось на перспективах ее нефтеносности. Складка пересечена многочисленными сбросами, создающими сложное блоковое строение. Кроме того, западное крыло опущено по крупному (с амплитудой до 400 м) продольному разрыву (типа сброса), протягивающемуся с Уйглекутской площади.

Промышленная нефтеносность площади была доказана в 1956 г., когда поисковым бурением выявлены две нефтяные залежи (X и XIII пласты). Кроме того, небольшие притоки нефти и газа с водой были получены из V пласта и газа с водой — из XI пласта, не имеющие промышленного значения.

Залежь нефти X пласта залегают в среднем на глубине 420 м. Пласт-коллектор представлен рыхлым песчаником с эффективной пористостью 35%. Общая мощность его составляет 20—25 м. При испытании X пласта первоначальные дебиты скважины достигали 2 т/сутки, в настоящее время большинство из них обводнено. Промышленная нефтеносность XIII пласта установлена впервые в скв. 16, где при испытании (интервал 644—645,5 м) получен фонтан нефти с дебитом 155 м³/сутки (через 15-миллиметровый штуцер). Литологически пласт мощностью 77 м представлен рыхлым песчаником, содержащим небольшие прослой алевритов. Залежи X и XIII пластов относятся к пластовым сводовым, тектонически нарушенным. Нефти тяжелые (плотность 922,7—935,4 кг/м³), мало-

сернистые (0,2%), беспарафинистые. Выход легких фракций (до 300°С) — 26—28%. Начальные запасы небольшие.

В южном тектоническом блоке («Северные Уйглекуты») выявлены залежи нефти в I, II, III и IV пластах, аналогичные таковым на площади Уйглекуты.

Западно-Катанглинское газовое месторождение (см. рис. 44) расположено западнее площади Катангли. В структурном отношении представляет собой южное периклинальное замыкание Восточно-Имчинской структуры, пересеченной субширотными сбросами.

Промышленная газоносность площади была установлена в 1968 г. При испытании скв. 618 (интервал перфорации 344—358 м) из III пласта дагинской свиты был получен фонтан газа с дебитом 135,6 тыс. м³/сутки (через 18-миллиметровый штуцер). Начальное пластовое давление в залежи 21,3 кгс/см². Газ преимущественно метановый (96—98%), имеет плотность 0,561—0,573 кг/м³. Залежь газа пластовая тектонически экранированная (на периклинали).

Имчинская подзона нефтегазонакопления. Подзона расположена западнее Катанглинской. Строение ее довольно сложное, изучена она недостаточно, и поэтому выделение здесь локальных антиклинальных складок носит в ряде случаев несколько условный характер.

В пределах подзоны промышленные, но небольшие залежи нефти и газа установлены на двух площадях: Северо-Имчинской и Прибрежной.

Северо-Имчинское нефтегазовое месторождение (рис. 45) расположено западнее Катанглинского месторождения. На площади проведено структурное бурение и сейсморазведочные работы МОВ, по материалам которых вырисовываются южные тектонические блоки Имчинской структуры, раскрывающиеся в северном направлении и пересеченной многочисленными сбросами с амплитудой до 170 м. Структура асимметрична: восточное крыло более крутое (25—30°), чем западное (8—10°). В приподнятых блоках обнажаются песчаные пласты надугленосной подсветы.

Промышленные притоки газа были получены в 1967 г., когда при испытании в скв. 36 (интервал 1111—1115 и 1067—1075 м) из XXI пласта, относимого к верхней части уйнинской свиты, был получен приток газа (18,9 тыс. м³/сутки), нефти и воды (соответственно 0,5 и 0,4 т/сутки). Начальное пластовое давление 93 кгс/см². Газ сухой, метановый (93,2%), с плотностью 0,6132 кг/м³. Нефть легкая (плотность 830,9 кг/м³), малопарафинистая (2,6%). Выход легких фракций (до 300°С) 75%.

Промышленный приток газа получен и из XIII пласта подугленосной подсветы (скв. 38, интервал 603—612 м). Дебит газа достигал 206 тыс. м³/сутки (через 19-миллиметровый штуцер) при

пластовом давлении 58,6 кгс/см². Газ метановый (96,6%), плотность 0,5707. Эффективная мощность пласта-коллектора 10 м.

Залежь газа относится к пластовым тектонически экранированным (на периклинали) и имеет небольшие запасы. Разведка в на-

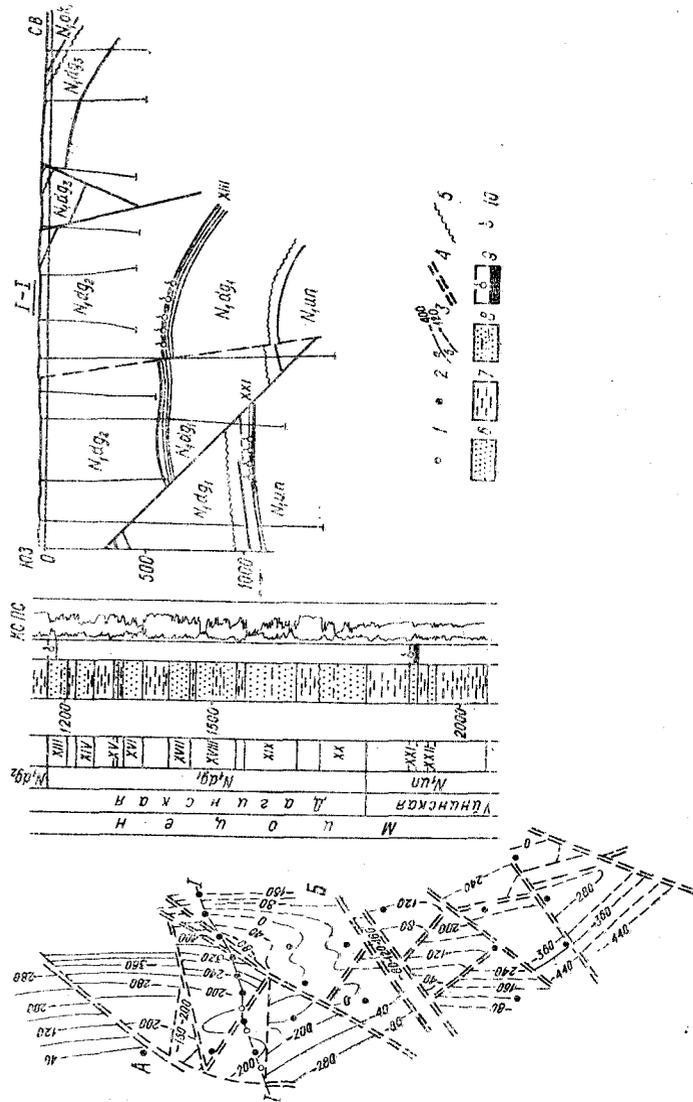


Рис. 45. Северо-Имчинское нефтегазовое месторождение. Скважины: 1 — разведочные; 2 — структурные; 3 — изогипсы; а — по кровле X пласта; б — по кровле X пласта IIIа (мощного пропластка средней части III пласта); 4 — разрывы; 5 — поверхность несогласного залегания; 6, 7, 8 — песчаные, глинистые и песчано-глинистые породы; 9 — нефть и газ; 10 — газ.

к поисковому бурению сейсморазведкой МОВ. В 1964 г. при испытании скв. 2 была установлена промышленная газоносность II, III, IV и V пластов дагинской свиты.

Залежи приурочены к небольшому тектоническому блоку, расположенному на южном погружении структуры. Западное крыло наклонено под углом 3—5°, восточное — 8—12°. Северное периклинальное замыкание не установлено. На поверхности развиты от-

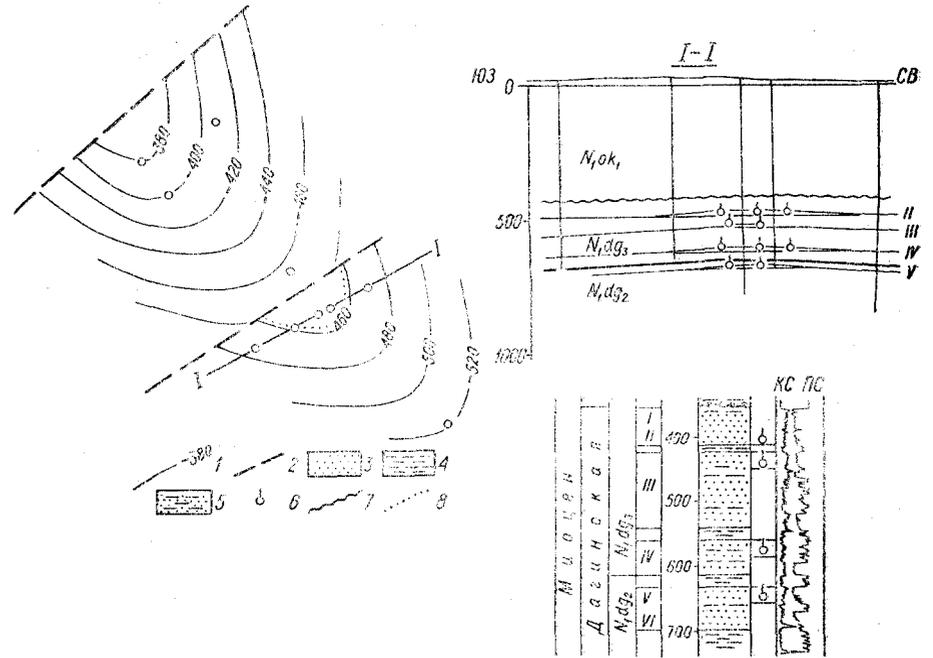


Рис. 46. Прибрежное газовое месторождение.

1 — изогипсы по кровле III пласта; 2 — разрывы; 3, 4, 5 — песчаные, глинистые и песчано-глинистые породы; 6 — газ; 7 — поверхность несогласного залегания; 8 — контур газоносности.

стоящее время прекращена ввиду сложной тектоники и небольших размеров выявленных залежей.

Прибрежное газовое месторождение (рис. 46) расположено на южном погружении подзоны. Площадь подготовлена

ложения окобыкайской свиты. Залежи газа (II, III и IV пласты) вскрыты на глубине 490—620 м. Песчаные пласты-коллекторы характеризуются хорошими емкостными и фильтрационными свойствами: эффективная пористость 29%, проницаемость до 2,1 дарси. Дебиты газа достигали соответственно 1217, 3075 и 4230 тыс. м³/сутки. Начальные пластовые давления возрастают с глубиной от 53,4 (II пласт) до 67,9 кгс/см² (IV пласт). Газоносность V пласта установлена в скв. 12 (интервал перфорации 721—726 м), дебит газа 268,7 тыс. м³/сутки (через 15,8-миллиметровый штуцер).

По составу газ метановый (99%), сухой. Плотность его 0,5613 кг/м³. Залежи пластовые тектонически экранированные (на

периклинали). Размеры газовых залежей небольшие. Из 14 скважин, пробуренных на площади, только три оказались продуктивными (2, 12, 4).

Разведочные площади зоны. Поисково-разведочные работы в пределах зоны были проведены на трех площадях: Северо-Гамадейской, Южно-Гамадейской и Старонабильской. В связи с неудовлетворительными результатами эти работы прекращены, но целесообразность их после более глубокого изучения геологического строения района несомненна, тем более что на одной из этих площадей (Старонабильской) были получены небольшие при- токи нефти.

Восточно-Дагинская зона

Расположена зона севернее Катанглинской, на относительно далеком восточном крыле Дагинской антиклинальной зоны. Изучена слабо. Выявлены пока только четыре антиклинальные складки: Восточно-Дагинская, Нижнедагинская, Тапаунская и Среднеаскайская. В пределах зоны открыто одно месторождение — Восточно-Дагинское, а в разведке находится Среднеаскайская структура.

Восточно-Дагинское газонефтяное месторождение (рис. 47) расположено в нижнем течении р. Даги и представляет собой брахиантиклинальную складку, разбитую рядом разрывов. На поверхности она сложена песчаными породами нутовской свиты, а поисковыми скважинами вскрыты породы окобыкайской свиты, преимущественно глинистые, мощностью 1680 м, и дагинские песчано-глинистые отложения, вскрытые только частично.

В настоящее время открыты пока две залежи: газонефтяная в низах окобыкайской свиты (пласт Л) и нефтяная — в верхней части дагинской свиты (пласт I). Данные БЭЗ позволяют предполагать наличие промышленных скоплений нефти и газа в верхней части окобыкайской свиты.

При испытании I пласта дагинской свиты в интервале 2163—2115 м (скв. 1) получен фонтанный приток нефти с дебитом 130 т/сутки (через 11-миллиметровый штуцер); плотность ее 859,5 кг/м³, содержание серы 0,33, парафина 8,64%, газовый фактор 380—640 м³/т; пластовое давление 210 кгс/см². При испытании же пласта Л дагинской свиты (скв. 2) в интервале 2011—2019 м также получен фонтанный приток нефти с дебитом 70 т/сутки (через 8-миллиметровый штуцер) и газа 5174 м³/сутки. Нефть имеет плотность 839,8 кг/м³, содержание серы 0,31, парафина 12,24%; пластовое давление 199,5 кгс/см². Из этого же пласта в скв. 2 в интервале 1920—1888 м получен приток газа с дебитом (через 11-миллиметровый штуцер) 216,4 тыс. м³/сутки. Плотность газа 0,5866 кг/м³, содержание метана 95,8%.

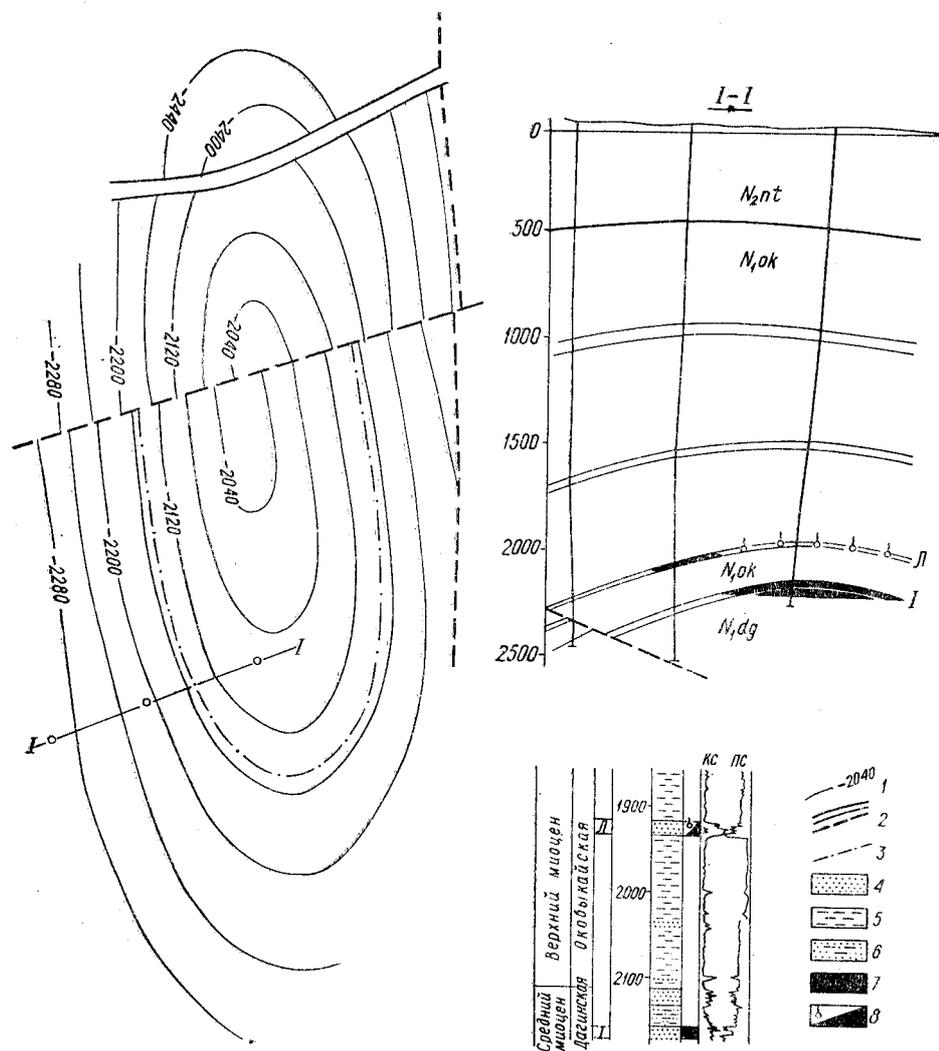


Рис. 47. Восточно-Дагинское газонефтяное месторождение.

1 — изогипсы по кровле дагинской свиты; 2 — разрывы; 3 — контур нефтегазоносности; 4, 5, 6 — песчаные, глинистые и песчано-глинистые породы; 7 — нефть; 8 — нефть и газ.

Пограничная зона

Зона расположена в юго-восточной части Северного Сахалина, на восточных склонах Восточно-Сахалинских гор. В тектоническом отношении она представляет собой крупный опущенный блок неогеновых отложений, зажатый со всех сторон (на суше) среди верхнемеловых пород и погружающийся в восточном направлении под

воды Охотского моря. В пределах зоны выявлено шесть антиклинальных складок, сложенных неогеновыми породами. На одной из складок (Окружной) в 1972 г. выявлена промышленная залежь нефти, приуроченная к борской свите.

Окружное нефтяное месторождение (рис. 48) приурочено к одноименной брахиантиклинальной складке. Расположено на берегу Охотского моря: западная его половина находится на территории острова, а восточная — в акватории Охотского моря. Свод складки сложен породами борской свиты. На западном крыле углы падения 15—30°, на восточном они несколько круче. Кроме того, восточное крыло осложнено продольным разрывом.

Под поисково-разведочное бурение складка подготовлена структурным бурением, а в пределах моря — морскими сейсморазведочными работами МОВ. Поисковое бурение начато в конце 1970 г. Вскрытый скважинами разрез верхнего (?) — среднего миоцена представлен алевроитами с редкими прослоями песчаников.

В 1971 г. из скв. 1 при испытании интервалов 1640—1660 и 1793—1818 м были получены фонтанные притоки (через 11,5-миллиметровый штуцер) нефти до 119 т/сутки. Плотность нефти 828,1 кг/м³, содержание серы 0,21, парафина 0,66 %.

Лангрыйский нефтегазоносный участок

Участок находится в северо-западной части острова. На его территории выделены три зоны нефтегазонакопления (см. рис. 9): Музыминская, Тамлевская и Астрахановская. Первые две зоны расположены в северной части Западно-Сахалинского антиклинория, а Астрахановская зона — на западном борту Байкальской синклинальной прогиба. Музыминская и Тамлевская зоны сложены неогеновыми осадками, мощность которых относительно сокращена. Породы плиоцена и большей части миоцена выражены в песчаных континентальных фациях. В пределах Астрахановской зоны неогеновые породы представлены главным образом морскими осадками, общая мощность которых является относительно большей и литологический состав более благоприятен для промышленных скоплений нефти и газа, чем в зонах, расположенных западнее.

Основными стратиграфическими объектами для поисков нефти и газа в Астрахановской зоне являются окобыкаяская, дагинская и уйнинская свиты, а в Тамлевской и Музыминской зонах — низы верхнелангерийской и верхи нижнелангерийской свит.

Зоны Лангрыйского участка расположены в непосредственной близости от длительно развивавшегося неогенового прогиба — Байкальской депрессии, где мощность неогеновых осадков по геофизическим данным оценивается в 6,0—8,0 км, что позволяет положительно оценивать общие перспективы их нефтегазоносности.

Поисковыми работами на участке выявлено три месторождения: Узловое на Астрахановской, Березовское на Тамлевской и Лангрыйское на Музыминской зонах нефтегазонакопления. Сле-

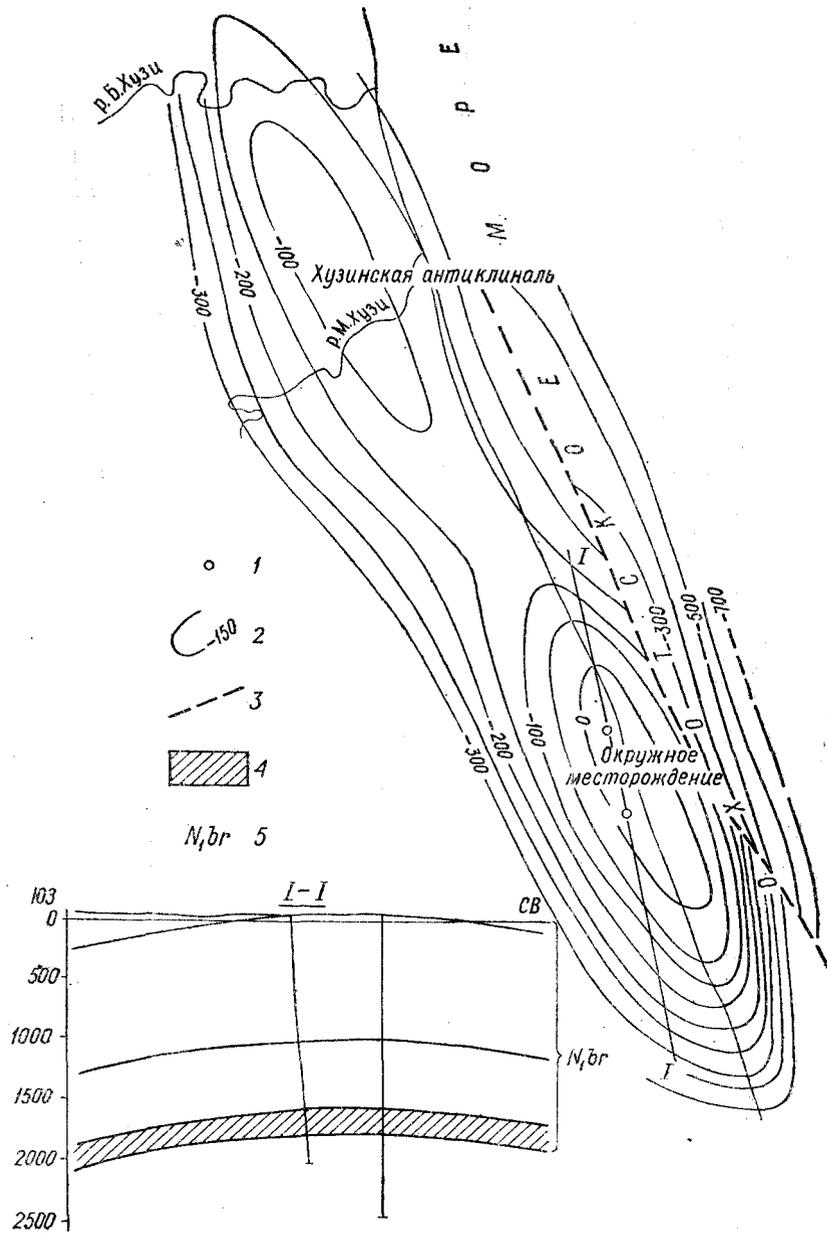


Рис. 48. Окружное нефтяное месторождение.

1 — поисковые скважины, давшие нефть; 2 — изогипсы по электрореперу внутри верхней части борской свиты; 3 — разрывы; 4 — нефтеносный горизонт; 5 — борская свита.

дует иметь в виду, что степень разведанности северо-западного района по сравнению с северо-восточным невелика, и детали строения антиклинальных складок по предполагаемым продуктивным горизонтам остаются невыясненными.

Астрахановская зона

Зона протягивается вдоль западного побережья зал. Байкал и далее к северу, в акваторию Сахалинского залива на расстояние около 60 км. В структурном отношении она расположена на западном крыле крупной Байкальской грабен-синклинали (северная часть Центральнотамлевской синклинали). В пределах зоны

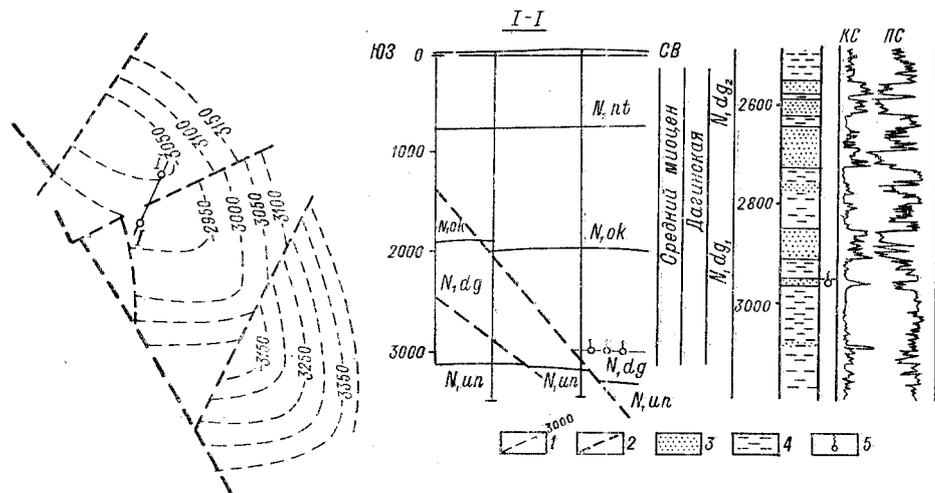


Рис. 49. Узловое газоконденсатное месторождение.

1 — изогипсы по условному сейсмическому горизонту, соответствующему нижней части дагинской свиты; 2 — разрывы; 3, 4 — песчаные и глинистые породы; 5 — газ.

выявлены пока только две складки: Узловая и Астрахановская. Узловая складка расположена в южной части зоны, и в ней установлено наличие промышленных газонефтяных залежей. Астрахановская же складка находится на площади акватории Сахалинского залива.

Узловое газоконденсатное месторождение (рис. 49) расположено в пределах одноименной брахискладки. Последняя подготовлена к глубокому бурению сейсморазведочными работами. Во вскрытом бурении геологическом разрезе выделены породы нутовской, окобыкайской, дагинской и уйнинской свит.

Углы падения пород на западном крыле брахискладки составляют 2—4°, на восточном крыле (в присводовой части) — 3—6°, а при удалении от свода возрастают до 12°. Структура пересечена

разрывными нарушениями. Один из сбросов установлен в скв. 1 и 2, где амплитуда смещения составляет 130 м. Все тектонические блоки можно рассматривать как возможные тектонически экранированные ловушки для нефти и газа.

При опробовании скв. 1 (интервал 2973—2965 м) из нижней части дагинской свиты был получен промышленный приток газа с дебитом 140 тыс. м³/сутки и конденсата 30 м³/сутки (через 10-миллиметровый штуцер). Начальное пластовое давление 264,3 кгс/см², пластовая температура 88°С. Залежь пластовая тектонически экранированная (на периклинали). Продуктивный пласт сложен песчаником с прослоями алевролитов. Эффективная мощность пласта 5 м, пористость насыщения 19,8%, проницаемость 182 мдарси. По составу газ преимущественно метановый (94,4%), содержит тяжелые углеводороды (4,8%). Плотность конденсата 798,4 кг/м³. Выход фракций при разгонке до 300°С — 98%.

В скв. 6, пробуренной севернее скв. 1, в верхней половине дагинской свиты выделены четыре продуктивных пласта. При опробовании одного из них (интервал 2578—2573 м) получен суточный приток (через 14-миллиметровый штуцер) газа 487 тыс. м³ и конденсата 17,3 м³ при давлении 258,5 кгс/см². Плотность газа 0,6171, конденсата 794,3 кг/м³, содержание метана около 92% и тяжелых до 5%.

Тамлевская зона

Тамлевская зона нефтегазоаккумуляции расположена западнее Астрахановской. В результате проведенных здесь геолого-геофизических работ было выделено семь антиклинальных складок. Размеры их изменяются от 5×2 (Восточно-Лангрийская) до 15×4 км (Березовская, Центральнотамлевская). Все складки относятся к асимметричным брахиантиклиналям, разбитым разрывами на блоки. Длина зоны в пределах острова около 70 км. Северная ее половина, по данным сейсморазведки, погружается под воды Сахалинского залива. Наиболее приподнятыми являются Тамлевская и Центральнотамлевская антиклинальные складки, где в сводах обнажаются отложения средней части верхнелангерийской (дагинской) свиты.

Наиболее древней частью стратиграфического разреза, вскрытого бурением, являются вулканогенно-осадочные породы сладкинской свиты. На основании определения абсолютного возраста андезито-дацитов, равного 44 млн. лет, породы сладкинской толщи отнесены предположительно к палеогену. Без видимого углового несогласия на сладкинской толще залегают отложения мачигарской свиты, представленные переслаиванием серых разнозернистых песчаников, алевролитов с подчиненными прослоями гравелитов и аргиллитов, редкими маломощными прослоями каменных углей. Выше по разрезу находится монотонная толща плотных глин и аргиллитов нижнелангерийской свиты, а еще выше — породы верх-

нелангерийской свиты, представленные чередованием песчаных пластов (мощностью до 100 м), глин и алевролитов с прослоями бурых углей, галечников и конгломератов.

Верхняя часть неогенового разреза (нанивская и другие свиты) не представляет интереса в отношении нефтегазоносности, так как она сложена преимущественно разнозернистыми, нередко косо-слоистыми песками с маломощными прослоями глин и бурых углей, которые условно относятся к возрастным аналогам окобыкайской

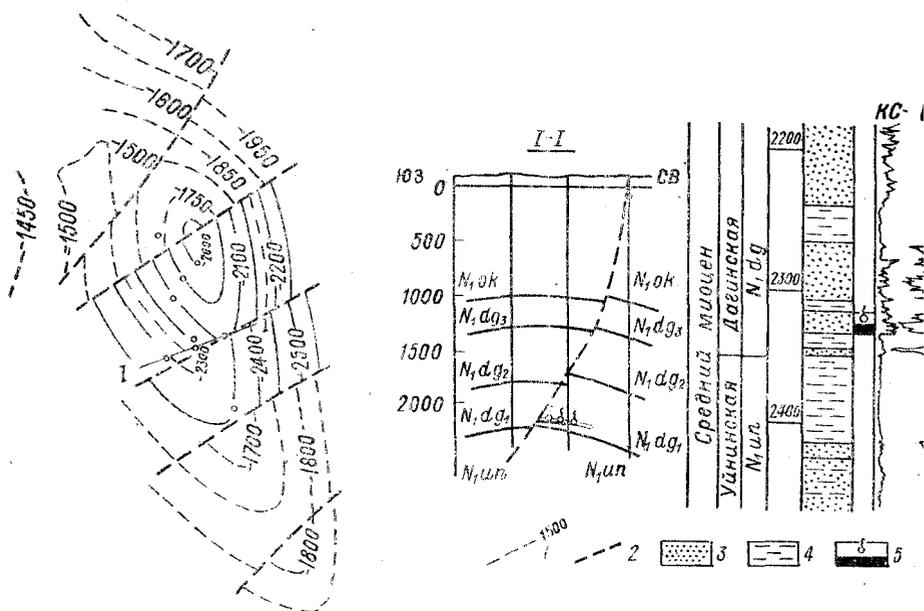


Рис. 50. Берзовское газонефтяное месторождение.

1 — изогапы по кровле продуктивного пласта; 2 — разрывы; 3, 4 — песчаные и глинистые породы; 5 — нефть и газ.

свиты. Возможно, что самая верхняя часть разреза соответствует породам нутовской свиты (плиоцен).

Наиболее перспективными горизонтами во вскрытой части третичного разреза являются верхняя часть нижнелангерийской, а также нижняя часть верхнелангерийской свит, которые имеют поровые коллекторы и глинистые разделы-покрышки.

Берзовское газонефтяное месторождение (рис. 50) находится в южной части Тамлевской зоны. Приурочено оно к асимметричной брахиантиклинальной складке, выявленной и подготовленной к бурению сейсморазведкой МОВ. Складка, как показало поисково-разведочное бурение, разбита на ряд блоков.

Впервые промышленный приток нефти и газа был получен при испытании скв. 1 (интервал перфорации 2296—2270 м), где из ниж-

128

ней пачки верхнелангерийской (дагинской) свиты получен фонтан нефти с дебитом 70 т/сутки и газа 164 тыс. м³/сутки (через 12-миллиметровый штуцер). Содержание воды при этом составляло около 5 м³. Пористость насыщения пласта-коллектора 17%, проницаемость 217 мдарси, эффективная нефтенасыщенная мощность 6—14 м.

Нефть легкая (плотность 829,5 кг/м³), малосернистая (0,7%), слабопарафинистая (2,24%). Содержание акцизных смол 0,42%. В составе газа преобладает метан (85,9%), установлено большое количество тяжелых углеводородов (13,1%). Залежь нефти подстилается водой, имеет газовую шапку и по типу относится к пластовым сводовым, разбитым разрывами на блоки.

Всего на месторождении пробурено семь скважин, продуктивной является пока одна скв. 10 (дублер скв. 1).

Разведочные площади. В пределах зоны проводились поиски залежей нефти и газа еще на двух площадях: Восточно-Лангрыйской и Блокпостовской, но они не дали положительных результатов. Следует отметить, что Блокпостовская структура включена в Тамлевскую зону в значительной мере условно.

Музыминская зона

В пределах зоны выявлено шесть антиклинальных складок, которые относятся к сложнопостроенным брахиантиклиналям. Сладкинская и Музыминская складки осложнены продольным региональным разрывом с амплитудой около 700 м, пересечены многочисленными сбросами и имеют блоковое строение.

По материалам поискового и параметрического бурения стратиграфический разрез зоны может быть подразделен на два комплекса: мезозойский (?) и кайнозойский (миоценовый). Первый комплекс представлен преимущественно палеотипными измененными базальтами и их туфами, имеет вскрытую мощность около 700 м (Музыминская площадь, скв. 2). Во второй комплекс включены неогеновые отложения, подразделенные на ряд свит (снизу вверх): мачигарскую, нижнелангерийскую, верхнелангерийскую и нанивскую.

Стратиграфическими объектами для поисков залежей нефти и газа могут являться отложения нижней части верхнелангерийской и верхней пачки нижнелангерийской свит, где установлены гранулярные коллекторы и глинистые покрышки. Положительно оцениваются и отложения мачигарской свиты, содержащие в разрезе трещинно-поровые коллекторы и перекрытые мощной глинистой покрышкой — нижнелангерийской свитой. Однако поисковое бурение на Музыминской площади закончилось безрезультатно. Более перспективными представляются структуры, расположенные в южной части зоны, где по геофизическим данным намечается возрастание мощности неогеновых отложений (до 3—4 км). В пределах

зоны выявлено пока одно небольшое Лангрыйское газонефтяное месторождение.

Лангрыйское газонефтяное месторождение. Поверхностные выходы нефти на этой площади известны с 1918 г. На структуре первоначально проводилась детальная геологическая съемка, а затем структурное и поисковое бурение, установившее наличие двух сложнопостроенных антиклинальных складок. Бурение шести поисковых и одной опорной скважины (№ 6) закончилось безрезультатно (1951 г.). Вторично поисковое бурение возобновилось в 1967 г.

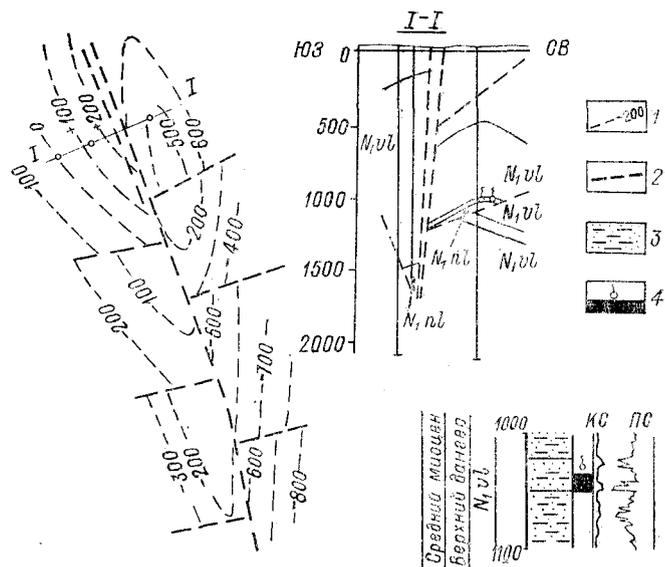


Рис. 51. Лангрыйское газонефтяное месторождение.

1 — изогинсы по кровле верхнелангерийской свиты; 2 — разрывы; 3 — глинистые породы; 4 — газ и нефть.

Лангрыйская антиклинальная складка (рис. 51) обладает гребневидной формой с крутым (60—80°) восточным и более пологим (30—40°) западным крыльями. Она пересечена серией продольных и диагональных разрывов сбросового и взбросового типа. По западному крылу структуры проходит продольный разрез значительной амплитуды.

В 1969 г. при испытании скв. 7 (интервал перфорации 1022—1031 м) из нижней части верхнелангерийской свиты был получен фонтан газа с дебитом 28 тыс. м³/сутки (через 11-миллиметровый штуцер). Газ преимущественно метановый. Начальное пластовое давление 59,5 кгс/см². Продуктивный пласт представлен песчаником с пористостью насыщения 20%, проницаемостью 180 мдарси. В скв. 10 получен небольшой приток нефти с незначительным де-

битом (1,8 т/сутки) из низов верхнелангерийской свиты. Полученная нефть имеет плотность 866,2 кг/м³. Нефтедержащий пласт представлен тремя песчаными пропластками. Вследствие небольших запасов нефти и газа разведочные работы на Лангрыйской площади прекращены.

Разведочные площади. На территории зоны проводились поисковые работы на трех площадях: Музьминской, Восточно-Чингайской и Правочингайской, которые не дали положительных результатов.

Зоны возможного нефтегазонакопления

В районе выделены следующие 11 зон возможного нефтегазонакопления, которые приурочены, как правило, к антиклинальным зонам: Пильская, Трехбратская, Теньгинская, Энгизпальская, Хунмактинская, Оссойская, Давыкская, Дагинская, Паркатинская, Конгинская и Луньская. На карте нефтегеологического районирования (см. рис. 9) можно видеть не только расположение зон на территории острова, но и типы основных ловушек, а также наиболее перспективную часть стратиграфического разреза для каждой зоны. Там же показаны и другие элементы геологического строения области, имеющие то или иное значение при сравнительной оценке перспектив нефтегазонакопления. Все это позволило нам не приводить здесь более подробной характеристики данных зон. Следует только отметить, что многие зоны изучены лишь в самых общих чертах, поэтому и сравнительная оценка перспектив их нефтегазонакопления носит в известной мере общий характер.

В Северном районе выделены также два относительно крупных участка мелкой складчатости — Большереченский и Аскасайский. На их площади установлено несколько небольших антиклинальных складок и разрывов. Сложное геологическое строение участков не позволило выделить в их пределах антиклинальных зон.

В тектоническом отношении Большереченский участок (рис. 52) расположен на восточном борту Байкальского прогиба. На его территории геолого-геофизическими работами выявлено около 40 брахиантиклинальных складок главным образом северо-западного простирания. Складки по верхнемиоценовым горизонтам имеют относительно небольшие размеры, а по средне- и нижнемиоценовым горизонтам иногда мелкие структуры объединяются в более крупные, на основании чего можно говорить, что структурные факторы формирования газонефтяных залежей с глубиной становятся более благоприятными.

Поисковые работы на участке начались в самые последние годы. Здесь был пробурен профиль структурно-поисковых скважин глубиной около 1200 м; проводится бурение параметрической скважины и пробурено семь поисковых скважин глубиной от 2000 до 3000 м. Прямых признаков нефти на поверхности и при бурении не отмечалось, в то время как признаки газа в виде разгазирова-

ния глинистого раствора и выбросов были зафиксированы при бурении структурных и поисковых скважин на Горельской и Большереченской площадях. На Катланьинской разведочной площади из XI пласта окобыкайской свиты в скв. 1, 2 были получены про-

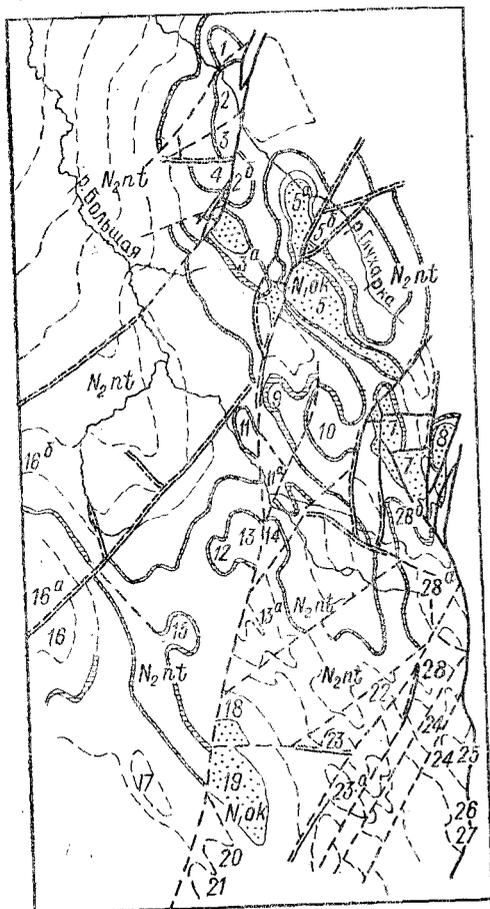
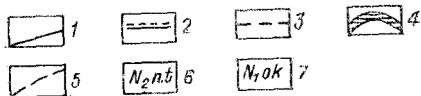


Рис. 52. Схематическая геологическая карта Большереченского участка мелкой складчатости (по Г. Г. Грошеву и Б. А. Демьянову, 1967 г.).

Разрывы: 1 — по данным структурного бурения, 2 — по данным аэрофотосъемки, 3 — предполагаемые; 4 — отдельные разновозрастные глинистые горизонты; 5 — линии простиранья пород по данным аэрофотосъемки; 6 — нутовская свита; 7 — окобыкайская свита.

Антиклинальные структуры (цифры в кружках): 1 — Восточная, 2—26 — Горельская, 3 и 3а — Большереченская, 4 — Везовский структурный нос, 5 — Западно-Глухарская, 5а — Малоглухарская, 5б — Придорожная, 6 — Зверинская, 7 — Катланьинская, 8 — Западно-Гиргыланьинская, 9 — Большанская, 10 — Притокско-Ягодная, 11 — Среднебольшанская, 11а — Спорная, 12 — Западно-Кривореченская, 13 — Кривореченская, 13а — Сергинская, 14 — Болотистая, 15 — Луцкая, 16 — Бюккостовая, 16а — Веселовская, 16б — Безымянная, 17 — Вертунская, 18 — Иювская, 19 — Среднеалангрийская, 20 — Быстринская, 21 — Дальняя, 22 — Излучинская, 23 и 23а — Екатеринбургская, 24 — Малая, 24а — Восточно-Когдойская, 25 — Моховская, 26 — Крутая, 27 — Лесная, 28 — Марининская.



на необходимость изучения характера строения структуры и перспектив нефтегазоносности более глубоких (доокобыкайских) горизонтов неогенового разреза (уйнинской, даехурийской и мачигарской свиты) как путем проведения региональных геолого-геофизических работ, так и путем бурения отдельных глубоких (3500—4000 м) параметрических скважин.

ЦЕНТРАЛЬНЫЙ РАЙОН УСТАНОВЛЕННОГО ПРОМЫШЛЕННОГО ГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Район расположен в пределах Южно-Охотского нефтегазоносного бассейна и находится в юго-западной его части. В пределах острова в состав района входят Поронайская, Сусунайская, Тунайчинская впадины и, кроме того, акватория зал. Терпения. На указанных площадях развиты неогеновые глинисто-песчаные отложения, залегающие трансгрессивно и несогласно на верхнемеловых и более древних породах. Мезозойские и палеозойские образования обнажены по краям впадин.

Мощность неогеновых отложений, с которыми связываются перспективы нефтегазоносности района, достигает 3000 м, причем максимальные их величины отмечаются на западном борту Поронайской депрессии. Характер гравитационного поля последней и материалы бурения небольшого количества структурных скважин позволяют допускать наличие ряда продольных разрывов в до третичных породах, обусловивших развитие горстов и грабенных и, как следствие этого, неодинаковую мощность в них неогеновых осадков с постепенным ее уменьшением в восточном направлении.

Предположение о возможности образования в районе промышленных газонефтяных скоплений, основанное на широком развитии здесь осадочных песчаных и глинистых пород с характерными признаками нефти и газа, подтвердилось, когда в 1971 г. было открыто Восточно-Луговское газовое месторождение — первое месторождение в южной половине острова.

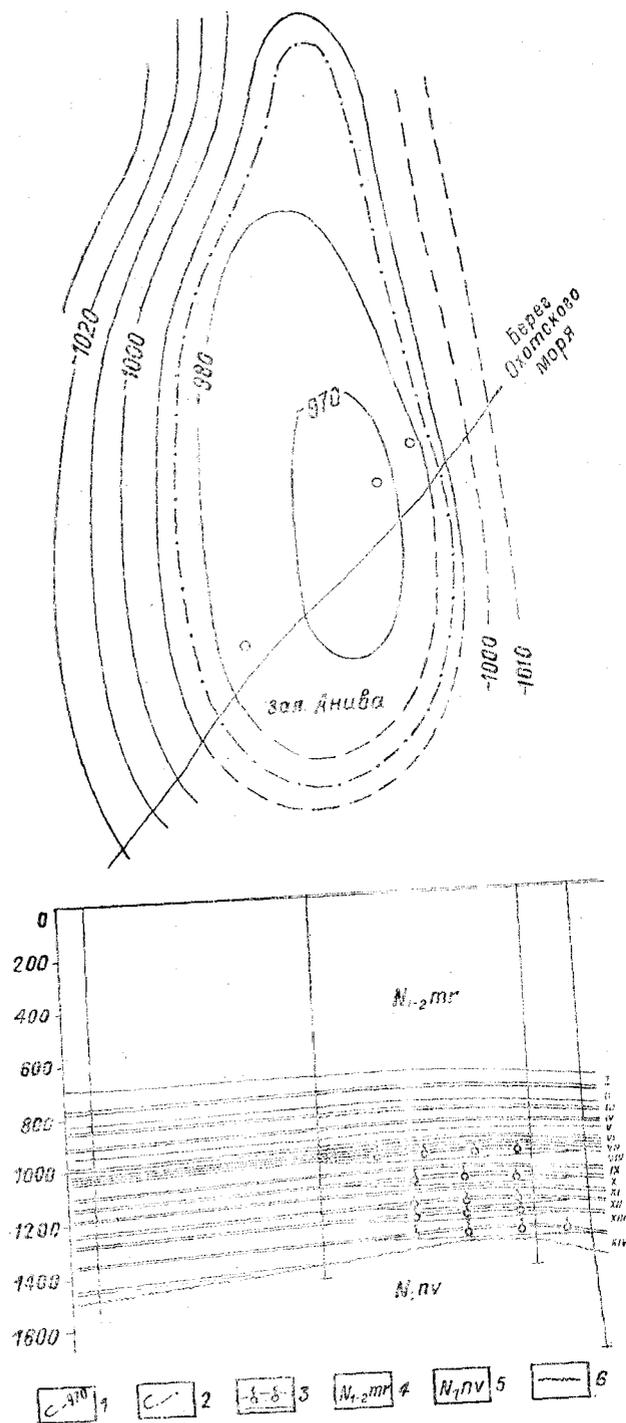
К настоящему времени в районе выделено пять зон нефтегазоаккумуляции, в том числе одна (Анивская) с доказанной промышленной газоносностью и остальные четыре — зоны возможного нефтегазоаккумуляции.

Анивская газоносная зона

Анивская зона расположена в юго-западной части Сусунайской депрессии (см. рис. 9). На ее площади развиты песчаные и песчано-глинистые верхнеогеновые породы — преимущественно отложения маруямской свиты. В пределах зоны выявлено несколько антиклинальных складок, являющихся объектами для поисков в них нефти и газа. В одной из них (Восточно-Луговской) выявлены промышленные залежи газа. Это открытие позволило выде-

мышленные притоки метанового газа с водой. Дебит газа составил соответственно 24,4 и 17 тыс. м³/сутки.

Перспективы нефтегазоносности участков мелкой складчатости следует связывать главным образом с отложениями среднего и нижнего миоцена. Верхнемиоценовая окобыкайская свита представлена на этих площадях преимущественно песчаными фациями, лишенными глинистых покровов. Это обстоятельство указывает



лить в Центральном районе Сусунайский участок промышленного газонакопления, расположенный в одноименной депрессии.

Восточно-Луговское газовое месторождение (рис. 53) расположено в самой южной части Сахалина, вблизи г. Анива. Приуречно оно к одноименной относительно пологой брахиантиклинальной складке, сложенной породами маруямской свиты. Значительная часть свода и южная периклиналь складки находятся в пределах акватории зал. Анива. Восточное крыло антиклинала несколько круче западного.

Как уже упоминалось, впервые промышленные притоки газа — около 20 тыс. м³/сутки — были получены при испытании (пластоиспытателем) песчаного пласта в скв. 1, в интервале 943—997 м. В дальнейшем во вскрытом скважинами разрезе было выявлено и испытано еще три газоносных пласта в интервалах 1160—1182 м с дебитом 88,5 тыс. м³/сутки (через 10-миллиметровый штуцер); 1198—1222 м с дебитом 99,5 м³/сутки (при том же штуцере); 1268—1284 м с дебитом 102,6 тыс. м³/сутки (11 мм). Плотность газа колеблется в пределах 0,5819—0,6040 кг/м³, содержание метана — 89,0—95,5%. Продуктивные песчаные пласты обладают пористостью от 5 до 30% и проницаемостью — от 10 до 90 мдарси.

Зоны возможного нефтегазонакопления

Кроме Анивской газоносной зоны в районе известно четыре зоны возможного нефтегазонакопления: Хандасинская, Владимировская, Долинская и Сусунайская. Перспективы их нефтегазонакопления не одинаковы, что обусловлено существенными различиями в геологическом строении этих зон. Ниже мы остановимся кратко только на особенностях строения каждой зоны, не показанных на карте нефтегеологического районирования (см. рис. 9).

На территории Хандасинской зоны выявлено 14 антиклинальных складок, в сводах которых обнажены главным образом породы верхнего, среднего и реже нижнего миоцена. Естественно, перспективы нефтегазонакопления складок, в сводах которых сохранились породы верхнего и среднего миоцена, следует расценивать более высоко и считать их первоочередными объектами для изучения перспектив нефтегазонакопления. К таким складкам можно отнести Семиреченскую, Широковскую, Замысловатинскую, Вахрушевскую и Узкую.

В восточной части Владимировской зоны породы верхнего неогена залегают трансгрессивно на докайнозойских образованиях, а в западной части развиты и низы неогена, что указывает на возможность существования благоприятных условий для образования

Рис. 53. Восточно-Луговское газовое месторождение.

1 — изогипсы по кровле VIII горизонта (продуктивного); 2 — предполагаемый контур газонакопления; 3 — залежи газа; 4 — маруямская свита; 5 — невельская свита; 6 — линия разрыва.

стратиграфических ловушек в этих породах. В связи с этим необходимо провести здесь специальные исследования по изучению характера залегания пород миоцена на более древних отложениях, а также характера установленных размывов внутри неогеновых пород.

Долинская зона расположена в западной части Сусунайской низменности; в ее пределах выявлено шесть антиклинальных складок. Общими особенностями геологического строения Долинской зоны, которые следует учитывать при оценке перспектив нефтегазоносности, являются: а) наличие в сводах антиклиналей отложений маруямской свиты (мощность 1500—2000 м), разрез которой в основном представлен глинисто-алевритовыми породами с редкими прослоями песчаных; б) незначительная мощность (100—300 м) и глинистый состав нижнемиоценовых пород.

На двух антиклинальных складках зоны (Долинской и Поярковской) проводилось бурение поисковых скважин. При их испытании на Долинской площади из верхнемеловых и нижнемиоценовых отложений получены притоки хлоркальциевой минерализованной (9—10 г/л) воды с растворенным метановым газом. Из пород маруямской свиты наряду с растворенным газом получен небольшой приток свободного газа и пленки нефти. При оценке этих данных следует иметь в виду, что поисковые скважины пробурены не в оптимальных структурных условиях и что не было обращено достаточного внимания на выявление и испытание благоприятных объектов (песчаных пластов) в маруямской свите.

Сусунайская зона охватывает центральную и восточную части Сусунайской низменности. Предполагается, что общими чертами строения она во многом напоминает Владимировскую зону. В ней выявлены Восточно-Поярковская и Лебяжья антиклинали. Проведение здесь нефтегазопроисловых работ полностью зависит от результатов бурения на нефть и газ в Долинской зоне.

ЮГО-ЗАПАДНЫЙ РАЙОН И ЕГО ЗОНЫ ВОЗМОЖНОГО НЕФТЕГАЗОАКОПЛЕНИЯ

Район является частью Татарского нефтегазоносного бассейна и расположен в юго-западной части острова. В его состав включены прибрежные участки Татарского пролива и северной части Японского моря. За восточную границу принята линия взбросо-надвига, проходящая по западному борту Поронайской низменности.

Сложен район верхнемеловыми, палеогеновыми и неогеновыми песчано-глинистыми породами общей мощностью 10—12 км. Отдельные интервалы стратиграфического разреза обогащены примесью туфогенного материала. Максимальные мощности кайнозойских отложений характерны, судя по геофизическим данным, для пород, слагающих восточную часть Татарского пролива.

Общий наклон различно дислоцированных пород неогена, палеогена и верхнего мела в западном направлении послужил основанием [25, 56] трактовать структуры района как моноклинали или как моноклинории, гомоклинали и т. д. С другой стороны, развитие восточнее верхнемелового поля неогеновых пород с наклоном их в восточном направлении и неустановленность крупных угловых несогласий между кайнозойскими и верхнемеловыми породами дали повод выделить в кайнозойской структуре района крупное антиклинальное сооружение типа горст-антиклинория. В пределах суши большинство сводов антиклинальных складок сложено верхнемеловыми, палеогеновыми и в меньшей мере неогеновыми породами, а плиоценовые и верхнемиоценовые отложения сохранились только на отдельных структурах депрессионных участков.

С учетом территориальной обособленности распространения верхнемеловых и кайнозойских пород, некоторых различий в степени их литификации и структурной, геохимической и гидрогеологической обстановок район подразделен на два подрайона: Камышевый и Татарский (см. рис. 9).

Камышевый подрайон возможного нефтегазоакпления

Подрайон включает в себя поле развития верхнемеловых отложений в Западно-Сахалинских горах. В южной части поля, на участке пос. Быково-Взморье, меловые породы образуют моноклинали, наклоненную к западу под углом 25—45° и осложненную рядом складок, различных по своим размерам и характеру строения. К северу от поселка установлено большое количество положительных структурных форм, группирующихся в антиклинальные зоны, которые условно можно отнести к зонам возможного нефтегазоакпления. Вместе с тем недостаточная геологическая изученность подрайона не позволяет дать сравнительную оценку перспектив нефтегазоносности зон: эти вопросы рассматриваются в целом по всему Камышевому подрайону.

Антиклинальные складки, установленные в подрайоне, имеют значительную длину (10—40 км). Есть основания полагать, что крупные положительные структуры состоят из более мелких брахи-антиклиналей. Всего в подрайоне известно более 30 антиклинальных складок. Верхнемеловые отложения к северу от широты пос. Гастелло представлены преимущественно песчаными, существенно угленосными породами мощностью 8—9 км. Южнее поселка в разрезе начинают преобладать аргиллиты и алевриты с уменьшением общей мощности толщи до 5 км. В этом же направлении изменяется и степень катагенеза органического вещества в породах: от стадии жирных до стадии газовых углей. Это обстоятельство в совокупности с проявлениями грязевого вулканизма, характерного для юго-восточной части подрайона, позволяет относиться к южной половине Камышевого подрайона как к более перспективной в нефтегазоносном отношении. С другой стороны, при

оценке возможной нефтегазоносности южной половины подрайона следует иметь в виду высокое содержание в разрезе пелито-алевритовых пород. Красноярская же свита, которая перекрывает быковскую свиту и в которой имеются довольно мощные пачки песчаников, в сводах антиклиналей обычно отсутствует (эродирована). Как показало поисковое бурение на Долинской площади, в породах айской и найбинской свит, залегающих ниже быковской, коллекторы порового типа не могут иметь существенного значения.

При оценке перспектив нефтегазоносности Камышевого подрайона определенное значение имеет выяснение генезиса грязевых вулканов. Последние тяготеют к зоне регионального Тымь-Поронайского разлома, которая трассируется полосой относительно более дислоцированных пород, линейно расположенными интрузивными телами и минеральными источниками. Воды этих источников, в том числе и воды грязевых вулканов, относятся к гидрокарбонатно-натриево-натриево-натриевому типу с минерализацией от 10 до 22,5 г/л, с высоким содержанием углекислоты и бора (до 255 мг/л), что указывает на возможность их ювенильного происхождения.

Воды и газы грязевых вулканов (CO_2 10—80%) и прилегающих к ним минеральных источников (CO_2 10—70%), судя по значительному содержанию в них CO_2 , могут иметь глубинное происхождение. Следует также указать, что зона разлома является местом разгрузки не только глубинных, но и седиментационных вод. С последними связывается поступление метана к очагам грязевых вулканов.

Учитывая эти обстоятельства, наиболее интересными в газовом отношении должны являться структуры, расположенные вблизи зоны Тымь-Поронайского разлома, т. е. Пугачевская антиклинальная зона и юго-восточная часть Макаровской антиклинальной зоны.

Татарский подрайон возможного нефтегазонакопления

В сравнении с Камышевым Татарский подрайон обладает более благоприятными условиями для возможного образования на его площади промышленных скоплений нефти и газа, что связано с относительно широким стратиграфическим диапазоном развития в его пределах осадочных толщ — от плиоцена до верхнего мела.

Тектоническая и гипсометрическая приподнятость района обусловлена глубокой эрозийной срез, и вследствие этого наиболее перспективная часть неогенового разреза (верхний и средний миоцен) оказалась, как правило, смытой в сводах антиклинальных поднятий (восточная часть подрайона) и сохранилась только на отдельных участках (западная часть) или в глубоко прогнутых синклиналях (Лютогская синклиналь).

В Татарском подрайоне известен целый ряд поверхностных проявлений нефти и газа, связанных с палеогеновыми и неогеновыми породами — от нижнедудьской до маруямской свиты. Здесь

выделено семь зон возможного нефтегазонакопления (см. рис. 9), которые приурочены к крупным сложным антиклинальным поднятиям типа антиклинальных зон, и только Томаринская зона состоит из ряда локальных структурных «носов», раскрывающихся, как и вся зона, в юго-восточном направлении. В сводах большинства локальных складок обнажены породы палеогена и нижнего миоцена, а в складках побережья местами сохранились и более высокие горизонты неогена.

Учитывая литологический состав и литогенез верхнемеловых, палеогеновых и нижнемиоценовых пород, можно полагать, что основным типом коллекторов в этой толще будет порово-трещинный, о чем свидетельствуют полученные притоки воды из этих пород от 50 до 450 м³/сутки. В породах же среднего и верхнего миоцена, а также плиоцена, в составе которых значительную долю составляют песчаные отложения, главным типом коллекторов будет поровый. Характер тектоники позволяет считать, что основной тип ловушек здесь — пластовый сводовый с элементами тектонического экранирования, а в пределах Лопатинской зоны, где палеогеновые отложения залегают со значительным размывом (с выпадением почти всей красноярковской свиты), предполагается наличие условий для образования ловушек стратиграфического типа в породах красноярковской свиты, представленной чередованием песчаных и глинистых пород.

В результате бурения и испытания поисковых скважин выявлены прямые признаки нефти почти по всему неогеновому и палеогеновому разрезу и признаки газа в верхнемеловых породах. Так, на Красногорской площади из отложений маруямской и курасийской свит получены незначительные притоки нефти, достигавшие 50 л/сутки и газа 300—500 м³/сутки; в Горнозаводской зоне из пород нижнедудьской и краснопольевской свит получены притоки сильнопарафинистой нефти от 10 до 50 л/сутки, а признаки газа отмечались по всему вскрытому разрезу — от нижнедудьской до невеличской; в пределах Холмской зоны при бурении поисковых скважин из верхнемеловых и палеогеновых пород получены значительные притоки сильноминерализованной воды с растворенным в ней метаном.

Поисковое бурение велось и на Ковровской антиклинальной складке, расположенной на западном крыле Лютогской синклинали и не входящей ни в одну из выделенных зон нефтегазонакопления. Здесь из пород невеличской свиты также получены небольшие притоки газа, порядка нескольких десятков кубических метров в сутки. Одной из причин неудовлетворительных результатов работ по поискам нефти и газа в районе является все еще низкое качество подготовки структур к поисковому бурению.

VII. НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ РАЗМЕЩЕНИЯ И ФОРМИРОВАНИЯ ГАЗОНЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Все разрабатываемые в настоящее время нефтяные и газовые месторождения о. Сахалина расположены в пределах Северного нефтегазоносного района, причем преобладающее их число находится на Охинском нефтегазоносном участке и значительно меньшая часть — на Катанглинском и Рыбновском участках.

В связи с тем что изученность двух последних участков по сравнению с Охинским в настоящее время значительно ниже, делать какие-либо выводы о размещении на них месторождений преждевременно. Поэтому вопросы распространения и формирования газонефтяных залежей рассмотрены лишь для северо-восточного района, где поисково-разведочные работы проведены почти на всех антиклинальных структурах.

Наиболее крупные месторождения с основными запасами нефти и газа в этом районе сосредоточены на структурах Эхабинской, Паромайской и Колендинской зон нефтегазонакопления (см. рис. 9). На более западных зонах (Сабинской, Волчинской и Гыргыланьинской) количество залежей в разрезе и их размеры значительно сокращаются. Такой же неравномерностью характеризуется размещение газонефтяных залежей по стратиграфическому разрезу (см. рис. 11). Промышленные скопления нефти и газа открыты в породах среднего и верхнего миоцена и нижнего плиоцена, но около 70% разведанных запасов размещается в отложениях нижнеокобыкайской подсвиты.

Изучение причин столь неравномерного распределения промышленных залежей нефти и газа занимались в последние годы геологи (С. Н. Алексейчик, В. Я. Ратнер, Л. Н. Соломатина, В. С. Ковальчук, Б. К. Остистый, В. А. Клещев, Т. И. Евдокимова и многие другие), геохимики (Н. Б. Вассоевич, Г. А. Амосов, А. Т. Неред, М. С. Ярошевич, В. Ш. Брутман) и гидрогеологи (О. В. Равдоникас, Ю. Н. Андрищенко и другие). В результате проведенных исследований было установлено, что определяющими факторами в размещении газонефтяных залежей по площади и разрезу являются литолого-фациальный, тектонический, а также гидрогеологический.

О ВЛИЯНИИ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНОГО СОСТАВА ПОРОД НА РАЗМЕЩЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ

Песчано-глинистые неогеновые отложения Северного Сахалина, в которых встречены промышленные залежи нефти и газа, расчленены на три серии: сергеевскую (нижний и средний миоцен), мака-

ровскую (верхний миоцен — нижний плиоцен) и помырскую (средний и верхний плиоцен). Подавляющее большинство разрабатываемых в настоящее время нефтяных и газовых залежей Северо-Восточного Сахалина приурочено к макаровской седиментационной серии, выделяемой в верхнемиоцен-нижнеплиоценовую продуктивную толщу. Фациальный состав осадков этого возраста характеризуется большой пестротой: в названной толще присутствуют как относительно глубоководные кремнисто-глинистые и песчано-глинистые осадки северо-восточного участка, так и лигнитоносные фации лагун и заболоченных равнин западной части района.

Разнообразие фаций обуславливает различные соотношения в разрезе коллекторов, покрышек и нефтегенерирующих пород, вследствие чего создаются неодинаковые условия для образования нефтяных углеводородов, их внутрирезервуарной и межпластовой миграции, формирования и сохранения газонефтяных залежей. Кроме того, литолого-фациальные особенности пород оказывают влияние на гидрогеологические условия формирования месторождений, тип залежей, качество нефтей, количественное соотношение жидких и газообразных углеводородов, а тем самым — на режим залежей и их эксплуатацию. Такое разнообразие и во многих вопросах решающее значение фактора литолого-фациального состава пород позволяет относить его к числу основных в образовании промышленных скоплений нефти и газа, а также в размещении их по площади и разрезу.

Как указывалось, верхнемиоцен-нижнеплиоценовая продуктивная толща соответствует макаровской седиментационной серии (мощностью от 1400 до 3000 м), которая объединяет снизу вверх верхнедагинскую подсвиту, окобыкайскую свиту, расчлененную на три подсвиты, и нижнеутовскую подсвиту. Каждый из перечисленных стратиграфических горизонтов характеризуется определенным соотношением песчаных и глинистых пород, значительно меняющимся по площади Северо-Восточного Сахалина. Одновременно с литолого-фациальными замещениями происходит изменение газонефтепродуктивности того или иного стратиграфического горизонта. Но в каждом из них основные промышленные залежи нефти и газа связаны с морскими песчано-глинистыми фациями, которые как по площади, так и в стратиграфическом разрезе являются переходными между относительно глубоководными, преимущественно глинистыми, и прибрежно-морскими, алеврито-песчаными [19, 22].

Наиболее четко эта закономерная связь проявляется в нижнеокобыкайской подсвите (рис. 54), в которой сосредоточено более 60% запасов промышленных категорий нефти и около 80% запасов газа о. Сахалина. По площади Северного Сахалина основная часть запасов названной подсвиты размещена на структурах Паромайской, Эхабинской и Колендинской зон нефтегазонакопления, где нижнеокобыкайская подсвита сложена песчано-глинистыми осадками открытого моря, охарактеризованными микрофаунистич-

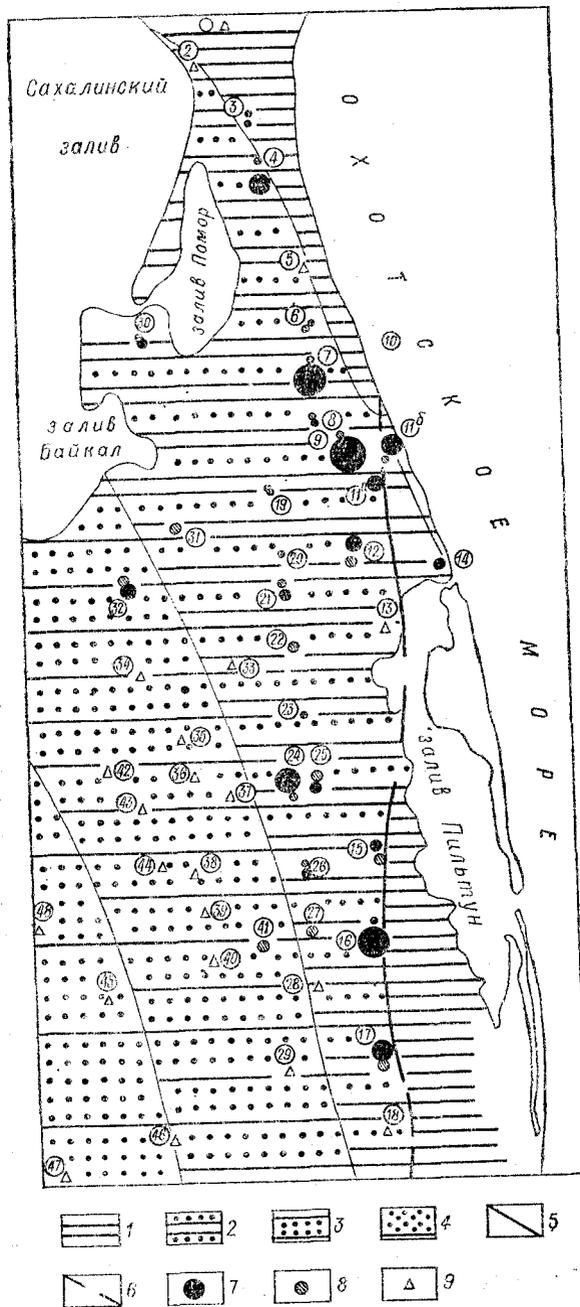


Рис. 54. Схематическая карта литолого-фациального состава пород нижнеокебайкской подсвиты (по Т. И. Евдокимовой).

1 — глинистые отложения с содержанием песков до 10%; 2 — песчано-глинистые отложения с содержанием песков от 10 до 45%; 3 — глинисто-песчаные отложения с содержанием песков от 45 до 70%; 4 — глинисто-песчаные отложения с содержанием песков более 70%; 5 — граница литолого-фациальных зон; 6 — литолого-фациальный разрыв; 7, 8 — разведанные запасы нефти и газа в нижнеокебайкской подсвите; 9 — разведочные площади с неоткрытыми промышленными газонефтяными залежами.

Месторождения и разведочные площади (цифры в кружках). Месторождения: 3 — Северо-Колендинское, 4 — Колендинское, 6 — Северо-Охинское, 7 — Охинское, 8 — Южно-Охинское, 9 — Эхабинское, 11 — Восточно-Эхабинское (11а — надвиг, 11б — поднадвиг), 12 — Тунгорское; 14 — Одоптинское, 15 — Кыдыланьинское, 16 — Мухтинское, 17 — Паромайское, 19 — Гиляко-Абунайское, 20 — Абановское, 21 — Нельминское, 22 — Эрринское, 23 — Южно-Эрринское, 24 — Западнo-Сабинское, 25 — Сабинское, 26 — Малосабинское, 27 — Южно-Кенигское, 30 — Некрасовское, 31 — Волчинское, 32 — Шхунное, 41 — Крапивинское. Разведочные площади: 1 — Тропунская, 2 — Береговая, 5 — Хангузинская, 10 — Кеутинская, 11 — Охотская, 18 — Пильтунская, 23 — Среднепаромайская, 29 — Верхнепильтунская, 33 — Постояная, 34 — Кобзакская, 35 — Северо-Глухарская, 36 — Южно-Глухарская, 37 — Осиновская, 38 — Северо-Гыргыланьинская, 39 — Центральнo-Гыргыланьинская, 40 — Южно-Гыргыланьинская, 42 — Большереченская, 43 — Западнo-Глухарская, 44 — Каланьинская, 45 — Среднеалангрийская, 46 — Таксонская, 47 — Южно-Комуланская, 48 — Блокпостовая.

ческими комплексами *Nonionella miocenica* и *Uvigerina asperula*. Песчаные породы в разрезе подсвиты на перечисленных зонах составляют, как правило, не более 35%, а пласты-коллекторы довольно часто имеют линзообразное строение, которое обеспечивает лучшую сохранность залежей нефти и газа. К востоку и северо-востоку от названных зон песчано-глинистые отложения замещаются более глубоководными глинистыми, в которых количество гранулярных пластов-коллекторов, а соответственно и промышленных залежей значительно уменьшается. В западном направлении разрез нижнеокебайкской подсвиты обогащается алевроито-песчаными осадками прибрежно-морского и лагунного происхождения, что в какой-то мере влияет, вероятно, на уменьшение плотности запасов нефти и газа. При этом основная часть разведанных запасов нефти на всей территории Северо-Восточного Сахалина размещена в горизонте песчано-глинистых фаций открытого моря (соответствующего микрофаунистическим зонам *Nonionella miocenica* и *Uvigerina asperula*), что дает основание относить эти отложения к одному из регионально нефтеносных горизонтов острова.

Распространение залежей нефти и газа в других подсвитах продуктивной толщи территориально несколько не совпадает с размещением их в нижнеокебайкской. Так, в вышележащих средне-, верхнеокебайкской и нижнеутовской подсвитах промышленные залежи нефти и газа открыты главным образом на крайних восточных зонах нефтегазонакопления — Колендинской, Эхабинской и Паромайской, причем стратиграфический диапазон продуктивности этих отложений расширяется в восточном и северо-восточном направлениях за счет все более молодых осадков нижнего плицена. В верхнедагинской же подсвите, подстилающей нижнеокебайкскую, площадь распространения промышленных газонефтяных скоплений расширяется в юго-западном и южном направлениях, о чем можно судить по открытию относительно крупных залежей нефти в этих отложениях на месторождениях Волчинской, Сабинской и Набильской (Катаглинской) зон нефтегазонакопления.

Смещение ареалов нефтеносности в различных горизонтах продуктивной толщи находится в соответствии с аналогичным смещением в них песчано-глинистых отложений, благоприятных для образования нефти и ее залежей, и подчеркивает связь промышленной нефтеносности с определенным типом фаций.

Положение регионально нефтегазонаосных горизонтов в седиментационном цикле также имеет свою особенность, которая заключается в приуроченности их к переходным песчано-глинистым толщам, залегающим в верхней части трансгрессивной половины цикла седиментации и в нижней части регрессивной его половины. Интересно, что подавляющая часть запасов нефти и газа на Сахалине сосредоточена в той части регрессивных отложений, которая залегают непосредственно на наиболее глубоководных, преимущественно глинистых, осадках.

В силу того что указанные литолого-фациальные особенности размещения залежей нефти и газа подтверждаются материалами других нефтегазоносных областей западной части Тихоокеанского пояса, их можно рассматривать как закономерные. Природа этих закономерностей изучена еще недостаточно. Можно предполагать, что одной из причин выявленной связи промышленной нефтеносности с определенными фациями является благоприятное сочетание в этих фациях пластов-коллекторов и довольно мощных глинистых покровов. Кроме того, линзовидное строение песчаных пластов и их мощность, не превышающая обычно первые десятки метров, создают условия для затрудненного водообмена и тем самым способствуют образованию и сохранению в них залежей нефти.

Однако мнение, согласно которому связь промышленных скоплений нефти с переходными фациями сводится только к наличию в них резервуаров, не вполне обосновано. На восточных зонах нефтегазонакопления нефтяные залежи известны и в более мощных литологически выдержанных пластах окобыкайской свиты, например на месторождениях Оха, Восточное Эхаби, Мухто. В то же время в западных зонах, при сохранении в разрезе окобыкайской свиты и глинистых покровов и коллекторов, число залежей и их размеры значительно сокращены. Вторая и, по-видимому, основная причина отмеченной выше зависимости промышленной нефтеносности от литологического состава пород обусловлена генетическими предпосылками. Исследования Г. А. Амосова, А. Т. Неред и М. С. Ярошевич [71, 72] показали, что наиболее высокие концентрации сапропелевого органического вещества в разрезе неогеновых отложений Сахалина связаны с породами, накопление которых происходило в условиях максимума трансгрессии и начале регрессии. Зависимость качества и количества органического вещества от литолого-фациального состава пород замечается также по площади Северного Сахалина. Так, максимальное (0,6—0,7%) содержание органического вещества сапропелевого типа в породах регионально нефтегазоносной нижнеокобыкайской подсвиты установлено на восточном прибрежном участке рассматриваемого района. К юго-западу содержание его вначале уменьшается (до 0,4—0,3%), а затем (в Гыргыланьинской антиклинальной зоне) возрастает вновь (до 0,7%), но уже за счет гумусовых компонентов. Содержание битумов в алевроито-глинистых породах обычно прямо пропорционально величине $C_{орг}$ и уменьшается от 0,032 в восточных зонах до 0,006% в западных.

Кроме качественного состава $C_{орг}$ и его количества на объем генерируемой нефти несомненное влияние оказывают литологический состав и мощность нефтепроизводящих отложений. По размещению основных запасов нефти в сингенетично нефтеносной нижнеокобыкайской подсвите (точнее, той части ее разреза, которая соответствует микрофаунистическим зонам *Nonionella miocenica* и *Uvigerina asperula*) можно предполагать, что оптимальное содержание песчаных пород в нефтепродуцирующих горизонтах со-

ставляет 10—35%. При более высоком содержании песков, по-видимому, создается обстановка активного водообмена и частичного рассеивания генерируемой нефти, а резкое преобладание в разрезе глин, так же как и примесь кремнезема, как, например, в дагинской свите Эхабинской зоны, создает затрудненные условия для миграции углеводородов.

И наконец, зависимость плотности запасов нефти от мощности сингенетично нефтеносной толщи довольно наглядно отображена на рис. 55. Все открытые промышленные скопления нефти и газа размещены в восточных антиклинальных зонах, где мощность рассматриваемого горизонта составляет 600—800 м, а в прилегающих синклиналиях — иногда более 1000 м. В сторону западных антиклинальных зон нефтепроизводящий горизонт резко сокращается в мощности, что сопровождается уменьшением размеров и количества залежей, среди которых явное преимущество получают газовые. В районах с минимальной (менее 400 м) мощностью сингенетично нефтегазоносной толщи промышленных притоков нефти и газа из окобыкайских пород не получено ни в одной из пробуренных скважин.

В этих и более западных районах перспективы нефтегазоносности связываются главным образом с более древним среднемиоценовым комплексом пород, сходным по своему литолого-фациальному составу и положению в седиментационном цикле с нижнеокобыкайским. Промышленная нефтегазоносность этого горизонта доказана открытием в нем газонефтяных залежей на трех месторождениях Рыбновского участка нефтегазонакопления; Узловом, Березовском и Лангрыйском (см. рис. 10, 11).

ТЕКТОНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ

Территория Сахалина, на которой расположены месторождения нефти и газа, входит в Северный район нефтегазонакопления, выделенный в западной бортовой части Дерюгинского нефтегазоносного бассейна.

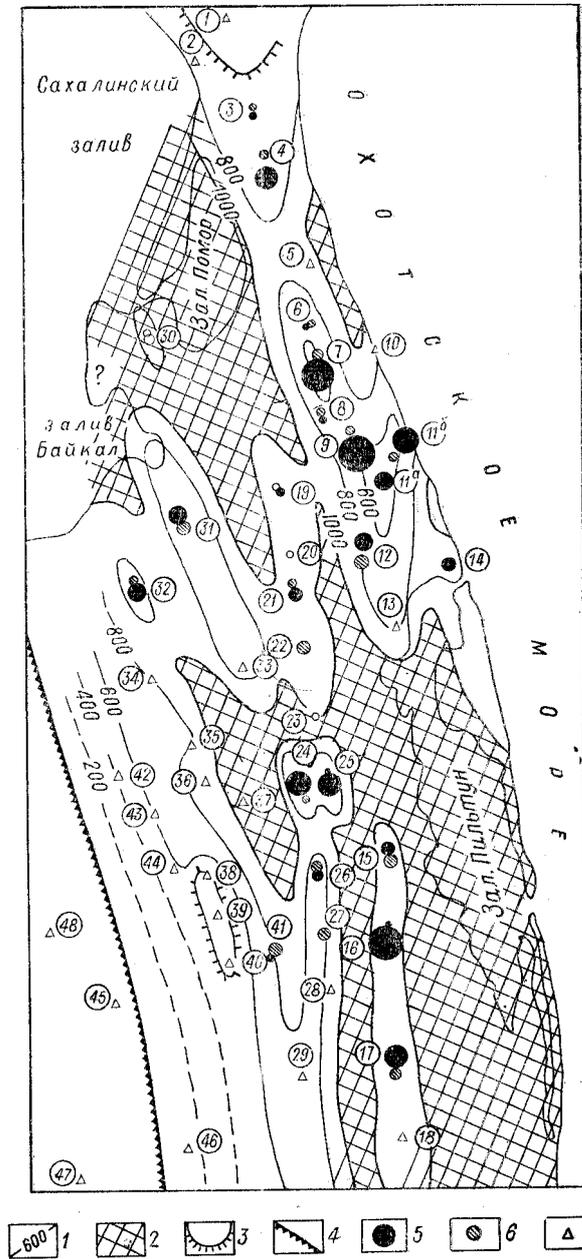
Среди антиклинальных зон северо-восточной части Сахалина гипсометрически наиболее высокими являются Эспенбергская с породами мелового возраста в ядре и Дагинская, в своде которой обнажены нижнемиоценовые отложения (мачигарская и даехуриинская свиты). К северу от Дагинской зоны и к югу от Эспенбергской происходит погружение неогеновых пород, вследствие чего сводовые участки зон и локальных складок сложены более молодыми образованиями — до плиоцена включительно. Большинство локальных складок имеет довольно сложное строение. Характерным для многих из них является несоответствие структурных планов по нижним и верхним горизонтам. Имеются и относительно просто построенные структуры (Тунгорская, Эхабинская).

Анализ строения антиклинальных зон и локальных складок [10, 15, 27] показал, что в их формировании определенная роль при-

Рис. 55. Карта мощностей относительно глубоководных отложений окобыкской свиты (микрофаунистические зоны *Noniella miocenica* и *Uvigerina asperula*, по Т. И. Евдокимовой).

1 — изонахты; 2 — мощность более 1000 м; 3 — граница современного выхода отложений на поверхность; 4 — предполагаемая граница полного замещения отложений прибрежно-морскими; 5 — месторождения нефти и их разведанные запасы в отложениях нижнеокобыкской и верхнедаггинской подевит; 6 — то же, газа; 7 — разведочные площади, выведенные из данных бурения.

Список месторождений и разведочных площадей см. на рис. 54.



надлежит конседиментационной складчатости. Она обусловила разновозрастность заложения структур, различную продолжительность их формирования и явилась одним из важнейших факторов в размещении залежей по структурным элементам.

Распределение запасов нефти и газа по антиклинальным зонам и внутри зон очень неравномерное, что достаточно хорошо видно на рис. 56, 57. По величине разведанных запасов промышленных категорий первое место среди антиклинальных зон принадлежит Эхабинской, которая содержит 43% запасов нефти и 22% газа о. Сахалина. При этом следует иметь в виду, что и относительная степень разведанности Эхабинской зоны является наиболее высокой. Разведанные запасы нефти Паромайской зоны составляют 15,4%, Сабинской — 12, Колендинской — 8, Одоптинской — 6, Волчинской и Гыргыланьинской соответственно — 1,5 и 0,8%. Остальная часть запасов нефти размещена на месторождениях Набильского участка нефтегазонакопления — 10,2 и Рыбновского — 3,1%. Распределение газа по площади Северного Сахалина несколько отличается от размещения нефти. Максимальными запасами газа в настоящее время характеризуются Эхабинская (22,2%) и Сабинская (22%) зоны нефтегазонакопления. Паромайская зона содержит 12,5%, Волчинская — 10,5, Гыргыланьинская — 9,6, Колендинская — 5,3, Одоптинская — 2,3, Набильская — 3,9 и Рыбновский участок — 11,7%.

Интересным является процентное соотношение разведан-

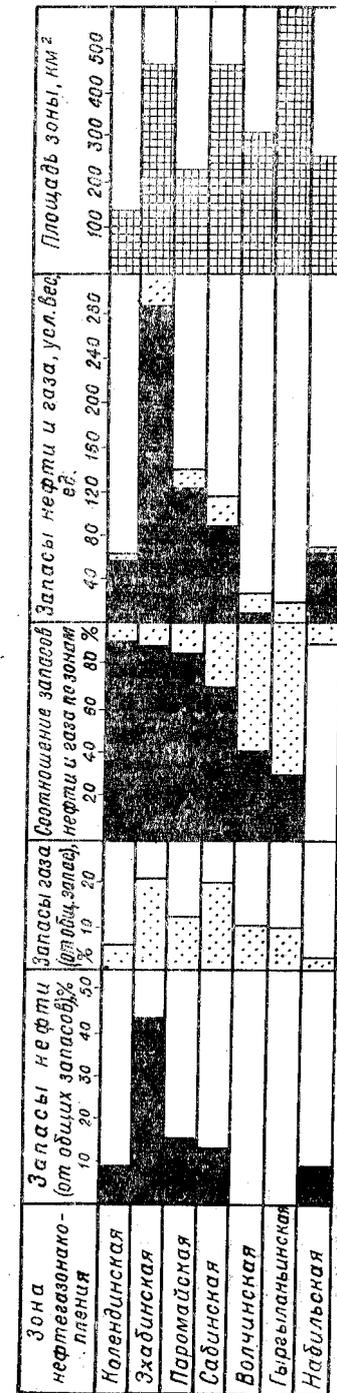


Рис. 56. Схема распределения разведанных запасов (А+В+С) нефти и газа (свободного и растворенного) по зонам нефтегазонакопления. Примечание. На графике не нанесены запасы нефти Одоптинского месторождения, относящегося к одноименной зоне нефтегазонакопления, которая в настоящее время не разработана.

ных промышленных запасов нефти и газа (свободного + растворенного в нефти), из которого видно, что на Колендинской, Эхабинской, Паромайской зонах и в Набильском районе запасам газа принадлежит 10—16%, в то время как в промышленных ресурсах более

Месторождения	запасы нефти и газа								Амплитуда ловушки, м	Площадь ловушки, км ²			Интенсивность структуры, 1/км ²
	усл. вес в д-цы			% от общих запасов зоны						20	40	60	
	20	40	60	20	40	60	80						
Колендинская													
Северо-Колендинское													
Колендинское													
Эхабинская													
Северо-Эхабинское													
Ижикское													
Южно-Эхабинское													
Эхабинское													
Восточно-Эхабинское	Надвиг												
	Поднадвиг												
Тунгусское													
Оболтинская													
Оболтинское													
Паромайская													
Кыдыланьинское													
Мультиное (поднадвиг)													
Паромайское (поднадвиг)													
Сабинская													
Гуляк - Абунинское													
Абаноозское													
Гельманское													
Зоринское													
Южно-Зоринское													
Сабинское													
Западно-Сабинское													
Малосабинское-Покосинское													
Южно-Кенигское													
Волчинская													
Некрасовское													
Волчинское													
Гыргыланьинская													
Щунно-Заболчинское													
Крапиченское													

Рис. 57. Схема распределения разведанных запасов нефти и газа по месторождениям Северо-Восточного Сахалина.

западных Сабинской, Волчинской и Гыргыланьинской антиклинальных зон газы составляют от 30 до 72%.

С целью изучения зависимости между размерами зон нефтегазонакопления и их запасами на рис. 56 показаны площади зон по последней замкнутой изогипсе, высчитанные по кровле нижнеоко-

быкайской подскиты, которая содержит основные запасы нефти и газа. При сопоставлении двух последних графиков рисунка можно сделать вывод, что для Колендинской, Эхабинской и Паромайской зон нефтегазонакопления намечается прямая связь между их площадями и суммарными запасами нефти и газа. Примерно такая же зависимость сохраняется и для двух следующих зон, расположенных западнее (Сабинской и Волчинской), но плотность суммарных запасов нефти и газа на них в 2—3 раза ниже, чем на Эхабинской и Паромайской.

Изучение влияния амплитуд антиклинальных зон на величину выявленных запасов не привело к каким-либо определенным выводам, что в какой-то степени связано с эрозией продуктивной толщи и разрушением газонефтяных залежей на наиболее высоких из них (Дагинской, Гыргыланьинской и др.). Однако и в тех районах, где продуктивные отложения не затронуты размывом, эта связь не всегда вполне определена. Так, высоты Эхабинской, Сабинской и Паромайской зон довольно близки по значению, но запасы нефти сопоставимы лишь в двух последних, а по сравнению с Эхабинской меньше в 3—3,5 раза; правда, последнее обстоятельство может быть обусловлено отчасти и относительно меньшей степенью их разведанности.

Более четкой является зависимость размещения газонефтяных залежей от палеоструктурного фактора. При рассмотрении этого вопроса прежде всего обращает на себя внимание тот факт, что нижнеокобыкайские породы Эхабинской антиклинальной зоны, содержащие почти половину (43%) выявленных начальных промышленных запасов нефти Сахалина, в период накопления верхнемиоценовых и нижнеплиоценовых осадков располагались на наиболее высоких гипсометрических отметках. Так как, по представлениям большинства сахалинских геологов, в верхнем миоцене — нижнем плиоцене уже существовали условия для образования нефтяных углеводородов и их горизонтальной миграции, то, следовательно, и ловушки, формировавшиеся в это время, могли улавливать определенное количество нефти и газа. С этой точки зрения можно считать, что унаследованное и сравнительно интенсивное формирование Эхабинской зоны в этот период явилось весьма благоприятным фактором для образования многочисленных и относительно крупных залежей нефти и газа.

Аналогично формировалась, по-видимому, и Колендинская зона нефтегазонакопления. На всех остальных антиклинальных зонах нижнеокобыкайские отложения в верхнем миоцене были относительно погружены, что способствовало региональному подъему продуктивной толщи в северо-восточном направлении, обусловившему движение пластовых флюидов не только к бортам прогибов, но, в какой-то степени, и вдоль антиклинальных структур II порядка, к их наиболее высоким участкам.

Важной особенностью развития некоторых антиклинальных зон в отличие от Эхабинской является частичная перестройка их па-

леоструктурных планов. Так, на Сабинской зоне в позднемиоценовое время нижнеокобыкайские отложения имели региональный наклон от Гиляко-Абунана на юг, в сторону Малосабинской структуры, которая располагалась в палеодепрессии. В современном же структурном плане Малосабинская антиклиналь является гипсометрически и тектонически наиболее приподнятым участком всей зоны. Некоторое смещение сводовых частей в южном направлении произошло также в процессе формирования Волчинской и Гыргыланьинской антиклинальных зон. Такие перестройки зон нефтегазонакопления приводили, во-первых, к изменению направления миграции нефти и газа, а, во-вторых, по-видимому, к тому, что не все структуры и не по всем горизонтам оставались ловушками в период возможного поступления в них нефти и газа.

Все перечисленные факты, а именно: приуроченность основных разведанных запасов нефти Охинского участка к его восточной части; преобладающее значение газа (в общем балансе промышленных ресурсов нефти и газа) в западных антиклинальных зонах; намечающаяся прямая связь между размерами площадей зон и величиной приуроченных к ним разведанных запасов нефти на востоке и газа на западе участка, а также уменьшение плотности запасов нефти в западном направлении — позволяют объяснить все сказанное выше развитием в восточной части Охинского участка, в смежных с ним акваториях, мощной толщи неогеновых песчано-глинистых пород, слагающих огромные площади и обладающих большим нефтегенерирующим потенциалом. Поэтому можно считать, что одним из региональных критериев оценки перспектив нефтегазонаосности является пространственное и геоструктурное соотношение зон нефтегазонакопления с предполагаемыми источниками питания их нефтью и газом.

Для выявления локальных тектонических факторов образования газонефтяных месторождений было рассмотрено размещение выявленных запасов нефти и газа в зависимости от величины площадей и амплитуд ловушек, а также от интенсивности складок и нарушенности их разрывами.

Площади структурных ловушек на Охинском участке изменяются от 2—3 до 75 км². Для большей части месторождений наблюдается прямая зависимость между площадями структур (по последней замкнутой изогипсе) и запасами в них нефти, что довольно четко проявляется на трех восточных зонах нефтегазонакопления — Колендинской, Эхабинской и Паромайской (см. рис. 57). Здесь относительно крупные месторождения, с запасами нефти в 20% и более от запасов зоны, приурочены к структурам, площади которых изменяются от 12 до 27 км². Исключение составляет лишь выдвинутая часть Восточно-Эхабинской структуры с площадью около 25 км² и запасами только 13% (от запасов всей зоны), что связано, скорее всего, с разрушением залежей в окобыкайской свите, обусловленным глубоким эрозионным срезом последней. Амплитуды ловушек, содержащих преимущественно нефтяные за-

лежи, колеблются в пределах от 120 до 900 м. Элементы подобной зависимости можно найти в Волчинской и Гыргыланьинской зонах.

На Сабинской антиклинальной зоне прямой зависимости запасов нефти и газа в структурах от их площадей не наблюдается, что можно связывать, во-первых, с меньшей степенью разведанности этой зоны и, во-вторых, с особенностями ее геологического развития, наиболее важной из которых является прерывистое, а иногда и позднее формирование структурных ловушек.

Важным критерием оценки локальных структур является высота последних. Имеющийся фактический материал позволяет говорить, что структуры с высотой менее 30 м промышленных пластовых сводовых залежей, как правило, не содержат. В числе возможных причин, объясняющих отсутствие газонефтяных скоплений в структурах с малой амплитудой, можно назвать следующие: 1) возникновение структурной ловушки в период, когда миграция основных масс углеводородов уже закончилась; 2) расформирование структурной ловушки, а вместе с ней и залежей в позднеплиоценовое или еще более позднее время и 3) низкие экранирующие свойства глинистых пластов, приближающихся по своим качествам к «полупокрышкам», что при небольшой амплитуде антиклинали становится решающим фактором в образовании ловушек. В складках с амплитудами менее 60 м встречены в основном газовые и реже газонефтяные залежи, в то время как в структурах с амплитудами более 100 м преобладают скопления нефти.

Кроме зависимости запасов нефти и газа от амплитуд ловушек и площадей последних было рассмотрено также влияние на величину месторождений коэффициента интенсивности структур и их нарушенности разрывами. Как видно на рис. 57, коэффициент интенсивности структур с промышленными залежами нефти и газа изменяется в довольно широких пределах: от 3 на Малосабинской складке до 100 на Паромайской. Вместе с тем следует отметить, что для структур, содержащих наиболее крупные запасы нефти и газа, эта характеристика колеблется главным образом в пределах от 10 до 60.

Осложненность структур разрывами не оказывает большого влияния на величину запасов нефти и газа той или иной структуры, что подтверждается последовательным статистическим анализом [32], а также сохранением в большинстве случаев прямой зависимости между площадями структур и величинами приуроченных к ним месторождений, несмотря на различную степень нарушенности этих структур. Исключением являются разрывы, которые принимают непосредственное участие в создании ловушек нефти и газа. Это продольные взбросо-надвиги и поперечные сбросы, осложняющие периклинали складок, а также все разрывы, благодаря которым произошло образование тектонически экранированных залежей на малоамплитудных складках и структурных осложнениях типа структурных носов и террас.

ПОКРЫШКИ — ОДИН ИЗ ВАЖНЕЙШИХ ФАКТОРОВ ОБРАЗОВАНИЯ И СОХРАНЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Газонефтяные месторождения Северо-Восточного Сахалина характеризуются относительно небольшим, обычно менее 50%, заполнением структурных ловушек. Одним из основных факторов, контролирующих величину нефтяных и особенно газовых залежей на Сахалине, является, как показали исследования [17], различная сопротивляемость глинистых покрышек.

При изучении последних мы использовали положение о том, что каждая покрышка может сохранить залежь лишь определенной высоты, так как в случае создания в ней избыточного давления, превышающего сопротивляемость покрышки, начинается переток нефти или газа в пласт с меньшим давлением [58]. Исходя из этого, анализ глинистых пластов проводился только на месторождениях с признаками вертикального перераспределения нефтяных флюидов, без которого современные высоты залежей могли быть обусловлены не столько экранирующими способностями глинистых горизонтов, сколько ограниченным поступлением в ловушку нефти и газа или гидродинамическими условиями в ней.

Среди факторов, влияющих на качество покрышек, были рассмотрены их мощность и литологическая характеристика, минералогический состав глин, нарушенность тектоническими трещинами и некоторые другие.

Для изучения зависимости экранирующих свойств глинистых пластов от их мощности было использовано одно из наиболее крупных газонефтяных месторождений Сахалина — Тунгорское (см. рис. 18, 56). Приурочено оно к складке, не нарушенной разрывами, и содержит три нефтяные и десять газовых залежей, причем плотность газа и его состав закономерно изменяются вверх по разрезу, свидетельствуя об имевшей здесь место вертикальной миграции. Образование различных по высоте газовых залежей на Тунгорском месторождении от амплитуды ловушки не зависит. В то же время построение графика зависимости высот залежей от мощности покрышек выявило прямую связь этих величин. Подобная зависимость наблюдается и на некоторых других многопластовых газовых месторождениях Сахалина (Колендо, Южная Оха и др.), что дает возможность в ряде случаев рассматривать фактор мощности глинистых покрышек как решающий в формировании относительно некрупных по высоте газовых залежей. В частности, небольшие (редко более 100 м) высоты газовых залежей Паромайской, Эхабинской и Колендинской зон нефтегазоаккумуляции, где амплитуды структурных ловушек достигают 200—800 м, обусловлены главным образом недостаточной мощностью глинистых пластов. В отличие от газовых нефтяные залежи имеют значительно меньшие избыточные давления, а потому их высоты при определенных условиях достигают 250—310 м (месторождения Оха, Восточное Эхаби, Паромай).

Предел мощности глинистого пласта, при котором последний теряет свои качества покрышки для промышленной пластово-сводовой залежи газа, определен эмпирически (рис. 58) в 10—12 м и подтверждается материалами открытых залежей Северо-Восточного Сахалина. Так, на месторождениях Малое Сабо, Кыдыланы.

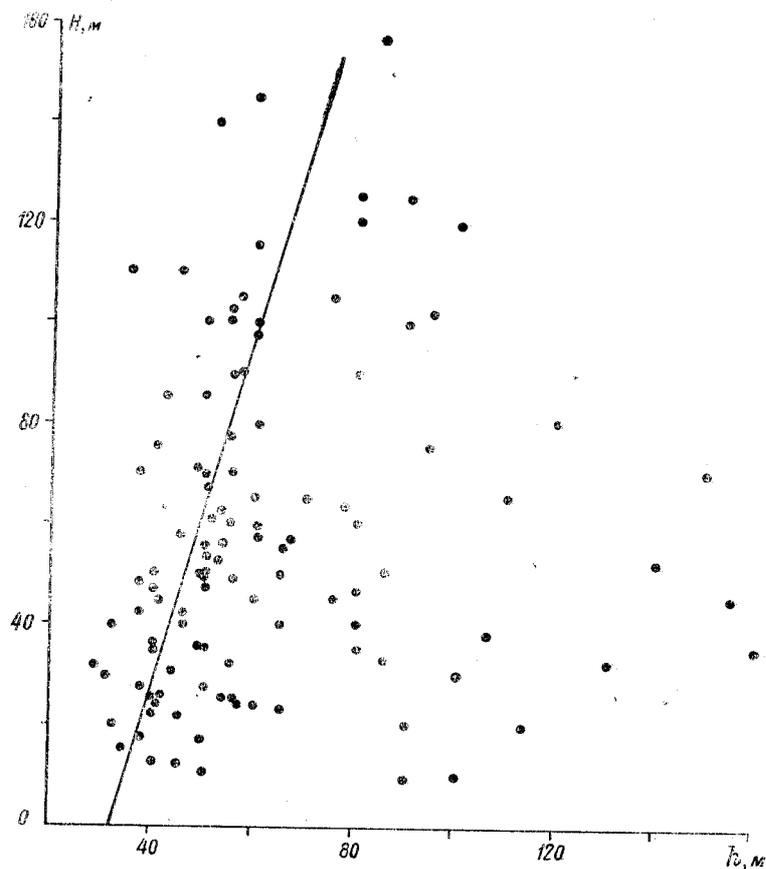


Рис. 58. Соотношение высот газовых залежей Северо-Восточного Сахалина (H) и мощностей глинистых покрышек (h) (по Т. И. Евдокимовой).

и других промышленных газовые скопления обнаружены под 10—12-метровыми глинами только в том случае, если вышележащий газонесущий пласт перекрыт более мощной глинистой покрышкой. Иначе говоря, газовые скопления двух смежных песчаных пластов, разделенных 10—12-метровыми прослоями глин, представляют собой единую залежь с общим газовойдяным или газонефтяным контактом.

Для нефтяных залежей глинистые пласты указанной мощности еще могут выполнять экранирующую роль, но высоты их составляют не более 35 м. В подавляющем же большинстве случаев, когда высоты нефтяных залежей превышают названную цифру, глинистые разделы с мощностью 10 м и менее не изолируют смежные нефтеносные пласты, что подтверждается наличием единых водонефтяных контактов, близкими значениями начальных пластовых давлений, газовых факторов и свойств нефтей. Интересно отметить, что иногда нижний предел мощности глинистой покрывки увеличивается до 15 м, что наблюдается при больших высотах нефтяных залежей и соответственно избыточных давлениях в них. Примерами сказанного служат залежи XIII и XIV, XVIII и XIX пластов Эхабинского месторождения, 7 и 8-го пластов Охинского и некоторые другие. Гидродинамическая связь этих пластов проявляется не только в общности водонефтяных контактов, пластовых давлений и т. п., но также и во взаимовлиянии скважин, эксплуатирующих названные пласты раздельно (например, XIII и XIV пласты Эхаби); нарушается такая связь на тех участках месторождений, где мощность глинистых разделов между нефтеносными пластами увеличивается до 20 м.

На качество глинистых покрывок значительное влияние оказывает их литологический состав. Покрывки окобыкайской свиты сложены плохоотсортированными глинами, аргиллитами и алевролитами с прослоями песчаных пород, что значительно снижает их герметичность. Это особенно заметно при сравнении экранирующих возможностей окобыкайских глин с сопротивляемостью глин других нефтегазонасных областей. Так, например, 30-метровый глинистый пласт на месторождении Газли выдерживает избыточное давление газовой залежи высотой в 90 м [44], а на месторождении Тунгор — всего около 60 м. В минералогическом составе глин сахалинских покрывок принимают участие три минерала: бейделлит, монтмориллонит и гидрослюда, причем промышленные скопления нефти и газа обнаружены под глинами самого различного состава, в том числе и гидрослюдистого.

Следует заметить, что геосинклинальный режим развития о. Сахалина обусловил сложное строение газонефтяных месторождений, неоднородный литологический состав покрывок, нарушение их многочисленными разрывами и трещинами. Все это привело к тому, что нередко глинистые покрывки одинаковой мощности характеризуются различными экранирующими свойствами и могут сохранить залежи различной высоты.

На рис. 58 показаны высоты почти всех газовых залежей Сахалина и мощности перекрывающих их глинистых покрывок. Здесь же приведена зависимость высот газовых залежей от мощности покрывок для нижнеокобыкайской подсвиты Тунгорского месторождения, одного из нескольких месторождений, где высоты залежей почти полностью зависят от мощности глинистых пластов.

Статистическая обработка данных с целью выявления связи между высотами газовых залежей (H) и мощностями покрывок (h), проведенная Б. К. Остистым [20], показала, что связь между анализируемыми параметрами, отмеченная выше для отдельных месторождений, в целом для Северного Сахалина весьма слабая (табл. 2).

ТАБЛИЦА 2

Глубина, м	Число данных	Коэффициент корреляции	Вероятность связи, %	Уравнение связи
1000	24	+0,224	95	$H = 0,385h + 29$
1001—1500	28	+0,334	95	$H = 0,425h + 31$
1500	34	+0,270	95	$H = 0,3h + 52$

Только в интервале глубин 1001—1500 м обеспечивается минимальная для линейной связи надежность (95%), т. е. высота залежи зависит в первую очередь от мощности покрывок. Выше и ниже этих глубин мощность покрывки на высоту залежей газа прямого влияния уже не оказывает. Такое положение может быть объяснено тем, что к интервалу глубин 1001—1500 м приурочены газовые залежи главным образом нижнеокобыкайской подсвиты, характеризующейся максимальной в разрезе продуктивной толщи нефтегазонасыщенностью. Относительно высокое насыщение нижнеокобыкайских коллекторов нефтью и газом в процессе горизонтальной миграции и разность пластовых давлений во флюидных системах пластов явились, по-видимому, теми условиями, при которых происходил струйный переток газа из нижнего пласта в верхний. В таком случае вертикальная миграция в пределах основной газонефте-содержащей подсвиты обусловила прямую зависимость высот залежей от мощности перекрывающих их глинистых пластов.

Песчано-глинистые отложения на глубинах до 1000 и более 1500 м, расположенные либо над нижнеокобыкайской подсвитой, либо под ней, содержат немногочисленные, относительно небольшие по размерам скопления газа, избыточные давления которых в большинстве случаев меньше сопротивляемости покрывок. Следовательно, одной из основных причин отсутствия прямой связи между высотами газовых залежей и мощностями глинистых покрывок на глубинах более 1500 и до 1000 м можно считать относительно небольшой объем газа, поступившего в коллекторы при горизонтальной миграции.

Однако небольшое заполнение коллекторов газом может рассматриваться, как указывалось выше, только в качестве одной из причин весьма слабой связи между высотами газовых залежей и мощностями покрывок. Для выяснения других причин обратимся снова к рис. 58, из которого видно, что большая часть точек, соответствующих газовым залежам Сахалина, расположена вправо от

прямой и более 20 точек — влево. Анализ причин отсутствия прямой связи высот залежей с мощностью покрывок для точек, отклоняющихся вправо, показал, что такими причинами могут быть две: 1) отмеченная выше низкая заполненность ловушек газом, вследствие чего избыточные давления залежей меньше сопротивляемости покрывок; 2) повышенная проницаемость глинистых пластов, обусловленная разрывами, трещиноватостью и неоднородным литологическим составом пород. Причем нарушение пропорциональной зависимости анализируемых параметров, вызванное первой из этих причин, дает наибольшие отклонения от прямой, в то время как точки, соответствующие газовым залежам с неполноценными покрывками, размещаются в относительной близости от нее.

Значительный интерес представляют газовые залежи, в которых избыточные давления превышают сопротивляемость покрывок. Иначе говоря, покрывки сравнительно небольшой мощности выдерживают давление залежи большой высоты (точки, расположенные влево от прямой). Подобные аномальные отклонения можно объяснить, по-видимому, также двумя причинами: 1) повышением сопротивляемости покрывок за счет их более однородного литологического состава, улучшения отсортированности глин и т. п., что в условиях Северного Сахалина наблюдается очень редко; 2) увеличением давления во флюидной системе вышележащего коллектора, вследствие чего происходит как бы повышение экраняющих свойств покрывки над нижней залежью.

В качестве примера рассмотрим три залежи третьего блока Кыдыланьинского месторождения (табл. 3).

На рис. 58 точка, соответствующая залежи VIII пласта (высота 65 м, мощность 50 м), расположена справа от прямой, что свидетельствует о сопротивляемости покрывки над VIII пластом большей, чем избыточное давление в газовой залежи. Следовательно, залежь VIII пласта удерживается непосредственно перекрывающим ее глинистым пластом. Точки, соответствующие залежам XI и X пластов, высоты которых составляют соответственно 105 и 145 м, а мощности — 37 и 40 м, расположены слева от пря-

ТАБЛИЦА 3

Пласт/глубина ГВК, м	Высота газовой залежи H , м	Мощность покрывки h , м	Давление в газовых залежах, кгс/см ²	$H_{усл}$, м	$H_{изб}$, м
VIII/1486	65	50	159	—	—
IX/1640	105	37	138	90	15
X/1753	145	40	178	100	45

Примечание. ГВК — газоводяной контакт.

мой и характеризуются избыточными давлениями, более высокими, чем сопротивляемость покрывок. Иначе говоря, глинистые покрывки над залежами IX и X пластов не могут выдержать избыточные давления, создаваемые этими залежами. Глинистый пласт над IX пластом имеет мощность 37 м и, согласно рис. 58, может удержать залежь высотой около 90 м, а 40-метровый глинистый горизонт над X пластом — залежь высотой около 100 м. Полученные таким путем условные высоты залежей $H_{усл}$ меньше фактических высот для IX пласта на 15 м, а для X — на 45 м. Разница между условными и фактическими высотами залежей позволяет установить, какое воздействие оказывает залежь VIII пласта на залежь IX пласта, а последняя — на залежь X пласта.

Таким образом, одной из вероятных причин увеличения высот газовых залежей непропорционально мощностям глинистых покрывок может являться высокое избыточное давление в выше расположенной залежи газа.

Второй причиной увеличения высот залежей является редко встречаемый на Сахалине повышенный напор вод в вышележащем пласте. Примером последнего может служить месторождение Прибрежное, где под глинами мощностью около 10 м сохраняются газовые залежи высотой до 30 м. Залежи эти имеют подошвенные воды, отличающиеся по данным гидрогеологических исследований напорами, которые превышают гидростатическое давление и усиливают экраняющие свойства глинистых покрывок над нижними залежами.

Отмеченные отклонения от прямой зависимости между мощностями глинистых пластов и высотами залежей газа являются не исключением, а вполне закономерным явлением, обусловленным сложностью геологического строения месторождений и гидродинамической обстановки в них, а потому должны учитываться при поисках и разведке новых газовых залежей.

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА РАЗМЕЩЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ

Гидродинамические условия. Нефтяные, обычно многопластовые, крупные для Сахалина месторождения расположены вдали от региональных областей питания инфильтрационных вод и вблизи очагов палео- или современной разгрузки седиментационных и инфильтрационных вод. Газовые месторождения, отличающиеся небольшими запасами, приурочены к структурным поднятиям, которые находятся под влиянием современного инфильтрационного водообмена (вблизи или даже в пределах области питания инфильтрационных вод).

Газонефтяные месторождения, в которых сосредоточены наибольшие запасы нефти и газа, распространены независимо от элементов водонапорных систем. Однако залежи газа в этих месторождениях чаще встречаются в более промытых участках складок (осложненные разрывами крылья или периклинали крупных под-

пятий) и частях разреза (мощные выдержанные пласты-резервуары I продуктивного комплекса). Исключение составляют месторождения Нельма, Западное Сабо, Малое Сабо, Ноглики и Катангли, которые расположены вблизи области инфильтрационного водосбора и в которых залежи нефти содержатся только в I продуктивном комплексе, а II комплекс практически не продуктивен. В месторождениях же Оха, Эхаби и Восточное Эхаби, находящихся вдали от области инфильтрационного водосбора и вблизи очагов разгрузки седиментационных вод, нефтеносными являются все пласты-резервуары как I, так и II комплексов.

В целом основные разведанные запасы нефти (порядка 70%) приурочены к зоне весьма затрудненного водообмена, а газа (около 60%) — к зоне затрудненного водообмена. Нефти, находящиеся в условиях свободного и затрудненного водообмена, повсюду отличаются повышенной плотностью, высоким содержанием смол, низким выходом фракций (до 300°С), а также малым содержанием парафина, т. е. подвергнуты существенному влиянию гипергенеза.

На основании физико-химических свойств нефтей, находящихся в условиях весьма затрудненного водообмена, Г. А. Амосов высказал предположение, что эти нефти подвергнуты раннему влиянию миграции и позднему влиянию катагенеза.

К гидрогеологическим особенностям преобладающей части нефтяных и газонефтяных месторождений на Сахалине можно отнести проявление в настоящее время или в недалеком прошлом восходящих потоков подземных вод с закрытой их разгрузкой. Это доказывается возрастанием с глубиной напора подземных вод в разрезах отдельных месторождений, а также рассмотренными ниже геотемпературными и гидрогеохимическими условиями.

Преобладающая часть залежей нефти и, в меньшей степени, газа приурочена к пьезометрическим минимумам.

Геотемпературные особенности. Все месторождения нефти и газа приурочены к тем частям бассейнов, которые входят в наиболее сложно построенный геотемпературный пояс (осадочные отложения погружены на глубины, где температура превышает 100°С). Для продуктивных площадей наиболее характерны выпуклые (к оси температур) геотермограммы и отсутствие четкой зависимости значений геотермической ступени от тепловых свойств пород. Прямолинейным и вогнутым характером геотермограммы отличаются месторождения с положительной температурой (до 12°С) на глубине нейтрального слоя (среднегодовая температура припочвенных слоев на Северном Сахалине не превышает 0°С).

Нефтяные и газонефтяные месторождения обычно характеризуются повышенными температурными аномалиями на тех или иных срезях (построения выполнены на срезях 500, 1000, 1500, 2000, 2500 м), а газовые месторождения — пониженными. Гидрогеотемпературные особенности размещения нефтяных и газонефтяных месторождений могут свидетельствовать о существенном влиянии на их тепловой баланс восходящих потоков нагретых вод, а на уча-

стках газовых месторождений — нисходящих охлажденных подземных вод.

Гидрогеохимические особенности (см. рис. 7). Преобладающая часть месторождений нефти и газа располагается в пределах наиболее сложного гидрогеохимического пояса АБВ₃₅, в гидрохимическом разрезе которого выделяются воды со следующей минерализацией: 1,1—3, 3—10, 10—20, 20—35, реже более 35 г/л, либо в пределах сокращенных поясов БВ₂₀ и БВ₃₅ (зона пресных вод отсутствует или имеет мощность менее 50 м). Максимальные запасы нефти (80%) приурочены к гидрохимическим зонам В₂₀ и В₃₅ распространения подземных вод с минерализацией более 10 г/л, а запасы газа (70%) — к зонам Б₃ и Б₁₀ распространения вод с минерализацией 1—10 г/л.

Общий солевой состав подземных вод, связанных со скоплениями углеводородов, мало отличается от вод непродуктивных участков. В общем, для артезианских вод Сахалина характерно с увеличением минерализации подземных вод возрастание содержания в них хлоридов. Однако в водах, связанных со скоплениями углеводородов, особенно в условиях свободного и затрудненного водообмена (I продуктивный комплекс), минерализация довольно часто растет за счет гидрокарбонатов.

Для вод нефтяных залежей характерны пониженные значения сульфатного коэффициента, а для газовых — в ряде случаев повышенные (как за счет увеличения количества сульфатов, так и за счет уменьшения хлоридов). Нефтяные воды более обогащены водорастворенными битумами, особенно их восстановленными и нейтральными компонентами, по сравнению с подземными водами, связанными с залежами газа. Наименьшим содержанием водорастворенных битумов отличаются подземные воды непродуктивных участков. Содержание же в водах специфических компонентов (иод, бром, бор, аммоний) зависит в основном от степени минерализации подземных вод.

По составу и содержанию растворенных газов в зоне весьма затрудненного водообмена нефтегазонасыщенные участки мало отличаются от непродуктивных (в основном по содержанию высших гомологов метана в водах, связанных со скоплениями нефти, и по количеству гелия и аргона), так как в этих условиях на Сахалине подземные воды существенно насыщены метановыми газами ($p_{г}/p_{в} > 0,7$). В условиях свободного и затрудненного водообмена, отличающихся меньшей газонасыщенностью подземных вод ($p_{г}/p_{в} > 0,3 \div 0,5$), залежи углеводородов характеризуются резкими положительными аномалиями ($p_{г}/p_{в} < 1$), проявляющимися на ограниченной площади, а также метановым составом водорастворенных газов, в то время как на непродуктивных площадях в составе газа существенное значение приобретает азот.

Рассмотренные выше гидрохимические особенности нефтегазонасыщенных участков показывают, что почти все основные гидрохимические параметры в той или иной степени отражают промышленную

нефтегазонасность структурных поднятий. Некоторые из них (в основном минерализация, сульфатный коэффициент, содержание битумов и тяжелых углеводородов, He/Ar и Pr/Pb) отражают также количество (запасы) и качество (нефть или газ) скоплений углеводородов.

ТИПЫ ГАЗОНЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ И ВОЗМОЖНЫЕ УСЛОВИЯ ИХ ФОРМИРОВАНИЯ

Газонефтяные залежи Северного Сахалина отличаются большим разнообразием по типу ловушек и по соотношению нефтяных флюидов в пласте, а также по условиям образования промышленных скоплений нефти и газа.

По типу ловушек, согласно классификации И. О. Брода, встречено 58% пластовых сводовых ненарушенных залежей или разбитых на самостоятельные блоки и срезанных разрывами; 35% пластовых тектонически экранированных: 7% — продольными взбросо-надвигами (или поднадвиговых), 23% — на периклиналях и 5% — на структурных носсах; 5% пластовых литологически экранированных на крыльях и периклиналях и 2% литологически ограниченных. Ловушки пластового сводового типа, наиболее широко распространенные на Сахалине (см. рис. 11), во многих случаях осложнены разрывами, выклиниваниями коллекторов, а в Набильском районе — и стратиграфическим срезанием (см. рис. 43, 44). Предполагается, что большинство пластовых сводовых залежей формировалось в сводах унаследованно развивавшихся структур и было разбито на отдельные блоки в поздненеогеновое — раннечетвертичное время.

Пластовые тектонически экранированные залежи по морфологическим признакам делятся на три группы: 1) приуроченные к продольным взбросо-надвигам меридионального и субмеридионального простирания; 2) приуроченные к поперечным, реже диагональным, сбросам на антиклиналях; 3) приуроченные к сбросам на структурных носсах. Все известные скопления первой группы расположены на антиклиналях Эхабинской и Паромайской зон. Вторая группа залежей встречается во всех зонах нефтегазонакопления, но особенно широко распространена в Волчинской и Гырғыланьинской. Из третьей группы пока известно только одно месторождение — Крапивненское.

По генетической классификации к тектонически экранированным могут быть отнесены главным образом те залежи Северного Сахалина, формирование которых произошло у конседиментационно развивавшихся продольных и некоторых поперечных (например, на месторождении Некрасовское) разрывов. Большая же часть остальных тектонически экранированных залежей преобразовалась в них из газонефтяных скоплений других типов: а) литологически экранированных на периклиналях и разбитых впоследствии на отдельные блоки (например, Южно-Колендинские залежи) и б) пласто-

вых сводовых, формировавшихся на малоамплитудных структурах, своды которых впоследствии были смещены или поглощены более крупными антиклиналями, а газонефтяные скопления, отсеченные разрывами, оказались приуроченными либо к периклиналям, либо к структурным носсам.

Литологически экранированные залежи по морфологическим признакам разделены на две группы: а) связанные с периклиналями структур и б) приуроченные к крыльям. Наибольшее количество таких залежей обнаружено к настоящему времени в северо-восточной части рассматриваемого района, где расположена полоса выклинивания песчаных коллекторов, обусловленного замещением песчано-глинистой фации окобыкайской свиты преимущественно глинистой. Эта полоса протягивается от Колендинской зоны нефтегазонакопления через восточную часть Эхабинской зоны и Одоптинское месторождение на западное крыло Паромайской зоны. Несколько литологически экранированных залежей открыто, кроме того, на месторождениях Сабинской зоны нефтегазонакопления, где они связаны с выклиниванием отдельных песчаных пластов на периклиналях конседиментационно развивавшихся Гиляко-Абуанской и других структур. Литологически ограниченные залежи нефти, приуроченные к линзам песчаных пород, имеют небольшие размеры и открыты на четырех месторождениях: Южно-Охинском, Восточно-Эхабинском, Гиляко-Абуанском и Мухтинском.

По соотношению нефтяных флюидов в пласте среди сахалинских залежей 48% составляют нефтяные с растворенным газом, 37% — газовые и газоконденсатные, 15% — нефтяные с газовыми шапками или газовые с нефтяными оторочками. Газовые залежи на большинстве сахалинских месторождений встречены вместе с нефтяными, причем первые обычно размещаются над вторыми, реже чередуются с ними. Наиболее крупные нефтяные месторождения — Охинское, Восточно-Эхабинское, Эхабинское, Мухтинское и Колендинское — расположены в восточной части Охинского участка. Газовые месторождения встречены в центральной и западной частях района.

Одной из наиболее интересных особенностей в размещении нефтяных и газонефтяных месторождений в Эхабинской и Паромайской зонах нефтегазонакопления является связь их со складками, имеющим различное гипсометрическое положение: газовые месторождения приурочены к складкам, расположенным ниже нефтяных. Так, газонефтяные Южно-Охинское и Тунгорское месторождения Эхабинской зоны расположены ниже Охинского, Эхабинского и Восточно-Эхабинского нефтяных месторождений; в Паромайской зоне Кызыланьинское газонефтяное месторождение — ниже Паромайского и Мухтинского нефтяных месторождений.

Эту особенность многие исследователи приняли как закономерность в размещении сахалинских месторождений, а вследствие этого схемы формирования залежей района базировались на представлениях о заполнении ловушек по принципу Гассоу и С. П. Мак-

симова. Однако после проведения поисково-разведочных работ в более западных районах Охинского участка было установлено, что строгой закономерной связи газовых месторождений с погруженными структурами не наблюдается. Уточнение же отдельных вопросов размещения и образования газонефтяных залежей Эхабинской и Паромайской зон позволило говорить о недостаточной обоснованности привлечения гипотезы «дифференциального улавливания» для схем формирования газа нефтяных залежей и двух названных антиклинальных зон [23].

В настоящее время особенности размещения сахалинских нефтяных и газовых залежей следует объяснять целым рядом причин, основными из которых являются: участие не только латеральной, но и вертикальной миграции; различная история формирования структурных ловушек; линзообразное строение многих песчаных пластов; относительно низкие экранирующие свойства глинистых покровов и др.

Показанная в первом разделе настоящей главы генетическая связь промышленных газонефтяных скоплений с литолого-фациальным составом вмещающих пород дает основание говорить о решающем значении боковой миграции в формировании этих залежей. Подтверждением сказанного могут служить повсеместные в пределах продуктивной толщи, в том числе и за пределами контуров залежи, следы миграции нефти, выраженные в нефтенасыщенности алевроитно-песчаных прослоев, промышленной нефтегазопородности многих линзообразных и выклинивающихся пластов-коллекторов на крыльях и периклиналях структур и др. Причем все эти доводы в пользу латеральной миграции в промысловом Северо-Восточном районе относятся только к продуктивной толще. Количество признаков нефти и газа резко снижается в породах, подстилающих промышленно нефтеносную толщу, и возрастает вновь в тумской свите, которую предположительно можно отнести к сингенетично нефтеносной. По площади нефтенасыщенность пород продуктивной толщи уменьшается в западном направлении: если на структурах Колендинской, Эхабинской, Паромайской и северной части Сабинской зон нефтенасыщенные образцы пород зерна поднимались почти из каждого песчаного пласта нижеокобыкайской подсвита, то в Волчинской и особенно Гырғыланьинской зонах такие образцы были единичными.

Геологические условия размещения месторождений в совокупности с изложенным выше материалом позволяют предполагать, что масштабы горизонтальной миграции в пределах рассматриваемого района определялись в основном его литолого-структурными особенностями и не превышали размеров седиментационного прогиба.

Начало формирования залежей в нижних пластах нижнемиоцен-верхнеплиоценовой продуктивной толщи можно отнести к концу раннеокобыкайского времени, когда были созданы оптимальные условия для уплотнения глин и отжатия флюидов в пески. Седи-

ментационные воды вместе с газонефтяными углеводородами в этот период мигрировали из наиболее погруженных участков (рис. 59) в районы более низких давлений и температур, т. е. к сводам крупных древних поднятий, краевым частям седиментационных прогибов и продольным длительно развивающимся разрывам (Восточно-Эхабинскому, Паромайскому, а возможно, и Гырғыланьинскому).

Результаты выполненных к настоящему времени работ по палеоструктурному анализу дают основание полагать, что в позднем миоцене и раннем плиоцене вполне оформленными структурными ловушками были Охинская, Эхабинская, Восточно-Эхабинская, Гыляко-Абунанская, а также, по-видимому, Некрасовская, Волчинская, Шхунная, Гырғыланьинская и Кыдыланьинская, которые можно рассматривать в качестве основных ловушек для промышленных скоплений нефти и газа сводового типа. Подавляющее же большинство других антиклинальных складок вследствие их малых амплитуд обладали значительно менее благоприятными условиями для формирования на них подобно типа залежей. В таких складках газонефтяные флюиды могли аккумулироваться главным образом в тех пластах, которые в стороны более высоких структур выклиниваются либо ограничиваются разрывом.

Несколько по-иному формировались газонефтяные залежи на структурах, служивших локальными участками разгрузки седиментационных вод, — Охинской, Восточно-Эхабинской, Некрасовской и др., где в процессе восходящего движения пластовых флюидов происходили их ступенчатое разгазирование и аккумуляция нефти во многих пластах продуктивного разреза.

Принципиально такая же схема формирования может быть предложена и для тектонически экранированных залежей (типа поднадвиговых) на месторождениях Мухтинском, Паромайском и Восточно-Эхабинском. Разница состоит лишь в том, что на складках, осложненных конседиментационными разрывами, движение вод происходило не только по трещинам в сводах структур, но и по зонам разрывов, характеризовавшимся повышенной проницаемостью.

Уже в процессе горизонтальной миграции нефти и газа в позднем миоцене и плиоцене время происходило неравномерное их распределение по площади и разрезу. Основная нефтепроизводящая толща — нижеокобыкайская подсвита — к западу от восточного побережья, по мере перехода морских осадков в прибрежно-морские и лагунные с одновременным обогащением органическим веществом гумусового характера, изменяет свои преимущественно нефтепроизводящие свойства на преимущественно газопроизводящие. В связи с этим, если на Паромайской, Эхабинской и Колендинской антиклинальных зонах формировались главным образом нефтяные и газоконденсатные залежи, то на Волчинской и Гырғыланьинской — газовые залежи с небольшим количеством газоконденсата. И только в нижних песчаных пластах окобыкайской и верхних пластах дагинской свит, представленных преимущественно

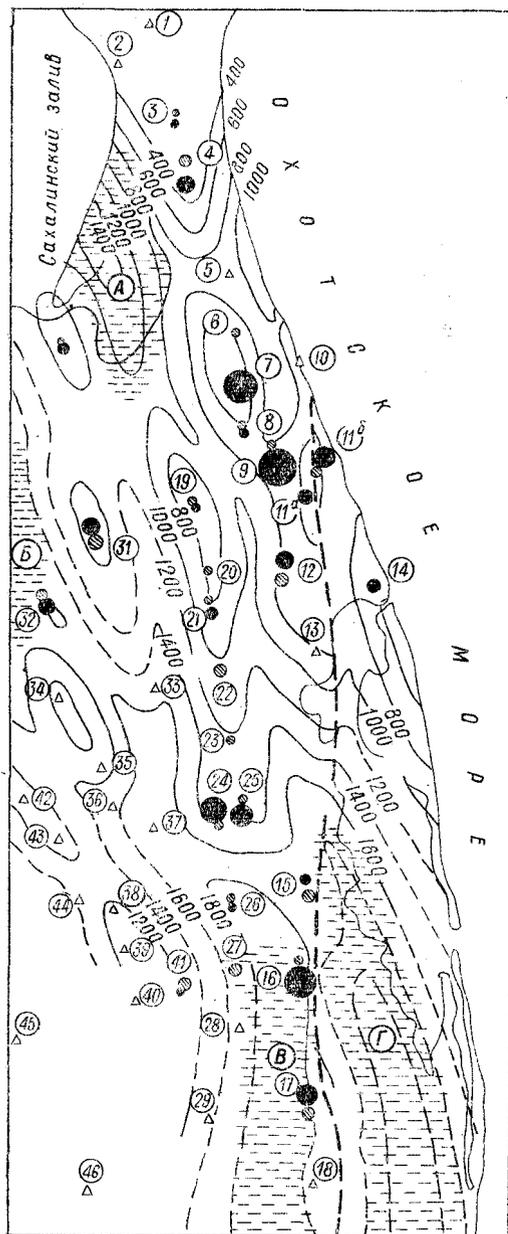
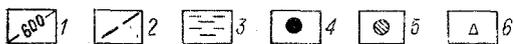


Рис. 59. Схематическая палеоструктурная карта по кровле дагинской свиты к началу среднеокеанского времени (по Т. И. Евдокимовой).

1 — изопахиты; 2 — конседиментационный разрыв; 3 — мульды наиболее крупных палеодепрессий; А — Помирской, Б — Байкальской, В — Малосабинской, Г — Пильтунской; 4 — разведанные запасы нефти и газа месторождений в отложениях нижнеокеанской подсвиты; 5 — то же, верхнедагинской; 6 — разведанные площади. Список месторождений и разведочных площадей см. на рис. 54.



морскими песчано-глинистыми отложениями, были сформированы залежи нефти (XX пласт Волчинского, XVIII—XXI пласты Сабинского месторождений).

На месторождениях, расположенных в районе побережья Охотского моря и Сахалинского залива (Паромайское, Мухтинское, Восточно-Эхабинское, Колендинское, Некрасовское и др.), стратиграфический диапазон нефтеносности был несколько шире за счет залежей, формировавшихся в верхнеокеанских и нижнеутловских подсвитях, которые представлены здесь морскими песчано-глинистыми фациями.

Продолжение формирования нефтяных залежей происходило и в позднеплиоценовое время, одновременно с прогибанием района, но до проявления последней фазы складчатости оно было, по-видимому, незначительным. Новое ускорение миграции пластовых флюидов произошло в конце неогенового — начале четвертичного времени, когда вследствие интенсивных орогенических движений резко нарушилось относительно установившееся равновесие гидродинамической системы. Немалая роль в ускорении миграции флюидов принадлежала, по всей вероятности, и геодинамическому сжатию, вызвавшему в некоторых случаях даже предполагаемый «переток» глинистых пород к замкам антиклиналей.

Необходимо отметить, что увеличение общих запасов свободного газа в породах конца неогенового периода происходило, кроме того, за счет выделения его из пластовых флюидов вследствие подъема всей нефтегазоносной области и уменьшения пластовых давлений. Для того чтобы представить масштабы этого процесса, отметим, что количество газа, выделившегося из пластовых вод в коллекторы только нижнеокеанской подсвиты, в Эхабинской зоне превышает общие разведанные запасы газа этой зоны.

Формированию некоторых газовых, реже нефтяных залежей в сахалинскую фазу складчатости способствовала и усилившаяся вертикальная миграция, обусловленная повышением избыточных давлений в залежах вследствие поступления в ловушки дополнительных объемов газа и увеличения амплитуд структур. Вертикальному перемещению нефти и особенно газа благоприятствовали трещины и разрывы, интенсивно разбившие в это время почти все структуры Северного Сахалина, а также относительно низкие экраняющие свойства глинистых покрышек.

Следы вертикальной миграции, проявляющиеся как в зависимости высот залежей от мощности перекрывающих их глинистых пластов, так и в закономерных изменениях по разрезу физико-химических свойств нефти и газа, обнаружены почти на всех месторождениях Колендинской, Эхабинской и Паромайской зон. Масштабы межпластовой миграции были особенно значительны в двух последних зонах нефтегазоаккумуляции, где к этому времени уже были сформированы многопластовые месторождения. Следствием вертикального движения газонефтяных флюидов на структурах с небольшими запасами нефти и газа явилось их незначительное

перераспределение по разрезу с образованием газовых залежей над нефтяными, в то время как на крупных многопластовых месторождениях значительная часть газовых залежей, наиболее близко расположенных к поверхности, была разрушена из-за отсутствия мощного глинистого горизонта над продуктивной толщей. К первому типу структур можно отнести складки Сабинской и Волчинской зон, а также относительно погруженные структуры Эхабинской, Паромайской и Гыргыланьинской антиклинальных зон; ко второму — большинство многопластовых преимущественно нефтяных месторождений Эхабинской и Паромайской зон.

Окончательное время формирования сахалинских газонефтяных залежей установить довольно трудно. Объясняется это тем, что методы определения их возраста по давлению насыщения нефтей в сахалинских условиях неприемлемы. Вследствие низких экранирующих способностей алевроито-глинистых покровов в залежах давление газонасыщения соответствует, как правило, пластовому, а пластовое — гидростатическому.

Не дают удовлетворительных результатов и определения возраста газов по содержанию в них аргона и гелия. Возраст нефтей нижеокобыкайской подсвиты, подсчитанный таким методом, колеблется в пределах ранний миоцен — палеоген, что находится в противоречии с фактическим материалом по геологическому строению и истории развития района. Определение времени формирования газонефтяных залежей затрудняется, кроме того, вследствие очень молодого возраста структурных ловушек и узкого стратиграфического диапазона промышленной нефтегазоносности.

Ориентировочное время образования сахалинских залежей нефти можно определить, используя преимущественно геологические предпосылки. Размещение залежей нефти в окобыкайской свите находится, как уже указывалось, в основном в соответствии с палеоструктурным планом верхнего миоцена — нижнего плиоцена. Основные запасы нефти сконцентрированы в структурах, занимавших к указанному времени наиболее высокое гипсометрическое положение или располагавшихся у продольных конседиментационных разрывов. Те же складки, которые оформились в тектонические ловушки позже плиоцена, когда основные массы седиментационных вод были уже отжаты, содержат единичные залежи нефти литологического и тектонически экранированного характера.

Наиболее убедительным примером поздно оформившейся структуры служит Малосабинское куполовидное поднятие, которое в позднемиоценовое время располагалось в приосевой части одноименного прогиба. Несмотря на то что в современном структурном плане Сабинской антиклинальной зоны Малосабинская складка занимает наиболее высокое гипсометрическое положение, содержит она всего лишь одну небольшую залежь нефти. Следовательно, если основной этап формирования нефтяных залежей в окобыкайской свите можно датировать как поздний миоцен — ранний плиоцен, то образование газовых и газоконденсатных залежей продол-

жалось от позднего миоцена до четвертичного времени включительно.

В последнее время появляются факты, свидетельствующие о продолжении пластовой миграции нефти в четвертичный период. Весьма интересно в этом отношении открытие нескольких тектонически экранированных залежей нефти на северной периклинали Волчинской структуры, обращенной в сторону Байкальской депрессии. Литологического экранирования песчаных пластов на участке выявленных залежей обнаружить не удалось. Нет также оснований говорить о длительном времени развития разрыва, экранирующего промышленные скопления нефти. Вследствие этого можно сделать предположение, что эти залежи были созданы после образования разрыва, т. е. в плиоцен-четвертичное время. Запасы нефти на месторождении Волчинском не велики, однако сам факт обнаружения таких залежей имеет принципиально важное значение в трактовке времени формирования промышленных скоплений и свидетельствует о продолжающейся миграции пластовых флюидов из прогибающих депрессий, в частности из упомянутой Байкальской.

VIII. ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ НЕФТИ И ГАЗА В НЕДРАХ ПРИСАХАЛИНСКИХ АКВАТОРИЙ И ПУТИ ИХ ИЗУЧЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ

Выполненные за последние годы и все увеличивающиеся в объеме нефтепоисковые и разведочные работы во многих акваториях земного шара оказались весьма успешными: раскрыты богатые потенциальные возможности морских недр. Так, если 10 лет назад морским бурением занимались, по данным М. К. Калинин*, только девять стран, то сейчас поиски нефти и газа ведутся более чем 75 странами на 39 акваториях и на 27 из них открыты нефтяные и газовые месторождения. При этом эффективность морских нефтепоисковых работ нередко оказывается более высокой, чем на смежных нефтегазоносных землях суши, о чем свидетельствует открытие ряда крупных нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений в недрах многих акваторий (Каспийское, Северное, Южно-Китайское моря, Персидский и Мексиканский заливы и др.). Не безуспешно осуществляются нефтепоисковые работы и в мелководных частях акватории Тихоокеанского кайнозойского нефтегазоносного пояса, примыкающей к Британскому Борнео, Индонезии, Японии, и в восточной части Тихого океана.

Из приведенных данных следует, что при оценке потенциальных возможностей Сахалинской области нефтегазонакопления следует всегда иметь в виду данные о перспективах нефтегазоносности недр относительно большой площади окружающей шельфовой зоны.

В пользу высоких перспектив нефтегазоносности акваторий следует привести сравнительные данные о потенциальных ресурсах нефти и газа в пределах острова и на смежных акваториях. Подсчитанные Сахалинским отделением ВНИГРИ прогнозные запасы для акваторий (до изобаты 200 м) оказались в несколько раз большими, чем на территории острова; почти такие же соотношения и у прогнозных запасов газа. Средняя удельная плотность прогнозных запасов на перспективных площадях шельфовой зоны также несколько больше, чем на перспективных землях Сахалина. Все это можно объяснить двумя основными причинами. С одной стороны, расположением шельфовой зоны ближе, в сравнении с островом, к центральному, наиболее прогнутым частям, обладающим максимальными мощностями осадков, нефтегазоносных бассейнов (Дерюгинского, Южно-Охотского, Татарского прогиба и Сахалинского залива); с другой стороны — наличием на большей части шельфа наиболее важной в нефтеносном отношении части неогенового разреза — пород окобыкайской и дагинской свит и их возрастных аналогов, где они сохранились благодаря общему на-

клону кайнозойских отложений в стороны центральных частей нефтегазоносных бассейнов, имеют мощность большую, чем на суше, и где песчаные плиоценовые отложения (нутовская свита) острова переходят в песчано-глинистые.

Сравнительно большие ресурсы нефти и газа в недрах шельфовой зоны указывают и на более высокие перспективы последней и позволяют расценивать акватории как один из важнейших объектов для дальнейшего увеличения темпов роста добычи нефти и газа в области.

Геологическое строение и история развития акваторий имеют существенные различия, и поэтому естественно, что и распределение запасов нефти и газа по площади акваторий не может быть равномерным.

Наиболее высоко оценены перспективы акваторий Охотского моря и Сахалинского залива, на которых удельная плотность запасов нефти и газа колеблется от 30 до 100 тыс. т/км² и более. Названные акватории примыкают к территории острова с доказанной промышленной нефтегазоносностью и входят в состав Северного района нефтегазонакопления.

Несколько ниже перспективы нефтегазоносности акватории Татарского пролива, расположенной рядом с юго-западными районами острова и входящей в состав Юго-Западного района нефтегазонакопления. В ее пределах известны многочисленные поверхностные нефте- и газопроявления среди кайнозойских пород.

Сравнительно небольшие перспективы связываются с акваториями заливов Терпения и Анива, расположенными рядом с перспективными в той или иной степени площадями острова, на которых известны одиночные выходы на поверхность нефти и газа. Эти акватории являются частью Центрального района нефтегазонакопления.

Остальные акватории относятся к малоперспективным площадям, а некоторые из них, примыкающие, например, к участкам суши, которые сложены консолидированными породами, рассматриваются как неблагоприятные для поисков нефти и газа.

Прибрежная часть Охотского моря, смежная с северо-восточной частью Сахалина, оценивается в отношении перспектив наиболее высоко. Одним из основных критериев такой оценки послужило местоположение названной акватории рядом с промышленно-нефтегазоносным районом острова, на котором плотность потенциальных ресурсов нефти является наибольшей для области. Вторым не менее важным обстоятельством является расположение описываемой части акватории рядом с максимальным прогибом Дерюгинского нефтегазоносного бассейна, т. е. с участком максимального накопления кайнозойских осадков. Существенное значение имеют и данные (геологические, геофизические, геоморфологические), указывающие на развитие в этой части акватории антиклинальных зон и локальных складок, которые можно рассматривать как благоприятные структуры для образования в них промышлен-

* Нефтегазоносность акваторий мира. М., «Недра», 1969.

ных скоплений нефти и газа. Морскими геофизическими исследованиями выявлено пять таких зон.

Необходимо отметить, что акваториям по сравнению с северо-восточной частью острова присущи и другие особенности геологического строения, которые необходимо учитывать при оценке перспектив их нефтегазоносности. Так, например, основная нефтеносная толща (породы окобыкайской и дагинской свит) вследствие общего наклона неогеновых пород прибрежной части острова в восточном направлении должна сохраниться в сводах антиклинальных складок, залегать на относительно больших глубинах и обладать вследствие этого несколько более благоприятными условиями для сохранения залежей нефти и газа. Глинистый характер пород окобыкайской свиты с незначительным количеством в ней маломощных песчаных прослоев на некоторых прибрежных участках острова и общая глинизация разреза свиты в восточном направлении позволяют предполагать некоторое снижение общих перспектив нефтегазоносности свиты, развитой в пределах акватории. Однако выявленные в прибрежной части Охотского моря (в 20—25 км от берега) крупные антиклинальные поднятия, развивавшиеся, скорее всего, конседиментационно, позволяют полагать, что коллекторские свойства могут быть и более благоприятными. Одновременно нельзя не указать и на то, что плиоценовые песчаные отложения (нутовская свита) в том же направлении обогащаются глинистыми породами, становясь более благоприятными для промышленных скоплений в них нефти и газа.

Совокупность всего вышеизложенного позволяет расценивать эту часть акватории как высокоперспективную и рекомендовать ее для поисков нефти и газа. Предполагается, что геологическая эффективность нефтепоисковых работ будет здесь в сравнении с другими районами наиболее высокой. Такой вывод обосновывается не только высокой плотностью запасов на площади акватории, но и расположением последней рядом с относительно хорошо изученным промышленно-нефтегазоносным районом, где геологические условия размещения и формирования залежей и их распределение по стратиграфическому разрезу в той или иной степени могут считаться выявленными и, следовательно, использованными при поисках нефти и газа на акватории.

Наряду со всем сказанным необходимо отметить чрезвычайную сложность ледовой обстановки в этой части Охотского моря, а также и в Сахалинском заливе (значительная толщина льда, его подвижность и длительность ледового периода — до 7 месяцев), затрудняющую ведение здесь буровых работ.

Не менее перспективна и акватория Сахалинского залива. Основанием для такого заключения явилось следующее: большая мощность неогеновых осадков, которая, по сейсмическим данным (МОВ) и материалам магнитно-теллурического зондирования (МТЗ), достигает 7—8 км; наличие в пределах акватории, по тем же данным, нескольких антиклинальных поднятий; наличие рядом

с акваторией ряда месторождений (Колендинское, Северо-Колендинское, Некрасовское и Узловое); доступная для бурения глубина залегания пород нутовской, окобыкайской и дагинской свит в большей части с благоприятными коллекторскими свойствами; длительное прогибание акватории с одновременным относительным поднятием рядом расположенных п-ова Шмидта и района Нижнего Приамурья и относительно высокая плотность прогнозных запасов нефти и газа, хотя и несколько меньшая, чем в акватории, описанной выше.

Перспективы нефтегазоносности Японского моря и Татарского пролива, протянувшихся вдоль юго-западного края Сахалина, оцениваются несколько ниже, чем предыдущих акваторий, и выше, чем смежной территории острова. Последнее основывается: а) на увеличении в сторону моря мощностей кайнозойских осадков; б) на предполагаемом сохранении в сводах ряда антиклинальных складок, наличие которых в пределах акваторий следует считать доказанным, наиболее перспективной части неогенового разреза (возрастных аналогов окобыкайской и дагинской свиты), в то время как на смежной территории острова эти отложения, как правило, отсутствуют (эродированы); в) на приуроченности ряда поверхностных проявлений нефти и газа к площадям развития неогеновых и палеогеновых пород в пределах прибрежной полосы юго-западной части Сахалина.

В последние годы на названных акваториях ВНИИМОРГЕО выполнен небольшой объем региональных геофизических (МОВ) работ и произведена аэрофотосъемка отдельных мелководных участков. Результаты подтвердили представления об общем погружении кайнозойских пород в западном направлении, о наличии в центральной части Татарского пролива глубокого синклинального прогиба с большими мощностями кайнозойских пород и о развитии в восточной краевой части этого прогиба (присахалинской акватории) сложнопостроенных антиклинальных поднятий. При этом восточная краевая часть прогиба, занятая водами Татарского пролива, построена значительно сложнее западной; центральная же часть представляет собой прогиб без заметных складчатых осложнений его склонов. Кроме того, данные выполненных работ позволили говорить об о. Монерон как об элементе крупного антиклинального поднятия и рассматривать его как один из возможных структурных объектов нефтепоисковых работ. Однако бурящаяся на структуре скважина глубиной более 3000 м вскрыла неогеновый разрез, не вполне благоприятный по своему литологическому составу (меньшая верхняя половина представлена алевроито-песчанистыми породами с подчиненными пачками туфогенных, а нижняя — в основном базальтами) для возможных промышленных скоплений в нем нефти и газа.

Породы палеогена и неогена, развитые в акватории, если судить по их возрастным аналогам на суше, представлены преимущественно глинистыми и алевроитовыми разностями с редкими про-

слоями, как правило, плохо отсортированных песчаников. Все породы часто окремнены и уплотнены. Указанные особенности отрицательно сказываются на коллекторских свойствах разреза и явились одной из причин меньшей удельной плотности прогнозных запасов на площади акватории и, как следствие этого, — более низкой оценки перспектив ее нефтегазоносности (в сравнении с акваторией Охотского моря).

Ледовая обстановка в Японском море и Татарском проливе несравнимо более благоприятная, чем в Охотском море и Сахалинском заливе, а наличие незамерзающих портов и железной дороги, проходящей вдоль побережья, обусловили экономически более выгодные условия для ведения здесь нефтепоисковых и разведочных работ. Поэтому, несмотря на более низкую оценку перспектив нефтегазоносности, эта акватория также выдвигается в качестве объекта для поисков нефти и газа в пределах шельфовых зон, окружающих Сахалин.

Акватория зал. Терпения расположена на продолжении погружающейся в южном направлении Поронайской наложенной впадины. С юга, со стороны Сусунайского хребта, в акватории развиты консолидированные доверхнемеловые породы, структура которых трактуется как срединный массив. На западе (на территории острова) развиты преимущественно неогеновые отложения, регионально наклоненные к востоку и представляющие собой в структурном отношении западное крыло синклиория и одновременно восточное крыло Западно-Сахалинского антиклиория.

По результатам небольшого объема выполненных здесь сейсмических исследований можно говорить, что тектоническая структура акватории обладает генетическим родством и морфологическим подобием со структурой Поронайской и Сусунайской впадин. Мощность же кайнозойских пород на площади акватории не вполне ясна, но в общем она не меньше, чем в названных впадинах. По тем же сейсмическим данным на площади зал. Терпения можно выделить два крупных сложно построенных антиклинальных поднятия и расценивать их как зоны возможного нефтегазоаккумуляции. При оценке перспектив нефтегазоносности акватории зал. Терпения важное значение имеют признаки нефти и газа в неогеновых породах и грязевые вулканы в поле развития верхнемеловых образований на участках острова, смежных с заливом.

Таким образом, перспективы нефтегазоносности акватории зал. Терпения являются относительно более высокими, чем остальной части Центрального района нефтегазоаккумуляции, расположенного в пределах острова.

Другие акватории, примыкающие к Сахалину, как уже упоминалось, также являются в той или иной степени перспективными, но в свете имеющихся в настоящее время данных оценка этих перспектив будет более низкой, чем описанных выше районов. Поэтому эти акватории и не следует пока рассматривать как возможные

объекты для нефтепоисковых работ (только на ближайшее будущее).

Геолого-геофизическая изученность присахалинского шельфа в настоящее время еще недостаточна как для обоснования конкретных направлений нефтепоисковых работ, так и для вполне уверенного выделения первоочередных зон и структур для поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений. В то же время трудности проведения и значительная стоимость морских буровых работ заставляют предъявлять повышенные требования к степени обоснованности постановки поискового бурения на каждой площади. Оба названных обстоятельства указывают на необходимость строгого соблюдения этапности и последовательности в проведении всего комплекса поисковых работ. Поэтому региональные геолого-геофизические работы (сейсморазведка, гравиразведка, магниторазведка, геоакустические и геоморфологические исследования) должны быть проведены на всех упомянутых перспективных частях акваторий. Задачей этих работ является выявление крупных структурных форм и изучение основных элементов строения осадочной толщи. Результаты исследований должны явиться геологические и тектонические карты-схемы в масштабе 1:500 000, составленные для всей перспективной части акватории до изобаты 200 м, которые послужат основой для локализации последующих более детальных работ.

Детализационные работы (сейсморазведка, гравиразведка, геолокация) проводятся на выявленных уже предыдущими исследованиями благоприятных участках с задачами уточнения их структурного плана и выявления наиболее перспективных структур. В результате должны быть составлены геологические и структурные карты-схемы в масштабе 1:100 000—1:200 000 с выделением объектов для подготовки их к глубокому поисковому бурению.

Детальные работы (сейсморазведка, геолокация и подводные наблюдения, картировочное бурение мелких скважин) имеют задачей подготовку структур к глубокому поисковому бурению с составлением структурных карт в масштабе 1:25 000—1:50 000. Попутно с выполнением этих работ следует практиковать дальнейшее бурение глубоких поисковых наклонно-направленных скважин с берега на структуры, расположенные в зоне прибрежного мелководья на доступных для наклонного бурения расстояниях.

IX. ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ САХАЛИНСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ И НАПРАВЛЕНИЕ ДАЛЬНЕЙШИХ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Общие перспективы нефтегазоносности Сахалина и его шельфовой зоны определяются сравнительно высокими потенциальными ресурсами нефти и газа, позволяющими говорить о вполне реальной возможности дальнейшего увеличения роста добычи этих полезных ископаемых. Сравнительная же оценка перспектив сводится в общих чертах к выделению в пределах области, с одной стороны, земель с доказанной промышленной нефтегазоносностью, возможно нефтегазоносных и бесперспективных и, с другой стороны, — трех районов нефтегазонакопления: 1) с доказанной промышленной нефтегазоносностью, 2) с доказанной промышленной газозоносностью и 3) возможного нефтегазонакопления.

Характеристика перспектив нефтегазоносности выделенных районов и входящих в них зон нефтегазонакопления, а также содержание и направление дальнейших геологоразведочных работ были уже даны выше, потому данный вопрос освещается здесь только в самых общих чертах.

Группа земель с доказанной промышленной нефтегазоносностью. На землях этой группы расположены четыре участка промышленного нефтегазонакопления: три из них (Охинский, Катанглинский и Рыбновский) находятся в Северном районе нефтегазонакопления и один (Сусунайский) — в Центральном районе.

На Охинском участке, где уже относительно долгое время (с 1923 г.) ведется добыча нефти и газа с разведкой пород окобыкайской и частично дагинской свит и где вследствие этого в значительной степени истощен фонд выявленных структур, основным в направлении дальнейших работ должно быть следующее.

1. Поиски нефти и газа в более древних, чем окобыкайская свита, миоценовых отложениях (на отдельных наиболее крупных структурах) и в породах верхнего мела; поиски и изучение ловушек неструктурного типа как одного из важнейших объектов разведки в пределах Охинского участка, где фонд известных структурных ловушек уже почти полностью реализован.

2. Скорейшее решение вопроса нефтегазоносности южной части Паромайской зоны нефтегазонакопления, в частности, таких крупных структур, как Пильтунская, Нутовская, Горомайская, Боатанская, Нижневальская и Нижнезвайская, где основным стратиграфическим объектом поисков должны являться породы дагинской свиты, не вскрытые еще бурением. Наряду с поисками пластовых сводовых залежей необходимо обратить более пристальное

внимание на поиски литологических залежей на западных крыльях в окобыкайских отложениях.

3. Обобщение и глубокий анализ всего геолого-геофизического и бурового материала с целью выявления возможного наличия ловушек как структурного типа, так и предполагаемых в зонах флексур и ловушек возможного выклинивания песчаных пород в миоценовых отложениях.

На Набилском участке основное направление геологоразведочных работ должно заключаться в следующем.

1. Разведка более низких горизонтов дагинской свиты и остальной части миоценовых отложений в Катанглинской и Конгинской зонах нефтегазонакопления, а в Восточно-Дагинской зоне — также и в низах окобыкайской свиты.

2. Изучение методами сейсморазведки площади, расположенной между берегом Охотского моря, р. Тымью и южной оконечностью Паромайской зоны и ограниченной на западе выходом на поверхность пород дагинской свиты, с целью поисков в ее пределах новых антиклинальных поднятий и подготовки их к глубокому разведочному бурению.

В пределах Рыбновского участка в последние годы открыты три месторождения, в которых получены промышленные притоки нефти и газа. Несмотря на это, как сами месторождения, так и зоны нефтегазонакопления, на которых расположены эти месторождения, изучены пока недостаточно. Поэтому основными задачами работ на данном участке должны являться следующие.

1. Более глубокое изучение геологического строения всех трех зон нефтегазонакопления (Астрахановской, Тамлевской и Музьминской) путем постановки на площадях зон сейсмических исследований (МОВ) с последующим составлением структурных схем по каждой зоне.

2. Изучение геологического строения зоны гравитационной ступени (флексуры?) с целью выявления в ней наличия возможных ловушек, связанных с предполагаемым выклиниванием отдельных частей кайнозойского разреза и с тектоническим экранированием.

3. Поиски залежей нефти и газа в породах, более древних, чем верхнелангрийская свита.

Сусунайский участок промышленного газонакопления расположен на юге Сахалина, в одноименной депрессии. На его территории открыто пока одно Восточно-Луговское газовое месторождение, находящееся в завершающей стадии разведки. Дальнейшие поисковые работы на участке должны быть направлены на поиски залежей газа и нефти в структурах Анивской и Долинской зон, сложенных породами маруямской свиты. Необходимо обратить также внимание на изучение геологического строения гравитационной ступени, проходящей по восточному краю, где можно предполагать наличие благоприятных условий для образования в миоценовых породах ловушек неструктурного типа.

Возможные нефтегазоносные земли. Основные направления поисковых работ на землях этой категории вытекают как из общей сравнительной оценки перспектив их нефтегазоносности, так из карты нефтегеологического районирования (см. рис. 9). На этой карте для каждой зоны возможного нефтегазонакопления показаны: стратиграфический диапазон наиболее интересной в нефтегазоносном отношении части разреза и вероятный тип ловушек, а также наиболее крупные впадины и прогибы, как факторы, влияющие на выбор объектов для поисковых и разведочных работ. Следует только обратить особое внимание на необходимость: а) резкого увеличения объема регионально-рекогносцировочных сейсмических исследований (ГСЗ, КМПВ, МОВ) с применением методики, обеспечивающей освещение строения всего кайнозойского, а в ряде районов и верхнемелового разреза; б) продолжения параметрического бурения в новых районах в комплексе с региональными сейсмическими исследованиями.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алексейчик С. Н. Условия накопления и нефтеносность верхне- и среднемиоценовых отложений Северного Сахалина.— В кн.: Геология и нефтеносность Сахалина. Л., 1956, с. 119—157. (Тр. ВНИГРИ, нов. сер., вып. 99).
2. Алексейчик С. Н. Геоструктурная схема Японо-Охотской геосинклинальной области и положение в ней о. Сахалина.— «Сов. геология», 1962, № 12, с. 16—19.
3. Алексейчик С. Н. Японо-Охотский кайнозойский нефтегазоносный бассейн и его нефтегазоносные области.— «Геология и геофизика», 1962, № 7, с. 76—86.
4. Алексейчик С. Н., Ковальчук В. С., Шеремета О. О. Тектоника и нефтегазоносность Сахалина.— В кн.: Проблемы нефтегазоносности Востока СССР. М., 1967, с. 33—42.
5. Алексейчик С. Н. Акватории — один из важнейших объектов для предстоящих поисков нефти и газа в Сахалинской нефтегазоносной области.— В кн.: Результаты исследований по геологии и нефтегазоносности Сахалина. Южно-Сахалинск, 1969, с. 92—99. (Тр. ВНИГРИ, вып. 255).
6. Алексейчик С. Н. Принципы нефтегеологического районирования Тихоокеанского кайнозойского нефтегазоносного пояса.— В кн.: Вопросы геологии и нефтегазоносности Сахалина. Л., 1972, с. 153—175. (Тр. ВНИГРИ, вып. 306).
7. Амосов Г. А., Козина Т. А. О взаимодействии нефтей с водами в месторождениях Сахалина.— «Геология и геофизика», 1966, № 11, с. 61—69.
8. Брод И. О., Милашин А. П. Восточный Сахалин и Западная Камчатка как элементы Охотского нефтегазоносного бассейна.— «Новости нефтяной и газовой техники», сер. геол., 1962, № 7, с. 47—50.
9. Вебер В. В. Фации отложений, благоприятные для образования нефти. М., Гостоптехиздат, 1966. 274 с. (Тр. ВНИГРИ, вып. LVI).
10. Гальцев-Безюк С. Д., Ковальчук В. С. Современный структурный план третичных отложений северо-восточного побережья о. Сахалина и некоторые вопросы его формирования.— В кн.: Исследования по геологии и нефтегазоносности Сахалина. Л., 1961, с. 132—139. (Тр. ВНИГРИ, вып. 181).
11. Геологическое строение и нефтегазоносность северной части Сахалина. Л., «Гостоптехиздат», 1959. 233 с. (Тр. ВНИГРИ, вып. 135). Авт.: С. Н. Алексейчик, С. Д. Гальцев-Безюк, К. И. Гнедин и др.
12. Геологическое строение и газонефтеносность южной части Сахалина. Л., «Гостоптехиздат», 1960. 171 с. (Тр. ВНИГРИ, вып. 156). Авт.: В. Д. Козырев, И. Г. Гринберг, И. Н. Кузин, Л. С. Жидкова.
13. Геология и минеральные ресурсы Японии. М., ИЛ, 1961. 287 с.
14. Геология СССР. Т. XXXIII. Остров Сахалин. М., «Недра», 1970. 431 с.
15. Грошев Г. Г. Условия залегания и некоторые вопросы формирования газонефтяных залежей Эхабинского месторождения.— В кн.: Исследования по

- геологии и нефтегазоносности Сахалина. Л., 1961, с. 180—190. (Тр. ВНИГРИ, вып. 181).
16. Евдокимова Т. И. Тектоника Восточно-Эхабинского месторождения и ее влияние на образование и разрушение нефтяных залежей.— В кн.: Геология и нефтегазоносность Сахалина. Л., 1963, с. 109—117. (Тр. ВНИГРИ, вып. 224).
17. Евдокимова Т. И. Зависимость высот газовых залежей Северо-Восточного Сахалина от мощности глинистых покровов.— «Геология нефти и газа», 1967, № 10, с. 47—50.
18. Евдокимова Т. И. К вопросу о латеральной миграции нефти при формировании месторождений Эхаби, Восточное Эхаби, Тунгор.— В кн.: Результаты исследований по геологии и нефтегазоносности Сахалина. Л., 1969, с. 100—104. (Тр. ВНИГРИ, вып. 225).
19. Евдокимова Т. И. Размещение залежей нефти и газа в зависимости от литолого-фациального состава пород продуктивной толщи Северного Сахалина.— В кн.: Результаты исследований по геологии и нефтегазоносности Сахалина. Л., 1969, с. 105—109. (Тр. ВНИГРИ, вып. 255).
20. Евдокимова Т. И., Остистый Б. К. Зависимость высот газовых залежей от мощности глинистых покровов на месторождениях Сахалина и возможность ее практического использования.— В кн.: Основные направления поисков нефти и газа на Сахалине. Владивосток, 1969, с. 108—117. (Информ. сб., II сер. «Геол. и геофиз.»).
21. Евдокимова Т. И., Ковальчук В. С. Геологические особенности размещения газонефтяных залежей Сахалина.— «Геология нефти и газа», 1970, № 4, с. 44—47.
22. Евдокимова Т. И. О некоторых особенностях распространения газонефтяных залежей в западной части Тихоокеанского нефтегазоносного пояса.— В кн.: Геология и полезные ископаемые Сахалинской области. Южно-Сахалинск, 1972, с. 32—41. (Изв. Сахалинского отд. географ. о-ва СССР, вып. 3).
23. Евдокимова Т. И. Особенности размещения и формирования нефтяных и газовых залежей Сахалина.— В кн.: Вопросы геологии и нефтегазоносности Сахалина. Л., 1972, с. 125—137. (Тр. ВНИГРИ, вып. 306).
24. Калинин М. К. Нефтегазоносность Тихоокеанского пояса.— В кн.: Проблемы нефтегазоносности Востока СССР. М., 1967, с. 21—33.
25. Каница А. А. Главные геоморфологические и геоструктурные черты Сахалина, его тектоническая история и районирование.— В кн.: Геология и нефтегазоносность Сахалина. Л., 1963, с. 256—278. (Тр. ВНИГРИ, вып. 224).
26. Ковальчук В. С. О влиянии палеоструктурного плана на формирование и размещение газовых и нефтяных залежей Северного Сахалина.— В кн.: Геология и нефтегазоносность Сахалина. Л., 1963, с. 91—101. (Тр. ВНИГРИ, вып. 224).
27. Ковальчук В. С., Евдокимова Т. И. Некоторые закономерности формирования и размещения газонефтяных залежей Северо-Восточного Сахалина.— В кн.: Генезис нефти и газа. М., 1967, с. 661—666.
28. Козина Т. А., Амосов Г. А. Генетический ряд нефтей Сахалина.— «Геология и геофизика», 1964, № 2, с. 3—12.
29. Кононов В. Е., Тронов Ю. А. Перспективы нефтегазоносности нижне- и среднемиоценовых отложений Северного Сахалина.— «Геология нефти и газа», 1968, № 11, с. 14—19.
30. Красный Л. И. Схема геолого-структурного районирования Охотского моря и окаймляющих его складчатых сооружений.— «Докл. АН СССР», 1956, т. 107, № 1, с. 135—139.
31. Кропоткин П. Н., Шахварстова К. А. Геологическое строение Тихоокеанского подвижного пояса. М., «Наука», 1965. 365 с. (Тр. ГИН АН СССР, вып. 134).
32. Критерии оценки промышленной нефтегазоносности нижнеокобывайской подсытки на локальных структурах Северного Сахалина.— «Геология нефти и газа», 1968, № 2, с. 48—53. Авт.: Б. К. Остистый, Э. Г. Коблов, Р. Л. Буценко и др.
33. Лившиц М. Х. Новые представления о тектонике острова Сахалина в свете геофизических данных и некоторые соображения о его газонефтеносности.— «Геология и геофизика», 1963, № 6, с. 49—59.
34. Мавринский Ю. С., Теплов И. А. Тектоника и нефтеносность северо-западного района о. Сахалина.— В кн.: Исследования по геологии и нефтегазоносности Сахалина. Л., 1961, с. 140—153. (Тр. ВНИГРИ, вып. 181).
35. Мавринский Ю. С. Перспективы нефтегазоносности верхнемеловых отложений Сахалина.— В кн.: Результаты исследований по геологии и нефтегазоносности Сахалина. Южно-Сахалинск, 1969, с. 144—152. (Тр. ВНИГРИ, вып. 255).
36. Мезо-кайнозойская история и строение земной коры Охотского региона. М., «Наука», 1967. 224 с. (Тр. ГИН АН СССР, вып. 168). Авт.: М. С. Марков, В. Н. Аверьянов, И. П. Карташов и др.
37. Мельников О. А. О тектоническом районировании южных районов о. Сахалина.— «Геология и геофизика», 1965, № 10, с. 55—64.
38. Милашин А. П. О тектоническом районировании Сахалина в свете данных геофизических исследований.— «Геология и геофизика», 1960, № 9, с. 76—80.
39. Милашин А. П. Новые данные о тектонике Сахалина.— «Геология и геохимия» (сб. НТО нефтяников при ВНИГРИ). Л., 1960, № 3 (9), с. 216—223.
40. Милашин А. П. Тектоническое районирование Сахалина.— «Нефтегазовая геология и геофизика», 1963, № 1, с. 20—22.
41. Остистый Б. К., Игнатов М. П., Рубан В. Г. О перспективах нефтегазоносности юго-восточной части Северного Сахалина.— «Геология нефти и газа», 1967, № 10, с. 51—55.
42. Перспективы нефтегазоносности Южного Сахалина и прилегающих акваторий.— В кн.: Проблема нефтегазоносности Востока СССР. М., 1967, с. 43—52. Авт.: С. Н. Алексейчик, А. Ф. Ефременков, А. Я. Ильев и др.
43. Плешаков И. Б. Геологическое строение и нефтеносность Пограничного района Северного Сахалина.— В кн.: Геология и нефтегазоносность Сахалина. Л., 1956, с. 42—71. (Тр. ВНИГРИ, нов. сер., вып. 99).
44. Плотников А. А. Мощность глинистой покровки как фактор, определяющий высоту залежей углеводородов в ловушке.— «Нефтегазовая геология и геофизика», 1968, № 3, с. 18—20.

45. Понски новых месторождений нефти и газа в северо-восточном районе о. Сахалина.— «Геология нефти и газа», 1971, № 10, с. 19—23. Авт.: Б. К. Осигустый, Е. Г. Аршев, А. С. Владимиров, Г. С. Мишаков.

46. Пущаровский Ю. М. О тектонике Сахалина.— «Изв. АН СССР», сер. геол., 1964, № 12, с. 42—61.

47. Пущаровский Ю. М. Проблемы тектоники и нефтегазоносности Тихоокеанского кайнозойского тектонического кольца.— «Геотектоника», 1965, № 1, с. 74—92.

48. Равдоникас О. В., Симонов А. И. Гидрогеологические критерии и прогноз нефтегазоносности Сахалина.— В кн.: Вопросы геологии и нефтегазоносности Сахалина. Л., 1972, с. 208—219. (Тр. ВНИГРИ, вып. 306).

49. Ратнер В. Я., Лейбсон М. Г. Об условиях формирования газонефтяных залежей Северного Сахалина.— «Новости нефтяной и газовой техники», № 8, с. 6—10.

50. Ратнер В. Я., Тронов Ю. А., Шеремета О. О. Особенности размещения залежей нефти и газа на месторождениях Сахалина.— «Нефтегазовая геология и геофизика», 1967, № 11, с. 38—45.

51. Ратнер В. Я., Лушников В. Е. Шхунное — новое месторождение нефти и газа на Северном Сахалине.— «Нефтегазовая геология и геофизика», 1970, № 8, с. 3—7.

52. Ратновский И. И. Геологическое строение полуострова Шмидта на Сахалине. Л., Гостоптехиздат, 1960. 105 с.

53. Ратновский И. И. Стратиграфия палеогеновых и неогеновых отложений Сахалина. Л., «Недра», 1969. 327 с. (Тр. ВНИГРИ, вып. 271).

54. Родникова Р. Д., Севостьянов К. М., Табожков А. Я. О структурно-формационной связи южной части о. Сахалина и о. Хоккайдо и перспективах нефтегазоносности.— «Сов. геология», 1968, № 3, с. 49—63.

55. Руднич Е. М. Основные закономерности тектонического развития Приморья, Сахалина и Японии как зоны перехода от континента к океану. М., Изд-во АН СССР, 1962. 272 с.

56. Русаков Д. Ф., Мавринский Ю. С., Брутман В. Ш. Геолого-структурное районирование Сахалина.— «Сов. геология», 1967, № 12, с. 54—64.

57. Сахалинская область нефтегазоаккумуляции и пути ее дальнейшего промышленного освоения.— В кн.: Итоги научно-исследовательских работ по поискам и разведке нефти и газа. Л., 1969, с. 71—83. (Тр. ВНИГРИ, вып. 272). Авт.: С. Н. Алексейчик, Г. А. Амосов, Т. И. Евдокимова и др.

58. Савченко В. П. Условия формирования залежей газа и нефти при их струйной миграции в водонасыщенных породах.— «Тр. ВНИИ», 1958, вып. XIV, с. 86—117.

59. Севостьянов К. М. Нефть и газ в Западно-Тихоокеанском нефтегазоносном поясе.— «Сов. геология», 1969, № 11, с. 119—125.

60. Сирьк И. М. Перспективы открытия нефтяных и газовых залежей в восточном районе южной части Сахалина.— «Геология и геофизика», 1964, № 1, с. 50—59.

61. Сирьк И. М. Грязевые вулканы Южного Сахалина — вероятные спутники нефтяных и газовых месторождений.— «Геология и геофизика», 1962, № 7, с. 66—75.

62. Сирьк И. М. Нефтегазоносность восточных склонов Западно-Сахалинских гор. М., «Наука», 1968. 247 с.

63. Сметхов Е. М. Геологическое строение острова Сахалина и его нефтегазоносность. Л.—М., Гостоптехиздат, 1953. 321 с.

64. Соловьев А. В. К вопросу о тектонической схеме Сахалина.— «Изв. АН СССР», сер. геол., 1958, № 12, с. 3—8.

65. Соломатина Л. Н. Условия формирования локальных структур Эрри, Садо и приуроченных к ним газонефтяных залежей.— В кн.: Геология и нефтегазоносность Сахалина. Л., 1963, с. 81—90. (Тр. ВНИГРИ, вып. 224).

66. Танасевич М. Г. О тектонике нефтеносных площадей Северного Сахалина.— «Нефт. хозяйство», 1935, т. 28, № 9, с. 16—19.

67. Тектоника, история геологического развития и перспективы нефтегазоносности Сахалина. Л., Гостоптехиздат, 1963. 275 с. (Тр. ВНИГРИ, вып. 217). Авт.: С. Н. Алексейчик, С. Д. Гальцев-Безюк, В. С. Ковальчук, П. М. Сычев.

68. Успенский В. А., Радченко О. А. К вопросу генезиса типа нефтей. М.—Л., Ленгостоптехиздат, 1947. 79 с. (Тр. ВНИГРИ, нов. сер., вып. 19).

69. Успенская Н. Ю. Общие принципы тектонического районирования нефтегазоносных территорий.— В кн.: Тектоника нефтегазоносных областей. М. 1962, с. 34—47.

70. Эволюция третичного угленакопления на территории Сахалина.— В кн.: История неогенового угленакопления на территории Сахалина. М.—Л., 1963, с. 183—201. Авт.: Л. Ф. Ажгиревич, Н. С. Громова, Б. А. Сальников, Л. Л. Сальникова.

71. Ярошевич М. С., Амосов Г. А. О методах выявления нефтепроизводящих отложений.— «Геология нефти и газа», 1965, № 12, с. 28—31.

72. Ярошевич М. С., Неред А. Т. Закономерности распределения органического вещества и битумоидов как источника микронефти в неогеновых отложениях Северного Сахалина.— В кн.: Генезис нефти и газа. М., 1968, с. 124—129.

О Г Л А В Л Е Н И Е

	Гидрогеологические факторы, влияющие на размещение залежей (О. В. Равдоникас)	157	
	Типы газонефтяных залежей и возможные условия их формирования (Т. И. Евдокимова, Г. Г. Грошев)	160	
VIII. Потенциальные ресурсы нефти и газа в недрах присахалинских акваторий и пути их изучения и освоения (С. Н. Алексейчик, Ю. А. Тронов)			168
IX. Перспективы нефтегазоносности Сахалинской нефтегазоносной области и направление дальнейших поисково-разведочных работ (С. Н. Алексейчик, Е. Г. Аршев, Г. Г. Грошев, Т. И. Евдокимова, В. С. Ковальчук, Р. С. Мирзоев, О. В. Равдоникас, Ю. А. Тронов)			174
Список литературы			177
Введение (С. Н. Алексейчик, Г. Г. Грошев)			3
I. Краткий стратиграфический очерк (С. Н. Алексейчик, Г. Г. Грошев)			5
Палеозойские и мезозойские (доверхнемеловые) образования		—	
Верхний мел		6	
Кайнозойские отложения		8	
Палеоген		—	
Неоген		13	
II. Тектоника (С. Н. Алексейчик, В. С. Ковальчук)			14
Основные черты тектоники		15	
Структурные элементы и их характеристика		17	
Разрывные дислокации		22	
III. Основные этапы геологической истории (С. Н. Алексейчик, В. С. Ковальчук)			24
IV. Гидрогеологические условия (О. В. Равдоникас)			28
Краткая гидрогеологическая характеристика месторождений нефти и газа Северного Сахалина		30	
V. Общие данные о Сахалинской нефтегазоносной области (С. Н. Алексейчик, Е. Г. Аршев, Ю. А. Тронов)			35
VI. Районы промышленного и возможного нефтегазоаккумуляции			45
Северный район и его зоны промышленного нефтегазоаккумуляции (Т. И. Евдокимова, С. Н. Алексейчик, Е. Г. Аршев, Г. Г. Грошев, Ю. А. Тронов, В. Е. Лушникова, А. А. Клецев, Р. С. Мирзоев, В. С. Ковальчук, Л. А. Борисова, В. Г. Рубан)		—	
Охинский нефтегазоносный участок		—	
Катааглинский нефтегазоносный участок		113	
Лангрийский нефтегазоносный участок		125	
Зоны возможного нефтегазоаккумуляции		131	
Центральный район установленного промышленного газонакопления (С. Н. Алексейчик, Ю. С. Мавринский)		133	
Юго-Западный район и его зоны возможного нефтегазоаккумуляции (С. Н. Алексейчик, Ю. С. Мавринский)		136	
Камышевый подрайон возможного нефтегазоаккумуляции		137	
Татарский подрайон возможного нефтегазоаккумуляции		138	
VII. Некоторые вопросы размещения и формирования газонефтяных залежей			140
О влиянии литолого-фациального состава пород на размещение залежей (Т. И. Евдокимова)		—	
Тектонические условия размещения залежей (Т. И. Евдокимова, С. Н. Алексейчик)		145	
Покрышки — один из важнейших факторов образования и сохранения промышленных скоплений нефти и газа (Т. И. Евдокимова, Е. Г. Аршев)		152	

**ГЕОЛОГИЯ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ САХАЛИНА**

Редактор издательства **Т. П. Жукова**
Обложка художника **Ю. И. Прошлецова**

Техн. редактор **Н. П. Старости**
Корректор **Н. А. Соколо**

Сдано в набор 1/IV 1974 г.	Подписано к печати 16/X 1974 г.	М-2608	
Формат бумаги 60×90 ¹ / ₁₆ .	Бумага тип. № 2.	Печ. л. 11 ¹ / ₂ +1 вкл.	Усл. л.
Уч.-изд. л. 12,99.	Тираж 600 экз.	Заказ № 327/922.	Цена 1 р. 30

Издательство «Недра». Ленинградское отделение. 193171, Ленинград, С-171,
ул. Фарфоровская, 12.
Ленинградская картографическая фабрика объединения «Аэрогеология»