

61.85.4/241.8

Всесоюзный научно-исследовательский геологоразведочный
нефтяной институт (ВНИГНИ)

НИКОНОВ Николай Иванович

УДК

551.8.022.4:553.98.041 (470.13)

ПРОГНОЗ ЗОН РАЗМЕЩЕНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ РИФОВЫХ
И АЛЛЮВИАЛЬНО-ДЕЛЬТОВЫХ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ
ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

Специальность 04.00.17 – геология, поиски и разведка
нефтяных и газовых месторождений.

Диссертация

на соискание ученой степени кандидата
геолого-минералогических наук

Научный руководитель – доктор геолого-минералогических
наук Дедеев Владимир Алексеевич

Москва – 1984 г.

О Г Л А В Л Е Н И Е

	стр.
ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА I. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ ПРОБЛЕМЫ.....	16
1.Состояние изученности рифовых и аллювиально-дельтовых природных резервуаров в СССР и за рубежом.....	16
2.Состояние изученности рифовых и аллювиально-дельтовых природных резервуаров Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.....	22
ГЛАВА II. ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ, ПРОГНОЗ ЗОН РАЗМЕЩЕНИЯ РИФОВЫХ И АЛЛЮВИАЛЬНО-ДЕЛЬТОВЫХ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ.....	27
1.Верхнедевонские барьерные рифы.....	28
2.Нижнепермские одиночные рифы.....	45
3.Верхнепермские аллювиально-дельтовые песчаные тела.....	57
ГЛАВА III. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ВЫДЕЛЕНИЯ РИФОВЫХ И АЛЛЮВИАЛЬНО-ДЕЛЬТОВЫХ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ.....	89
1.Выделение рифовых резервуаров по материалам промысловой геофизики.....	89
2.Выделение рифовых резервуаров по материалам полевой геофизики.....	96
3.Фациальный анализ пластов песчаников в разрезах скважин по материалам промыслово-геофизических исследований.....	101
4.Выделение аллювиально-дельтовых песчаных тел методами полевой геофизики.....	116

ГЛАВА IV. МОРФОГЕНЕТИЧЕСКАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ ЛОВУШЕК.....	II9
I.Классификация природных резервуаров.....	II9
2.Классификация ловушек.....	I23
ГЛАВА У. УСЛОВИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ В РИФОВЫХ И АЛЛЮВИАЛЬНО-ДЕЛЬТОВЫ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ.....	I34
I.Верхнедевонский карбонатный нефтегазоносный комплекс.....	I34
2.Каменноугольно-нижнепермский карбонатный нефтегазоносный комплекс.....	I55
3.Верхнепермский терригенный нефтегазоносный комплекс.....	I58
ГЛАВА УI. ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ И ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ.....	I75
I.Методы прогнозирования природных резервуаров..	I75
2.Методика поисково-разведочных работ.....	I79
3.Основные направления развития поисково-разведочных работ.....	I8I
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	I9I

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ В ТЕКСТЕ

АК	- акустический каротаж
АТЗ	- аномалия типа "залежь"
ВНК	- водонефтяной контакт
ВЭЗ	- вертикальное электрическое зондирование
ГК	- гамма-каротаж
ГФН	- главная фаза нефтеобразования
КВ	- кавернометрия
КС	- кажущееся электрическое сопротивление
МОВ	- метод отраженных волн
МОГТ (метод ОГТ)	- метод общей глубинной точки
МК	- мезокатагенез
НГК	- нейтронно-гамма-каротаж
ОВ	- органическое вещество
ПК	- протокатагенез
ПС	- самопроизвольная поляризация
РОВ	- рассеянное органическое вещество
СК _{ал-ар}	- сидикахиты алиново-аренового типа
СК _{ар-ал}	- сидикахиты ареново-алинового типа
УВ	- углеводороды
ФОПР	- фациально-ограниченные природные резервуары
УВ	- углеводороды
ТПП	- Тимано-Печорская провинция
НКТ	- насосно-компрессорные трубы

В В Е Д Е Н И Е

А к т у а л ь н о с т ь п р о б л е м ы. Тимано-Печорская нефтьгазоносная провинция является важным районом нефтьгазодобычи, снабжающим углеводородным сырьем крупные промышленные предприятия центра и севера Европейской части СССР. Топливно-энергетические ресурсы Коми АССР и Ненецкого автономного округа, главным образом нефть и газ, являются основой для формирования Тимано-Печорского территориального производственного комплекса, на развитие которого обращено особое внимание "Основными направлениями экономического и социального развития СССР на 1981 - 1985 годы и на период до 1990 года". Долгосрочное обеспечение высокого уровня добычи нефти, газа и газового конденсата может осуществляться только при условии опережающего прироста запасов промышленных категорий. Таким образом, перед геологоразведчиками Тимано-Печорской провинции стоит ответственная и сложная проблема планомерного увеличения прироста запасов углеводородного сырья. Решение этой задачи должно проводиться в двух направлениях. Во-первых, необходимо постоянное увеличение объемов поискового и разведочного бурения, так как наиболее крупные антиклинальные и относительно простые по геологическому строению месторождения нефти и газа уже выявлены и к настоящему времени наблюдается закономерный спад эффективности поисково-разведочных работ. Во-вторых, требуется наращивание научных и научно-прикладных геологических исследований, что обеспечивает выбор наиболее перспективных объектов и направлений развития поисково-разведочных работ. Решению последних задач посвящена настоящая диссертационная работа.

До настоящего времени основной прирост запасов нефти и газа в СССР обеспечивался, главным образом, за счет проведения

поисково-разведочных работ на залежи с антиклинальным типом ловушек. Однако, в связи с ограниченностью фонда перспективных и достаточно крупных антиклинальных структур в последние годы, особенно в старых нефтедобывающих районах, резко повысился интерес к неантиклинальным залежам углеводородов, тем более, что их доля в общем балансе запасов достаточно велика. Например, добыча нефти и газа в США только из литологических и стратиграфических залежей составляет до 40 % от общей добычи, а в СССР пока не превышает 20 % (Литологические..., 1970). Поэтому интерес к неантиклинальным залежам нефти и газа является не только научной проблемой, а имеет важное народнохозяйственное значение.

В настоящей работе рассматриваются залежи нефти и газа в ловушках зональных природных резервуаров, коллектора которых латерально ограничены литологическими экранами в результате перехода одних фаций в другие. Это - резервуары в зонах развития рифовых массивов, русловых песчаников, береговых баров и др. Необходимость совместного рассмотрения генетически разнородных фациально-ограниченных природных резервуаров вытекает из общности принципов прогнозирования и методики поисков приуроченных к ним залежей нефти и газа. В особенности это касается прогнозирования размещения самих природных резервуаров, которое может производиться лишь на основе изучения конкретных палеогеографических ситуаций и является первым и необходимым этапом в процессе прогнозирования залежей нефти и газа.

Наиболее перспективными среди фациально-ограниченных природных резервуаров являются рифовые массивы. Это обусловлено, во-первых, достаточно высокой долей запасов нефтяных месторождений в рифах в общемировом балансе запасов нефти, во-вторых, высокодебитностью скважин и высокой плотностью запасов углеводородов. Среди рифовых месторождений можно отметить нефтяные гиганты,

например, Зельтен (1,25 млрд. м³), Амаль-Нафура-Ауджила (2,95 млрд. м³).

Весьма интересными в отношении нефтегазоносности являются также аллювиально-дельтовые природные резервуары. В мире открыто большое число залежей нефти и газа, приуроченных к погребенным аллювиальным долинам и дельтам палеорек. Выявлены не только мелкие и средние залежи нефти и газа, но крупные и гигантские. Наиболее крупным месторождением нефти, приуроченным к аллювиально-дельтовым песчаным образованиям, следует считать месторождение Атабаска (Альберта, Канада). Подсчитано, что суммарные геологические запасы нефти, заключенные в битуминозных песках Атабаска, составляют 6I - 8I млрд. тонн, причем экономически рентабельным, возможно, окажется извлечение около 27 млрд. тонн (Конибир, 1979).

Основное внимание в диссертационной работе уделено трем объектам, нефтегазоносность которых в Тимано-Печорской провинции доказана. К ним относятся верхнедевонские барьерные рифы (нефтеносные на Южно-Тэбукском, Пашшорском и Харьягинском месторождениях), нижнепермские одиночные рифы (газоносные на Интинском и Коровинском месторождениях), верхнепермские аллювиально-дельтовые песчаные образования (нефтеносные на Возейском, Харьягинском и других месторождениях). Актуальность их изучения обусловлена, во-первых, сокращением фонда крупных антиклинальных структур, что неизбежно ведет к усилению поисков неантиклинальных залежей нефти и газа, во-вторых, высокими перспективами нефтегазоносности. К примеру, 24 % запасов нефти крупного Харьягинского нефтяного месторождения сосредоточены в рифовых и 54 % - в аллювиально-дельтовых отложениях (таблица I). Залежи в рифовых и аллювиально-дельтовых природных резервуарах в XI и XII пятилетках будут одними из основных объектов поисков нефти и газа в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

С О О Т Н О Ш Е Н И Е

балансовых запасов нефти в различных типах природных резервуаров
Харьятгинского нефтяного месторождения

Типы природных резервуаров	Балансовые запасы, %
I. Региональный	
I. Известняки ассельского + сакмарского ярусов нижней перми	4,5
II. Ареальные	
I. Песчаники среднего девона	17,7
III. Зональные	
I. Рифовые	
а) барьерный риф верхнего девона	23,5
2. Аллювиально-дельтовые	
а) подводно-дельтовые песчаники уфимского яруса	29,8
б) русловые песчаники казанского + татарского ярусов	17,7
в) русловые песчаники нижнего триаса	6,8
ИТОГО:	100

Большие сложности поисков залежей нефти и газа в рифовых и аллювиально-дельтовых природных резервуарах, обусловленные очень сложным геологическим строением, требуют их глубокого научного исследования для более надежного прогнозирования нефтегазоносности и для повышения эффективности поисково-разведочных работ.

Ц е л ь р а б о т ы. Целью работы являлся прогноз зон размещения и нефтегазоносности рифовых и аллювиально-дельтовых природных резервуаров Тимано-Печорской провинции для обоснования основных направлений развития поисково-разведочных работ на нефть и газ.

О с н о в н ы е з а д а ч и и с с л е д о в а н и й.

В соответствии с поставленной целью решались следующие задачи:

- детализация зон размещения верхнедевонских барьерных рифов, выявление геолого-геофизических критериев их прогнозирования, установление условий их нефтеносности;
- разработка схемы формирования нижнепермских рифов с целью прогноза зон их размещения и выявления особенностей их нефтегазоносности;
- установление особенностей геологического строения, зон размещения и условий нефтегазоносности верхнепермских аллювиально-дельтовых природных резервуаров;
- обоснование основных направлений развития поисково-разведочных работ и детальный прогноз нефтегазоносности на отдельных площадях.

М е т о д ы и с с л е д о в а н и я. Основным методом для прогнозирования рифовых и аллювиально-дельтовых природных резервуаров являлся фациальный анализ, для целей которого широко использованы в комплексе электрокаротажные и керновые материалы. В качестве дополнительных также привлекались материалы полевой геофизики (МОГТ, высокоточной гравиразведки и электрораз-

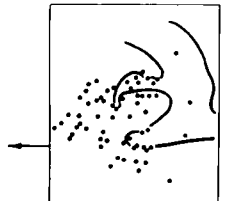
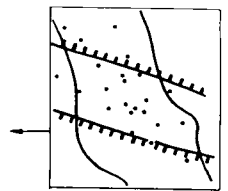
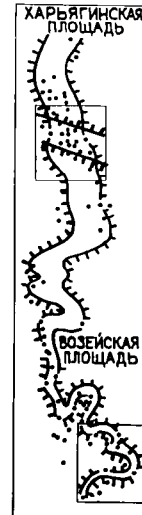
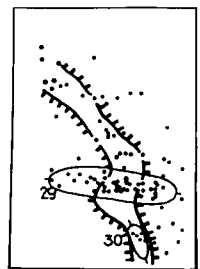
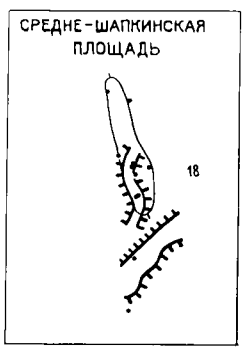
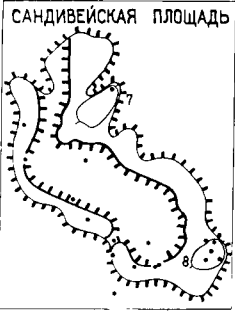
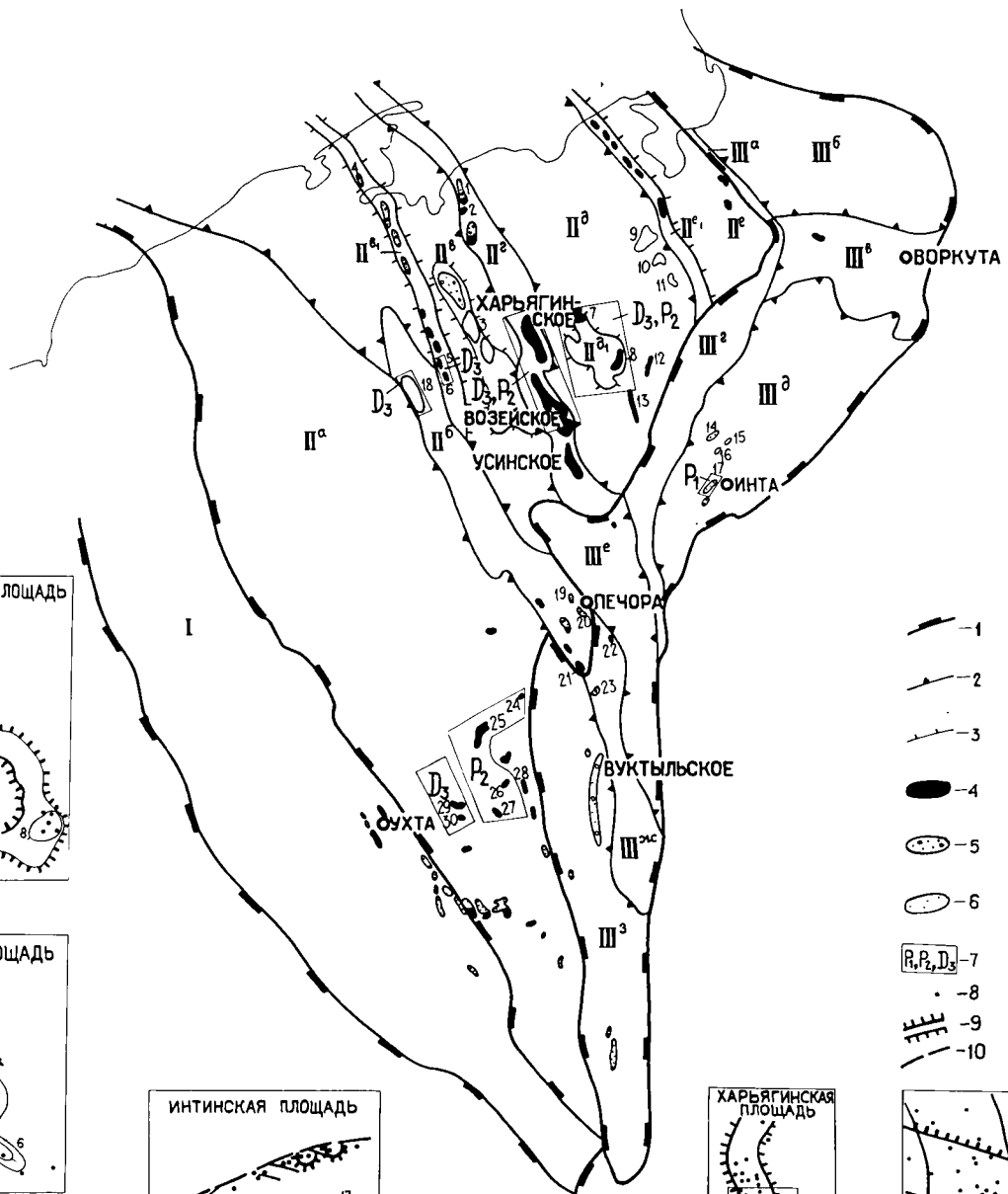
ведки). При анализе разнофациальных карбонатных разрезов (риффовые, шельфовые, депрессионные фации) использован геоморфологический метод корреляции разрезов (Корреляция..., 1976). Для Тимано-Печорской провинции ранее этот метод почти не использовался.

Впервые на исследованной территории использована методика фациального анализа терригенных толщ по формам электрокаротажных кривых, разработанная американскими (Конибир, 1979 и др.) и советскими (Муромцев, Петрова, 1979 и др.) учеными. Установлена возможность применения данной методики для генетической диагностики верхнепермских песчаников Тимано-Печорской провинции.

И с п о л ь з о в а н н ы е м а т е р и а л ы. Диссертационная работа базируется, в основном, на личных исследованиях автора, полученных в период работы в организациях Ухтинского территориального геологического управления (ныне производственное геологическое объединение "Ухтанефтегазгеология").

В 1973 - 1979 г.г. автор изучал по данным структурно-поискового бурения аллювиальные верхнепермские песчаники на Вельюском, Северо-Вельюском и Югидском месторождениях, аллювиально-дельтовые нижнекаменноугольные песчаники на Югидском нефтяном месторождении, рифогенные верхнедевонские карбонаты на Южно-Тэбукомском нефтяном месторождении и на Средне-Шапкинской площади (рис. 1). Работы проводились в нефтегазоразведочной экспедиции № 6, где автором подготовлено по указанным площадям четыре отчета о поисково-структурном бурении (Никонов и др., 1977 г., 1978 а.г., 1978 б.г.; Сеппо и др., 1979 г.), в которые вошли оригинальные материалы по изученным аллювиально-дельтовым и рифовым отложениям и залежкам нефти в них.

В 1979 - 1984 г.г. автором были изучены верхнепермские аллювиально-дельтовые песчаники на Возейском, Харьягинском и Лемь-юском нефтяных месторождениях, верхнедевонские рифогенные карбо-



- 1 —
- 2 —
- 3 —
- 4 —
- 5 —
- 6 —
- 7 — R, P, D₃
- 8 —
- 9 —
- 10 —

Рис. I. Обзорная карта района исследований.

1, 2, 3—границы тектонических элементов (1—надпорядковых; 2—первого порядка; 3—второго порядка); 4, 5, 6—месторождения (4—нефтяные; 5—газо-конденсатные; 6—газовые); 7—районы детальных исследований фациально-ограниченных природных резервуаров (P_1 —нижнепермских; P_2 —верхнепермских; D_3 —верхнедевонских), 8—поисковые и разведочные скважины, разрезы которых использованы в работе; 9—зоны развития фациально-ограниченных природных резервуаров; 10—тектонические нарушения.

Надпорядковые тектонические элементы: I—Тиманский кряж; II—Печорская синеклиза; III—Предуральский краевой прогиб.

Тектонические элементы первого порядка: $П^a$ —Ижма—Печорская впадина; $П^б$ —Печоро—Кожвинский мегавал; $П^в$ —Денисовская впадина; $П^г$ —Колвинский мегавал; $П^д$ —Хорейверская впадина; $П^е$ —Варандей—Адзъвинская структурная зона; $Ш^a$ —гряда Чернышева; $Ш^б$ —Коротайхинская впадина; $Ш^в$ —Воркутское поперечное поднятие; $Ш^г$ —гряда Чернышева; $Ш^д$ —Косью—Роговская впадина; $Ш^е$ —Большесынинская впадины; $Ш^ж$ —Среднепечорское поперечное поднятие; $Ш^з$ —Верхнепечорская впадина.

Тектонические элементы второго порядка: $П^в_1$ —Шалкино—Юрьяхинский вал; $П^д_1$ —Сандивейский свод; $П^е_1$ —вал Сорокина.

Локальные структуры и месторождения: I—Хыльчюское; 2—Южно—Хыльчюское; 3—Командиршорская; 4—Коровинское; 5—Пашшорское; 6—Грубешорское; 7—Мусюршорское; 8—Сандивейское—I; 9—Северо—Хоседаюская; 10—Колвинская; 11—Пончатинская; 12—Салюкинское; 13—Средне—Макарихинская; 14—Кочмесское; 15—Капинская; 16—Романъельская; 17—Интинское; 18—Средне—Шалкинская; 19—Печорогородское; 20—Печоро—Кожвинское; 21—Югидское; 22—Аранецкое; 23—Западно—Соплесское; 24—Исаковское; 25—Лемъюское; 26—Северо—Вельюское; 27—Вельюское; 28—Северо—Савиноборское; 29—Западно—Тэбукское.

Примечание: тектоническая основа спантографирована с карты тектонического районирования осадочного чехла Тимано—Североуральского региона под ред. Б.Я.Вассермана, 1979г.

наты на Пашшорском, Харьягинском и Сандивейском месторождениях и нижнепермские рифогенные карбонаты на Интинском газовом месторождении (рис. I). Работа проводилась в тематической партии треста "Печорнефтегазразведка" и в Печорской комплексной тематической партии Ухтинской комплексной методической экспедиции. Обобщенные материалы по залежам нефти и газа в аллювиально-дельтовых и рифогенных отложениях вошли в два тематических отчета (Никонов и др., 1980 г., 1982 г.). Они позволили по-новому оценить перспективы нефтегазоносных комплексов, содержащих фациально-ограниченные природные резервуары. Представленные в производственно-геологических и тематических отчетах материалы по залежам нефти и газа в аллювиально-дельтовых и рифовых природных резервуарах содержат оригинальные карты, схемы, разрезы, профили.

Частично привлечен фактический материал по ряду других площадей (Ваякская, Командиршорская, Западно-Тэбукская и др.). При работе над диссертацией использован обширный фактический геолого-геофизический материал, полученный в результате работ производственно-геологических объединений "Ухтанефтегазгеология" (керновый материал, данные бурения и опробования скважин, материалы промыслово-геофизических исследований) и "Печорагеофизика" (материалы сейсморазведки, высокоточной электроразведки и гравиразведки), научно-исследовательских работ Тимано-Печорского отделения ВНИГРИ (петрографические описания шлифов, химические, фаунистические и палинологические анализы, анализы нефти, газа, воды, коллекторских свойств пород). Всего исследовано более 600 разрезов скважин. Детальными исследованиями охвачена территория площадью более 5 тыс. км².

Н а у ч н а я н о в и з н а. В работе обобщен и систематизирован обширный геолого-геофизический материал по рифовым и аллювиально-дельтовым природным резервуарам Тимано-Печорской неф-

тегазоносной провинции. Впервые для провинции выделены верхнепермские аллювиально-дельтовые природные резервуары и дан прогноз зон размещения. Предложена принципиально новая схема формирования раннепермских рифов Тимано-Печорской провинции. Дан детальный прогноз зон размещения верхнедевонских рифов. Предложен комплекс геолого-геофизических критериев, позволяющий выделять в разрезе рифовые и аллювиально-дельтовые природные резервуары и прогнозировать их размещение. Создана морфогенетическая классификация ловушек нефти и газа Тимано-Печорской провинции. Выявлены условия нефтегазоносности рифовых и аллювиально-дельтовых природных резервуаров, что позволяет по новому оценить перспективные запасы углеводородов в Тимано-Печорской провинции. Предложенный комплекс критериев имеет не только региональное значение, но может быть также использован в других нефтегазоносных районах СССР. Отдельные выводы об условиях формирования рифовых и аллювиально-дельтовых природных резервуаров позволили восполнить историю геологического развития Тимано-Печорской провинции в позднедевонскую, раннепермскую и позднепермскую эпохи.

П р а к т и ч е с к а я ц е н н о с т ь. Выделенные геолого-геофизические критерии позволили дать прогноз размещения рифовых и аллювиально-дельтовых природных резервуаров и их нефтегазоносности. В результате исследований обоснован выбор наиболее перспективных объектов и направлений развития поисково-разведочных работ. Проведенные исследования позволили включить в ряд высокоперспективных верхнепермско-нижнетриасовый нефтегазоносный комплекс, природные резервуары которого генетически связаны с погребенными аллювиально-дельтовыми долинами. Рекомендован для широкой постановки поисково-разведочных работ новый объект — одиночные рифы в нижнепермских отложениях.

Реализация результатов в производстве. На основе предложенных рекомендаций велись поиски и разведка залежей нефти в аллювиально-дельтовых песчаных верхней перми - нижнего триаса на Харьягинском и Воейском нефтяных месторождениях. Это позволило выявить более двадцати новых залежей нефти, и на Харьягинском месторождении удвоить разведанные запасы. Дан детальный прогноз нефтегазоносности и рекомендована постановка поискового бурения на 17 площадях.

Рекомендации по направлениям поисково-разведочных работ внедрены в ИГО "Ухтанефтегазгеология" в виде двух программ: "Комплексная программа поисков и разведки залежей нефти и газа в рифах на XI пятилетку", "Комплексная программа поисков и разведки неантиклинальных залежей в терригенных отложениях Тимано-Печорской провинции на 1983 - 1985 г.г."

Структура и объем работы. Диссертационная работа включает 6 глав, введение и заключение, которые состоят из 139 страниц текста. В текст включены 9 таблиц, 30 рисунков. Список использованной литературы состоит из 116 наименований.

Апробация работы. Основные положения диссертации доложены на научных конференциях молодых ученых ВНИГНИ (1980 г.) и ПечорНИПИнефть (1981 г.), на X геологической конференции Коми АССР (1984 г.), а также изложены в пяти производственных и двух тематических отчетах.

Публикации по теме диссертации - опубликовано 5 статей в открытой печати.

Диссертационная работа выполнена в Институте геологии Коми филиала АН СССР. Научный руководитель - Дедеев Владимир Алексеевич, доктор геолого-минералогических наук, заведующий отделом геологии горючих полезных ископаемых Института геологии Коми фи-

лиала АН СССР.

При работе над диссертацией автором использованы различные геологические, структурные, тектонические и другие карты Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции под ред. Б.Я.Вассермана. Автор пользовался консультациями геологов ИГО "Ухтанефтегазгеология" А.С.Голованя и Е.Б.Шафрана, ИГО "Печорагеофизика" В.Б.Ростовщикова и А.В.Соломатина, Тимано-Печорского отделения ВНИГРИ В.И.Богачко и Г.В.Важенина, ВНИГНИ Л.Г.Кирюхина, А.А.Гусейнова, И.С.Шик, П.В.Ткачева, Института геологии Коми филиала АН СССР Л.З.Аминова, Е.О.Малышевой, Н.В.Беляевой, Т.В.Майдль. Практическую помощь в работе автору оказали геологи ИГО "Ухтанефтегазгеология" А.Ф.Плешков, Л.И.Гублюренко, геофизик С.Н.Пуртов. Всем перечисленным товарищам автор приносит большую благодарность. Особую признательность автор выражает научному руководителю В.А.Дедеву.

ГЛАВА I. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ ПРОБЛЕМЫ

I. Состояние изученности рифовых и аллювиально-дельтовых природных резервуаров в СССР и за рубежом

По проблемам теории и методики прогнозирования, поисков и разведки неантиклинальных залежей нефти и газа к настоящему времени опубликовано уже большое количество статей и обобщающих работ. Среди наиболее крупных работ - это исследования К.С.Маслова (1968), К.К.Гостинцева, В.А.Гроссгейма (1969), И.К.Королюк и др. (Ископаемые..., 1975), М.М.Грачевского и др. (Корреляция..., 1976), В.Г.Кузнецова (1971, 1978), А.А.Гусейнова и др. (Литологические... 1978), Н.И.Марковского (1981), Э.Б.Мовшовича и др. (1978; Принципы..., 1981), А.В.Ратнера и др. (Залежи..., 1982) и других. Из переводной литературы значительными являются монография под ред. Р.Е.Кинга (перевод под ред. С.П.Максимова, 1975), охватывающая

все виды неантиклинальных залежей; монография Д.А.Буша "Стратиграфические ловушки в песчаниках" (перевод под ред. Н.А.Еременко, 1977); сборник статей "Геология и нефтегазоносность рифовых комплексов" (перевод под ред. К.Р.Чепикова, 1968); работа Ч.Э.Б.Конибира "Палеогеоморфология нефтегазоносных песчаных тел" (перевод под ред. М.М.Грачевского, Е.В.Кучерука, 1979); сборник статей "Условия древнего осадконакопления и их распознавание" (перевод под ред. В.Т.Фролова, 1974).

Обычно неантиклинальные ловушки по литологическому составу коллекторов группируются в две большие группы: ловушки в массивных карбонатных коллекторах (в рифах, эрозионных останцах и т.п.) и ловушки в терригенных коллекторах (в баровых и аллювиально-дельтовых отложениях, в зонах выклинивания песчаников и т.д.). Учитывая резкие различия ловушек УВ в карбонатных и терригенных коллекторах, такой подход к классификации является вполне правомерным. Вместе с тем, при прогнозировании зон размещения неантиклинальных залежей УВ (зон нефтегазонакопления) появляется необходимость классификации ловушек по типам ограничения (экранирования) природных резервуаров, так как именно эти типы являются определяющими при формировании ловушек (за исключением гидродинамических). Соответственно тип ограничения (экранирования) природного резервуара определяет методику прогнозирования зон нефтегазонакопления. Так, например, прогнозирование стратиграфически-экранированных ловушек УВ осуществляется путем построения палеотектонических и палеогеографических карт и схем.

В данной работе рассмотрена нефтегазоносность зональных и локальных природных резервуаров, в которых породы-коллекторы литологически ограничены породами-неколлекторами за счет латеральных переходов одних фаций в другие. Понимая под термином "фация" осадочные породы, отложенные в конкретной физико-географической

и геохимической обстановке, автором предлагается называть эти природные резервуары фациально-ограниченными. Объединение в одну группу различных генетических типов природных резервуаров легко объясняется с точки зрения необходимости прогнозирования размещения самих природных резервуаров. Попытки такого объединения имеются. М.М.Грачевский и др. (Корреляция..., 1976) и Н.И.Марковский (1981) рассматривали совместно как рифовые, так и баровые и аллювиально-дельтовые природные резервуары. Литологически экранированные ловушки, сформированные в таких резервуарах, Р.Е.Кинг (Стратиграфические..., 1975) объединил в группу "ловушек фациальных изменений". Зоны нефтегазонакопления, связанные с этими природными резервуарами Э.Б.Мовшович и др. (Принципы..., 1981) назвали "зонами фациального контроля нефтегазонакопления".

Особое внимание должно быть уделено типизации фациально-ограниченных природных резервуаров, как основы прогноза и поисков зон нефтегазонакопления. Генетические классификации карбонатных органогенных построек разработаны рядом авторов, в т.ч. И.К.Королюк и др. (Ископаемые..., 1975), которые выделяют биогермы, биостромы, биогермные массивы, биостромные массивы, рифовые массивы. Н.И.Марковский (1981, 1982) описывает четыре основных типа рифов: береговые, барьерные, поднятые и атоллы. Много работ посвящено классификациям обстановок осадконакопления песчаных тел. Ф.Петтиджон и др. (1976) рассматривают семь главных фациальных обстановок накопления песков: аллювиальная, дельтовая, приливно-отливная, турбидитная, пляжевая и барьерных островов (баров), мелко-водно-морская и эоловая. Детально обстановки осадконакопления рассмотрели Э.Кросби (1974), Г.-Э.Рейнек, И.Б.Сингх (1981). В последней для аллювиальных обстановок описаны принципы диагностирования отложений руслового остаточного гравия, заполнений русел, прирусловых валов, перекатов и разветвленных рек, паводковых

площадей, пойменных, аллювиального конуса выноса. Новый принцип классификации фациально-ограниченных геологических тел с учетом основных областей седиментации предложили Э.Б.Мовшович и др. (Принципы..., 1981). Они выделяют ОАТ (органогенные аккумулятивные тела), ПАТ (песчаные аккумулятивные тела) и ПРС (погребенные речные системы). Рассмотрение этих объектов предлагается в областях терраформы (суши), ундаформы (шельфа), клиноформы (склона) и фондоформы (бассейна).

Следует заметить, что для целей прогнозирования нефтегазонасыщенности и поисков фациально-ограниченных природных резервуаров необходима простая классификация, учитывающая как генезис природных резервуаров, так и их форму. В генетических классификациях последняя обычно не учитывается. Наиболее близко к морфогенетической классификации резервуаров подошли Э.Б.Мовшович и др. (Принципы..., 1981). К сожалению, ими введено очень много новых понятий и терминов, что затрудняет использование их классификации.

Большое число работ посвящено классификациям ловушек углеводородов. Среди них работы К.К.Гостинцева, В.А.Гроссгейма (1969), Р.Е.Кинга (Стратиграфические..., 1975), К.С.Маслова (1968), В.Я.Ратнера и др. (Залежи..., 1982) и другие. Наиболее интересными являются классификация Р.Е.Кинга по генетическому типу природных резервуаров и классификация В.Я.Ратнера по типам ловушек. К сожалению, первая не учитывает морфологию ловушек, а вторая — генетические различия природных резервуаров. Классификации, где бы достаточно учитывались тип ловушки и генетический тип резервуара в настоящее время отсутствуют.

Основой прогнозирования фациально-ограниченных природных резервуаров (и, соответственно, зон нефтегазонакопления в этих резервуарах) являются палеогеографические, литолого-фациальные и геоморфологические методы. Эти методы достаточно подробно рас-

смотрены в работах М.В.Проничевой (1973), В.П.Жижченко (1974), М.М.Грачевского и др. (Корреляция..., 1976), К.С.Маслова (1968), Н.И.Марковского (1981), В.И.Славина, Н.А.Ясаманова (1982), И.А.Шик (1983 и др.).

Большое внимание в литературе уделяется реконструкции фациальных палеообстановок. Основными критериями для рассмотрения обстановок терригенного осадконакопления приняты: тип слоистости, гранулометрический состав зерен, формы и ориентировка обломочного материала, текстура конседиментационных деформаций, следы и отпечатки на поверхностях напластования (Рейнек, Сингх, 1981). Методы изучения слоистости рассмотрены Л.Н.Ботвинкиной (1962, 1965) и другими. Разработан ряд геохимических критериев для выяснения обстановок осадконакопления (Катченков, 1959; Янов, 1971, 1980; Кейт, Дегенс, 1961; Катченков и др., 1971; Резников, 1961 и другие).

Следует отметить, что для поисков и трассирования погребенных аллювиально-дельтовых систем и рифовых природных резервуаров перечисленные выше методы диагностирования фациальных обстановок часто недостаточны как в связи с очень незначительным количеством кернового материала по скважинам, так и в связи с весьма незначительным количеством скважин на разбуриваемой площади.

Американские исследователи, в том числе Ч.Э.Б.Конибир (1979), и советские ученые, в том числе В.С.Муромцев, Р.К.Петрова (1979), разработали методику диагностирования фациальных обстановок терригенных отложений по формам электрокаротажных кривых. Данная методика, на наш взгляд, представляется весьма интересной для целей прогнозирования аллювиально-дельтовых природных резервуаров, так как, во-первых, освещается весь разрез каждой пробуренной скважины, что не обеспечивается керновым материалом, а во-вторых, отпадает необходимость многочисленных, часто трудоемких, анализов керна. Применение данной методики тем не менее не иск-

лючает использование керновых материалов. Последние должны служить для обоснования выводов, сделанных по материалам электрокаротажа.

Весьма интенсивно в настоящее время разрабатываются методы сейсмостратиграфии, высокоточной электроразведки и гравиразведки с целью выделения в разрезе и трассирования отдельных фациально-ограниченных геологических тел. Н.И.Марковский (1981) приводит несколько примеров такого положительного опыта. И.А.Хафизов и др. (Дельтовые..., 1979) показали возможность выделения палеodelьт сейсморазведочными работами МОГТ на примере района Косы Ада на Южном Мангышлаке. Особенно широко развиваются в последнее время геофизические методы выявления рифов (Закономерности..., 1979;

Кузнецов, 1971). Учитывая большие возможности полевой геофизики, следует уделять большое внимание созданию моделей геологического строения и размещения рифовых и аллювиально-дельтовых геологических тел для конкретных нефтегазоносных районов, на базе которых можно развивать поисковые геофизические методы.

Рифы Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции являются составной частью позднедевонского и нижнепермского рифовых поясов восточного края Русской платформы. Поэтому многие особенности геологического строения и закономерности формирования и размещения рифов можно прогнозировать на основе имеющихся знаний о рифах Волго-Уральской и Прикаспийской нефтегазоносных провинций. Значительный вклад в проблему изучения рифов этих провинций внесен работами М.Ф.Мирчинка и др. (Рифы..., 1974), И.М.Грачевского (Корреляция..., 1976), О.М.Мкртчяна (Мкртчян, 1964). Л.Г.Кирюхин (1982) в Прикаспийской впадине выделил четыре типа органогенных построек: барьерные рифы, плоские карбонатные платформы, карбонатные платформы, осложненные высокоамплитудными рифовыми массивами, одиночные рифовые массивы. М.И.Островский и др. (1981) вы-

сказали мнение о том, что типы нижнепермских рифов Тимано-Печорской провинции аналогичны типам рифов Пермского Приуралья. Большое значение для понимания условий формирования и аккумуляции залежей углеводородов в рифах имеет разработка В.Д. Ильиным теории трехслойного природного резервуара, так как выясняется, что во многих случаях над рифами формируется пачка пород, не являющихся ни коллектором, ни крышкой. Методика определения фактической высоты ловушки в трехслойном природном резервуаре рассмотрена В.Д.Ильиным во многих работах (в том числе Ильин и др., 1982).

На широкое развитие палеозойских аллювиально-дельтовых систем на территории Русской платформы, к которой относится Тимано-Печорская провинция, обращали внимание очень многие исследователи. Большой список таких работ приведен А.А.Гусейновым и др. (Литологические..., 1978). В последней очень полно рассмотрены типы ловушек в различных генетических типах песчаных природных резервуаров и методика их поисков.

2. Состояние изученности рифовых и аллювиально-дельтовых природных резервуаров Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

В Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции установлены наличие и нефтегазоносность верхнедевонских барьерных и нижнепермских одиночных рифов и верхнепермских аллювиально-дельтовых песчаников.

Верхнедевонские барьерные рифы выявлены при эксплуатационном бурении на Западно-Тэбукском нефтяном месторождении (Кушнарера, Матвиевская, 1966). М.М.Грачевский и др. (Корреляция..., 1976) предложили модель геологического строения барьерных рифов, согласно которой барьерный риф является непрерывно-линейным. К нему примыкают зарифовая шельфовая и предрифовая де-

прессионная области. На основе палеогеоморфологического метода ими представлена достаточно детально разработанная корреляция мелководно-шельфовых, рифогенных и глубоководных (доманиковых) карбонатов на примерах верхнефранских барьерных рифов южной части Ижма-Печорской впадины. А.В.Соломатиным (Соломатин, 1973; Дубовский, Соломатин, 1974; Грачевский, Соломатин, 1975; Верхнедевонские... , 1976; Соломатин и др., 1981; Вассерман и др., 1978) разработана схема строения и эволюции верхнедевонской некомпенсированной впадины, на бортах которой прогнозируются зоны размещения барьерных, а во внутренней части - одиночных рифов типа Ледюкских. Здесь же даны отдельные практические рекомендации по поискам рифогенных залежей нефти. А.В.Соломатин показал, что ловушки в барьерных рифах могут формироваться только при пересечении рифов с антиклинальными структурами (комбинированные структурно-рифовые ловушки). И.К.Королюк и др. (Органогенные..., 1975) отнесли верхнедевонские барьерные рифы Волго-Уральской области (в том числе рифы Тимано-Печорской провинции) к органогенным массивам особого типа, подчеркнув неясность их генезиса. Н.В.Беляева (1983) на примере ухтинского барьерного рифа установила, что литологический состав слагающих его отложений полностью соответствует термину "рифовый массив". По ее мнению, доломитизация водорослевых известняков происходила за счет внутренних ресурсов магния скелета известковых водорослей и их органического вещества.

Несмотря на значительное число работ, вопросы рифообразования в позднедевонскую эпоху решены недостаточно. В первую очередь это касается типизации рифов и условий рифообразования во внутренней области некомпенсированной впадины. Типизация выявленных залежей нефти в верхнедевонских рифах не проводилась, так как количество их было небольшим. Частично решались вопросы прогноза нефтегазоносности по геохимическим анализам РОВ. В.А. Ус-

пенский и др. (1979) установили высокий нефтематеринский потенциал доманиковых отложений. В.А.Дедеев и Л.З.Аминов в ряде работ (Аминов и др., 1981; Геохимическая ..., 1981; Циклы ..., 1981) по распределению битумоидов показали возможность генерации нефти всей верхнефранской глинисто-карбонатной толщей.

В 1978 - 1980 г.г. проводился комплекс электроразведочных, гравиразведочных и сейсморазведочных работ одновременно со структурно-поисковым бурением в зоне развития рифов в южной части Ижма-Печорской впадины. По этим материалам (Плякина и др., 1982 ф.) был выделен ряд геофизических критериев прогнозирования рифов в разрезе. Одновременно были получены некоторые данные (Максимова, 1980 ф., 1981 ф., 1982 ф.) о возможностях геофизических методов при трассировании аллювиальных долин.

Н и ж н е п е р м с к и е рифы описаны в обнажениях в ряде районов Печорского Приуралья (Сливкова и др., 1967 ф.; Муравьев, 1972) и на гряде Чернышева (Еномян и др., 1976; Шуреков, 1974). По мнению И.С.Муравьева (1972) большинство органогенных известняков, описываемых часто как рифогенные, являются лишь рифоподобными.

Изучение рифогенных известняков верхнего карбона и нижней перми в обнажениях на р.Кожим проводили А.И.Елисеев (1973), В.А.Чермных (1976), Н.В.Еномян и др.(1976), Н.И.Кузькокова и др. (Опорный..., 1980). В результате установлено развитие Кожимского рифа от гжелского века позднего карбона до сакмарского века ранней перми включительно. Общая мощность рифовых карбонатов составляет 310 м.

По данным бурения поисковых и разведочных скважин отдельные исследователи высказывались о рифогенной природе нижнепермских карбонатов на некоторых площадях. Так, по мнению Г.А. Иоффе и др.(К вопросу..., 1976), типичный рифовый массив вскрыт на Лая-

вожской площади. Г.М.Фирер, А.И.Галкин (1975) считают рифогенными нижнепермские карбонаты на Салюкинском и Средне-Макарихинском месторождениях. По их мнению, вскрытые скважинами мшанково-криноидно-водорослевые известняки слагают барьерные рифы.

В отчете Еременко В.И. и др. (1981 г.) Г.А.Иоффе изложила свои взгляды на палеогеографическую обстановку раннепермской эпохи в Тимано-Печорской провинции и в этой связи на распространение нижнепермских рифов. Данная работа, по нашему мнению, является основополагающей при поисках и прогнозировании нижнепермских рифов Тимано-Печорской провинции в связи с их возможной продуктивностью. Дискуссионным здесь остается то, что Г.А.Иоффе считает рифогенными почти все карбонаты выделенной биогермной зоны.

А.И.Галкин (1977) предположил, что ядра всех существующих в Тимано-Печорской провинции валов и крупных структур сложены каменноугольно-нижнепермскими рифами, а окружающие впадины депрессионными нижнепермскими карбонатами. Однако, новые фактические материалы, на наш взгляд, противоречат такому положению.

Нефтеносность нижнепермских рифовых массивов впервые рассмотрена Г.М.Фирером, А.И.Галкиным (1975) на примере Салюкинского нефтяного месторождения. В последнее время появились новые сведения о приуроченности к нижнепермскому рифу нефтяной залежи на Южно-Хыльчюском месторождении (Ровнин и др., 1982).

Вышеизложенное показывает, что изучение рифов конца карбона – начала перми проводилось, но четкой модели рифообразования не было ни у одного из исследователей. В связи с этим отсутствовали представления о взаимоотношениях рифовых и околорифовых фаций, не выделялись и не прогнозировались морфологические типы рифов. Это, в свою очередь, привело к отсутствию прогноза размещения и нефтегазоносности рифов. Целенаправленных поисков нижнепермских рифогенных залежей УВ не велось.

Высокая степень разбуренности Печорского угольного бассейна позволила сделать здесь надежные литофациальные реконструкции для поздней перми. Анализ материалов (Македонов, 1958; Ярославцев, 1962; Хайцер, 1964) позволил выделить в Боркутинском угленосном районе зоны развития крупных позднепермских рек, стекавших с Палеоурала на северо-запад. Для Интинского угольного месторождения фациальный анализ был выполнен Ю.Н.Приходько (1964), который также показал здесь широкое развитие аллювиальных отложений в виде полос песчаников юго-западного направления.

И.С.Муравьев (1972) на основе изучения геологического материала по Печорскому Приуралью показал, что территория Предуральского прогиба в раннетатарское время представляла собой обширный унаследованный от казанского века пресноводный бассейн, в который стекали реки с Урала. Здесь следует лишь уточнить, что казанские отложения И.С.Муравьева соответствуют уфимским по современной схеме стратификации, а раннетатарские – казанским. На наличие русловых песчаников в отложениях казанского яруса Лемъю-Ираельского района указывал А.В.Иванов (1964). Он отмечал также, что верхнепермские отложения являются высокоперспективными на нефть и газ.

Палеогеографическая обстановка в позднепермскую эпоху была рассмотрена Р.П.Сливковой и др. (1967 г.). Но они ограничились выделением лишь крупных зон (континентальные, лагунные, морские), не отмечая мелких деталей (береговые линии, водоразделы и др.).

Оценка потенциальных возможностей пермских терригенных отложений севера Печорской синеклизы, содержащих ОВ смешанного типа, на ранних грациях катагенеза произведена Ю.И.Корчагиной и Л.И.Киреевой (1980). Л.З.Аминов и др. (1981) подсчитали, что количество генерированных УВ для верхнепермско-триасовых отложений

составляет для нефти 16,0 % и для газа – 10,3 % от всего количества генерированных УВ палеозойско–мезозойских отложений ТПП.

Резюмируя вышеизложенное нужно отметить, что наиболее полно была разработана модель рифообразования в позднедевонскую эпоху. Для раннепермской и позднепермской эпох, несмотря на имеющиеся разработки палеогеографии, четкие представления о формировании рифов и аллювиально–дельтовых систем отсутствовали. Не производилась типизация природных резервуаров и залежей углеводородов в них. При палеогеографических и фациальных реконструкциях мало использовались материалы промысловой и полевой геофизики, хотя они несут значительную информацию о разрезе. Оценка потенциальных возможностей нефтегазоносных комплексов, содержащих рифовые и аллювиально–дельтовые природные резервуары, производилась по геохимическим данным, но без учета количества и качества резервуаров, условий миграции, аккумуляции и консервации углеводородов. Широкий круг нерешенных проблем объясняет отсутствие надежной методики поисков и разведки залежей нефти и газа в рифовых и аллювиально–дельтовых природных резервуарах.

Таким образом, на первый план выдвигаются следующие задачи: разработка моделей формирования рифов и аллювиально–дельтовых систем; типизация выявленных природных резервуаров и ловушек нефти и газа в них; прогноз зон размещения рифов и аллювиально–дельтовых систем и выявление условий нефтегазоносности залежей нефти и газа.

ГЛАВА II. ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ, ПРОГНОЗ ЗОН РАЗМЕЩЕНИЯ РИФОВЫХ И АЛЛЮВИАЛЬНО–ДЕЛЬТОВЫХ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ.

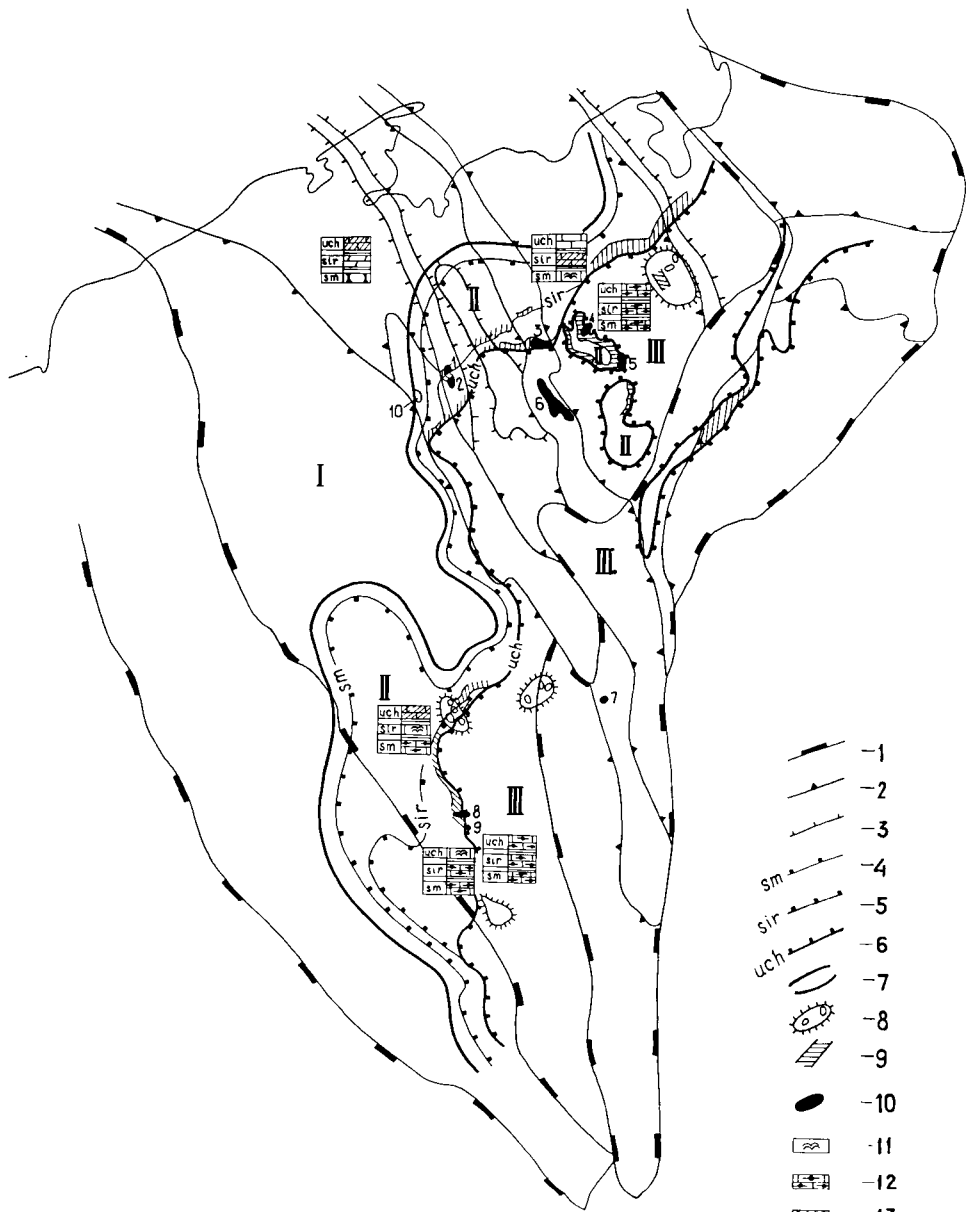
К настоящему времени в Тимано–Печорской нефтегазоносной провинции доказана нефтеносность верхнедевонских барьерных рифов,

нижнепермских одиночных рифов, верхнепермских аллювиально-дельтовых песчаных тел.

І. Верхнедевонские барьерные рифы.

Региональная палеогеографическая ситуация в позднедевонско-этреньское (семилукско-этреньское) время определялась наличием обширной некомпенсированной впадины, занимающей к концу ранне-франского времени области Предуральского краевого прогиба и значительные территории Печорской синеклизы (рис. 2). Угловатый семилукско-бурегский мелководный шельф размещался в западной, северо-западной и северной частях Печорской синеклизы. На границе мелководного шельфа и некомпенсированной впадины формировался семилукско-бурегский барьерный риф. В течение позднедевонско-этреньского времени впадина прошла несколько этапов компенсации, связанных с постепенным заполнением впадины в направлении с северо-запада на юго-восток. Это обусловило разрастание окружающего впадину мелководного шельфа и, соответственно, смещение внутрь впадины обрамляющих шельфы барьерных рифов (рис. 3): сирачойского, ухтинского и фаменско-этреньского (Грачевский, Соломатин, 1975). Данные бурения и материалы сейсморазведки показывают, что на отдельных участках частичная компенсация впадины была недостаточной для разрастания мелководного шельфа. В этом случае последующий риф формировался непосредственно на предыдущем. Так, скважиной 90-Средне-Шапкинская вскрыты два барьерных рифа: сирачойский и ухтинский, общей мощностью 800 м.

Прослеживание верхнефранских барьерных рифов сопряжено со значительными трудностями. Дело в том, что расчленение верхнефранского подъяруса, включающего большинство рифов, на отдельные горизонты согласно унифицированной схеме на данной стадии изученности не представляется возможным. Выделение же местных подразде-



- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7
- 8
- 9
- 10
- 11
- 12
- 13
- 14

Рис. 2. Палеогеографическая схема семилукско-позднефранского времени.

1, 2, 3 - границы тектонических элементов (1 - надпорядковых; 2 - первого порядка; 3 - второго порядка); 4, 5, 6 - границы мелководных шельфов (4 - семилукского; 5 - сирачойского; 6 - ухтинского); 7 - границы зон распространения барьерных рифов; 8 - зоны распространения одиночных рифов; 9 - барьерные рифы, выявленные сейсморазведкой и бурением; 10 - залежи нефти в верхнедевонском карбонатном нефтегазоносном комплексе; II - рифогенные карбонаты; I2 - глубоководные глинистые известняки; I3 - шельфовые глинистые известняки; I4 - глины и мергели.

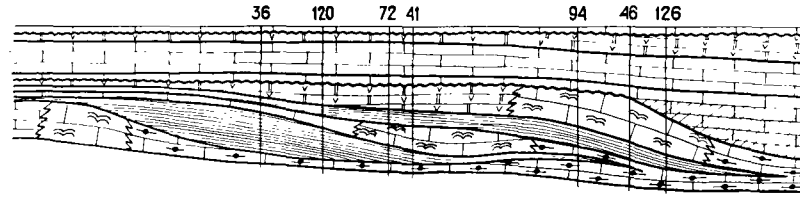
Палеогеографические зоны: I - область мелководного шельфа в течение семилукско-позднефранского времени; II - области распространения барьерных рифов; III - область некомпенсированных прогибов в течение семилукско-позднефранского времени.

Месторождения и локальные структуры: 1 - Пашшорское; 2 - Грубешорское; 3 - Харьягинское; 4 - Мусюршорское; 5 - Сандивейское-I; 6 - Возейское; 7 - Западно-Соплесское; 8 - Западно-Тэбукское; 9 - Южно-Тэбукское; 10 - Средне-Шапкинская.

Примечание: I - тектоническая основа спантографирована с тектонической карты Тимано-Североуральского региона под ред. Б.Я.Вассермана, 1979; 2 - схема размещения рифов составлена Н.И.Никоновым с использованием схемы А.В.Соломатина (1975) и материалов ПГО "Печорагеофизика" за 1978-1983г.г.

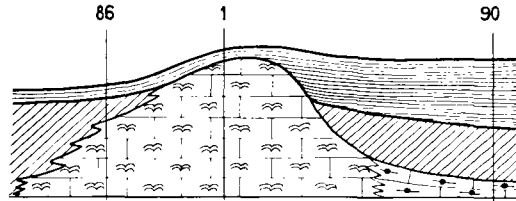
лений на уровне свит произведено только применительно к теригенным и карбонатно-глинистым разрезам южной части Ижма-Печорской впадины. Сирачойская и ухтинская свиты характеризуют здесь карбонатно-глинистые отложения мелководного шельфа. Ветлосьянская свита включает в себя песчано-глинистые отложения толщи заполнения семилукской предрифтовой впадины. Включение в состав этих свит рифогенных карбонатов и тем более депрессионных отложений является неправомерным, так как при этом теряется первоначальное литологическое содержание ранее выделенных свит. Тем не менее многие исследователи включают в состав ухтинской и сирачойской свит шельфовые, рифогенные и депрессионные толщи. При этом разнофациальные одновозрастные толщи объединяются в единое стратиграфическое подразделение, для которого можно применить термин "горизонт". Намечается четкая цикличность рифообразования во франском веке (Корреляция..., 1976; Соломатин и др., 1976; Никонов и др., 1978а.ф.). Выделяются три трансгрессивных этапа (этапы рифообразования), разделенных двумя регрессивными этапами (этапы компенсации). В трансгрессивные этапы происходил быстрый рост барьерных рифов, которым соответствовали толщи глинистых карбонатов на мелководном шельфе и маломощные глинисто-карбонатные отложения ложа некомпенсированной впадины. В регрессивные этапы происходила частичная компенсация предрифтовой части глубоководной впадины. Формирующимся толщам заполнения соответствовали маломощные отложения глинистых карбонатов на мелководном шельфе и известковистых глин на ложе некомпенсированной впадины. Учитывая цикличность рифообразования, для карбонатной толщи франского яруса рекомендуется выделить три рифогенных горизонта и два межрифовых (рис. 4) Снизу вверх это следующие горизонты: семилукский (рифогенный), мендымский (межрифовый), сирачойский (рифогенный), Усть-ухтинский (межрифовый), ухтинский (рифогенный).

I. РИФЫ ОКАЙМЛЯЮЩИЕ НЕКОМПЕНСИРОВАННУЮ ВПАДИНУ



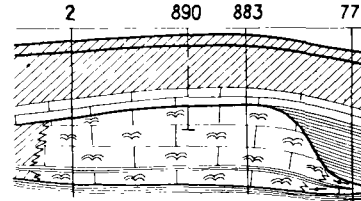
ЮЖНАЯ ЧАСТЬ ИЖМА-ПЕЧОРСКОЙ ВПАДИНЫ
ВОЙ-ВОЖСКАЯ ПЛОЩАДЬ

1. ПРОСТОЙ



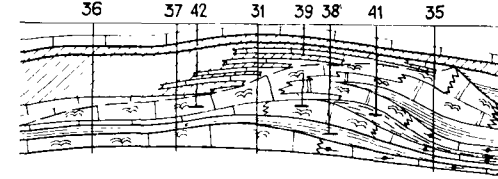
СРЕДНЕ-ШАПКИНСКАЯ ПЛОЩАДЬ
СЕМИЛУКСКИЙ РИФ

2. ДВОЙНОЙ



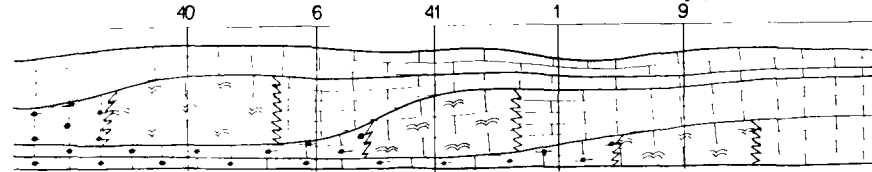
ЮЖНО-ТЭБУКСКАЯ ПЛОЩАДЬ
УХТИНСКИЙ РИФ

3. СЛОЖНЫЙ



ПАШШОРСКАЯ ПЛОЩАДЬ
СИРАЧОЙСКИЙ РИФ

II. РИФЫ ОКАЙМЛЯЮЩИЕ МЕЛКОВОДНЫЕ ПЛАТО ВНУТРИ НЕКОМПЕНСИРОВАННОЙ ВПАДИНЫ



САНДИВЕЙСКАЯ ПЛОЩАДЬ

- | | |
|-----|------|
| - 1 | - 6 |
| - 2 | - 7 |
| - 3 | - 8 |
| - 4 | - 9 |
| - 5 | - 10 |

Рис. 3. Принципиальные схемы геологического строения
франских барьерных рифов.

I - глинистые известняки, мергели; 2 - глины, мергели; 3 - алев-
ролиты; 4 - органогенно-обломочные известняки; 5 - доманиковые и
доманикоидные глинистые известняки; 6 - рифогенные известняки;
7 - рифогенные доломиты; 8 - шельфовые загипсованные доломиты;
9 - стратиграфические границы; IO - фациальные замещения.

В составе рифогенного горизонта прослеживаются три фациальные зоны (Корреляция..., 1976): центральная – зона рифогенных карбонатов; зарифовая – зона мелководного шельфа; предрифовая – зона глубоководного склона. Непосредственно к рифу примыкает толща заполнения некомпенсированной впадины, выклинивающаяся на гребне рифа. Возраст толщи заполнения более поздний, чем возраст рифа.

Очень четко взаимоотношения различных фаций рифогенного горизонта прослеживаются для ухтинского рифа на Южно-Тэбукской площади (Никонов и др., 1978 а.ф.). Фациальное замещение от шельфовых до глубоководных фаций прослеживается с запада на восток. Шельфовые фации представлены глинистыми известняками мощностью 148 м в скважине № 3-Тэбук, к востоку происходит постепенное увеличение мощности шельфовых известняков, которые затем замещаются рифогенными доломитами, мощностью 293 м в скв. № 883. Далее к востоку рифогенные доломиты замещаются глубоководными темно-серыми до черных глинистыми известняками мощностью 68 м в скв. № 881. По мере удаления от рифа мощность глубоководных отложений продолжает сокращаться до 10 – 20 м. Глубоководные отложения перекрываются толщей заполнения ухтинской палеовпадины. Барьерный риф состоит из двух рифовых тел (рис. 3), разделенных глинистой перемычкой мощностью 3 – 15 м, несмотря на малую мощность прослеживающейся в пределах всей Южно-Тэбукской площади и имеющей аналоги в шельфовых и глубоководных фациях. Мощность нижнего рифового тела достигает 52 м, верхнего 238 м. Следовательно, риф в процессе своего роста испытал два этапа, остановка в росте рифа была в начале его заложения вследствие неустойчивости палеоклиматической или палеотектонической обстановки. Толща заполнения, мощностью 181 м в скв. № 881, имеет трехчленное строение. Нижняя часть толщи (53 м) представлена глинами с

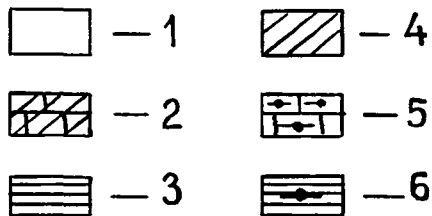
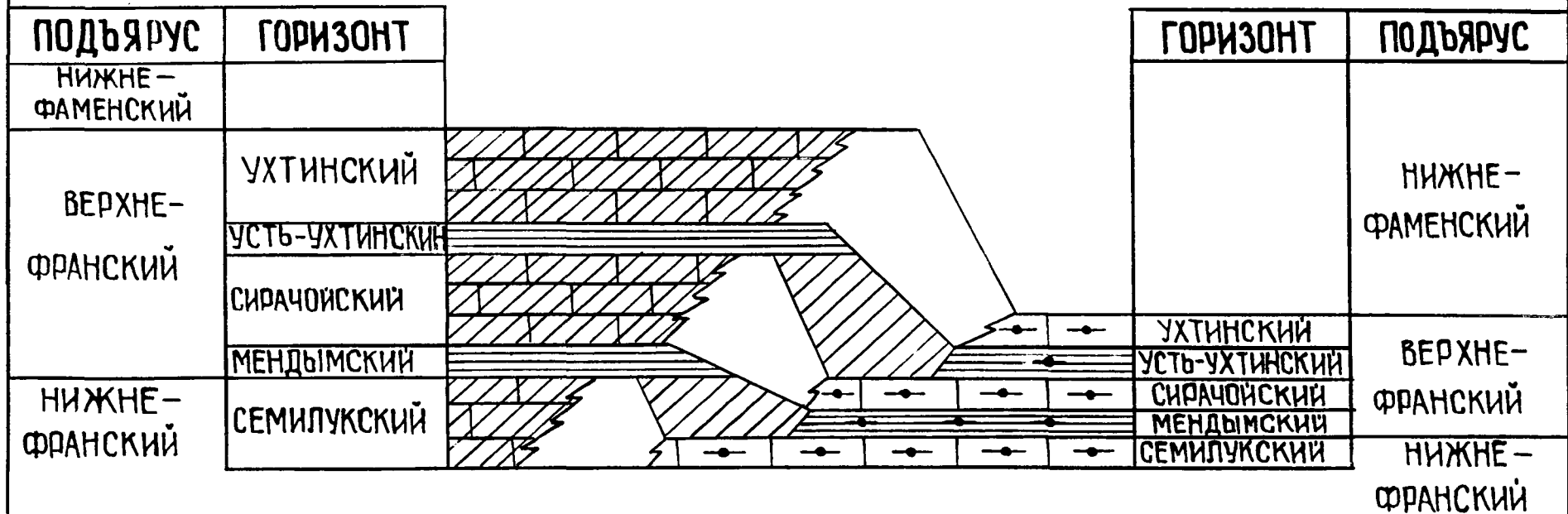


Рис. 4. Схема стратификации карбонатной толщи Франского яруса.

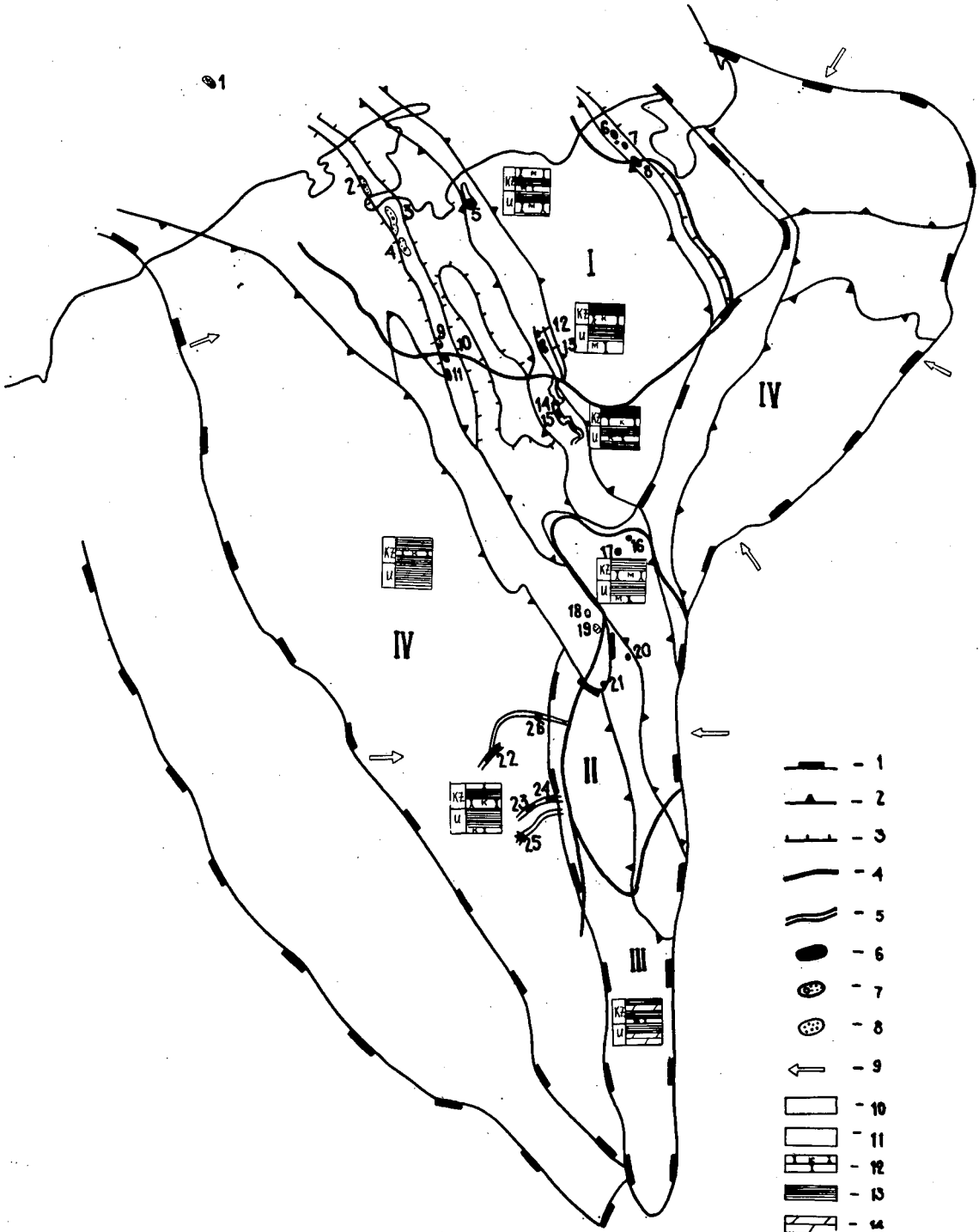
1 - рифогенные карбонаты; 2 - шельфовые глинистые карбонаты рифогенных горизонтов; 3 - шельфовые карбонатно-глинистые отложения межрифовых горизонтов; 4 - карбонатно-глинистые отложения предрифовых толщ заполнения; 5 - депрессионные (доманиковые и доманикоидные) глинистые карбонаты рифовых горизонтов; 6 - депрессионные (доманиковые и доманикоидные) карбонатно-глинистые отложения межрифовых горизонтов.

прослоями известняков. Выше залегает пачка (103 м) глинистых известняков. В кровле толщи заполнения выявлена сульфатно-доломитовая пачка (25 м). Характер заполнения палеовпадины указывает на ее постепенное обмеление. По многочисленным комплексам брахиопод, остракод, фораминифер возраст толщи заполнения уверенно датирован как раннефаменский, то есть доказано, что заполнение некомпенсированной впадины происходит значительно позднее, чем образование рифа (Никонов и др., 1978 а.ф.)

Несколько более сложное строение барьерные рифы имеют на Харьягинской площади (рис. 5).

Значительное число скважин и большой отбор керна на П а ш - ш о р с к о й п л о щ а д и позволили выявить здесь сложный характер перехода от рифовых к шельфовым образованиям (рис. 6). Внешняя зона рифа сложена доломитами. К северу, в сторону шельфа доломиты замещаются биогермными известняками (внутренняя зона рифа), последние постепенно замещаются плотными глинистыми известняками мелководного шельфа. По мере удаления от рифа еще сохраняются пласты биогермных известняков, но количество их в разрезе сокращается и прослеживаются лишь отдельные биогермные пласты, мощностью 10 - 20 м, которые на расстоянии 2 - 3 км от рифа полностью исчезают. По мере удаления от рифа среди глинистых известняков появляются прослой и пласты мергелей, увеличивается общая глинистость разреза. Переходную зону, в которой наряду с глинистыми известняками прослеживаются пласты биогермных известняков, с точки зрения нефтеносности можно рассматривать как составную часть барьерного рифа. Сирачойский барьерный риф состоит из трех рифовых тел (рис. 3), залегающих одно над другим, причем каждое последующее рифовое тело смещено относительно предыдущего к югу в направлении к палеовпадине. Каждое из трех рифовых тел имеет аналоги в шельфовых и глубоководных фациях, к каждому из

-40км 0 40 80 км



- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7
- 8
- 9
- 10
- 11
- 12
- 13
- 14

них примыкает толща заполнения впадины. Однако, говорить о трех отдельных рифах сирачойского возраста не следует, в связи с тем, что длительных перерывов в росте рифа не наблюдается. Мощность алевролитов и глинистых известняков, разделяющих рифовые тела, составляет всего 5 – 10 метров. Можно лишь утверждать о наличии трех этапов в росте сирачойского рифа.

Описанные выше рифы состоят из нескольких рифовых тел. По-видимому такое строение рифов является наиболее распространенным. Тем не менее встречаются рифы, представленные одним рифовым телом. Скважиной I-Средне-Шапкинская вскрыт семилукско-бурегский барьерный риф мощностью 342 м, в составе которого глинистые прослои отсутствуют, что указывает на отсутствие перерывов в росте рифа (рис. 3).

Глубокими скважинами на С а н д и в е й с к о й п л о щ а д и были вскрыты три французских барьерных рифа (рис. 3, 7): семилукско-бурегский, сирачойский и ухтинский. Установлены их шельфовые и глубоководные аналоги. Отмечается новая интересная деталь – отсутствие толщ заполнения для семилукско-бурегской и сирачойской палеовпадины. Каждый последующий риф смещен относительно предыдущего в направлении к палеовпадине и залегает непосредственно на глубоководных аналогах предыдущего рифа.

До настоящего времени продолжается дискуссия о том, являются ли рифовыми постройками барьерные рифы Тимано-Печорской провинции. И.К.Королюк и др. (Ископаемые..., 1975) назвали их органическими постройками, условно отнесенными к рифам. Некоторую ясность в эту дискуссию внесла Н.В.Беллева (1983). Она выделила комплекс литологических признаков, которые подтверждают рифовый генезис барьерных рифов Тимано-Печорской провинции.

Литологическое строение и состав пород изученных разрезов семилукско-бурегского барьерного рифа на Пашшорской площади, ух-

ШЕЛЬФ

БАРЬЕРНЫЙ
РИФ

ГЛУБОКОВАЯ
ВПАДИНА

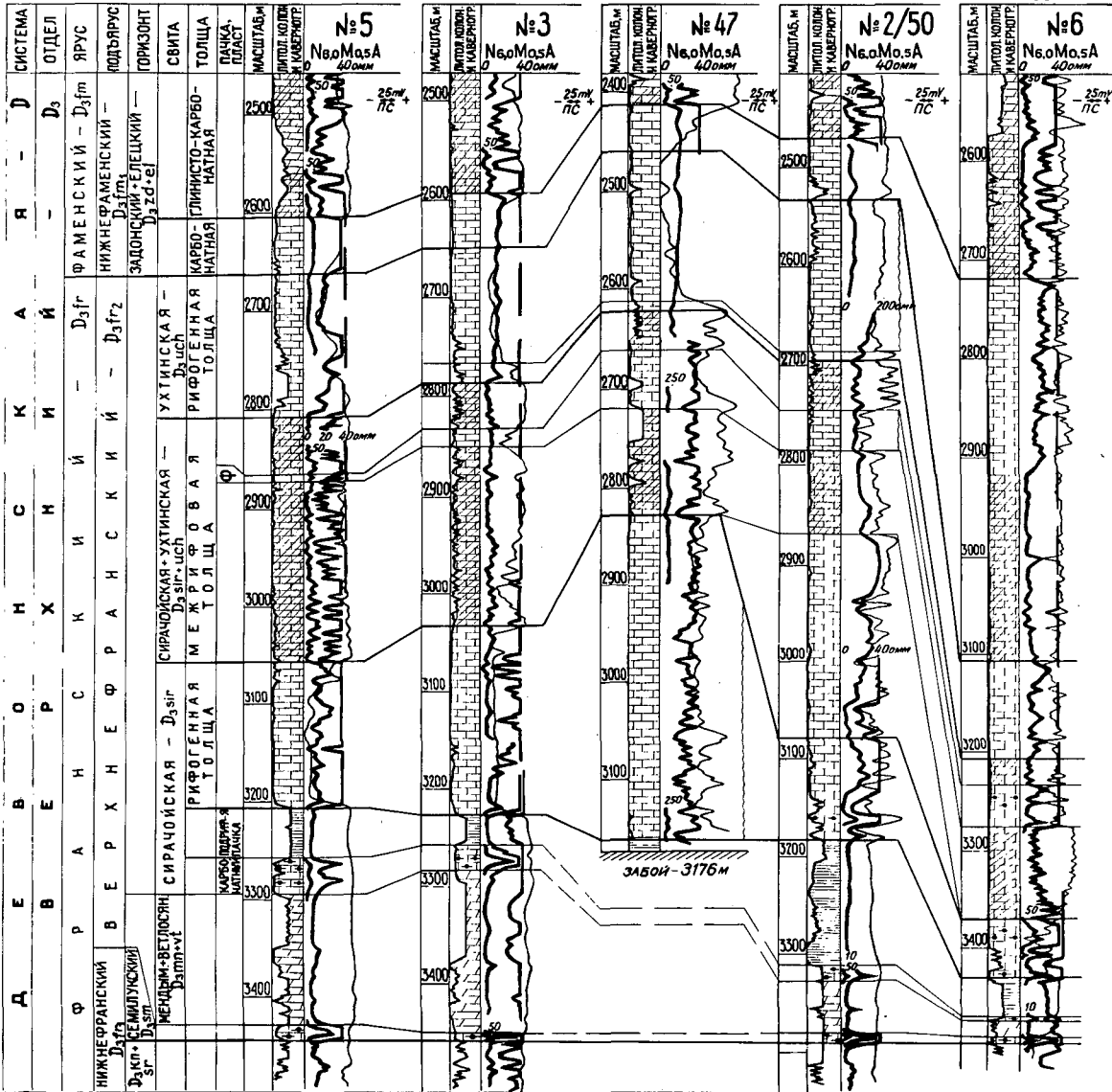


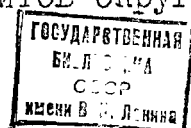
Рис. 5. Схема корреляции разрезов карбонатной толщи франского яруса Харьягинского месторождения.

Условные обозначения на рис. II.

тинского барьерного рифа на Южно-Тэбукской площади также свидетельствует об их рифовом генезисе.

Д о л о м и т ы светло-серые, серые, коричневато-серые, разномерные преимущественно средне-крупномерные, обычно сульфатизированные. Зерна доломита ромбоэдрической или неправильной, реже полигональной формы, с неравномерной упаковкой, часто рыхлой. Иногда упаковка зерен доломита плотная, зерна прилегают друг к другу, либо внедряются друг в друга. Зерна доломита непрозрачные, на Южно-Тэбукской площади часто центральные части зерен доломита сложены кальцитом, что указывает на вторичность процессов доломитизации. Стенки каверн часто покрыты щетками кристаллов доломита и кальцита. Часть пор и каверн выполнена гипсом и ангидритом. На Южно-Тэбукской площади величина отдельных линз и гнезд сульфатов достигает 8 см, а в скв. № 882 встречена линза ангидрита мощностью 3 м. В доломитах встречаются стилолитовые швы, по которым наблюдаются примазки зеленовато-серого и черного битуминозно-глинистого материала. На рифовую природу доломитов указывает ряд косвенных признаков, в том числе реликты кальцита в ядрах зерен доломита и отсутствие примеси глинистых частиц. Например, в пяти образцах рифовых доломитов Южно-Тэбукской площади содержится всего 0,22 - 0,48 % примеси глинистого материала.

И з в е с т н я к и органогенные, светло-серые, буровато-серые, коричневато-серые, иногда доломитизированные, разномерные. Органический материал представлен преимущественно сине-зелеными водорослями, оогониями, сифониковыми и харовыми водорослями. В шлифах описаны онколитовые известняки. Онколиты образованы облекающими обломки брахиопод слоями различной структуры, которые условно считаются проблематичными наслоениями, иногда с слойками сине-зеленых водорослей. Имеются онколиты и со структурой обычной для стромалитов. Форма онколитов округлая, вытянутая, сплюс-



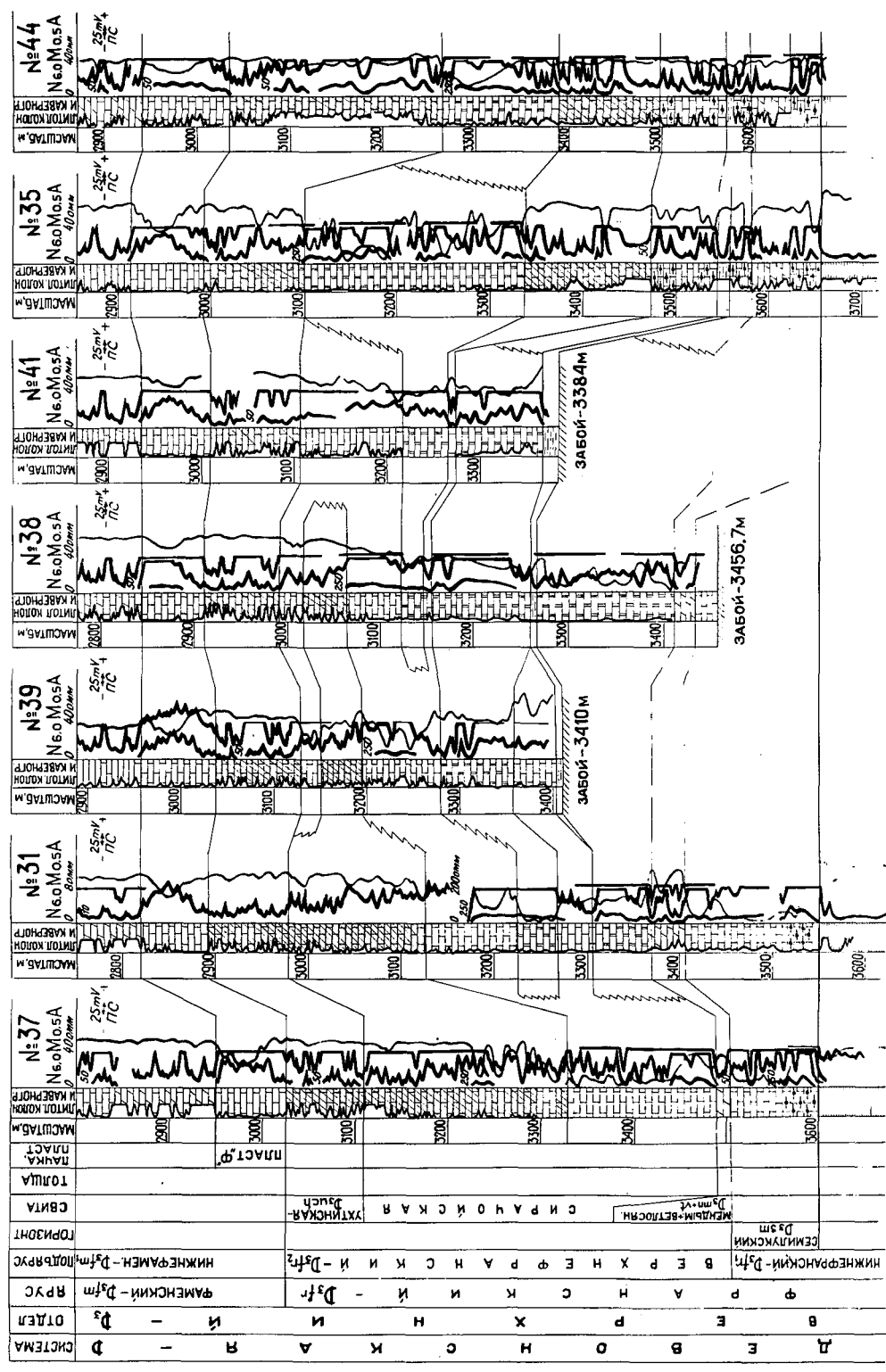


Рис. 6. Схема корреляции разрезов карбонатной толщи Франского яруса Пашорского месторождения
Условные обозначения на рис. II.

нутая, а также типа восьмерки. В составе известняков часто большое количество сгустков и мелких комочков пелитоморфного кальцита. Эти образования преобладают в составе рифогенных известняков Южно-Тэбукской площади. Кроме водорослевых и строматопоровых образований встречается детрит раковин брахиопод, пелещипод, однокамерных фораминифер и остракод. Количество органогенного детрита в рифогенных известняках невысокое. По мере удаления от рифов количество органогенного детрита резко возрастает. Рифообразующими организмами, вероятно, были строматопороидеи и сине-зеленые водоросли.

Отложения, характерные для внутренних частей некомпенсированной верхнедевонской впадины, представлены, по меньшей мере, двумя типами фаций. Здесь выделяются типично доманиковые и доманикоидные отложения. Доманиковые отложения залегают в основании некомпенсированной впадины и сложены битуминозными темно-серыми и черными известняками, глинами и глинистыми сланцами, часто в значительной степени окремненными. Они содержат комплекс угнетенной фауны, что указывает на их глубоководность. Доманикоидные отложения залегают на участках частично компенсированной верхнедевонской впадины и представлены известняками серыми и темно-серыми, глинистыми, горизонтально- и линзовидно-слоистыми, с прослоями мергелей и аргиллитоподобных зеленовато-серых, темно-серых и черных плитчатых слюдистых глин. Из органических остатков здесь встречаются створки брахиопод, лингул, криноидей, остракоды. Комплекс фауны показывает относительно мелководную обстановку осадконакопления доманикоидных отложений. Мощность доманиковых и доманикоидных отложений обычно измеряется первыми десятками метров, реже до 100 м.

Толщи заполнения впадины, примыкающие к рифам, представлены в различных районах различными отложениями. Вместе с тем здесь

наблюдаются некоторые закономерности. В целом разрез толщи заполнения (снизу вверх) можно представить в следующем виде. В основании толщи залегает песчано-глинистая пачка (ветлосаянская свита). Выше она переходит в карбонатно-глинистую пачку (глины, мергели, глинистые известняки). Еще выше наблюдается постепенный переход в глинистые известняки, а затем в чистые плотные карбонаты (известняки или доломиты). Разрез толщи венчается сульфатно-доломитовой пачкой. Это обобщенная схема разреза толщи заполнения. В конкретных районах в зависимости от конкретных физико-географических условий присутствуют лишь ее отдельные части. Так, в толще заполнения семилукско-бурегской впадины на Средне-Шапкинской площади установлены лишь две нижних пачки: песчано-глинистая и карбонатно-глинистая (Сенпо и др., 1979 г.). Для толщи заполнения ухтинской палеовпадины на Харьягинской площади установлены две средние пачки: глинистых известняков и плотных неглинистых известняков (Никонов и др., 1980 г.). Для толщи заполнения ухтинской палеовпадины на Южно-Тэбукской площади, как уже отмечалось, установлено наличие трех верхних пачек обобщенного разреза.

Широкое разнообразие литологических разностей от терригенных до глинисто-карбонатных и карбонатных пород наблюдается для шельфовых отложений. Тип шельфовых отложений зависит полностью от конкретных физико-географических условий седиментации. Глинистые и глинисто-карбонатные отложения формировались вблизи от источников сноса. Карбонатные отложения без примеси глинистого материала (Сандивейская площадь) накапливались в условиях отсутствия привноса терригенного материала.

Полосы развития верхнефранских барьерных рифов установлены по материалам бурения и сейсморазведки в пределах всех крупных тектонических элементов Печорской синеклизы и в Косью-Роговской впадине Предуральяского краевого прогиба. Ширина полос составляет

2 – 5 км. По нашему мнению, барьерные рифы прерывистые, однако, длина отдельных массивов составляет несколько десятков километров. На Сандивейской площади верхнефранские барьерные рифы окаймляют, по данным МОГТ, Сандивейский палеошельф (рис. 8 а), представляя собой подобие крупного атолла. Размеры Сандивейского палеошельфа составляют 60 x 25 км. Длина отдельных окаймляющих его барьерных рифов достигает 40 – 70 км, ширина 2 – 10 км.

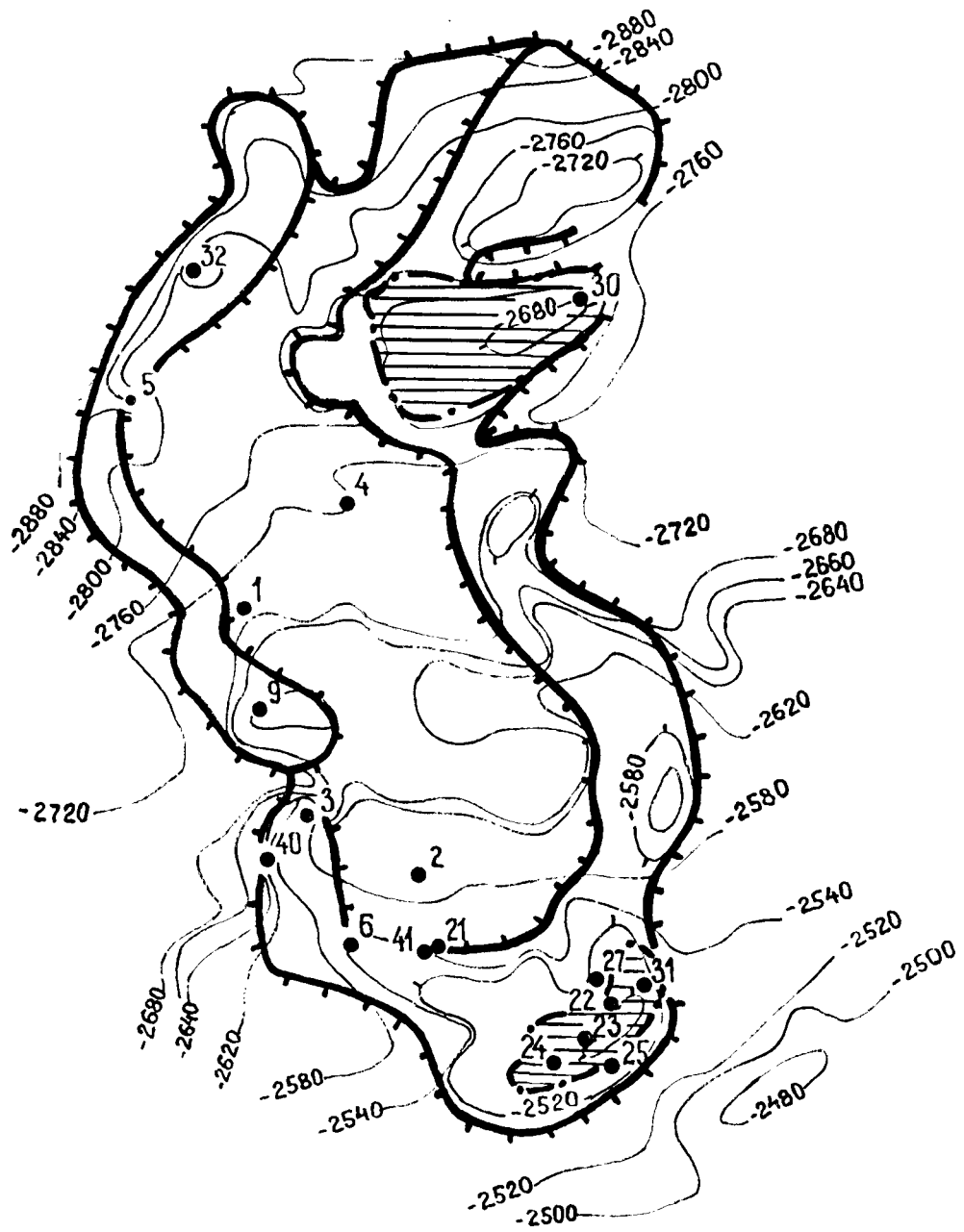
А.В.Соломатиным (1976 и др.) в южной части Кжма–Печорской впадины намечена полосовидная зона семилукско–бурегских одиночных рифов внутри соответствующей некомпенсированной впадины. В пределах этой зоны выделены одиночные рифы на Нижне–Омринской и Исаковской площадях. В действительности распространение одиночных верхнедевонских рифов, вероятно, значительно больше. Так, по материалам гравиразведки и электроразведки (Плякина, 1982 г.) в Кыкаель–Бисовской зоне ухтинского барьерного рифа выделена серия аномалий, интерпретируемых, как одиночные рифы (Аресская площадь). По материалам сейсморазведки одиночные рифы прогнозируются в Хорейверской впадине на Пончатинской площади (Корпачев и др., 1981 г.) К сожалению, имеющиеся материалы пока не позволяют рассмотреть геологическое строение этих рифов и наметить закономерности их распространения. Можно лишь отметить, что одиночные рифы, видимо, размещаются группами на поднятых участках в областях некомпенсированной впадины. Наличие подобных рифов можно ожидать по всему разрезу верхнедевонской карбонатной толщи.

В последнее время появляются данные, что на верхнефранских рифах широко развивались фаменские органогенные банки. Морфология их не известна.

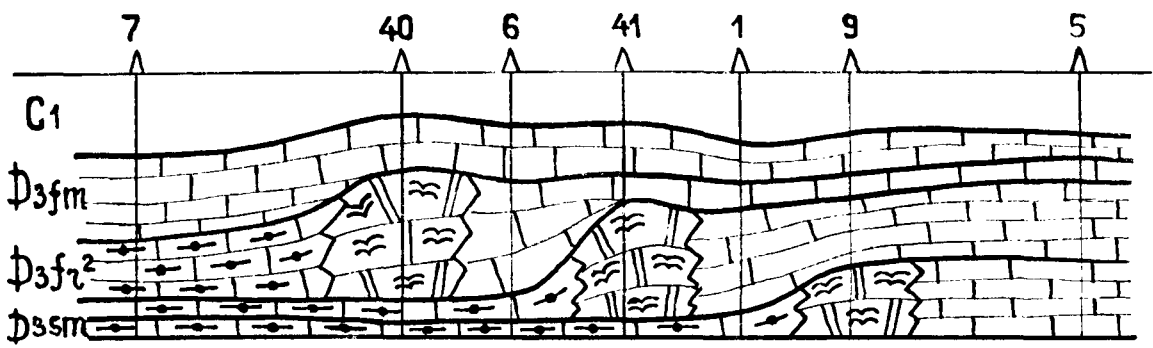
2. Нижнепермские одиночные рифы

В связи с отсутствием данных о нефтеносности каменноугольных

a



δ



- | | | |
|-----|-----|-----|
| - 1 | - 4 | - 7 |
| - 2 | - 5 | - 8 |
| - 3 | - 6 | - 9 |

Рис. 8. Схема размещения верхнефранских рифов на Сандивейской площади.

а - схема размещения верхнефранских рифов; б - принципиальный схематический профиль рифогенной зоны; I - изогипсы отражающего горизонта II (визейский ярус) м; 2 - границы верхнефранских барьерных рифов по данным ИГО "Печорагеофизика"; 3 - поисковые и разведочные скважины; 4 - известняки; 5 - доманикоидные глинистые известняки; 6 - рифогенные известняки и доломиты; 7 - залежи нефти в фаменском ярусе; 8 - доказанный контур нефтеносности; 9 - стратиграфические границы.

рифов, вопросы рифообразования в карбоне мы не рассматриваем. Основное значение имеет создание модели рифообразования в раннепермскую эпоху. В общей концепции рифообразования едва ли не главным является вопрос о наличии крупной некомпенсированной глубоководной впадины, как источника чистой воды, кислорода, солей калия, фосфора, азота, жизненно необходимых для организмов-рифостроителей. Формирование рифов, как известно, происходит, в основном, в периферийных частях такой впадины и на мелководном шельфе, обрамляющем впадину, на участках, куда обеспечивается поступление чистой воды нормальной солености из глубоководных частей моря (Кузнецов, 1971).

Вопрос о существовании в раннепермскую эпоху на территории Тимано-Печорской провинции такой глубоководной некомпенсированной впадины является к настоящему времени дискуссионным. Известно, что выявление глубоководной некомпенсированной впадины производится по отложениям ее ложа, обладающим специфическими особенностями, характерными только для них. К основным таким особенностям относятся: незначительная мощность, выдержанность на значительной территории, сильная глинистость карбонатных осадков, часто кремнистость и битуминозность. По мнению Г.А.Иоффе (Еременко и др., 1981 г.) типичными отложениями ложа раннепермской некомпенсированной впадины являются глинисто-мергелистые породы основания нижней перми, залегающие, как правило, на карбонатах каменноугольной системы, и известные под названием "сезымская свита".

К главным особенностям сезымской свиты, по данным Г.А.Иоффе, относятся: преобладание в составе глинисто-карбонатных (мергелистых) пород, в которых повсеместно присутствуют новообразования пирита и закисного железа; хемогенное происхождение пород; четкая горизонтальная слоистость разреза; сравнительно небольшие мощности (5 - 50 м); типичный биоценоз морского бассейна, в кото-

ром отсутствует пресноводная фауна и чрезвычайно редко встречается растительный детрит; повышенная битуминозность отложений.

К этому следует добавить распространение и хорошую выдержанность сезымской свиты на северо-востоке Тимано-Печорской провинции, в пределах Хорейверской, Косью-Роговской и Коротаихинской впадин, Варандей-Адзввинской структурной зоны, гряды Чернышова (рис. 9).

В свете изложенного характеристика пород сезымской свиты является типичной для отложений, выполняющих обычно ложе глубоководной некомпенсированной впадины. С этой точки зрения существование последней в раннепермскую эпоху лично у нас не вызывает сомнений. Хотя отдельные исследователи, например В.И.Еременко (Еременко и др., 1981 г.), напротив, допускают здесь развитие карбонатного плато, которое подверглось крупному региональному размыву.

Шельфовое мелководье, располагавшееся к западу и юго-западу от некомпенсированной впадины, занимало в начале ассельского века обширную территорию, включающую районы Денисовской, Ижма-Печорской, Верхнепечорской впадин, Печоро-Кожвинского, Колвинского мегавалов, юга Хорейверской и западной части Косью-Роговской впадин (рис. 9).

Большие объемы поискового и разведочного бурения позволили выделить на целом ряде площадей в разрезах скважин толщи биогермных известняков (Баганская, Макарихинская, Салокская, Возейская, Харьягинская, Лаявожская и другие площади). Широкое развитие биогермных известняков в краевой части мелководного раннепермского шельфа, открытого в сторону глубоководной впадины, к сожалению, еще не решает главного вопроса о наличии и масштабах распространения рифовых массивов. Возможно на ряде площадей, где бурением вскрыты биогермные известняки, последние действительно являются

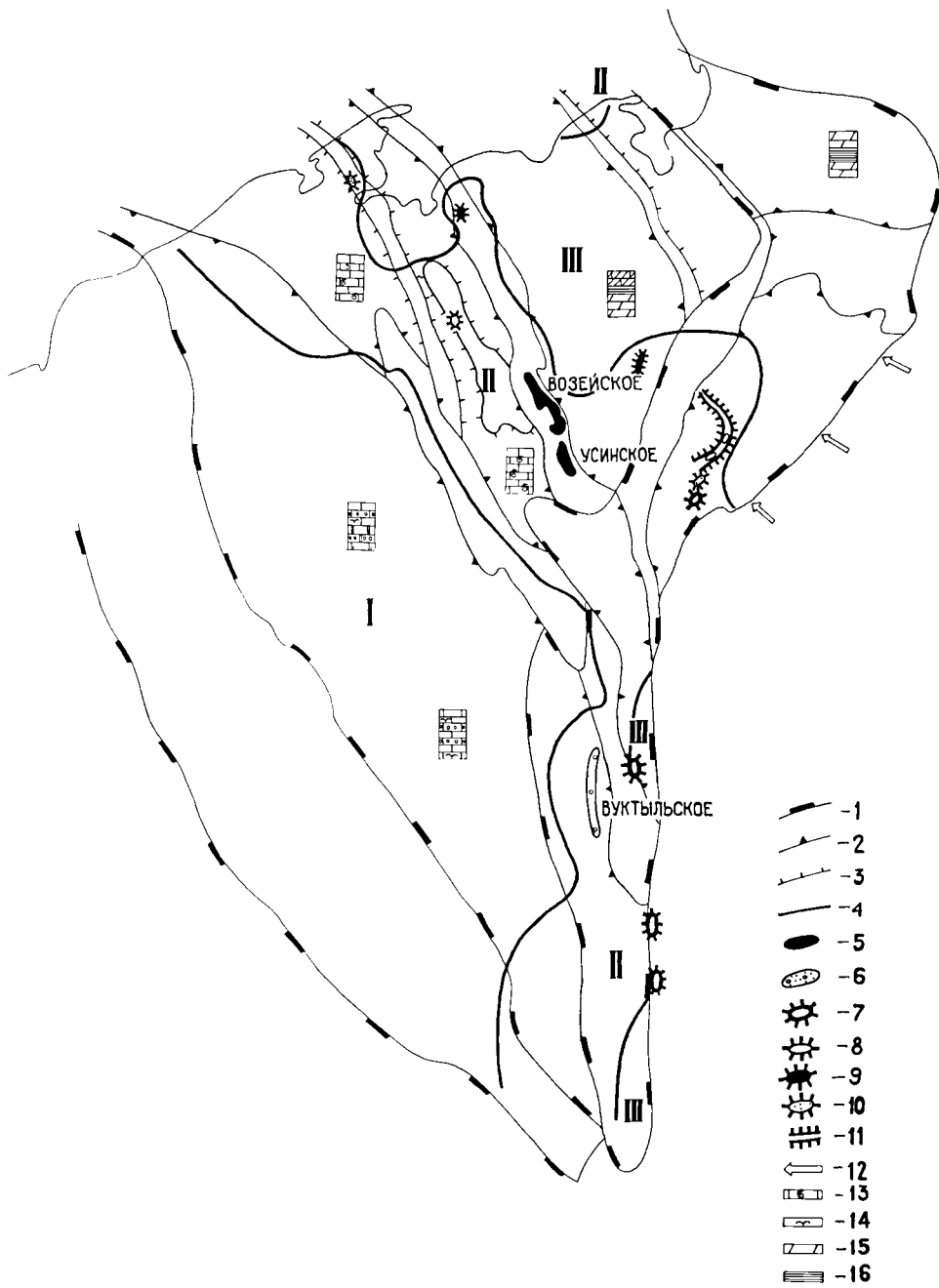


Рис. 9. Палеогеографическая схема ассельского века.

1,2,3 – границы тектонических элементов (1 – надпорядковых, 2 – первого порядка, 3 – второго порядка); 4 – границы зоны развития биогермных карбонатов (зоны рифообразования в раннепермскую эпоху); 5 – крупные нефтяные месторождения с антиклинальными залежами в нижнепермских карбонатах (Усинское, Возейское); 6 – крупные газовые и газоконденсатные месторождения в нижнепермских карбонатах (Вуктыльское); 7 – нижнепермские рифы в обнажениях; 8 – площади, на которых сейсморазведкой выявлены нижнепермские рифы (Командиршорская); 9 – нефтяные месторождения с залежами в нижнепермских рифах (Салюкинское, Южно-Хыльчуйское); 10 – газовые месторождения с залежами в нижнепермских рифах (Интинское, Коровинское); 11 – полосовидные аномалии сейсмической записи, возможно связанные с нижнепермскими рифами; 12 – направления сноса терригенного материала в раннепермскую эпоху; 13 – органогенные карбонаты; 14 – мелководно-шельфовые карбонаты; 15 – мергели и глинистые известняки сезымской свиты; 16 – глины, аргиллиты сезымской свиты; 16 – глины, аргиллиты сезымской свиты.

Палеогеографические зоны:

I – область прибрежного мелководья; II – краевая область мелководного шельфа (зона биогермных карбонатов); III – область сезымской палеовпадины.

Примечание: I – тектоническая основа спантографирована с тектонической карты Тимано-Североуральского региона под ред. Б.Я.Вассермана, 1979; палеогеографическое районирование принято по Г.А.Иоффе (Еременко и др., 1981гг.) с уточнениями Н.И.Никонова.

частью рифовых массивов, однако, доказательства этому отсутствуют в связи с тем, что там не вскрыты разрезы околорифовых образований.

Впервые достаточно уверенно наличие нижнепермских рифов установлено на Интинской площади. Поэтому строение нижнепермской карбонатной толщи изложено здесь достаточно подробно. В ее основании залегает фаунистически хорошо охарактеризованная заостренская толща (рис. 10) мощностью от 75 м (скв. I-Инта) до 109 м (скв. I7-Инта). К северо-востоку ее мощность возрастает до 132 м (скв. I4-Инта). Толща сложена серыми и светло-серыми органогенно-детритовыми известняками. Органогенные остатки представлены члениками криноидей, водорослями (шамовеллы), фузулинидами, мелкими фораминиферами, обломками брахиопод. Иногда встречаются остракоды, редко обломки кораллов. Цементирующая масса представлена микрозернистым хемогенным кальцитом с примесью дисперсного глинистого вещества. По многочисленным фораминиферам в заостренской толще установлены все три зоны ассельского яруса. По промыслово-геофизическим материалам она хорошо коррелируется по всем скважинам.

На заостренской толще залегает маломощная (7 - 26 м) пачка глинистых известняков с прослоями мергелей, отнесенная к сезымской свите. По керновому материалу в скв. 3, I6-Инта сезымская свита сложена известняками коричневыми, коричневато-серыми, иногда с красноватым оттенком, буровато-серыми, участками зеленовато-серыми, неравномерно глинистыми с постепенными переходами в мергели и известковистые аргиллиты. Основная масса глинистого известняка состоит из микрозернистого хемогенного кальцита и дисперсного глинистого вещества с примесью железистого (гидроокислы железа) материала и органогенно-шламового детрита. В небольшом количестве присутствуют алевролитовые зерна квар-

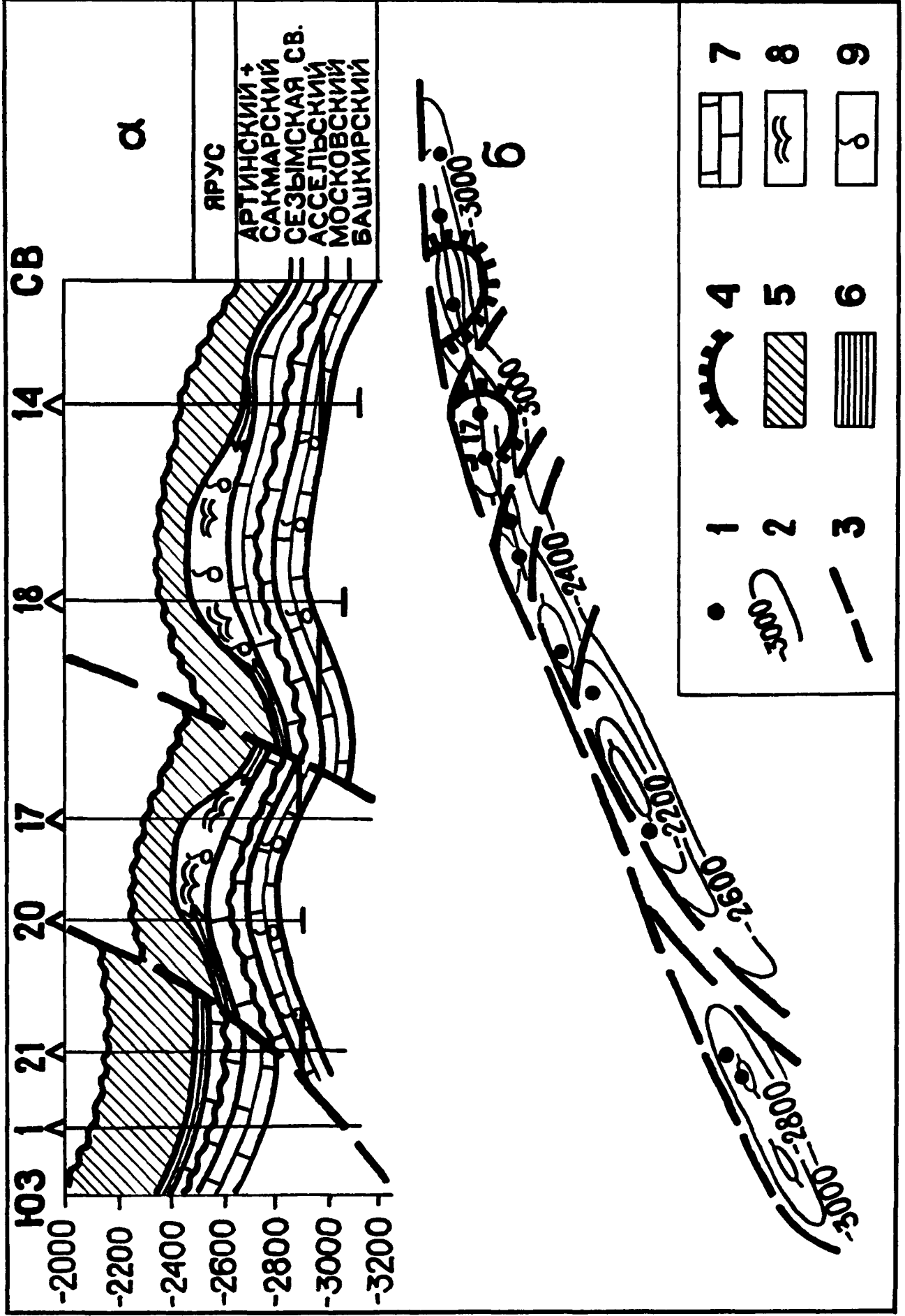


Рис. 10. Схема размещения нижнепермских рифов на Интинской площади.

а - геологический профиль нижнепермских отложений;

б - структурная карта кровли сезымской свиты и синхронных рифов.

1 - поисковые и разведочные скважины; 2 - изогипсы кровли сезымской свиты; 3 - тектонические нарушения; 4 - границы нижнепермских рифов; 5 - глинистые известняки; 6 - глины и мергели сезымской свиты; 7 - органогенно-обломочные известняки; 8 - рифогенные известняки; 9 - залежи газа.

ца, чешуйки слюды, зерна полевых шпатов, глауконита, редкие зерна доломита. Характерно наличие мелких конкреций пирита. Органогенный детрит представлен обломками брахиопод, мшанок, члениками криноидей, мелкими фораминиферами, спикулами губок. Фаунистических остатков, уверенно датирующих возраст отложений, не встречено.

В скважинах 17, 18, 20, 21-Инта сезымская свита не установлена. Здесь непосредственно на органогенно-обломочных известняках заостренской толщи вскрыты проницаемые известняки мощностью около 170 м. По керну скв. 18-Инта эта проницаемая толща сложена преимущественно криноидными и водорослевыми известняками с брахиоподами и мелкими фораминиферами, неравномерно перекристаллизованными. На каротажных диаграммах толща имеет характеристику, типичную для риффов. Весьма низкие значения гамма-активности по гамма-каротажу показывают отсутствие глинистости в известняках. На кривой ПС против всей толщи наблюдается крупная отрицательная аномалия. По определениям брахиопод средняя часть риффогенной толщи в скв. 18-Инта имеет ассельский возраст.

На риффогенной толще в скважинах 17, 18, 20, 21-Инта залегает глинисто-карбонатная толща сакмарского + артинского возраста мощностью 100 - 165 м. Аналогичные глинисто-карбонатные отложения залегают на отложениях сезымской свиты, однако мощность их здесь значительно больше и составляет 265 - 407 м. Они сложены темно-серыми сильно перекристаллизованными неравномерно-глинистыми известняками, с прослоями аргиллитов. Аргиллиты темно-серые, неравномерно алевритистые и известковистые, с переходом в мергель. Органические остатки в известняках представлены халцедоновыми или кальцитовыми спикулами губок, мелкими фораминиферами, редкими криноидеями и остракодами. В глинистой массе рассеян пиритизированный растительный детрит, семена растений, об-

рывки створок брахиопод, гастропод, пелеципод, членики криноидей. Органогенный детрит в той или иной степени пиритизирован. В нижней части глинисто-карбонатной толщи встречены фораминиферы сакмарского возраста, в верхней – артинского возраста. На каротажных диаграммах глинисто-карбонатная толща характеризуется повышенными значениями гамма-активности, что связано с высокой глинистостью, и не дифференцированной кривой ПС, близкой к "линии глин".

Залегание на Интинской площади сезымской свиты на заостренской толще ассельского яруса, сложенной биогермными карбонатами, является весьма примечательным, так как на северо-востоке Хорейверской впадины, в северных областях Косью-Роговской впадины мергели сезымской свиты залегают на каменноугольных отложениях. Это свидетельствует о расширении в конце ассельского века сезымской палеовпадины. Такое расширение продолжалось, видимо, до начала артинского века. Это положение подтверждается и тем, что на Командиршорской площади в Денисовской впадине пачка глинисто-кремнистых известняков, которую можно интерпретировать как сезымскую свиту, датируется как нижнеартинская и залегает на пачке биогермных известняков сакмарского яруса (рис. II). В процессе расширения сезымской палеовпадины в прогибание вовлекались обрамляющие ее области шельфового мелководья, представляющие из себя сплошное органогенное плато. В период прогибания органогенного плато здесь возникали условия для интенсивного формирования одиночных рифов. Постепенное вовлечение в прогибание зоны биогермных известняков определило разный возраст рифов в различных областях органогенного плато. В восточных областях этой зоны росли рифы ассельского возраста (Интинская, Коровинская площади), в западных областях – артинского возраста (Командиршорская площадь). С сакмарского века на отдельных участках сезымской палеовпадины началась ее компенсация, которая к середине артинского века охватила всю территорию

сезымской палеовпадины и рифообразованию прекратилось. К концу артинского века палеовпадина полностью компенсировалась глинисто-карбонатными осадками. Рассмотренная модель формирования рифов однако не исключает возможности образования рифов на приподнятых участках внутренних областей сезымской палеовпадины.

Зона образования рифов на Интинской площади по данным бурения имеет длину около 12 км. На временных разрезах МОГТ в пределах зоны наблюдаются осложнения сейсмической записи, ограниченные клиноформными отражающими площадками. Эти осложнения можно интерпретировать как несколько отдельных рифовых массивов. Иначе говоря, в пределах выявленной зоны выделяются 2 – 3 одиночных рифа, размеры которых составляют 2 – 4 км. Неясным остается вопрос о форме Интинских рифовых массивов. Для рифов, растущих в депрессионных областях, обычно характерны формы конусом вверх (Shaver, 1978). Это объясняется быстрым ростом рифов и весьма медленным околорифовым осадконакоплением. Аномалии сейсмической записи аналогичной формы выделены в нижнепермских отложениях на временных разрезах по профилям МОГТ на Командиршорской площади в Денисовской впадине. Размеры прогнозируемых рифов составляют 1 – 3 км.

В Косью-Роговской впадине сейсморазведочными работами выявлена полосовидная зона аномалий сейсмической записи, обрамляющая с юга и с востока в виде подковы Кочмесское поднятие (Романьельская и Капинская площади). Характер аномалии сейсмической записи сходен с аномалиями, по которым выделяются барьерные рифы. В то же время не исключено, что выявленная полоса аномалий отражает положение восточного края зоны биогермных известняков.

3. В е р х н е п е р м с к и е а л л ю в и а л ь н о - д е л ь т о в ы е п е с ч а н ы е т е л а

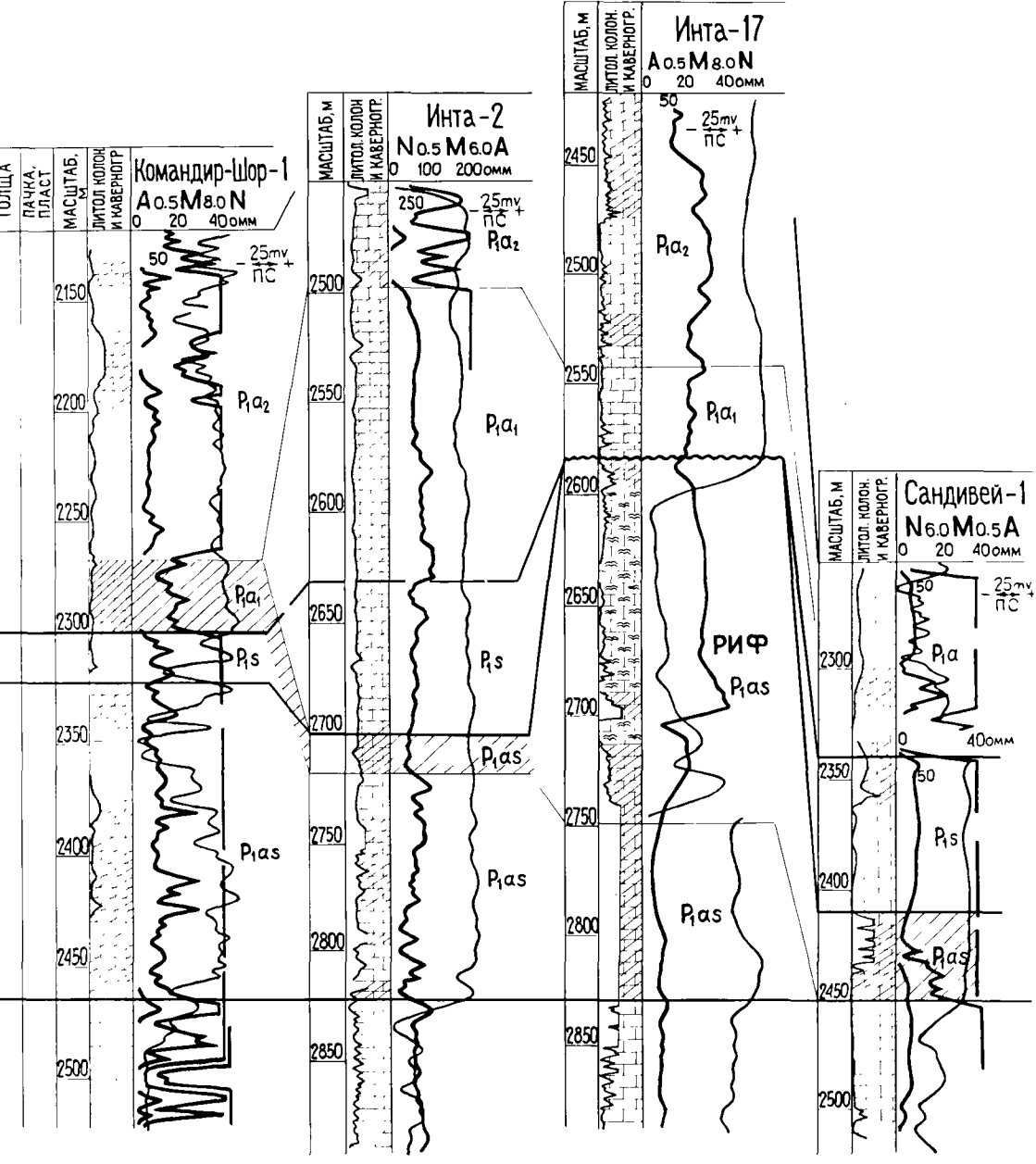
Мощная верхнепермская терригенная толща, сложенная как морскими, так и континентальными образованиями, развита по всей тер-

СИСТЕМА ОТДЕЛ ЯРУС ПОДЪЯРУС ГОРИЗОНТ СВИТА ТОЛЩА ЛАЧКА ПЛАСТ

КАМЕННО-УГОЛЬНАЯ-С ВЕРХНИЙ-С₃

- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7
- 8
- 9
- 10

АРТИНСКИЙ - P_α
 НИЖНЕАРТИНСКО-ВЕРХНЕАРТИНСКИЙ - P_{α2}
 САЗИМ-СКАЯ
 АССЕЛЬСКИЙ - P_{αs}



Командир-Шор-1
 A0.5M8.0N
 0 20 40 Ом

Инта-2
 N0.5M6.0A
 0 100 200 Ом

Инта-17
 A0.5M8.0N
 0 20 40 Ом

Сандивей-1
 N6.0M0.5A
 0 20 40 Ом

2150
2200
2250
2300
2350
2400
2450
2500

2500
2550
2600
2650
2700
2750
2800
2850

2450
2500
2550
2600
2650
2700
2750
2800
2850

2300
2350
2400
2450
2500

Рис. II. Схема корреляции разрезов нижнепермской карбонатной толщи Командиршорской, Интинской и Сандивейской площадей.

I - сезымская свита; 2 - известняки органогенно-обломочные;
3 - известняки глинистые; 4 - доломиты; 5 - доманиковые и доманикоидные известняки; 6 - мергели; 7 - алевролиты; 8 - глины и мергели; 9 - рифогенные карбонаты; 10 - ангидриты.

ритории Тимано-Печорской провинции. Морские образования захватывают области Предуральского краевого прогиба (Муравьев, 1972) и северную часть Печорской синеклизы (Сливкова и др., 1967 г.; Сливкова, Коновалова, 1981 г.). В пределах большей части юга Печорской синеклизы верхнепермская толща представлена континентальными, преимущественно красноцветными отложениями.

Положение позднепермских морей обусловило **три** основных направления стока: северное направление в сторону бореальных морей в северной части Печорской синеклизы; восточное направление в сторону Предуральского краевого прогиба в южной части Печорской синеклизы; северо-западное — в северо-восточных областях Предуральского краевого прогиба (рис. 12).

В связи с тем, что позднепермская суша занимала весьма значительную часть Печорской синеклизы, речная сеть здесь была, по-видимому, развита широко. Однако специальные работы по изучению палеогеографии поздней перми если и проводились, то они касались в основном выделения крупных палеогеографических единиц: морей, лагун, суши (Сливкова и др., 1967 г.; Сливкова, Коновалова, 1981 г.). Сведений же о развитии речной сети в позднепермскую эпоху явно недостаточно. Детальные фациальные и палеогеографические исследования проводились лишь в районах Воркутинского и Интинского угольных бассейнов. Впервые А.В.Македоновым (1958) было высказано предположение о существовании позднепермской реки для Силовского района. Выполненное Г.М.Ярославцевым (1962) литофациальное картирование межпластовых отложений, залегающих между угольными пластами II и III Воркутинского месторождения, показало, что конкретное тело конгломератов имеет полосовидное меандрирующее залегание. Г.М.Ярославцев считал, что эти конгломераты являются отложениями потока, текущего с Палеоурала. Анализ большого регионального материала позволил Л.Л.Хайнеру (1964)

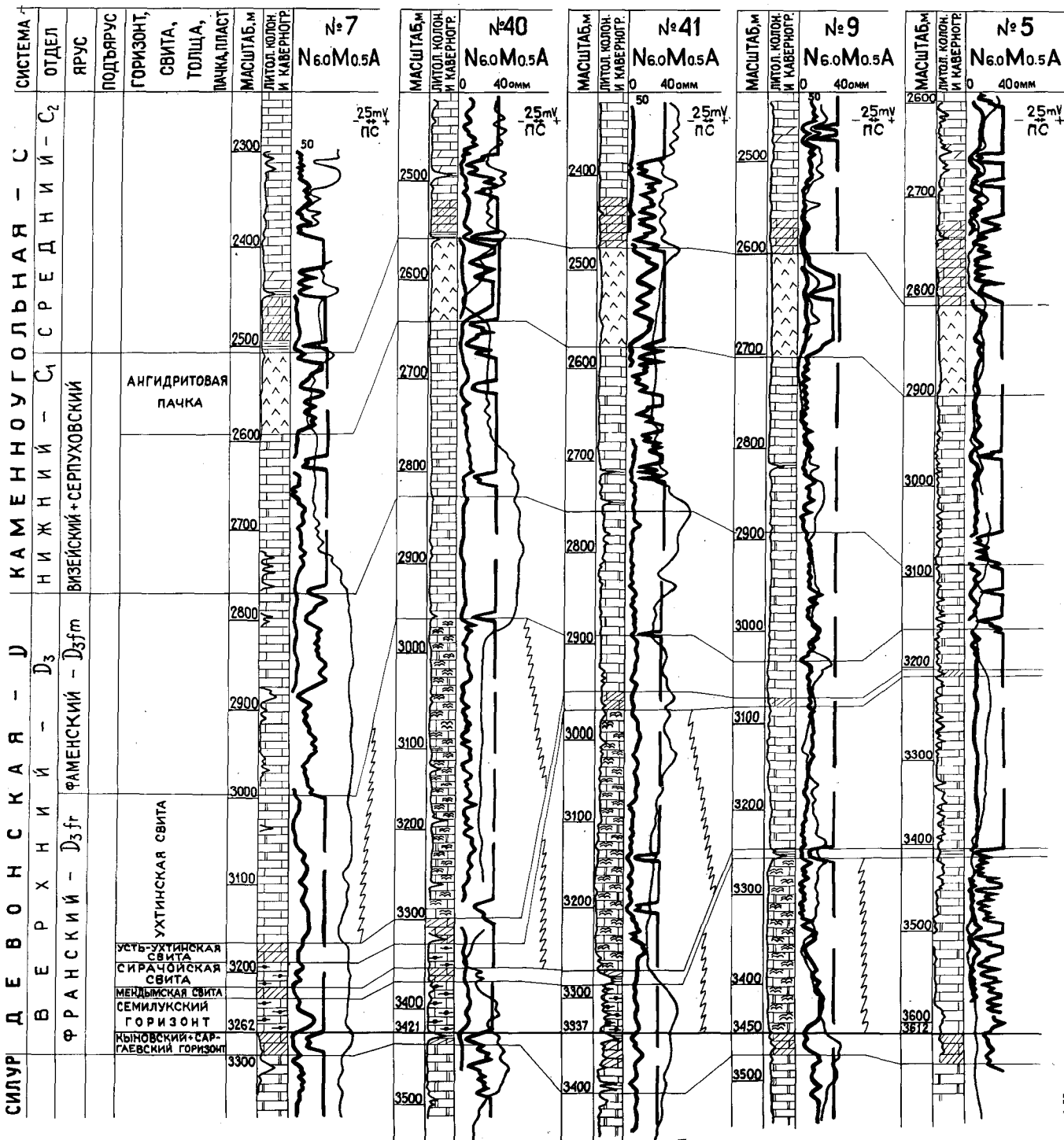


Рис. 7. Схема корреляции разрезов карбонатной толщи
 франского яруса Сандивейского месторождения.
 Условные обозначения на рис. II.

Рис. 12. Палеогеографическая схема позднепермской эпохи.

1,2,3 – границы основных тектонических элементов (1 – надпорядковых; 2 – первого порядка; 3 – второго порядка); 4 – контуры верхнепермских морей; 5 – выявленные и прогнозируемые русловые долины; 6,7,8 – залежи углеводородов в верхнепермских отложениях (6 – нефтяные, 7 – газоконденсатные, 8 – газовые).

Месторождения: I – Песчаноозерское; 2 – Коровинское; 3 – Кумжинское; 4 – Василковское; 5 – Хыльчужское; 6 – Торавейское; 7 – Южно-Торавейское; 8 – Наульское; 9 – Южно-Шапкинское; 10 – Средне-серчейское; 11 – Пашшорское; 12,13 – Харьягинское; 14,15 – Возейское; 16 – Пыжьельское; 17 – Нитчемьюское; 18 – Печорогородское; 19 – Печоро-Кожвинское; 20 – Аранецкое; 21 – Югидское; 22 – Лемъюское; 23 – Северо-Вельюское; 24 – Северо-Савиноборское; 25 – Вельюское; 26 – Исаковское.

Палеогеографические зоны: I – область максимальной трансгрессии уфимского моря, развитие преимущественно сероцветных отложений с морской фауной; II,III – области низменных равнин, в казанское время заливавшиеся морем, развитие отложений с пресноводными и солоноватоводными пелециподами, остракодами, брахиоподами (II – область с песчано-глинистым осадконакоплением, III – область с глинисто-мергелистым осадконакоплением); IV – области позднепермской суши, прибрежных равнин, временами заливавшиеся морем, развитие красноцветных и сероцветных глин, алевролитов и песчаников с пресноводными пелециподами и остракодами.

Примечание: I – тектоническая основа спантографирована с карты Тимано-Североуральского региона под ред. Б.Я. Вассермана, 1979; 2 – палеогеографическое районирование принято с учетом материалов Р.П. Сливковой, М.В. Коноваловой (1981ф).

в районе Воркутинского угленосного района выделить зону развития крупных позднепермских рек, стекавших с Палеоурала на северо-запад. Для Интинского угольного месторождения фацциальный анализ межугольных пачек верхневоркутской свиты был выполнен Ю.Н.Приходько (1964), который также показал здесь широкое развитие аллювиальных отложений в виде полос песчаников юго-западного направления с врезом в нижележащие отложения до 12 м.

Для нефтеносных районов первые достаточно уверенные материалы о распределении верхнепермских аллювиально-дельтовых образований и приуроченности к ним нефтяных залежей получены в результате поисково-разведочного бурения на Возейском и Харьягинском месторождениях Колвинского мегавала (Никонов, Головань, 1983; Никонов и др., 1980 г.). На этих месторождениях верхнепермские отложения представлены тремя толщами: нижняя (50 - 100 м) - сероцветная, сложенная песчаниками с прослоями глин и алевролитов, отнесенных по фаунистическим остаткам к уфимскому ярусу; средняя (110 - 120 м) - пестроцветная, сложенная преимущественно зеленовато-серыми и коричневатыми глинами и алевролитами, имеющая казанский возраст; верхняя (20 - 190 м) - углистая, сложенная переслаиванием сероцветных глин, алевролитов и песчаников, содержащих углистые включения и прослойки, отнесенная к татарскому ярусу. Наибольший интерес представляет нижняя сероцветная толща (уфимский ярус). Песчаники уфимского яруса серые, полимиктовые, мелкозернистые и разномзернистые, неравномерно глинистые, с неяснослоистой, иногда косо-линзовидно-волнисто-слоистой текстурой за счет тонких прослоев темно-серых глин, с прослоями гравелитов и гравийной гальки (I - 4 см величиной). Отмечается обугленный растительный детрит и шлам, встречаются конкреции пирита. В составе уфимского яруса уверенно выделяются и прослеживаются три пласта песчаников: P_I, P_{II}, P_{III}. Характер их распространения детально изучен на централь-

ных участках Возейского и Харьягинского месторождений, где пробурено много поисковых и разведочных скважин на различные горизонты, а на первом еще и ряд эксплуатационных скважин на нефтяные залежи.

Анализ карт суммарных мощностей песчаников по пластам уфимского яруса Возейского месторождения нефти показывает, что пласты песчаников имеют четко выраженное полосовидное меандрирующее распространение с шириной полос 2,5 – 3 км (рис. 13). Максимальная мощность их (15 – 20 м) приурочена к центральным частям полос. По направлению к краям она сокращается до полного выклинивания песчаников. Отдельные линзы их с повышенными значениями суммарной мощности мало влияют на эту закономерность. В пределах Харьягинского месторождения нефти песчаники уфимского яруса развиты также в виде полос субмеридионального простирания шириной до 10 – 15 км. Максимальная мощность (15 – 20 м) определена вдоль осевой зоны Харьягинского вала. К востоку и западу мощность песчаников сокращается, в отдельных скважинах на крыльях вала пласты отсутствуют. Песчаники пласта P_I выклиниваются также и в северном направлении.

Между центральными участками Возейского и Харьягинского месторождений для уверенного трассирования пластов песчаников имеющегося количества пробуренных поисковых и разведочных скважин пока недостаточно. Однако, принимая во внимание тенденцию равномерного уменьшения мощностей песчаников от центра полосы к краям, для каждого из выделенных пластов было прослежено наиболее возможное положение зоны распространения. Эти полосы прослежены на значительном расстоянии вдоль осевых зон Возейского и Харьягинского валов. В частности, пласт P_{III} протягивается более чем на 140 км и представляет собой единое геологическое тело (рис. 14).

Однако условия формирования песчаников в отдельных частях полос были резко различными. Достаточно отметить, что на Возей-

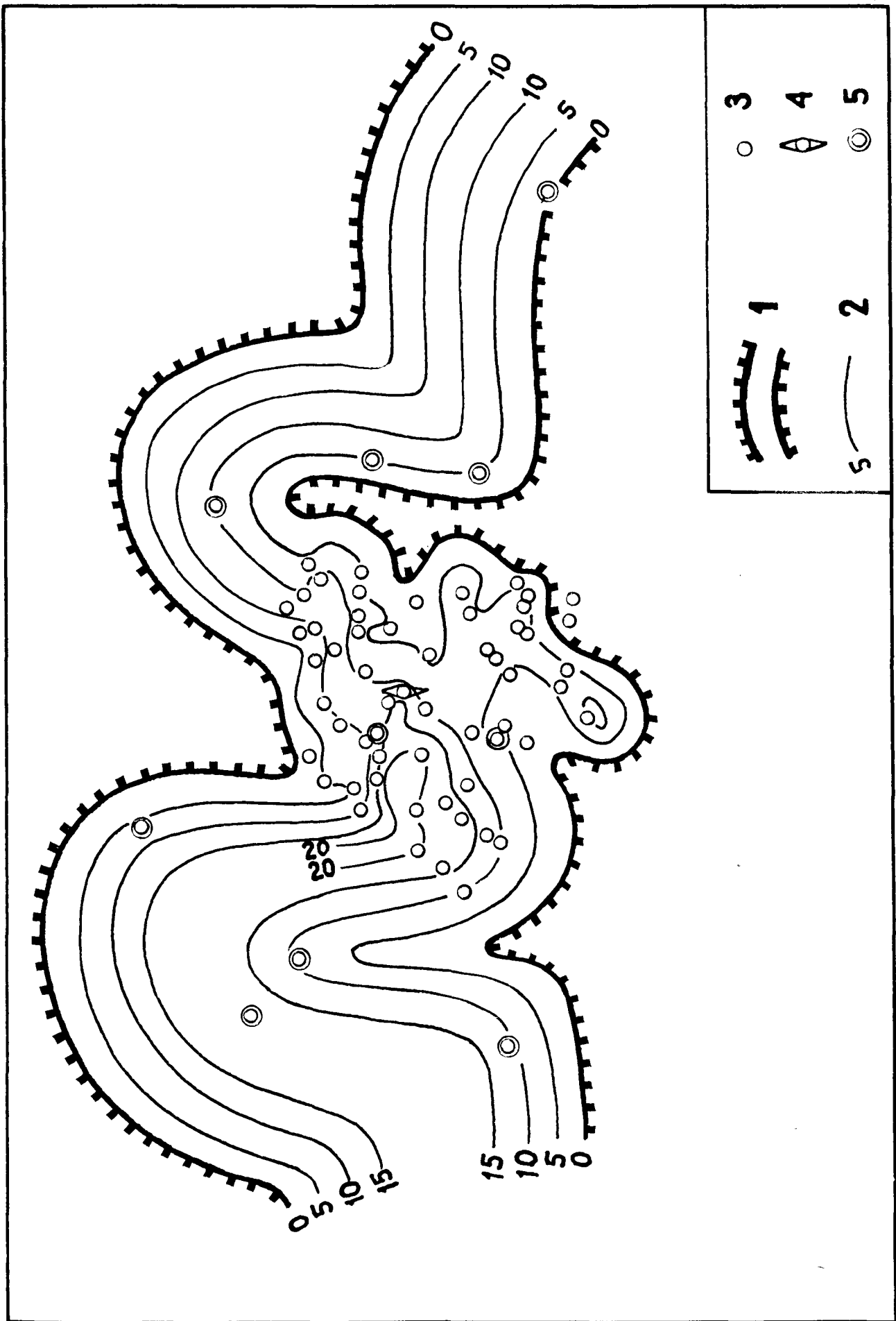


Рис. 13. Схема распространения песчаников пласта P_I уфимского яруса на центральном участке Возейского месторождения.

I - границы распространения песчаников пласта P_I ; 2 - линии равных суммарных мощностей песчаников, м; 3, 4, 5 - скважины (3 - эксплуатационные, 4 - поисковые, 5 - разведочные).

ской площади в песчаниках уфимского яруса встречены пресноводные остракоды и пелециподы, в то время как на Харьягинской площади в тех же пластах—многочисленные брахиоподы, что указывает на существование здесь морских условий осадконакопления. В первом случае при реконструкции палеогеографических условий осадконакопления выявлены врезы песчаников в нижележащие глины и алевролиты до 25 м глубиной (рис. 15 а), свидетельствующие о наличии аллювиальных долин; во втором — врезы в нижележащие отложения отсутствуют (рис. 15 б).

Из вышеизложенного следует, что по территории Воейского вала в уфимское время протекала крупная древняя река (Праколва) со спокойным равнинным течением. Поэтому песчаники русловой долины хотя и плохо отсортированы, но содержат преимущественно мелкие и средние зерна, лишь иногда здесь встречаются гравийная галька и гравелиты. Слоистость песчаников преимущественно неясная и линзовидно-волнистая, лишь в отдельных прослоях косо-волнистая. В составе песчаников преобладают полевые шпаты (24 — 31%), кварц (24—31 %) и обломки кремнистых (19 — 30 %) и осадочных (14 — 18 %) пород. Содержание тяжелой фракции обычно невысокое (0,02 — 2,7%), лишь в единичных образцах до 17 %, большая часть представлена аутигенным пиритом (29 — 87 %) и шпинелью (до 43 %). Отмечается наличие прослоев песчаников, обогащенных ильменитом, магнетитом, гематитом.

Пески, отложенные на Харьягинском валу, возможно представляют собой устьевой бар, вытянутый в направлении мелководного моря от предполагаемой палеодельты, как это показано для Марковского и Ярактинского месторождений в Иркутском нефтегазоносном бассейне (Данилкин, 1980), либо является подводной частью палеодельты, как предполагает Ф.Т.Яншина (1981) для мезозоя Западно-Сибирской плиты. Последний вариант мы считаем наиболее приемлемым, учиты-

ЛЕК-ХАРЬЯГИНСКОЕ
ПОДНЯТИЕ

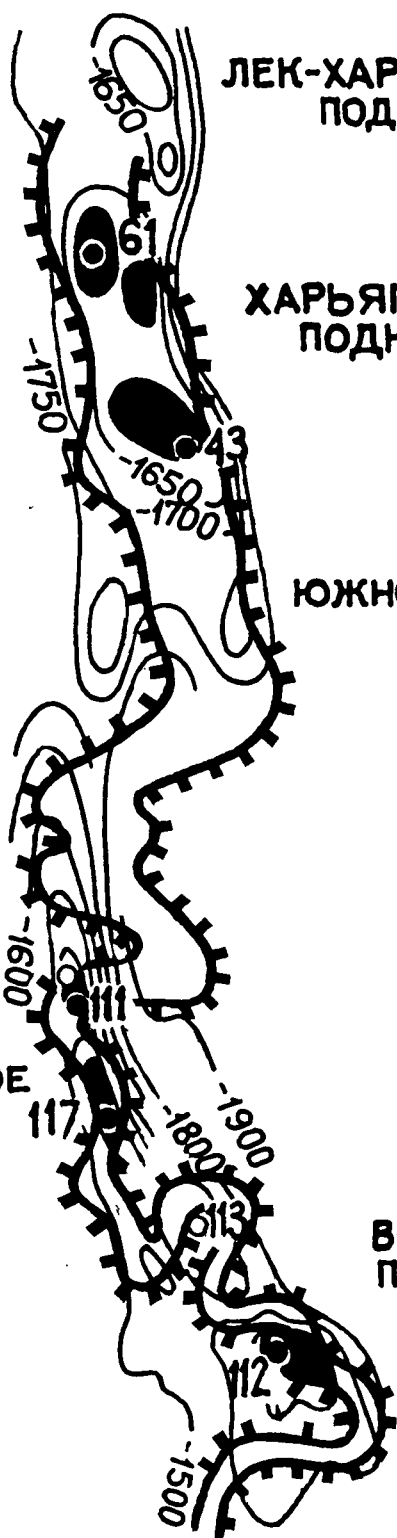
ХАРЬЯГИНСКОЕ
ПОДНЯТИЕ

ОШСКОЕ
ПОДНЯТИЕ

ЮЖНО-ХАРЬЯГИНСКОЕ
ПОДНЯТИЕ

КОСТЮКСКОЕ
ПОДНЯТИЕ 117

ВОЗЕЙСКОЕ
ПОДНЯТИЕ



-1900	1
	2
	3
	4
	5

Рис. 14. Распространение песчаников пласта P_{III} уфимского яруса в центральной части Колвинского метавала.

I - изогипсы кровли песчаников пласта P_{III} и его аналогов, м.,
2 - залежи нефти в пласте P_{III} ; 3 - границы распространения песчаников пласта P_{III} ; 4, 5 - скважины (4 - продуктивные, 5 - непродуктивные).

вая мелководность уфимского моря. Аналогичный вывод о том, что песчаники уфимского яруса на Харьягинской площади формировались в подводно-дельтовой долине, сделала Е.О.Малышева (1983). По ее мнению дельтовая долина размещалась в пределах северной части Колвинского мегавала от Харьягинской до Хыльчуйской площади.

На границе море-суша между подводной дельтой и русловой долиной, вероятно, существовала надводная дельта, где наблюдались максимальные мощности песков. Для пласта P_{III} областью надводной дельты, видимо, был район к северу от скважины III-Возей (рис.14), где мощность пласта достигает 30 метров.

Отмечается связь между размещением полос песчаников и современным структурным планом, а именно, все пласты песчаников приурочены к осевым зонам Харьягинского и Возейского валов. Эта закономерность – весьма важный поисковый критерий. Причины можно видеть в характере тектонических движений, максимум которых, начиная с пермского периода, приходился на осевые зоны валов. Учитывая в целом инверсионный характер тектонических движений, можно предполагать, что в уфимское время осевые зоны обоих валов прогибались. Именно к таким участкам земной коры приурочены крупные речные долины во все геологические эпохи (Геренчук, 1960; Обедиев, 1975).

Для всех полос распространения аллювиально-дельтовых песчаников уфимского яруса наблюдается "консервативная" унаследованность в плане, то есть распространение полос различных пластов песчаников в плане в основном совпадает. Смещение осевых зон различных пластов не превышает 2 – 3 км. Эта закономерность характерна не только для песчаников уфимского яруса, но и в целом для всех песчаников верхней перми. Такая унаследованность русловых долин Русской платформы отмечается рядом исследователей (Личков, 1936; Обедиев, 1975).

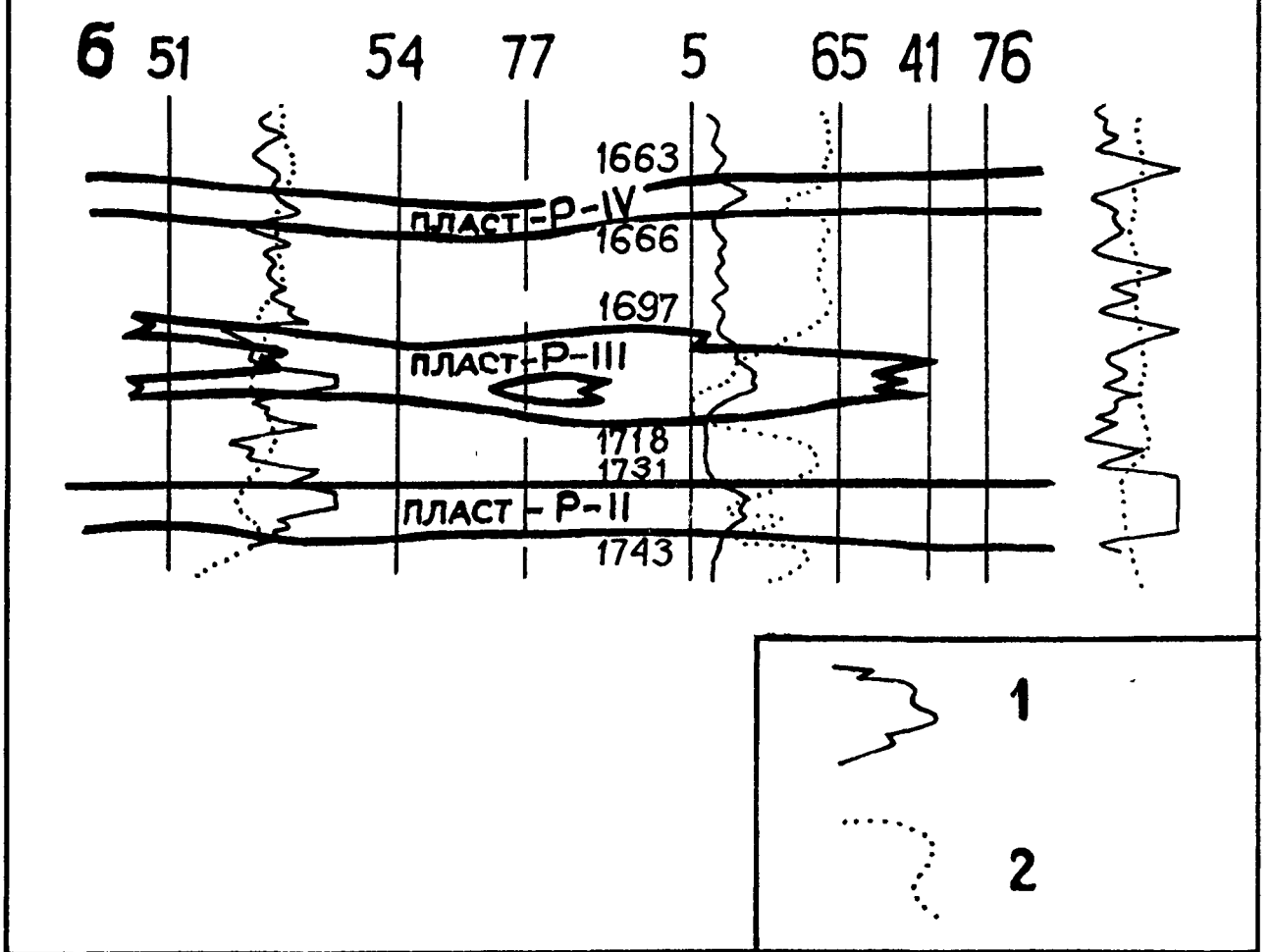
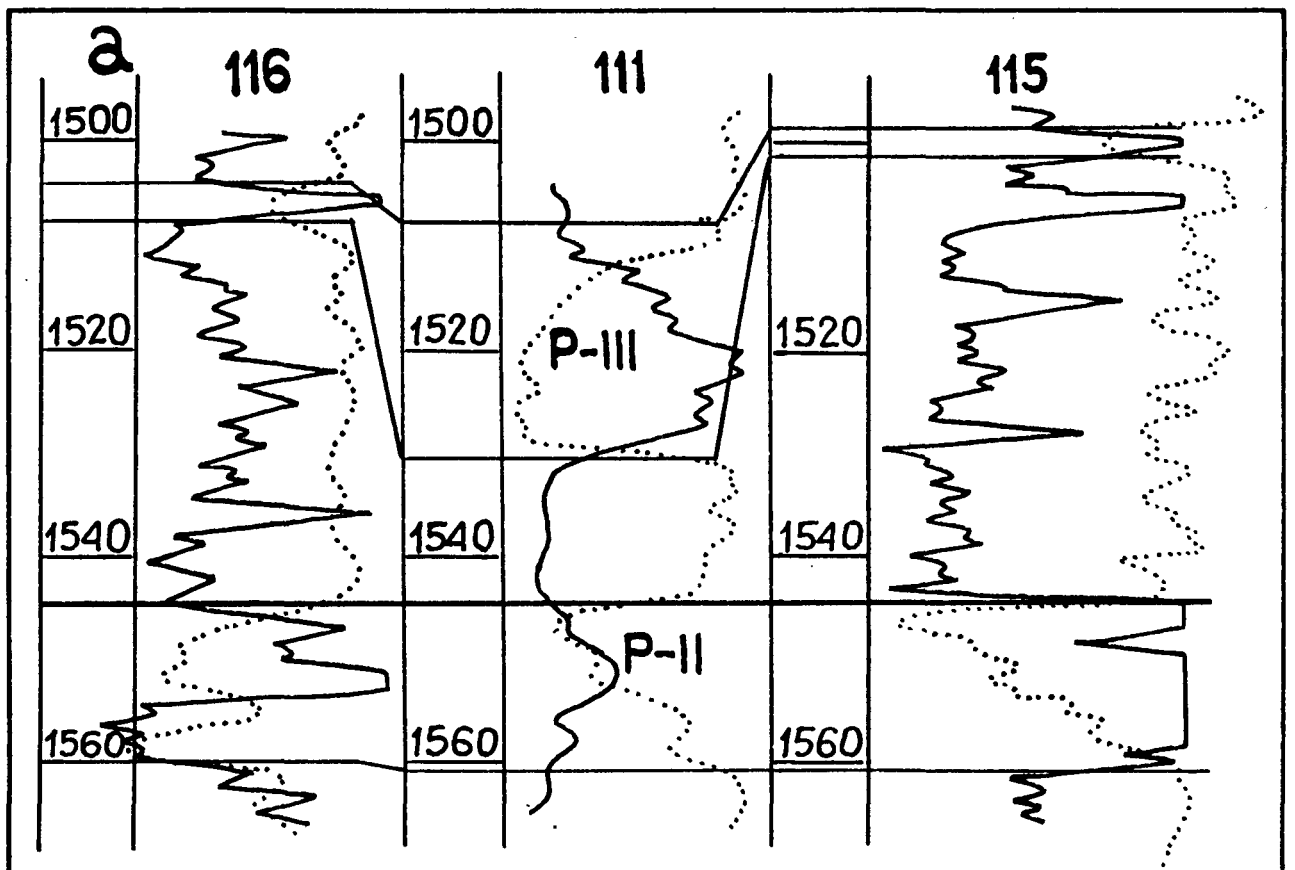


Рис. 15. Палеогеологические профили вкрест простирания
русловой и дельтовой долин.

а - врез русловых песчаников пласта P_{III} в нижележащие глины на
Возейской площади; б - налегание подводно-дельтовых песчаников
пласта P_{III} на нижележащие глины на Харьягинской площади. 1 - кри-
вая КС; 2 - кривая ПС.

Наличие в уфимском ярусе Колвинского мегавала трех пластов песчаников, разделенных глинисто-алевролитовыми пачками, позволяет говорить о трех тектонических циклах уфимского века. В начале уфимского века осевая зона Возейского вала постепенно прогибалась. В результате образовалась Праколва, в долине которой накапливались пески пласта P_I . Береговая линия в то время располагалась, вероятно, в районе скв. № ПЗ-Возейской, к северу от которой существовало мелководное море, где формировалась подводная дельта или устьевой бар. Общее прогибание территории в дальнейшем обусловило заливание речной долины и, возможно, частичную трансгрессию моря. После последующего общего подъема этого участка начинается второй цикл руслового осадконакопления – отложение пласта P_{II} . Береговая линия в этот момент сместилась к северу, в район Костюкского поднятия. К концу формирования пласта P_{II} наступает новое опускание территории. Дальнейшее воздымание области обусловило накопление пласта P_{III} , в момент формирования которого береговая линия сместилась еще далее на север, в район Ошского и Южно-Харьягинского поднятия. Устьевой бар в это время формировался практически в пределах всего Харьягинского вала.

В конце уфимского века произошел общий интенсивный подъем территории, в результате которого море регрессировало далеко на север, а на Возейской и Харьягинской площадях накапливались преимущественно глинисто-алевролитовые пестроцветные осадки временных потоков. Однако, и в казанское время иногда восстанавливались условия для возрождения Праколвы. В частности на Харьягинской площади пласты P_{IV} и P_V казанского яруса имеют в плане полосовидное меандрирующее распространение в осевой части Харьягинского вала с шириной полос 2 – 4 км.

Автором была проведена также детальная корреляция верхнепермских песчаников по скважинам ряда площадей Велью-Тэбукской (Нико-

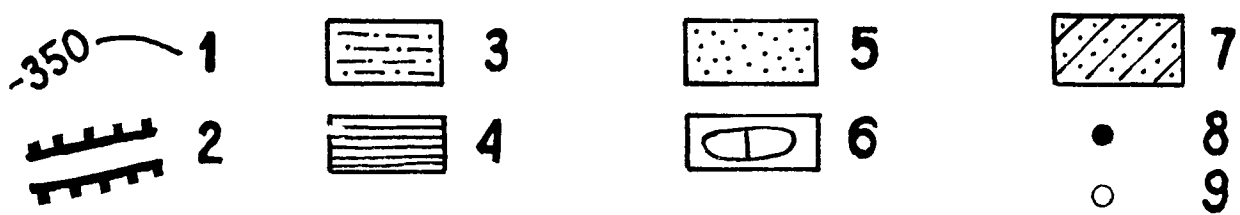
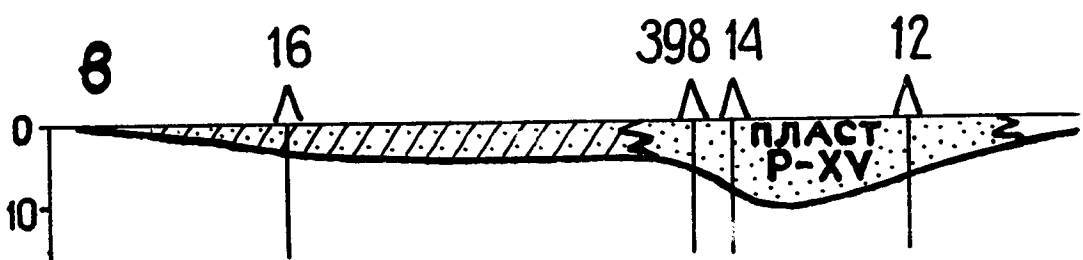
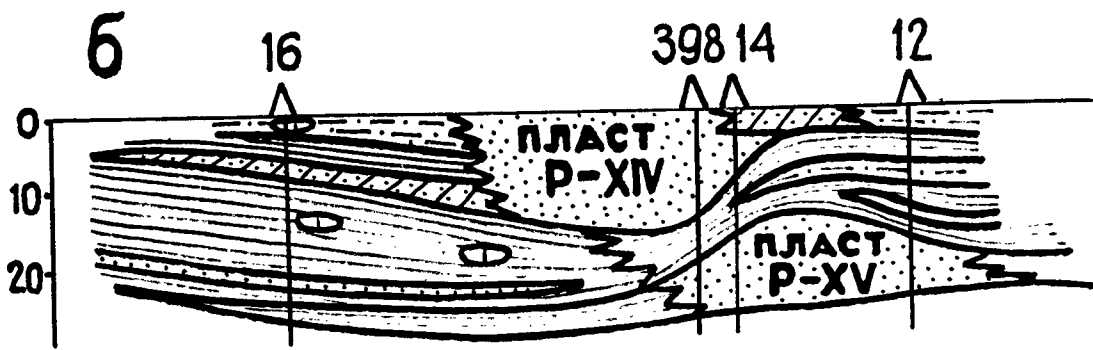
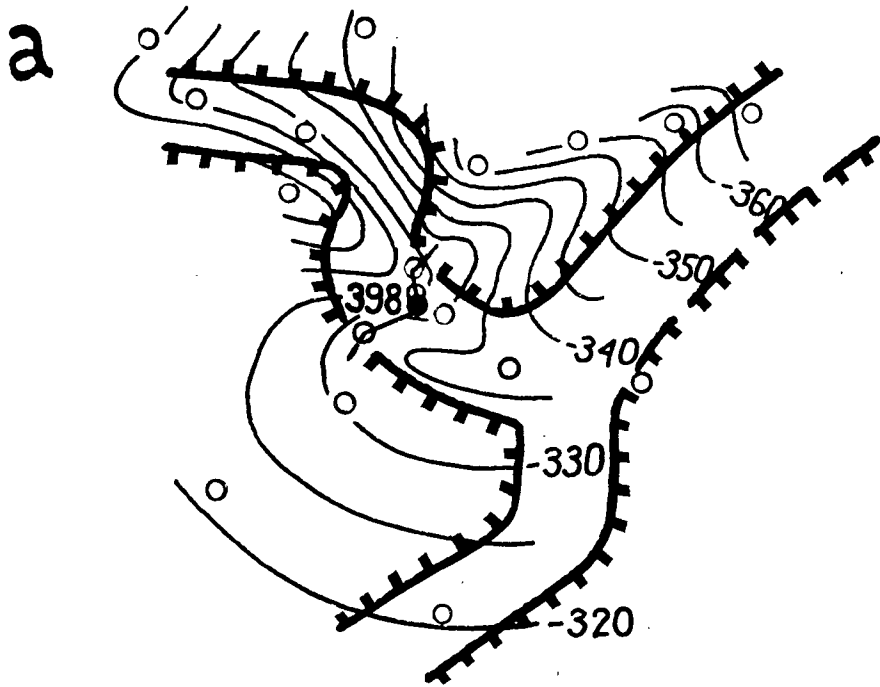


Рис. 16. Геологическое строение русловых песчаных тел на Вельюской площади.

- а - схема распространения песчаников пласта Р-ХУ;
б - палеогеологический профиль на конец отложения песчаников пласта Р-ХУ;
в - палеогеологический профиль на конец отложения пласта Р-ХІУ;
I - изогипсы кровли пласта Р-ХУ и его аналогов; 3 - алевриты;
4 - глины; 5 - песчаники; 6 - карбонатные конкреции; 7 - глинистые песчаники; 8,9 - скважины (8- продуктивные, 9- непродуктивные).

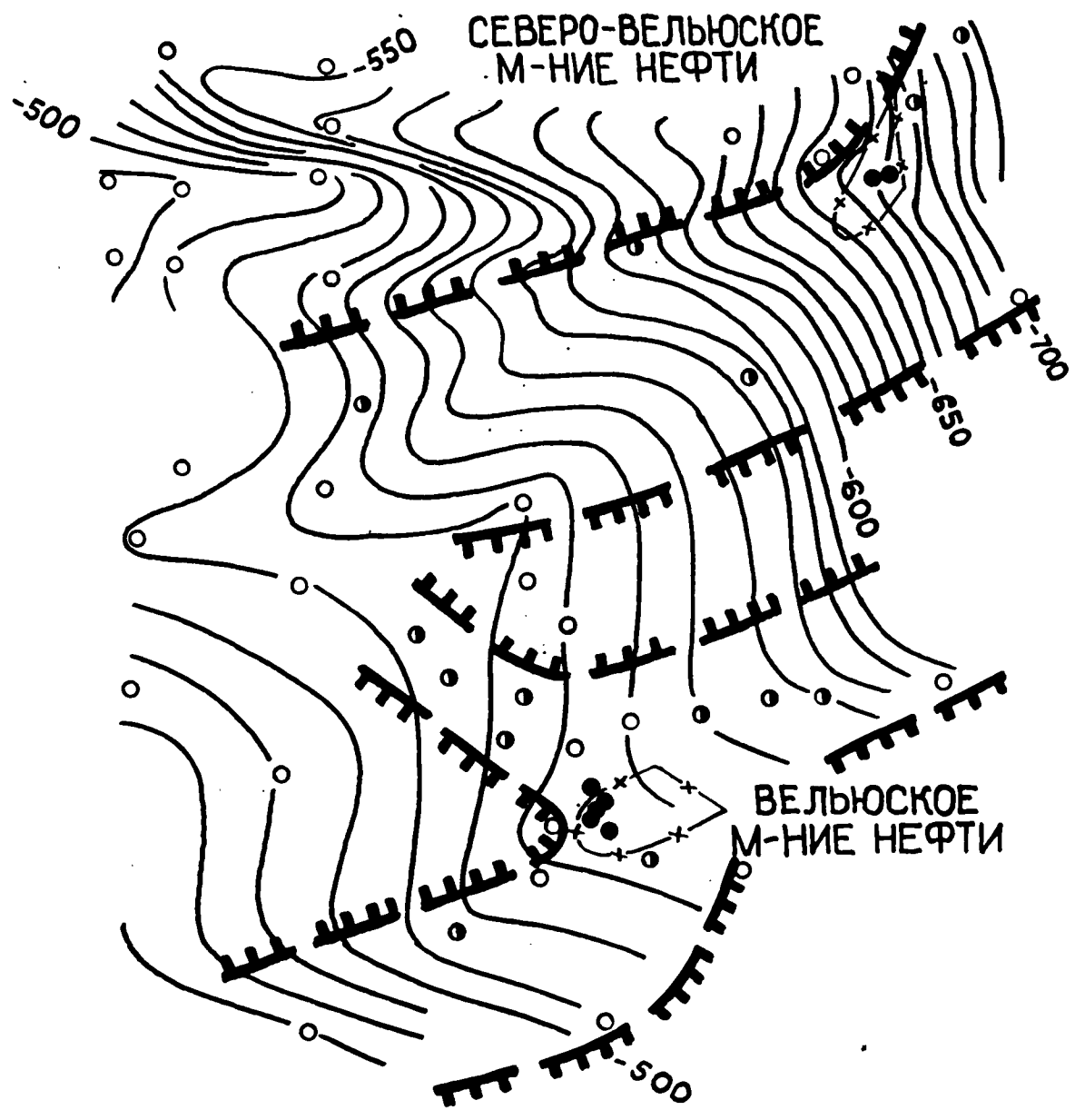
нов и др., 1977 г.) и Лембю-Израельской (Никонов и др., 1982 г.) ступеней. В результате было установлено, что отдельные пласты песчаников распространены также, как и на Колвинском мегавале, в виде меандрирующих полос (рис. 16 а). Глубина врезов составляет 10 – 15 м (рис. 16 б, в).

На Вельюской площади полосы песчаников уфимского яруса приурочены к субширотному Южно-Вельюскому прогибу (рис. 17), выраженному в современном структурном плане по нижнепермским отложениям. Продолжение Южно-Вельюского прогиба на востоке видно и в пределах Мичаю-Пашнинского вала между Восточно-Савиноборским и Северо-Савиноборским поднятиями. В связи с этим следует отметить наличие уфимских песчаников в скв. 15-Сев.Савинобор на южной периклинали Северо-Савиноборского поднятия.

На Северо-Вельюской площади песчаники уфимского и казанского ярусов, как и на Вельюской площади, приурочены к субширотному прогибу (Верхне-Вельюскому), выраженному в современном структурном плане по отложениям нижней перми (рис. 17). Восточное продолжение Верхне-Вельюского прогиба также видно на Мичаю-Пашнинском вале между Мичаюским и Северо-Савиноборским поднятиями. На северной периклинали Северо-Савиноборского поднятия в скв. № 14-Сев. Савинобор выявлена пачка проницаемых продуктивных песчаников уфимского яруса мощностью 15 м.

На Лембюской площади, где пробурено значительное количество разведочных скважин на верхнепермские отложения, уверенно прослежен продуктивный пласт песчаников Р-ХII в основании казанского яруса (рис. 18). Пласт Р-ХII развит в виде меандрирующей полосы северо-восточного простирания шириной около 2 км, прослежен скважинами в длину на 15 км. В западной части Лембюской площади в 1978 – 79 г.г. были проведены высокоточные гравиразведочные работы. Сопоставление материалов бурения и данных гравиметрии показало

СЕВЕРО-ВЕЛЬЮСКОЕ
М-НИЕ НЕФТИ



ВЕЛЬЮСКОЕ
М-НИЕ НЕФТИ







- 1  -500
- 2 
- 3 
- 4 
- 5 
- 6 

Рис. 17. Прогнозная схема распространения верхнепермских песчаников на Велью-Табукской ступени.

1 - изогипсы кровли карбонатов нижней перми, м; 2 - предполагаемые границы зон распространения верхнепермских песчаников; 3 - верхнепермские залежи нефти; 4, 5, 6 - скважины (4 - непродуктивные, 5 - с нефтепроявлениями из верхнепермских песчаников, 6 - продуктивные).

ло, что зона распространения песчаников пласта Р-ХП, выделенная по данным бурения, совпадает с полосой минимумов поля силы тяжести (рис. 19). Авторы отчетов о гравиметрических работах (Максимова, 1980 г.) связывают полосы отрицательных полосовидных аномалий третьей производной поля силы тяжести с существованием в фундаменте узких линейных грабенообразных прогибов. По нашему мнению, такие прогибы могли контролировать положение русловых долин в плане.

На Израельской площади по данным гравиметрии (Максимова, 1981 г.) также, как и Лембюской, выделена узкая субмеридиональная полоса минимумов третьей производной силы тяжести. В пределах этой полосы может быть прогнозировано продолжение полосы песчаников пласта Р-ХП, прослеженной на Лембюской площади. Северо-восточное продолжение полосы развития песчаников пласта Р-ХП вероятно уходит на Исаковскую площадь, где также выделены продуктивные песчаники ограниченного распространения в основании казанского яруса.

Таким образом, в целом выделенная полоса развития песчаников пласта Р-ХП на Лембю-Израельской ступени оконтуривает с запада и с северо-запада крупный по площади малоамплитудный Лембю-Израельский свод (рис. 18). Существует, наверное, не одна полоса песчаников, а разветвленная система соединяющихся вместе полос.

Ширина полос развития верхнепермских песчаников, выделенных в пределах Лембю-Израельской и Делью-Тэбукской ступеней, составляет 1,5 - 3 км. Длина прогнозируемой полосы песчаников пласта Р-ХП на Лембю-Израельской ступени составляет около 50 км. Полосовидное распространение песчаников, меандрирование их в плане (рис. 16а), небольшая ширина полос при значительной протяженности, резкая латеральная невыдержанность пластов вкrest простираения полос (рис. 16 б, в) свидетельствуют о формировании верхнепермских песчаников

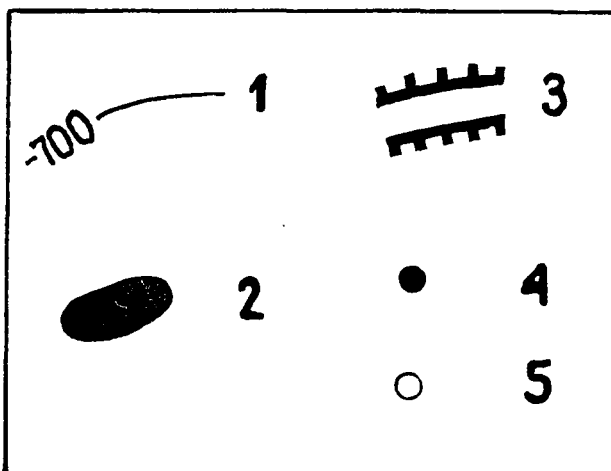
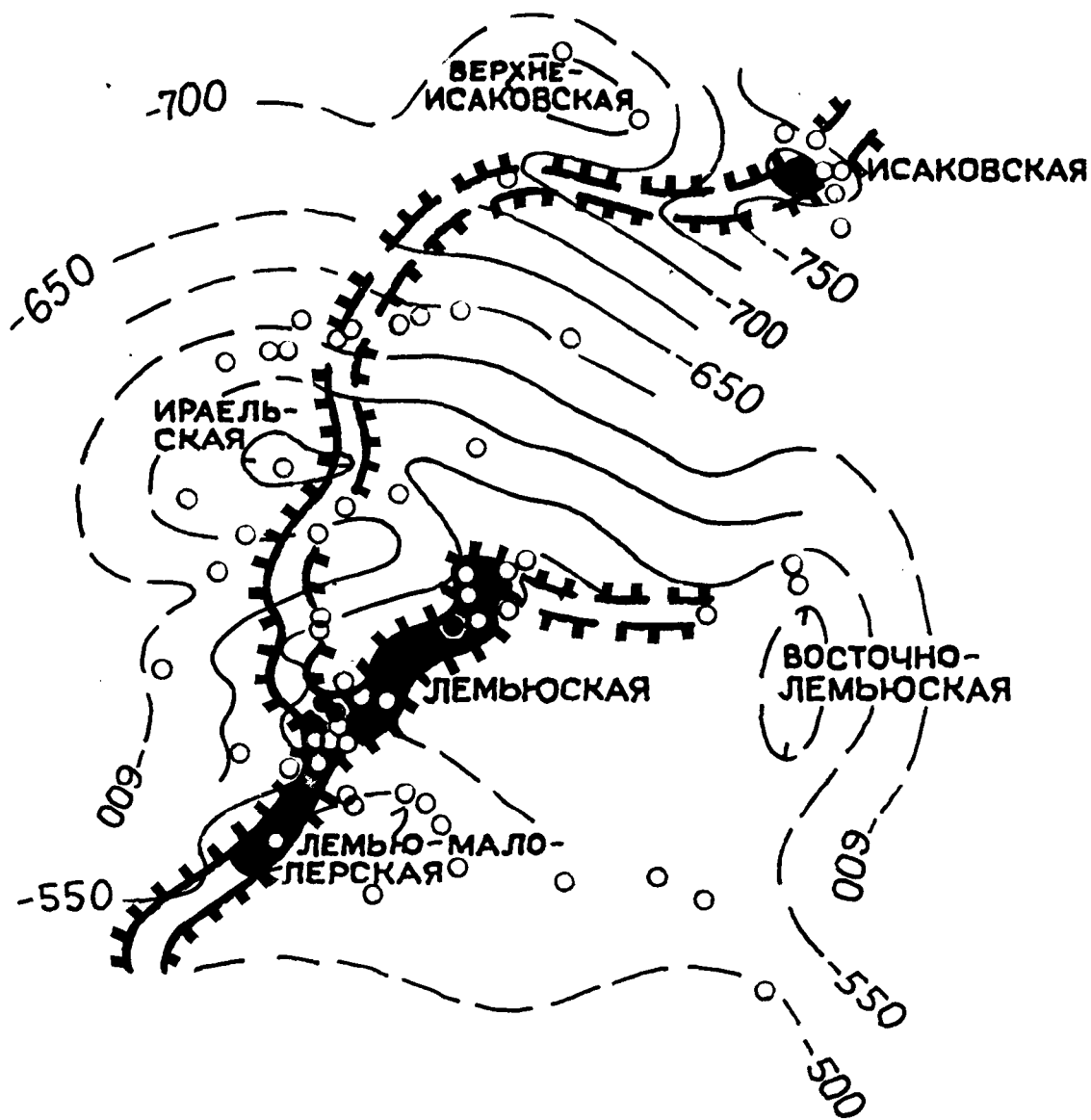


Рис. 18. Схема распространения песчаников пласта Р-ХП казанского яруса на Лемъю-Ираельской ступени.

1 - изогипсы кровли пласта Р-ХП и его аналогов; 2 - залежи нефти в пласте Р-ХП; границы распространения песчаников пласта Р-ХП; 4, 5 - скважины (4 - продуктивные, 5 - непродуктивные).

в русловых долинах при заполнении их аллювиальными осадками. На аллювиальный характер формирования песчаников указывает также их литологическая характеристика: разномерность песчаного материала при общем преобладании мелкозернистых фракций; наличие косых слоев и линзовидной слоистости (углы косо́й слоистости иногда достигают 20°); преобладание в основании пластов более грубозернистого материала, а иногда даже гравийной гальки и гравелитов. Серый и зеленовато-серый цвет песчаников указывают на седиментацию в субаквальных условиях, в то время, как вмещающие выше- и нижележащие породы (глины, алевролиты, плотные глинистые песчаники) характеризуются различными оттенками красно-бурого и коричневатого цвета, что характерно для субаэральной обстановки. Сильная окатанность устойчивых минералов (гранат, циркон, турмалин) показывает значительную удаленность от источников скола.

Таким образом, своеобразная литологическая характеристика верхнепермских песчаников и специфический характер их площадного распространения свидетельствуют о развитии в позднепермскую эпоху на территории Велью-Тэбукской и Лемью-Ираельской ступеней разветвленной сети аллювиальных долин субширотного направления, в которых формировались песчаные отложения, заполнившие после многократных перемывов весь объем долин. Сток воды происходил с Тимана в направлении к Верхнепечорской впадине Предуральского краевого прогиба, который в это время испытывал сильное прогибание и в пределах которого происходило накопление сероцветных терригенных толщ, по-видимому, в крупных пресноводных водоемах. При впадении рек в эти водоемы должны были формироваться дельтовые толщ, которые без сомнения выявятся при целенаправленных поисковых работах.

Приуроченность аллювиальных долин к пониженным формам структурного плана по нижнепермским отложениям может объясняться унаследованностью тектонических движений и преобладанием здесь устой-

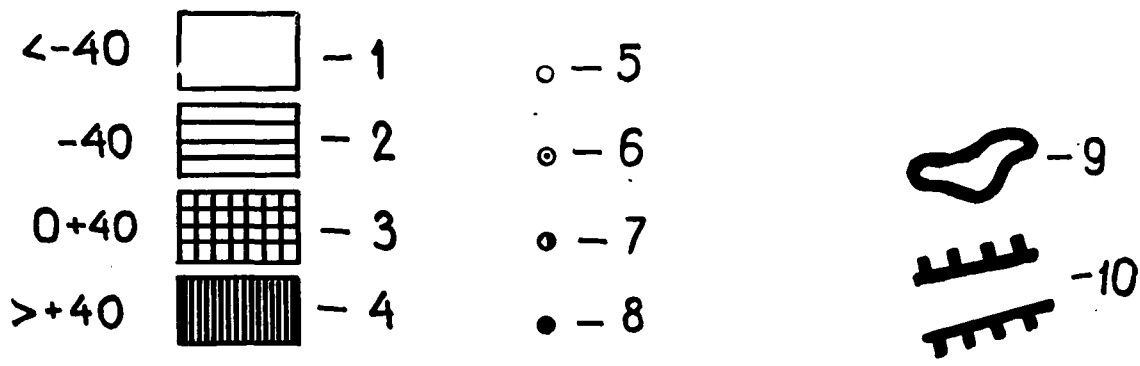
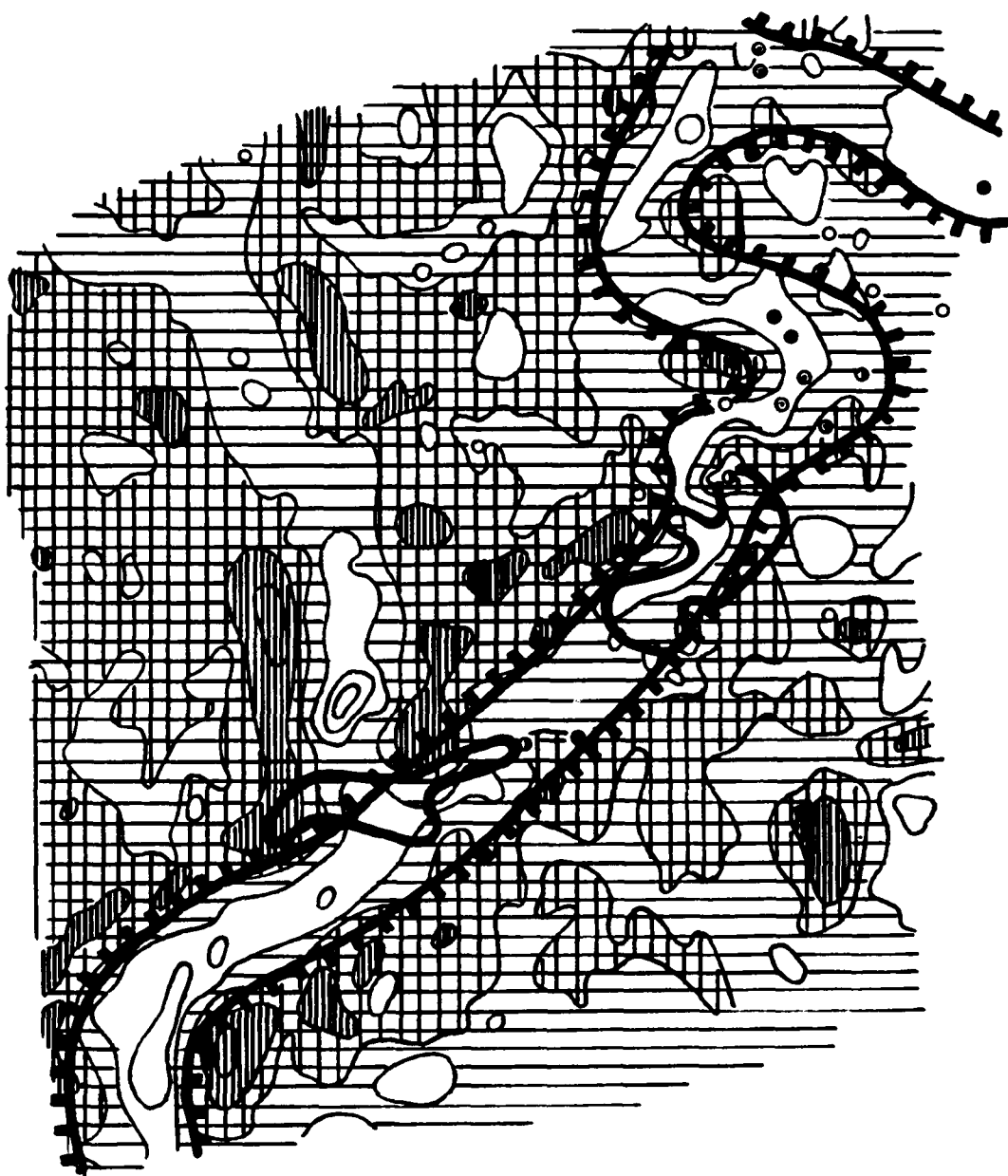


Рис. 19. Сопоставление данных бурения и полевой геофизики на Лембю-Малоперской площади.

I, 2, 3, 4 - значения поля третьей производной силы тяжести (I - менее минус 40; 2 - от минус 40 до 0; 3 - от 0 до 40; 4 - более 40; 5 - скважины, в которых песчаники пласта P-XII отсутствуют; 6, 7, 8 - скважины, в которых выделены песчаники пласта P_{XII} (6 - пласт обводнен или приток не получен, 7 - получены притоки нефти с водой; 8 - получены притоки чистой нефти); 9 - аномалии типа "залежь" по данным электроразведки; 10 - границы распространения пласта P_{XII} русловых песчаников с учетом материалов геофизики.

чивого прогибания, начиная с позднепермской эпохи и по настоящее время. Учитывая единый тектонический контроль при формировании аллювиальных долин в течение всей позднепермской эпохи, по-видимому, положение разновременных позднепермских долин в плане в пределах одного и того же структурного элемента в целом будет совпадать.

О б щ и е в ы в о д ы

Установлено, что верхнедевонские барьерные рифы окаймляют систему верхнедевонских некомпенсированных прогибов и отдельные поднятия внутри некомпенсированных прогибов. Первые сформированы на краях шельфового мелководья и имеют в основании карбонатно-глинистые породы предыдущего этапа компенсации палеовпадины. Вторые сформированы при отсутствии, либо во время слабых проявлений этапов компенсации и расположены непосредственно на породах глубоководного образования, синхронных с более древними рифами. Барьерные рифы, по-видимому, прерывно-линейные, длина их составляет несколько десятков километров (на Сандивейской площади 40 – 70 км), высота 200 – 400 м. В редких случаях последующий риф может налегать на предыдущий. В этом случае высота рифа может достигать 800 м (скв. № 90-Средне-Шапкинская). В семилукско-позднефранское время намечается три этапа формирования рифов (семилукский, сирачойский и ухтинский), которые разделены двумя этапами накопления толщ частичной компенсации некомпенсированных прогибов (мендымский и усть-ухтинский). Выявлено, что в процессе своего развития барьерные рифы могли испытывать перерывы в росте. В результате этого в комплексе отложений, относимых к барьерному рифу, выделяется до трех отдельных рифовых тел, разделенных маломощными глинистыми пачками. Таким

образом, барьерный рифф может состоять из одного риффового тела (семилукский рифф на Средне-Шапкинской площади), или быть двух (ухтинский рифф на Южно-Тэбуксской площади) или трехчленным (сирачойский рифф на Пашшорской площади).

По литологическому составу в риффе выделяются две зоны: внешняя, сложенная преимущественно вторичными кристаллическими доломитами, и внутренняя, сложенная органогенно-обломочными известняками. К внутренней зоне риффа примыкает зариффовая зона, представлявшая собой мелководный шельф. Здесь развиты известняки и мергели (вблизи от источников сноса терригенного материала) или слабоглинистые, но очень плотные известняки (вдали от источников сноса терригенного материала). Мощность толщи шельфовых известняков меньше, чем высота соответствующего ей риффа, но разница относительно небольшая (до 20 - 40 %).

Отложения внешней зоны барьерного риффа переходят в относительно маломощные (обычно менее 100 м) глубоководные доманиковые (залегające в основании некомпенсированной впадины) и доманикоидные (залегające в основании частично компенсированной впадины) отложения. На доманиковых (доманикоидных) глинисто-карбонатных отложениях залегают обычно карбонатно-глинистые отложения толщи заполнения, которые непосредственно примыкают к барьерному риффу и выклиниваются на его гребне. Резкие отличия риффогенных карбонатов от замещающих их карбонатно-глинистых отложений позволяют уверенно выделять их по материалам промышленной геофизики.

Проведенные исследования позволили предложить модель формирования нижнепермских риффов в Тимано-Печорской провинции. Палеогеографическая обстановка начала раннепермской эпохи характеризовалась наличием обширной некомпенсированной сезымской палеовпадины. Заложение впадины произошло, возможно, в позднекаменноугольную эпоху. В краевой части шельфа формировалась

обширная зона биогермных образований, занимающая области современных Денисовской, Большесынинской впадин, Колвинского мегавала, южных частей Хорейверской и Косью-Роговской впадины, а также восточной части Верхнепечорской впадины. В течение раннепермской эпохи происходило постепенное расширение сезымской палеовпадины и вовлечение в прогибание зоны биогермных образований. В момент прогибания в этой зоне происходил интенсивный рост одиночных риффов. Постепенное вовлечение в прогибание зоны биогермных образований определило разный возраст риффов в различных ее областях. В восточной части росли риффы в ассельское время (Интинская, Коровинская площади), в западной части – в артинское время (Командиршорская площадь). В течение сакмарского и артинского веков сезымская палеовпадина полностью компенсировалась глинисто-карбонатными осадками, что привело к прекращению риффообразования.

Нижнепермские риффы сложены криноидными и водорослевыми известняками. Высота риффов достигает 170 метров (Интинская площадь), длина по данным бурения и сейсморазведки 1 – 3 км. Одновозрастными аналогами риффогенных известняков являются часто битуминозные и кремнистые известняки и мергели сезымской свиты мощностью 10 – 60 метров. На последних залегают глинистые губковые известняки толщи заполнения сезымской палеовпадины. Мощность этой толщи обычно превышает высоту риффов. Таким образом, глинистые известняки толщи заполнения не только выполняют межриффовые области, но и частично перекрывают сами риффы. Поэтому в современном структурном плане нижнепермские одиночные риффы в виде структур облекания либо не выражены, либо выражены очень слабо.

В результате проведенных исследований впервые для Тимано-Печорской провинции выделены верхнепермские аллювиально-дельтовые песчаные тела. Наиболее детально аллювиально-дельтовые песчаники изу-

чены на Возейской и Харьягинской площадях Колвинского мегавала. В уфимском ярусе установлено наличие трех полосовидных меандрирующих пластов песчаников, залегающих друг над другом, каждый из которых был сформирован в аллювиально-дельтовой долине. Пласт P_{III} (верхний из трех пластов уфимского яруса) распространен в плане в виде меандрирующей полосы длиной около 140 км, шириной 2 – 5 км в русловой части (на Возейской площади) и до 10 км в подводно-дельтовой части (на Харьягинской площади). Максимальная мощность песчаников (до 30 метров) приурочена к осевой части полосы, в направлении к краевым частям полосы мощность песчаников постепенно сокращается до полного выклинивания пласта. В русловой части пласт песчаников врезан в подстилающие глины и алевролиты. В подводно-дельтовой части пласт P_{III} залегает плащеобразно на подстилающих глинах и алевролитах.

В течение уфимского века обширные кратковременные трансгрессии моря обуславливали исчезновение рек и прекращение накопления песков. При последующих регрессиях вновь создавались речные долины, в которых снова накапливались пески. При этом отмечается унаследованность речных долин в плане. В казанском веке береговая линия сместилась на север Колвинского мегавала, в результате чего в пределах Возейской и Харьягинской площадей формировались только русловые образования.

Меандрирующие полосы русловых песчаников выделены также на Лемъюской, Вельюской и Северо-Вельюской площадях в южной части Ижма-Печорской впадины.

В современном структурном плане по кровле нижнепермских карбонатов в районах со спокойным унаследованным с раннепермской эпохи тектоническим развитием (во впадинах) аллювиально-дельтовые системы тяготеют к прогнутым зонам или огибают крупные положительные структуры. В районах с инверсионным тектоническим развитием

аллювиально-дельтовые системы приурочены к осевым зонам валов.

ГЛАВА III. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ВЫДЕЛЕНИЯ РИФОВЫХ И АЛЛЮВИАЛЬНО-ДЕЛЬТОВЫХ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

Прогноз залежей нефти и газа в рифовых и аллювиально-дельтовых природных резервуарах в основном сводится к прогнозированию самих резервуаров, то есть к установлению зон нефтегазонакопления. Палеогеографические, литолого-фашиальные и тектонические критерии прогноза частично рассмотрены в главе II. Литолого-фашиальный и палеогеографический анализы обычно проводятся по керновым материалам, количество которых, как правило, всегда очень ограниченное. В большинстве скважин керн в необходимых для выделения фашиально-ограниченных природных резервуаров интервалах вообще отсутствует. В то же время имеются материалы, которые детально и полно освещают все разрезы скважин. Это материалы промысловой геофизики. Они могут компенсировать недостаток керновых материалов при фашиальном анализе, что позволяет широко применять их для выделения рифовых и аллювиально-дельтовых природных резервуаров. Достижения полевой геофизики (метод ОГТ, высокоточная гравиразведка и электроразведка) позволяют на современном этапе выделять соответствующие физические аномалии, связанные с рифовыми и аллювиально-дельтовыми природными резервуарами. Поэтому в данной главе рассмотрен комплекс геофизических критериев прогноза, позволяющий перейти непосредственно к методам поисков и разведки залежей УВ в рифовых и аллювиально-дельтовых природных резервуарах.

I. В ы д е л е н и е р и ф о в ы х р е з е р в у а - р о в п о м а т е р и а л а м п р о м ы с л о - в о й г е о ф и з и к и

Основой, позволяющей выделить и прогнозировать рифовые резервуары по материалам промысловой геофизики, является резкое лито-

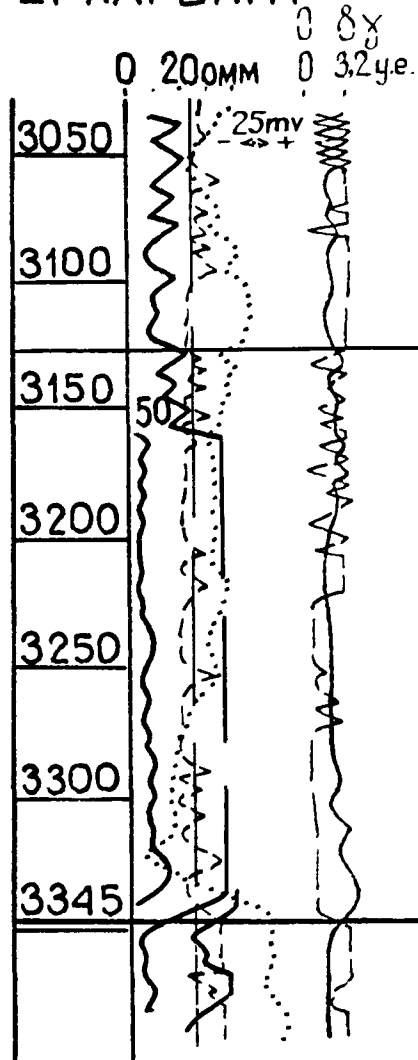
логическое различие рифовых, шельфовых, депрессионных и предрифовых толщ.

Сравнение промыслово-геофизических характеристик более чем 100 рифовых разрезов показало, что наиболее характерной для рифов является так называемая "ванна" ПС (рис. 20, 21), то есть крупная (до 50 - 100 милливольт) отрицательная аномалия на кривой ПС против всего рифового разреза, характеризующаяся очень слабой дифференцированностью. Наличие "ванны" ПС и ее слабая расчлененность связаны, вероятно, с высокой трещиноватостью и с микропористостью жесткого рифового каркаса, обеспечивающих хорошую гидродинамическую связь всех пористых зон рифового резервуара. Дифференция кривой ПС может наблюдаться в случае поэтапного роста рифа (рис. 6) или в зоне перехода к шельфовым известнякам. Прилегающие к рифу шельфовые известняки и отложения толщи заполнения являются непроницаемыми, поэтому "ванна" ПС здесь отсутствует. Исключением из правила является наличие отрицательной аномалии ПС для плотных шельфовых известняков ухтинской свиты на Харьягинской площади. Причина этого явления не ясна. Доманиковые (доманикоидные) карбонаты характеризуются обычно отсутствием отрицательных аномалий ПС, но в отдельных скважинах такая аномалия наблюдается для пластов, характеризующихся, вероятно, повышенной трещиноватостью. Однако, резкие различия мощностей рифовых и глубоководных карбонатов позволяют надежно их различать.

Примечательными для рифов являются кривые ГК и НГК (рис. 20). Кривая ГК характеризуется весьма низкими значениями интенсивности гамма-излучения, показывая отсутствие в разрезе глинистых карбонатов, появление которых наблюдается только при перерывах в росте рифов. Прилегающие шельфовые и глубоководные отложения и отложения толщи заполнения характеризуются повышенными значениями гамма-активности за счет повышенной глинистости. Исключение составляют

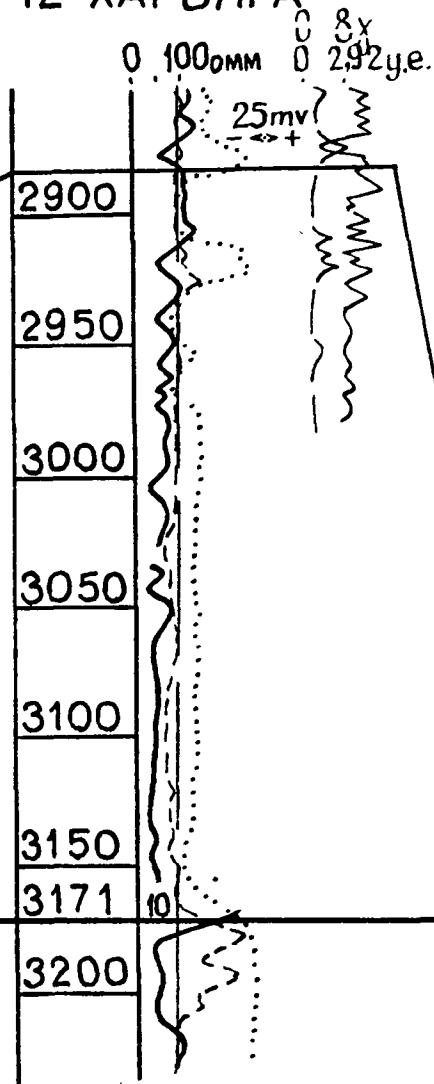
ШЕЛЬФ

21-ХАРЬЯГА



РИФ

12-ХАРЬЯГА



АККУМУЛЯТИВНО-ТОПОГРАФИЧЕСКАЯ ВПАДИНА

6-ХАРЬЯГА

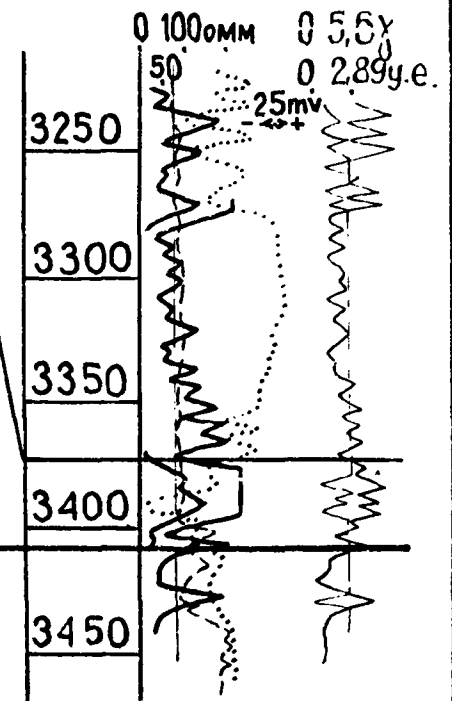


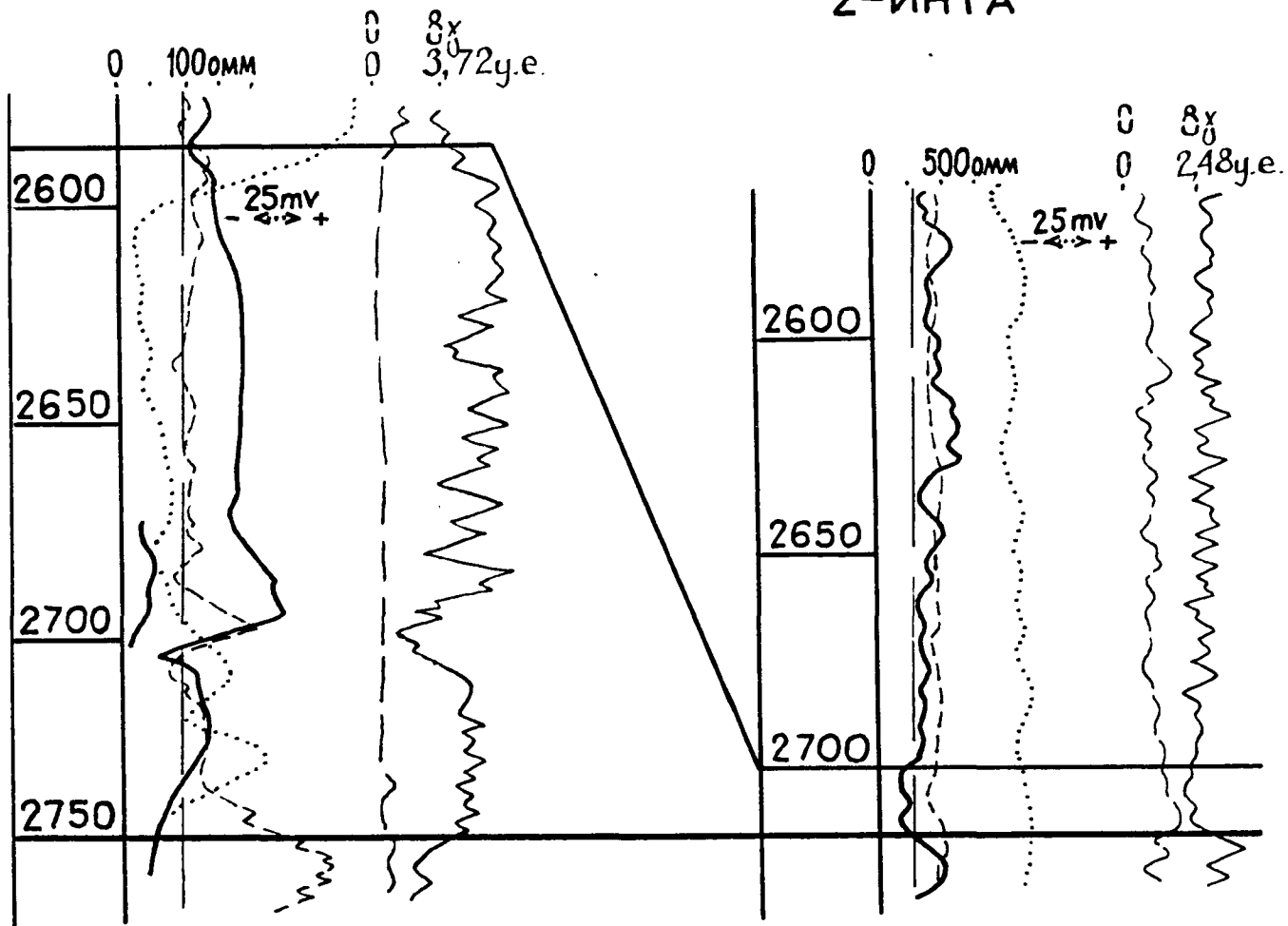
Рис. 20. Типы электрометрических и радиометрических кривых для различных фаций карбонатной толщи Франского яруса.

Условные обозначения на рис. 21.

РИФ
17-ИНТА

АККУМУЛЯТИВНО-ТОПО-
ГРАФИЧЕСКАЯ ВПАДИНА

2-ИНТА



—	1
- - -	2
.....	3
—	4
—	5

Рис. 21. Типы электрометрических и радиометрических кривых для различных фаций нижнепермской карбонатной толщи.

1 - кривая КС; 2 - кавернограмма; 3 - кривая ПС; 4 - кривая ГК;
5 - кривая НГК.

шельфовые карбонаты Сандивейской площади, которые по гамма-активности не отличаются от рифогенных карбонатов, в связи с отсутствием в эти районы привноса терригенного материала за счет удаленности от источников сноса.

На кривой НГК рифогенные карбонаты отражаются резко повышенными значениями наведенной гамма-активности по сравнению с вмещающими породами. Это обусловлено высокой плотностью рифового каркаса за исключением пористых зон и зон выщелачивания, составляющих не более 20 % разреза. Последние хотя и характеризуются низкими значениями НГК, но не оказывают значительного влияния на общий характер кривой.

Удельные электрические сопротивления (КС) могут быть использованы для выделения рифов лишь в тех районах, где рифы залегают среди глинистых пород, в основном в южных и западных районах Тимано-Печорской провинции. Здесь они выделяются резко повышенными значениями КС по сравнению с вмещающими отложениями. В Хорейверской впадине рифы по значениям КС не выделяются среди вмещающих пород. Очень резко отличаются доманиковые фации, для которых значения КС достигают 500 ом и даже более. Нижнепермские депрессионные породы (сезымская свита), наоборот, выделяются резко пониженными значениями КС (до 5 - 10 ом) среди вмещающих отложений (рис. 21).

На Сандивейской площади для корреляции разнофациальных отложений франского возраста успешно применены кривые акустического каротажа. На кровле семилукско-бурегского рифа в скважине № 9-Сандивей был выделен акустический репер с резко повышенными значениями акустической жесткости. Этот репер прослежен во всех скважинах на депрессионных (доманиковых) семилукско-бурегских отложениях. Применение для корреляции кривых акустического каротажа необходимо в тех разрезах, где шельфовые карбонаты и отложения толщи

заполнения характеризуются пониженной глинистостью, что определяет ненадежность применения кривых ПС, ГК, НГК, КС.

Исходя из вышеизложенного следует, что выявление рифов в разрезах скважин по материалам промысловой геофизики не вызывает значительных затруднений. Однако прогнозирование отдельных рифов по материалам промысловой геофизики является более сложной задачей. Однозначно может быть решена только задача прогнозирования барьерных рифов на уступе палеошельфа. Эта задача решается при наличии скважин с депрессионным и шельфовым типами разреза. Наличие таких скважин позволяет прогнозировать между ними полосу развития барьерного рифа. Для прогнозирования как барьерных так и одиночных верхнедевонских рифов можно учитывать закономерное резкое увеличение мощности доманиковых фаций в направлении к рифу вблизи последнего (Никонов и др., 1978а.ф.). Однако, задача решается здесь неоднозначно, так как в областях сильной блоковой тектонической активности, как например Печоро-Кожвинский мегавал, резкое увеличение мощности доманиковых отложений может быть обусловлено блоковой тектоникой.

При выделении и прогнозировании рифов по данным промысловой геофизики основным является палеогеоморфологический метод корреляции (Корреляция..., 1976), который учитывает наличие предрифовой топографической впадины. Это касается не только барьерных рифов, растущих на уступе палеошельфа, но и рифов, растущих в депрессионных и шельфовых областях. Основой этого метода является учет того факта, что риф первоначально возвышается над окружающей областью и лишь впоследствии область заполняется осадками.

2. Выделение рифовых резервуаров по материалам полевой геофизики

Материалы полевой геофизики позволяют прогнозировать место-

положение рифов как в плане, так и в разрезе.

Аэромагнитные исследования для поисков рифов в Тимано-Печорской провинции не использовались. Известно, что как прямой метод при поисках рифов магниторазведка применяется вообще редко. Это связано с тем, что рифы и вмещающие их осадочные породы мало отличаются по своим магнитным свойствам. Использование аэромагниторазведки может быть рекомендовано в некоторых случаях при совпадении структурных особенностей рельефа кристаллического фундамента и его разломов с распространением рифогенных образований (Закономерности..., 1979). Л.А.Гершанок (1977) считает, что если рифовые массивы перекрываются толщей терригенных пород, то магнитная аномалия имеет четкий минимум над сводом массива. Такая картина распределения магнитного поля наблюдается над Дуванскими рифами в Пермском Приуралье. Максимальная амплитуда локальной отрицательной аномалии над рифом соответствует первым десяткам гамм, ширина аномалии определяется размерами рифа. Учитывая, что нижнепермские рифы Тимано-Печорской провинции перекрываются карбонатно-глинистыми породами, имеется теоретическая возможность их выявления аэромагнитными методами.

По материалам электроразведки установлена возможность выделения барьерных рифов по профилям ВЭЗ по величине коэффициента анизотропии (Плякина и др., 1982 г.). В зоне развития рифовых карбонатов значение коэффициента анизотропии превышает 2, в зарифовой и предрифовой зоне значения коэффициента уменьшаются. Аномалиям коэффициента анизотропии отвечают слабоинтенсивные максимумы суммарной продольной проводимости.

На профилях ВЭЗ бассейновый склон рифа отмечается резким уменьшением кажущихся сопротивлений. Участки пониженного сопротивления зафиксированы и в зоне максимальных мощностей рифовых образований, что может указывать на характер их насыщения. На Западно-

Тэбукском месторождении, по методу ВЭЗ, в контурах залежи установлен минимум кажущихся сопротивлений интенсивностью в 220 % с четкими градиентными зонами на ВНК. В пределах минимума кажущихся сопротивлений над рифом выделен локальный максимум кажущихся сопротивлений интенсивностью в 30 % столбообразной формы. Данные электроразведки могут быть использованы для уточнения контуров выявленных рифов. Интересно отметить, что И.Г.Плякиной и др. (1982) на севере исследованной площади (Аресская площадь) выделен участок возможного развития одиночных верхнедевонских рифов. Вместе с тем следует подчеркнуть, что без комплексирования электроразведки с другими геофизическими методами или с бурением задача прогнозирования размещения рифов решается неоднозначно.

Гравиметрические исследования занимают второе место после сейсморазведки при поисках рифов. Аномалии силы тяжести возникают в результате уплотненности надрифовых и пририфовых образований из-за сжатия жестким каркасом рифовой постройки. Барьерный риф проявляется в гравитационном поле цепочкой малоинтенсивных максимумов (до 0,5 мгл.) изоморфной формы. Достаточно четко барьерный риф проявляется в виде цепочки аномалий производных силы тяжести, в частности положительных аномалий третьей производной силы тяжести. По материалам бурения на Южно-Тэбукской площади (Никонов и др., 1978 а.ф.) последние могут отражать уплотненную зону перехода от шельфовых к рифовым образованиям.

Максимова С.И. (1982 ф.) отмечает, что в пределах развития рифа гравитационное поле имеет более изрезанный характер, чем над другими геологическими объектами.

Материалы высокоточной гравиразведки в комплексе с электроразведкой, таким образом, позволяют в Тимано-Печорской провинции достаточно уверенно выделять рифы. Вместе с тем для более надеж-

ной интерпретации полученных материалов необходима опора на сейсмические профили и скважины. Еще лучше результаты может дать отбраковка выявленных гравиразведочных аномалий методами сейсморазведки.

Сейсморазведочными работами МОГТ получены наиболее ценные результаты, особенно в тех случаях, когда профили были ориентированы строго перпендикулярно простиранию рифового барьера.

По результатам сопоставления материалов глубокого бурения с материалами МОГТ установлены поисковые признаки погребенных барьерных рифов. На временных разрезах МОГТ, по вышележащим горизонтам в зонах распространения рифов наблюдаются антиклинальные перегибы амплитудой 30 - 50 мс, соответствующие краевой зоне рифового барьера. По нижележащим горизонтам, на временных разрезах, этим зонам соответствуют ложные антиклинальные перегибы амплитудой 15-30 мс. Образование антиклинальных ложных перегибов в зоне барьера происходит за счет сокращения времени прохождения волн через краевую зону (пористую, кавернозную и закарстованную) барьерного рифа по сравнению с вмещающими породами. Горизонты Ш^a , Ш^b и Ш^d , непосредственно несущие информацию о верхнедевонской части разреза и стратиграфически приуроченные соответственно к подошве задонского горизонта фаменского яруса, подошве карбонатных отложений ухтинской свиты и подошве семилукских отложений, в зонах развития барьерных рифов резко меняют характер прослеживаемости. В шельфовой, рифовой и депрессионной зонах горизонты Ш^a и Ш^b прослеживаются уверенно. По мере приближения к краевой зоне барьера, к зоне максимальной мощности рифогенных отложений со стороны лагунных отложений приращение времени между горизонтами Ш^a и Ш^b увеличиваются с 40 мс до 160 - 170 мс. В зоне глубоководного склона горизонт Ш^b перестает следовать, на временах прослеживания горизонта

Ш^б наблюдается сложная клинообразная запись, выполаживающаяся к глубоководным отложениям. Появляются непротяженные оси синфазности, круто наклоненные, которые также выполаживаются к центру глубоководной впадины. Отмечаются также следующие особенности волнового поля: снижение качества прослеживаемости отражающих горизонтов в выше и ниже лежащих частях разреза; появление на временных разрезах МОГТ слабых дугообразных осей синфазности, характерных для дифрагированных волн; осложнение волновой картины в рифовой зоне низкочастотными, нерегулярными волнами-помехами.

Таким образом, на основе проведенного комплекса работ намечаются следующие основные поисковые признаки:

1. Барьерный риф четко фиксируется на временных разрезах вкrest простираения рифов: клинообразным залеганием отражающих горизонтов в зоне перехода от рифа к фациям глубоководного склона; осложненной сейсмической записью в зоне перехода от рифа к шельфовым фациям; беспорядочной сейсмической записью или отсутствием отражений в зоне распространения рифовых фаций; увеличенной мощностью отложений между отражающими горизонтами, залегающими ниже и выше рифа.

2. Положение гребня барьерного рифа отражается в структурном плане по облекающим отложениям в виде узкой (2 - 3 км) полосы, приподнятой на 20 - 50 м над зонами распространения шельфовых и глубоководных отложений.

3. Цепочки различных аномалий силы тяжести и ее производных, приуроченные к зоне распространения барьерного рифа, отражают уплотненную зону перехода от шельфовых отложений к рифу, либо уплотненную надрифовую зону.

4. Барьерный риф отражается по электроразведочным материалам повышенными значениями коэффициента анизотропии, слабоинтенсивными максимумами суммарной продольной проводимости, максимумами ка-

жущегося сопротивления.

На сегодняшний день еще детально не изучены поисковые признаки одиночных рифов. Сейсмические аномалии, предположительно отражающие одиночные рифы, характеризуются: клиноформным залеганием отражающих площадок на границах аномалий; конусообразной формой аномалий; беспорядочной сейсмической записью внутри аномалии.

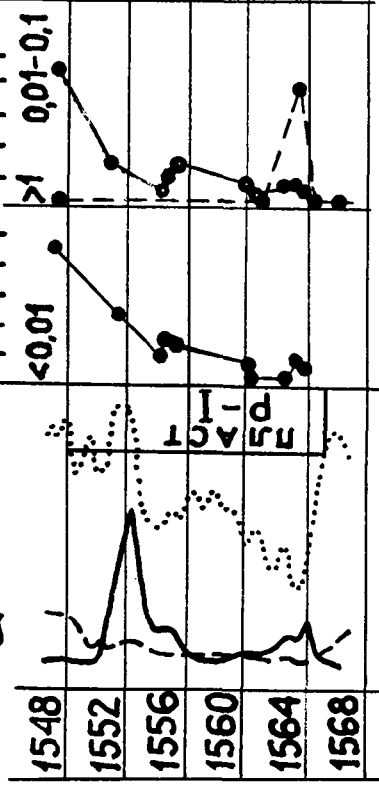
3. Фашиальный анализ пластов песчаников в разрезах сква- жин по материалам промыслово- геофизических исследований

Проблема трассирования береговых линий позднепермских морей является основной при литолого-фашиальном и палеогеографическом анализе верхнепермских отложений. Стандартные приемы литолого-фашиального, палеогеографического анализа требуют широкого использования кернавого материала. Однако, наибольшая часть поисковых и разведочных скважин, закладываемых на глубокие горизонты, проводилась по пермским отложениям без отбора керна и лишь небольшое число скважин пройдено с незначительным отбором керна. Таким образом, применение стандартной методики для трассирования береговых линий позднепермского моря часто является невозможным в связи с отсутствием достаточного количества кернавого материала. В то же время во всех пробуренных скважинах по всему разрезу имеются материалы промыслово-геофизических исследований. Наличие только такой информации обусловило постановку проблемы возможности использования ее не только для корреляции отложений, но и для литолого-фашиального анализа. Проведенный анализ кривых наиболее распространенных методов каротажа (ПС, КС, ГК, НГК) в районах Мангышлака, Поволжья и Западной Сибири показал, что при изучении терригенных песчано-глинистых толщ наиболее полная геологическая информация может быть получена с помощью кривых ПС (Муромцев, Пет-

рова, 1979). Остальные методы используются в качестве вспомогательных. Анализ кернового материала песчано-глинистых отложений средней юры Мангышлака и валанжинских отложений Западной Сибири показал, что кривые ПС отражают, главным образом, содержание в породе тонкодисперсного глинистого материала. Наличие связи между относительной амплитудой ПС и относительной глинистостью, характеризующей степень заполнения пор глинистым материалом, отмечалось Б.Ю.Вендельштейном (1966), В.А.Долицким (1966) и другими исследователями. Для Мангышлакских месторождений сопоставление этих параметров проводилось Л.П.Долиной (ВНИИнефть), Н.В.Манчевой (МНИИ и ГИ), Е.П.Яркиной. Все эти исследователи отмечают существование корреляционной связи относительной амплитуды ПС с глинистостью. Установлено, что с увеличением крупности обломочного материала уменьшается количество глинистого материала и улучшаются фильтрационные свойства песчаных пород. Исходя из этого можно полагать, что кривая ПС отражает не только содержание глинистого вещества в песчаниках, но и указывает на изменение их гранулометрического состава. О влиянии гранулометрического состава песчаных пород на результаты каротажа также отмечалось рядом американских исследователей. Берг Р.Р., Дэвис Д.К. (Berg, Davies, 1968) провели сопоставление диаграмм ПС глинистых песчаников месторождения Белл-Крик с их гранулометрическим составом и сортировкой. Вишер Г.С. (Visher, 1965), Поттер Р.Е. (Potter, 1967), Шелтон Д.В. (Shelton, 1967) показали, что форма кривой ПС меняется вместе с изменением гранулометрического состава песчаных образований.

Аналогичный анализ зависимости формы кривых каротажа от гранулометрического состава и коллекторских свойств проведен нами для русловых и морских (подводно-дельтовых) песчаников уфимского яруса в разрезах скважин Бозейского месторождения нефти. Для анализа приняты такие пласты песчаников, для которых отмечено закономер-

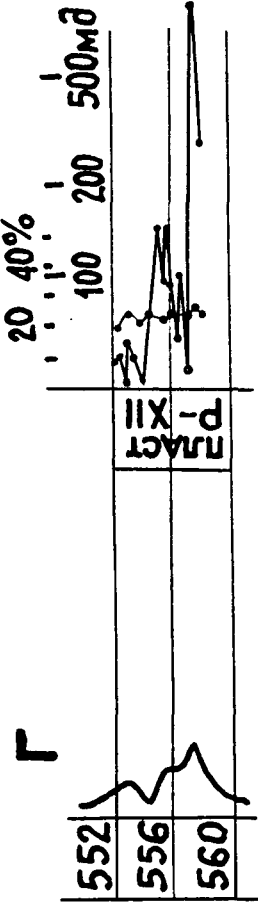
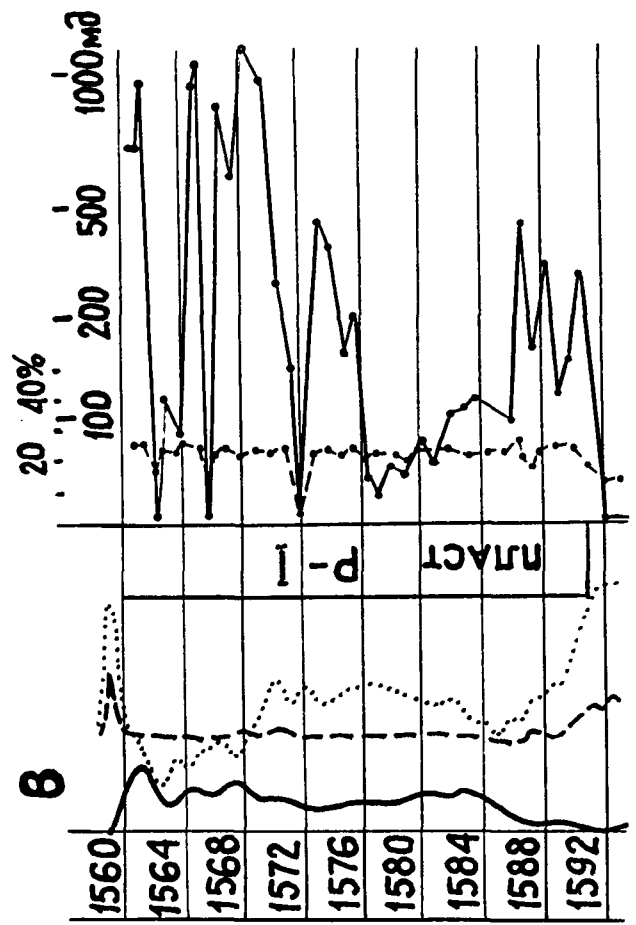
ГРАНУЛОМЕТРИЧЕ-
СКИЙ СОСТАВ, мм



б



в



- 1 — 4
- - - 2 - - - 5
- 3 6

Рис. 22. Сопоставление форм электрокаротажных кривых песчаников верхней перми с распределением гранулометрического состава, пористости и проницаемости

а - скважина № II2-Возей, русловые песчаники; б - скважина № III-Возей, русловые песчаники; в - скважина № II7-Возей, прибрежно-морские песчаники; г - скважина № 34-Сев.Белью, русловые песчаники.

1 - кривая КС; 2 - кавернограмма; 3 - кривая ПС; 4 - распределение проницаемости; 5 - распределение пористости; 6 - распределение гранулометрического состава.

ное изменение гранулометрического состава и коллекторских свойств в направлении снизу вверх или сверху вниз.

В результате установлено:

1) отсутствие какой-либо закономерной связи между изменением указанных физических параметров песчаников и формой кривых АК, ГК, НГК, КС;

2) существование хорошей корреляционной связи между изменением глинистости (фракция менее 0,01 мм), алевритистости (фракция 0,01 – 0,1 мм) и формой кривой ПС (рис. 22 а);

3) наличие высокой корреляционной связи между изменениями значений проницаемости и формой кривой ПС (рис. 22 б, в);

4) присутствие низкой корреляционной связи между изменениями пористости и формой кривой ПС (рис. 22 а, б, в);

5) существование слабо выраженной корреляционной связи между формой кавернограммы и изменениями гранулометрического состава и коллекторских свойств пород.

Таким образом, полученные результаты в целом согласуются с выводами перечисленных выше исследователей о том, что форма кривой ПС отражает распределение дисперсного глинистого и алевритистого материала в песчанике. Физически это легко объяснимо, так как форма кривой ПС является функцией фильтрации бурового раствора в пласт, изменяющейся в зависимости от проницаемости, которая в свою очередь зависит от пористости и содержания в породе глинисто-алевритовых частиц. Зависимость формы ПС от проницаемости и глинистости можно рассматривать лишь качественно, поскольку изменение количественных значений потенциала ПС зависит также от множества других факторов: влияния пластового флюида, качество бурового раствора, времени фильтрации в пласт и др. Изменяя количественно амплитуду ПС, эти факторы вместе с тем не влияют на форму кривой ПС, так как влияние их на различные участки пласта песча-

ника в данный момент является величиной постоянной. Вместе с тем следует отметить, что существует предел возможностей метода ИС. Так, при малой мощности песчаного пласта (менее 1 м) против него не успевает сформироваться минимум ИС достаточной глубины.

Изменение по разрезу песчаного пласта глинистости и алевритистости, пористости и проницаемости, тесно связано с динамикой водной среды, в которой происходило осадконакопление и захоронение песков, то есть с условиями переноса, отложения и перемыва песка, что в конечном счете сводится к фациальным условиям осадконакопления. Большинство песчаных тел сформировалось в результате процессов, происходящих в речных потоках, либо в морском мелководье. Несмотря на множество фациальных вариаций в аллювиальном осадконакоплении, так же как и в прибрежно-морском седиментогенезе, в распределении гранулометрического состава песков в вертикальном разрезе существуют два основных типа (Visher, 1965): 1) увеличение размера зерен и уменьшение глинистости сверху вниз к основанию песчаного тела; 2) увеличение размера песчаных зерен и уменьшение глинистости снизу вверх к кровле песчаного тела.

Пески русловой долины, как правило, характеризуются уменьшением диаметра зерен снизу вверх и увеличением в этом же направлении глинистости. Это объясняется наличием максимальной энергетической мощности водного потока в период наиболее глубокого вреза речной долины и минимальной — в период полного заполнения долины осадками.

В качестве примера нами рассмотрен вертикальный разрез русловых песчаников пласта P_I уфимского яруса в скважине № II2-Возей, имеющего мощность 17 м (рис. 22 а). Содержание глинистых частиц (фракция менее 0,01 мм) в основании пласта составляет 6 — 8 %. Выше содержание глинистых частиц падает до 1 — 3 %, а затем постепенно начинает возрастать от 6 — 15 % в средней части пласта

до 26 % в кровле пласта. Аналогичное распределение наблюдается для алевритовых частиц. В основании их содержание составляет 5 - 8 %. Выше по разрезу содержание алевритовых частиц достигает 14 %. Однако в целом характер распределения не такой четкий, как для глинистых частиц. В частности, в верхней части разреза в отдельных образцах содержание алевритовых частиц падает до 5 - 10 %. Резко увеличенное содержание грубозернистых частиц (фракция более 1 мм) наблюдается в основании разреза (до 9 - 43 %), выше по разрезу содержание их падает до 2 - 3 %, а в верхней половине пласта грубозернистые частицы отсутствуют.

Отражением распределения гранулометрического состава в пласте являются коллекторские свойства песчаников - пористость и проницаемость. Для русловых песчаников пласта Р_{III} уфимского яруса в скважине № III-Возей (рис. 22 б) наблюдается общая тенденция к увеличению пористости вниз от 25 - 26 % в кровле пласта, 27 - 28% в верхней половине пласта, до 29 % в нижней половине пласта. Лишь в основании пласта (слой мощностью 1 м) пористость резко падает до 22 - 25 %. Аналогичным образом ведет себя распределение проницаемости. В кровле пласта проницаемость составляет 50 - 150 мд, в верхней части пласта 700 - 2000 мд, ниже - свыше 2000 мд и только в основании (1 м) проницаемость падает до 1000 мд.

Прибрежно-морские и дельтовые песчаные тела подвержены влиянию морского прибоя и приливно-отливных течений, в результате чего происходит вымывание наиболее тонкозернистых частиц из верхней части песчаных тел. Причем вымывание происходит тем интенсивнее, чем выше песчаные тела, то есть больше их мощность. Поэтому пласты песчаников, сформированные в условиях морского мелководья, как правило, характеризуются увеличением диаметра зерен снизу вверх и в этом же направлении уменьшается глинистость.

Безусловно этими двумя типами вертикального гранулометричес-

кого разреза не ограничивается характеристика всех песчаных образований в аллювиально-дельтовой и прибрежно-морской обстановке. Следует учитывать, что в зоне переходной от русловых к морским, влияние речного потока и приливно-отливных течений может перемежаться, в результате чего может быть создан нетипичный вертикальный гранулометрический разрез. Своими гранулометрическими характеристиками могут обладать маломощные прибрежно-морские песчаные тела, песчаники, сформированные в дельтовых протоках и в ряде особых условий в русловой долине. Наконец, значительное влияние может оказать на вертикальный гранулометрический разрез перемыч ранее отложенных русловых песков при последующих врезках в них русла в результате эвстатических колебаний уровня моря.

Тем не менее два выделенных типа распределения в вертикальном разрезе гранулометрического состава песчаников, имеют наиболее широкое распространение. Как было показано выше, кривая ПС хорошо коррелируется с распределением глинистости, алевритистости, пористости и проницаемости. Таким образом, для пластов русловых песчаников амплитуда кривой ПС увеличивается от кровли пласта к его подошве (рис. 22 б). У основания пласта наблюдается прогиб кривой ПС и резкий скачок к "линии глин". Такая форма кривой названа "колоколообразной" (Конибир, 1979). Для прибрежно-морских песчаников амплитуда кривой ПС увеличивается наоборот от подошвы пласта к его кровле, где наблюдается затем резкий скачок кривой к "линии глин". Это так называемая "воронкообразная" форма кривой ПС (рис. 22 в).

Существование особых форм кривых ПС, характеризующих две основные фациальные обстановки седиментации песчаников (прибрежно-морскую и русловую) является весьма важным фактором, позволяющим даже при отсутствии кернового материала делать определенные выводы о фациальных и палеогеографических обстановках осадконакопления.

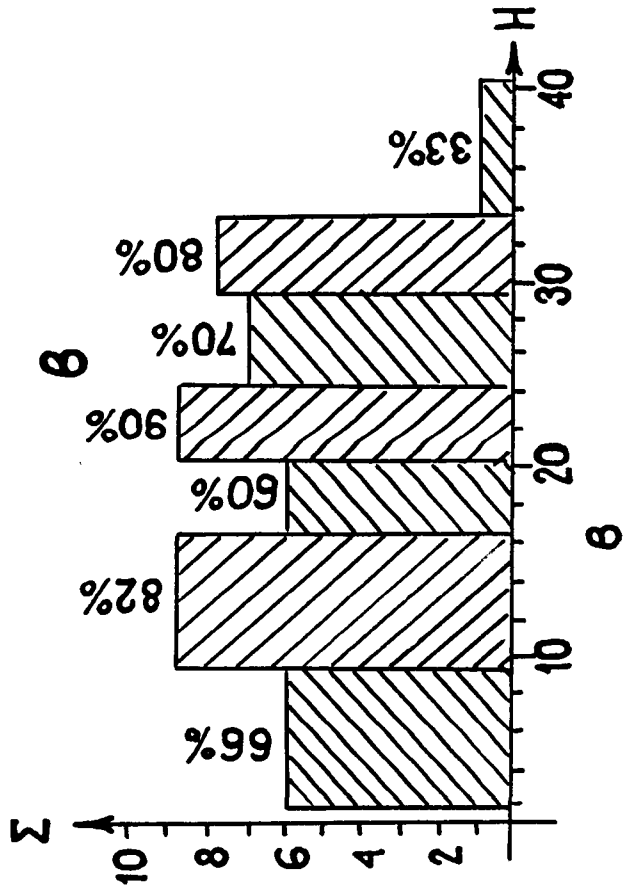
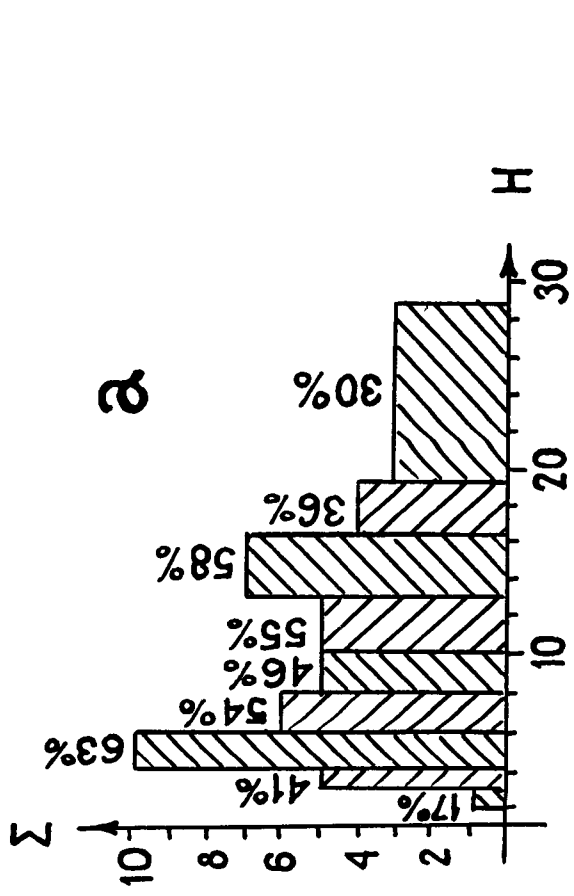
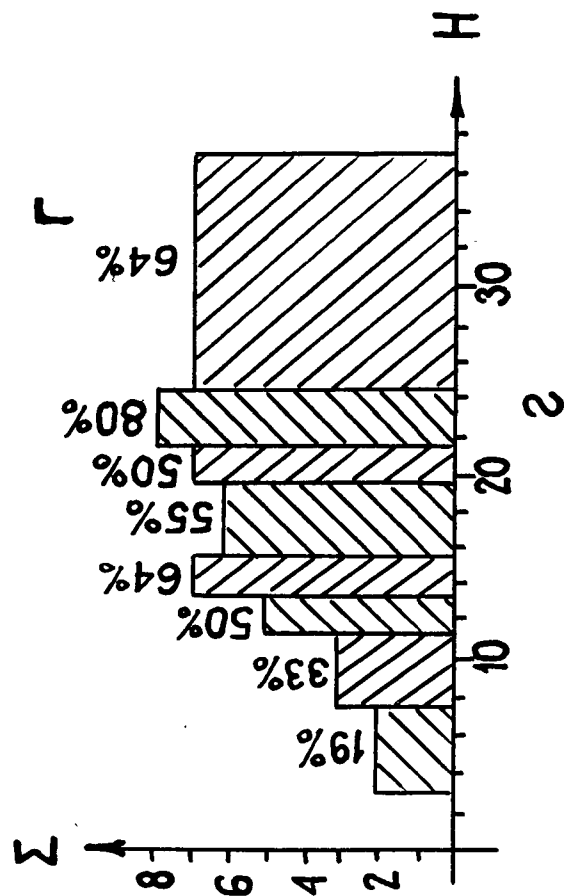
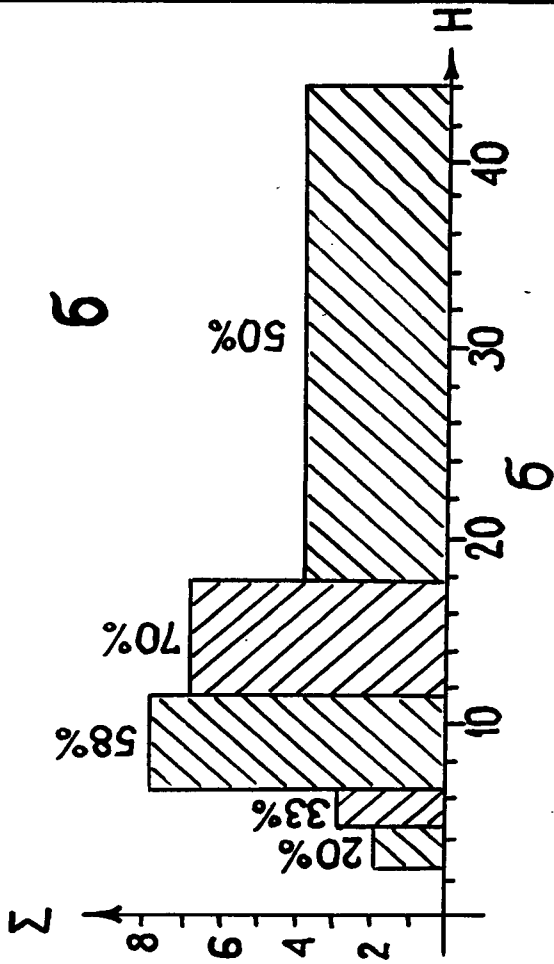


Рис. 23. Гистограммы количественного распределения
характерных типов кривых по мощности для различных
фаций песчаников верхней перми

а - русловые песчаники Воейского месторождения; б - русловые
песчаники Харьягинского месторождения; в - морские песчаники Во-
зейского месторождения; г - морские песчаники Харьягинского мес-
торождения.

H - мощность пластов песчаников в м.

Σ - количество пластов в группах по мощности

III

Вместе с тем ряд исследователей (Конибир, 1979; Visher, 1965) отмечают, что пользоваться этим методом следует весьма осторожно в связи с возможностью наличия нехарактерных или даже "обратных" типов вертикальных гранулометрических разрезов и, соответственно, форм кривых ПС.

Для уточнения возможностей метода нами проведена статистическая обработка форм кривых ПС по 297 пластам верхнепермских песчаников Возейской и Харьягинской площадей Колвинского мегава-ла. Раздельно рассмотрено 63 прибрежно-морских (дельтовых) и 97 русловых пластов песчаников по Возейской площади, 87 прибрежно-морских и 50 русловых пластов песчаников по Харьягинской площади (табл. 2, 3). Анализировалось в зависимости от мощности пластов соотношение встречаемости трех типов кривой ПС: колоколообразного (характерного для русловых и "обратного" для прибрежно-морских песчаников); воронкообразного (характерного для прибрежно-морских и "обратного" для русловых песчаников); нехарактерного типа, в т.ч. изрезанных, цилиндрической или эллипсообразной формы. В связи с тем, что общее распределение пластов по мощности крайне неравномерное, с целью получения достоверных результатов группирование пластов производилось не по равным интервалам мощностей, а по 6 - 16 метров для одного интервала. По материалам анализа построены гистограммы соотношения встречаемости различных типов кривых ПС по мощности отдельно по площадям (Возейской и Харьягинской) и по типам фациальных обстановок (прибрежно-морской и русловой) (рис. 23).

Из 50 пластов русловых песчаников на Харьягинской площади встречены 24 пласта (48 %) с характерной колоколообразной формой кривой ПС. Число пластов с нехарактерной формой кривой ПС составляет 13 (26 %), с обратной (воронкообразной формой кривой ПС) - 13 (26 %). Однако, при анализе распределений по интервалам мощнос-

ти пластов соотношения пластов с различными типами кривых ПС меняется весьма значительно. Так, в интервале мощностей 7 - 17 м число пластов с характерной колоколообразной формой кривой ПС резко превалирует и составляет 58 - 70 %. Число пластов с обратной воронкообразной формой составляет 20 - 25 %, с нехарактерной кривой ПС 10 - 17 %. Максимум пластов с нехарактерной кривой ПС приходится на интервал 3 - 6 м (30 - 70 %). Пласты с обратной формой кривой ПС распределены по интервалам мощностей достаточно равномерно.

Аналогичное распределение различных типов кривой ПС для русловых песчаников на Возейской площади. Из 97 рассмотренных пластов характерную колоколообразную форму кривой ПС имеют 46 пластов (47 %), обратную воронкообразную форму - 31 пласт (32 %), нехарактерную форму - 20 пластов (21 %). Максимальное процентное отношение пластов с характерной формой кривой ПС встречено в интервале мощностей 5 - 16 м (50 - 63 %). Максимальные значения распределения нехарактерного типа кривой ПС отмечаются в интервале мощностей 2 - 6 м (41 - 66 %). Распределение пластов с "обратной" воронкообразной формой кривой ПС имеет относительно равномерный характер, но в интервале мощностей 20 - 29 м наблюдается резкое увеличение их числа до 70 %. Возможно это увеличение носит случайный характер.

Количество рассмотренных прибрежно-морских песчаных пластов на Харьягинской площади составляет 87, в том числе пластов с характерной воронкообразной формой кривых ПС встречено 45 (52 %), с "обратной" колоколообразной формой кривой ПС - 19 (22 %), с нехарактерным типом кривой ПС - 23 (26 %). Минимальное число пластов с характерной воронкообразной формой кривых ПС (менее 50 %) приходится на интервал мощностей 3 - 11 м, число пластов с нехарактерным типом кривой ПС здесь составляет 56 - 62 %. С мощности 12 м и

Распределение типов кривых ПС в зависимости от мощности пласта по русловым пластам песчаников верхней перми

Интервал мощностей м	К о л и ч е с т в о п л а с т о в							
	Всего	С нехарактерным типом кривой ПС		С характерным (колоколообразным) типом кривой ПС		С обратным (воронкообразным) типом кривой ПС		
	ед	%	ед	%	ед	%	ед	%

В о з е й с к а я п л о щ а д ь

2 - 3	6	4	66	I	I7	I	I7
4	I2	5	4I	5	4I	2	I8
5 - 6	I6	4	25	IO	63	2	I2
7 - 8	II	I	IO	6	54	4	36
9 -IO	IO	I	IO	5	50	4	40
II-I3	9	I	I2	5	55	3	33
I4-I6	I2	I	9	7	58	4	33
I7-I9	II	3	28	4	36	4	36
20-29	IO	-	-	3	30	7	70
Итого:	97	20	2I	46	47	3I	32

Х а р ь я г и н с к а я п л о щ а д ь

3 - 4	IO	7	70	2	20	I	IO
5 - 6	IO	3	30	3	30	4	40
7 -II	I2	I	I7	8	58	3	25
I2-I7	IO	I	IO	7	70	2	20
I8-44	8	I	I3	4	50	3	37
Итого:	50	I3	26	24	48	I3	26

выше число пластов с воронкообразным типом кривой ПС составляет 50 - 80 %, а число пластов с нехарактерным типом кривой ПС резко сокращается до 9 - 40 %. В распределении пластов с "обратной" колоколообразной формой кривой ПС закономерностей не наблюдается, число их варьирует от 10 до 36 %.

Из 63 пластов прибрежно-морских песчаников Возейской площади с характерной воронкообразной формой кривой ПС встречено 46 пластов (73 %), с обратной колоколообразной формой кривой ПС - 9 пластов (14 %), с нехарактерным типом кривой ПС - 8 пластов (13 %). Следует отметить, что практически во всех интервалах мощностей количество пластов с характерным типом кривой ПС составляет абсолютное большинство (66 - 99 %), за исключением интервала 34 - 41 м, где количество рассмотренных пластов в группе явно недостаточно (3 пласта). Четких закономерностей в распределении пластов с нехарактерным типом кривой ПС и ее "обратной" колоколообразной формой кривой ПС не установлено.

Из приведенного выше анализа следует, что методика фациального анализа песчаных пластов по форме кривых ПС для верхнепермских отложений Тимано-Печорской провинции вполне приемлема. Однако, использовать ее нужно весьма осторожно, так как анализ показывает, что количество пластов с "обратной" формой кривых ПС как по русловым, так и по прибрежно-морским песчаникам достигает 20 - 30 %. Во избежание возможных ошибок при данной методике необходимо использование дополнительных керновых материалов или наличие при анализе каких-либо пластов достаточного количества скважин. Для рассмотрения формы кривой ПС рекомендуется анализировать пласты мощностью 7 - 16 м. В этом интервале мощности установлено максимальное количество (свыше 50 %) пластов с характерной формой кривой ПС.

Распределение типов кривых ПС

в зависимости от мощности пласта по морским пластам

песчаников верхней перми

Интервал мощностей, м	К о л и ч е с т в о п л а с т о в							
	Всего	С нехарактерным типом кривой ПС		С характерным (воронкообразным типом кривой ПС)		С обратным (колоколообразным) типом кривой ПС		
		ед	%	ед	%	ед	%	

В о з е й с к а я п л о щ а д ь

2 - 9	9	2	22	6	66	1	12
10-16	11	2	18	9	82	-	-
17-20	10	1	10	6	60	3	30
21-24	10	1	10	9	90	-	-
25-29	10	3	30	7	70	-	-
30-33	10	-	-	8	80	2	20
34-41	3	-	-	1	33	2	64
Итого:	63	9	14	46	73	8	13

Х а р ь я г и н с к а я п л о щ а д ь

3 - 7	11	7	62	2	19	2	19
8 -11	9	5	56	3	33	1	11
12-14	10	4	40	5	50	1	10
15-16	11	1	9	7	64	3	27
17-19	11	3	28	6	55	2	17
20-21	14	2	14	7	50	5	36
22-24	10	-	-	8	80	2	20
25-37	11	1	9	7	64	3	27
Итого:	87	23	26	45	52	19	22

4. Выделение аллювиально-дельтовых песчаных тел методами полевой геофизики.

В настоящее время проблема выделения фациально-ограниченных песчаных тел методами полевой геофизики еще не разработана. Имеются лишь отрывочные сведения о возможностях различных методов.

Работами С.И.Максимовой (1980 г., 1981 г., 1982 г.) на Лембюской, Израельской и Сотчембюской площадях выделены узкие полосы минимумов третьей производной силы тяжести. Авторы связывают эти аномалии с существованием в фундаменте узких малоамплитудных линейных грабенообразных прогибов, которые в свою очередь отражаются в осадочном чехле и контролируют положение погребенных русловых долин. Нами отмечено, что зона распространения основного руслового пласта R_{XII} на Лембюской площади полностью совпадает с выделенной полосой минимумов (рис. 19). Участки развития минимумов третьей производной силы тяжести отмечаются также высокими кажущимися электрическими сопротивлениями (70 – 100 ом) по данным электроразведки. На этих участках отмечены линейные максимумы напряженности теллурического поля (аномалии "палеоруслового" типа), что авторы связывают с нефтеносностью палеорусловых песчаников. Эти многообещающие предположения, к сожалению, пока не подтверждены материалами бурения.

Большие возможности для трассирования аллювиально-дельтовых долин заложены в методах сейморазведки при условии увеличения их разрешающей способности. И.А.Хафизов и др. (1979) показали, что погребенные дельты по материалам МОГТ возможно выделять методом сжатия временных разрезов. Интересные материалы получены при сейморазведочных работах на Лек-Харьягинской и Пончатинской площадях. Здесь в кровле верхнепермских отложений на временных разре-

зах МОГТ отмечаются врезы маркирующего горизонта в нижележащие отложения, что может быть связано с наличием русловых долин. На Харьягинской площади выявленный врез, по нашему мнению, может отражать погребенную долину, заполненную песками пласта Р_{IX}.

Ю.Г.Корпачев и др. (1981 г.) провели анализ динамики сейсмической записи в верхнепермских отложениях на Пончатинской площади. По этим материалам проведено палеогеографическое районирование площади. Выделены зона суши с развитием русловых палеодолин, зона мелководного моря с развитием песчаных тел типа баров, зона глубоководного моря. По аномальному увеличению энергии маркирующего горизонта выделена аномалия типа "залежь" (АТЗ).

Приведенные материалы свидетельствуют о широких возможностях полевой геофизики для выявления погребенных аллювиально-дельтовых долин. Полигоном для постановки комплекса гравиразведочных, электроразведочных и сейморазведочных работ с целью выработки методики поисков погребенных долин могут служить Харьягинская и Возейская площади, где уже выявлена погребенная аллювиально-дельтовая долина и установлена промышленная нефтеносность заполняющих ее песчаников.

О б щ и е в ы в о д ы

Вышеизложенное показывает широкие возможности применения геофизических исследований для прогнозирования фациально-ограниченных природных резервуаров.

Рифы в разрезе выделяются по следующим главным признакам: глубокая отрицательная аномалия ("ванна") на кривой ПС, минимальные значения гамма-активности на кривых ГК, высокие значения наведенной гамма-активности в непроницаемых зонах на кривой НГК, повышенные значения кажущегося удельного электрического сопротив-

ления. Использование данного комплекса критериев в целом приводит к выделению рифов в разрезе.

Главным методом полевой геофизики при выделении рифов является сейсморазведка МОГТ. Основными критериями являются: наличие клиноформ на крае аномалии, беспорядочная сейсмическая запись внутри аномалии. Легкие методы полевой геофизики (гравиразведка, электроразведка, магниторазведка) должны предшествовать сейсморазведке МОГТ, чтобы сократить объем сейсморазведочных работ. Особенно большую роль легкие методы могут играть при выделении одиночных рифов небольших размеров; которые сейсморазведка может пропустить.

Особое значение нами придается фашиальному анализу пластов песчаников с помощью электрокаротажа, то есть разделению русловых песчаников от морских. Это необходимо для трассирования береговых линий морей с целью прогнозирования дельт, которые являются наиболее важными с точки зрения нефтеносности частями аллювиально-дельтовых систем. Главным признаком разделения русловых песчаников от морских является форма кривой ПС. „Воронкообразная” форма кривой ПС характерна для морских песчаников, „колоколообразная” — для русловых. Для анализа кривых ПС рекомендуется рассматривать пласты мощностью 7 — 16 метров.

Для трассирования аллювиально-дельтовых долин существуют большие возможности у высокоточной гравиразведки в комплексе с электроразведкой и у сейсморазведки МОГТ. Для выработки критериев прогнозирования аллювиально-дельтовых систем необходимо проведение опытных геофизических работ в комплексе с поисковым бурением в районе с доказанным существованием аллювиально-дельтовой долины.

ГЛАВА IV. МОРФОГЕНЕТИЧЕСКАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ ЛОВУШЕК.

Расширение поисково-разведочных работ требует четкой классификации ловушек нефти и газа. Это определяется необходимостью разработки специальной методики поисков и разведки для каждого типа ловушки. Типизация ловушек с целью определения методики их поисков должна проводиться в двух направлениях: а) выделение морфогенетических типов природных резервуаров; б) выделение типов ловушек для каждого типа природного резервуара.

К л а с с и ф и к а ц и я п р и р о д н ы х р е з е р в у а р о в

Существуют две основные генетические группы фациально-ограниченных природных резервуаров, основанные на литологических различиях пород коллекторов. Это – карбонатные органогенные постройки, созданные за счет жизнедеятельности известывыделяющих организмов, и песчаные тела, сформированные при переносе и переработке осадка водной средой. В природе существуют также песчаные тела, образованные при переносе воздушной средой. Но, во-первых, эти тела сложно диагностировать, во-вторых, нет пока достаточно уверенных данных о приуроченности к таким отложениям залежей нефти и газа. Поэтому такую группу песчаных тел в классификации фациально-ограниченных природных резервуаров выделять не следует. Таким образом, выделяются две основные группы природных резервуаров это: 1 – карбонатные органогенные; 2 – песчаные гидрогенные.

В последней необходимо выделить три генетические подгруппы по условиям седиментации:

- а) флювиальные, сформированные речными потоками;
- б) мелководно-морские и озерные, образованные под действием волн и приливо-отливных течений;
- в) турбидитовые, созданные мутьевыми (турбидитовыми) потоками.

Существует ряд drobных генетических классификаций органогенных построек (в т.ч. Ископаемые..., 1975) и песчаных тел (в т.ч. Кросби, 1974). Однако, эти классификации учитывают прежде всего различия фациальных обстановок осадконакопления. Тогда как создавая классификацию природных резервуаров, следует в первую очередь учитывать возможности миграции, аккумуляции и консервации в них углеводородов. Так, русловая долина, выполненная песками, и ее дельта с точки зрения условий седиментации являются разнородными объектами. В то же время совместно они являются единым природным резервуаром, по которому может осуществляться миграция УВ. Куполовидные рифы, органогенные банки и атоллы являются также разнородными объектами, однако, тип ловушки в атолле и в куполовидном рифе один и тот же. Принципиальных различий здесь не имеется.

Учет условий миграции, аккумуляции и консервации углеводородов может быть обеспечен, если классификация отражает морфологию фациально-ограниченных природных резервуаров в разрезе и в плане. Морфологию природных резервуаров в разрезе рассмотрел И.О.Брод (1951), который подразделил их на массивные и пластовые. Среди массивных природных резервуаров по морфологии в плане нам предлагается выделить линейные и локальные массивы. Пластовые природные резервуары можно разделить на полосовидные пласты, плащеобразные тела и локальные линзы. Морфологические подразделения могут рассматриваться как классы фациально-ограниченных природных резервуаров. В составе выделенных классов должны рассматриваться определенные генетические типы природных резервуаров.

Данная классификация (таблица 4) по своему характеру является морфогенетической и охватывает любые генетические типы фациально-ограниченных природных резервуаров. Она обеспечивает последовательно уже на этапе поисков отнесение того или иного природного резервуара к определенной группе, подгруппе, классу. Это поз-

Морфогенетическая классификация
 фашиально-ограниченных природных резервуаров

Группы	Подгруппы (по условиям седиментации):	Классы (по морфологии)	Генетические типы Тимано- Печорской про- винции
1	2	3	4
Карбонатные органогенные ФОПР		Линейные органогенные массивы Локальные органогенные массивы Полосовидные органоген- ные пласты Плащеобразные органо- генные тела Локальные органогенные линзы	Барьерные рифы (верхний девон) Куполовидные рифы (верхний девон, нижняя пермь) Аллювиально- дельтовые систе- мы (верхняя пермь)
Песчаные гидрогенные ФОПР	Флювиальные ФОПР Мелководно- морские и озерные ФОПР	Полосовидные песчаные пласты Плащеобразные песчаные тела Локальные песчаные линзы Линейные песчаные массивы Локальные песчаные массивы	Аллювиально- дельтовые систе- мы (верхняя пермь)

1	2	3	4
		Плащеобразные песчаные тела	
		Полосовидные песчаные тела	
		Локальные песчаные линзы	
Турбидитовые ФОНР		Полосовидные песчаные пласты	
		Плащеобразные песчаные тела	
		Локальные песчаные линзы	

воляет своевременно выбирать необходимую методику поисково-разведочных работ.

На основе представленных материалов видно, что в Тимано-Печорской провинции изучено лишь три класса фациально-ограниченных природных резервуаров. Это - линейные органогенные массивы (верхнедевонские барьерные рифы), локальные органогенные массивы (одиночные верхнедевонские и нижнепермские рифы) и флювиальные палеосовидные песчаные пласты (аллювиально-дельтовые системы верхней перми). Совершенно неизученными являются мелководно-морские и озерные и турбидитовые фациально-ограниченные природные резервуары.

2. К л а с с и ф и к а ц и я л о в у ш е к

К настоящему времени всеобщее признание получила классификация залежей нефти и газа по типу вмещающих ловушек, предложенная И.О.Бродом (1951). Все залежи нефти и газа И.О.Брод подразделил по типу природного резервуара на группы: литологически-ограниченные, массивные и пластовые, а в пределах последних по типу ловушек на подгруппы: сводовые и экранированные. Для пластовых экранированных залежей в зависимости от геологической природы бокового экрана природного резервуара И.О.Брод предложил следующие наименования залежей: 1) тектонически-экранированные; 2) стратиграфически-экранированные; 3) литологически-экранированные.

Рассматривая классификацию И.О.Брода необходимо отметить, что принцип, положенный в основу выделения экранированных залежей можно предложить, как основной принцип классификации всех залежей по типу ловушек. В этом случае сводовые ловушки можно рассматривать как частный случай отсутствия бокового экрана в природном резервуаре (латерально-неэкранированные ловушки), а литологически-ограниченные ловушки являются частным случаем экранирования ловушек со всех сторон. С учетом вышесказанного можно выделить следующие груп-

пы ловушек:

- 1) сводовые (латерально неэкранированные);
- 2) тектонически-экранированные;
- 3) стратиграфически-экранированные;
- 4) литологически-экранированные;
- 5) литологически-ограниченные.

Сводовые ловушки следует разделить на две резко отличные подгруппы: антиклинальные, т.е. ловушки, сформированные перегибом пласта, причем здесь безразлично тектонический это перегиб или атектонический (структура облекания), и седиментационно-сводовые, т.е. свод сформирован процессами седиментации.

Антиклинальные ловушки формируются во всех типах фациально-ограниченных природных резервуаров. Основными условиями являются: 1) антиклинальные структуры и фациально-ограниченные природные резервуары должны совпадать в плане; 2) размеры антиклинальной структуры в плане должны быть меньше размеров резервуара. Смещение фациально-ограниченного природного резервуара в сторону от свода антиклинальной структуры ведет к формированию литологически-экранированной ловушки на крыльях или периклиналях антиклинальной структуры. При невыполнении второго условия антиклинальная ловушка осложняется литологическим экраном.

Седиментационно-сводовые ловушки характерны только для одиночных массивов типа одиночных баров и рифов и для седиментационных выступов в линейных массивах. При этом совершенно безразлично какой структурный план имеют подстилающие и перекрывающие отложения. В случаях полного заполнения ловушки и замечтывания ее нижележащими отложениями могут формироваться седиментационно-сводовые литологически-ограниченные залежи.

Л и т о л о г и ч е с к и - э к р а н и р о в а н н ы е л о в у ш к и формируются в самых разнообразных структурных условиях. Для образования таких ловушек необходимо лишь чтобы экранируемая часть природного резервуара была гипсометрически выше другой. В зависимости от структурного плана можно выделить ловушки литологически-экранированные на крыльях и периклиналях антиклинальных структур, на структурных носгах, на моноклиналях и другие. Особо выделяются литологически-экранированные ловушки шнуркового типа. Они образуются на пологих структурных формах. При этом длина ловушки значительно превышает ширину резервуара в плане.

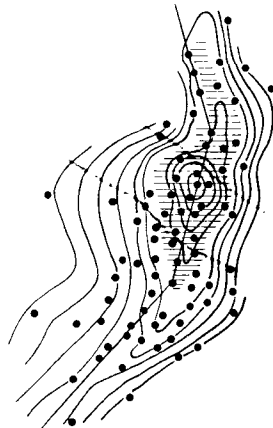
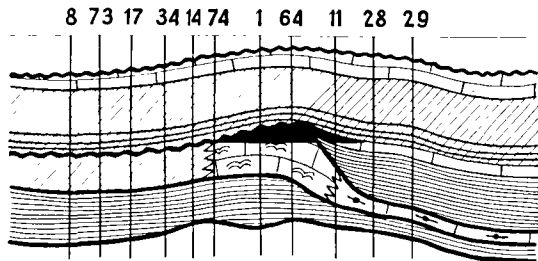
Л и т о л о г и ч е с к и - о г р а н и ч е н н ы е л о в у ш к и образуются только в локальных линзах. Главным условием для формирования литологически-ограниченной залежи является пологий структурный план. На крутых моноклиналях и крутых крыльях положительных структур в локальных линзах могут быть образованы литологически-экранированные залежи.

Т е к т о н и ч е с к и - э к р а н и р о в а н н ы е и с т р а т и г р а ф ф и ч е с к и - э к р а н и р о в а н н ы е л о в у ш к и для фациально-ограниченных природных резервуаров нехарактерны. Как правило, тектонический и стратиграфический экраны лишь осложняют уже сформированную залежь.

Из вышеизложенного следует, что для фациально-ограниченных природных резервуаров основными являются три группы ловушек: сводовые (антиклинальные и седиментационно-сводовые), литологически-экранированные и литологически-ограниченные. Часто встречаются комбинированные группы ловушек, когда литологический экран осложняет сводовую ловушку, либо когда литологически-экранированная ловушка расположена в сводовой части структуры.

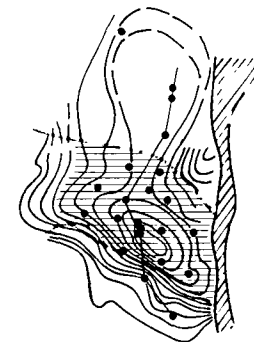
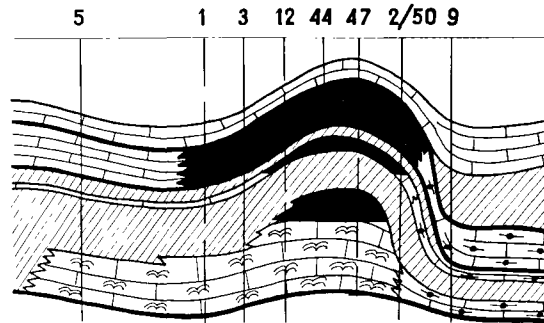
Выделенные группы ловушек не дают полного представления об

1. АНТИКЛИНАЛЬНЫЙ



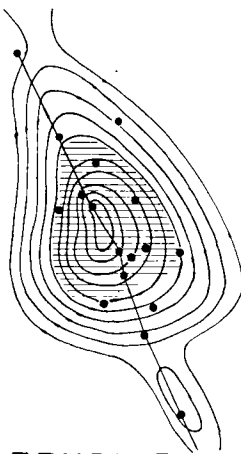
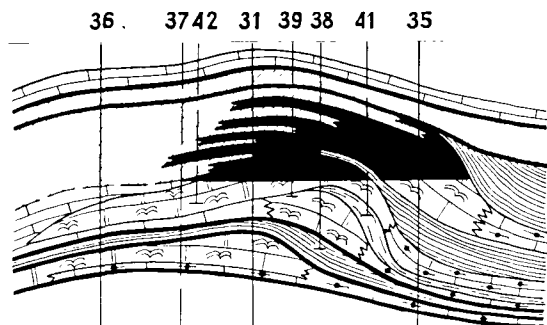
ЗАПАДНО-ТЗБУКСКОЕ НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ
ЗАЛЕЖЬ НЕФТИ В УХТИНСКОМ БАРЬЕРНОМ РИФЕ

3. АНТИКЛИНАЛЬНЫЙ, ЛИТОЛОГИЧЕСКИ ЭКРАНИРОВАННЫЙ И ТЕКТОНИЧЕСКИ ЭКРАНИРОВАННЫЙ



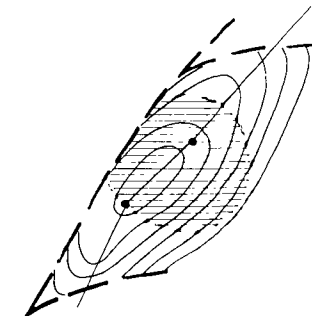
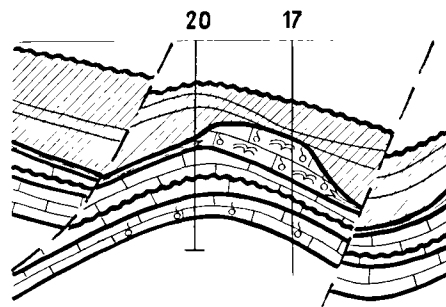
ХАРЬЯГИНСКОЕ НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ
ЗАЛЕЖЬ НЕФТИ В УХТИНСКОМ БАРЬЕРНОМ РИФЕ

2. АНТИКЛИНАЛЬНЫЙ ЛИТОЛОГИЧЕСКИ ЭКРАНИРОВАННЫЙ



ПАШШОРСКОЕ НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ
ЗАЛЕЖЬ НЕФТИ В СИРАЧОЙСКОМ БАРЬЕРНОМ РИФЕ

4. СЕДИМЕНТАЦИОННО-СВОДОВЫЙ ЛИТОЛОГИЧЕСКИ ОГРАНИЧЕННЫЙ



ИНТИНСКОЕ ГАЗОВОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ
ЗАЛЕЖЬ ГАЗА В АССЕЛЬСКОМ РИФЕ

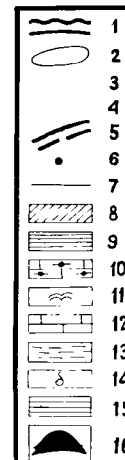


Рис. 24. Типы залежей углеводородов в рифовых природных резервуарах

I - стратиграфические границы; 2 - изогипсы кровли продуктивных отложений; 3 - границы распространения рифогенных карбонатов; 4 - водо-нефтяные контуры; 5 - тектонические нарушения; 6 - поисковые и разведочные скважины; 7 - линии геологических профилей; 8 - шельфовые глинистые известняки и мергели толщ заполнения; IO - депрессионные (доманиковые и доманикоидные) известняки; II - рифогенные известняки и доломиты; I2 - органогенно-обломочные известняки; I3 - алевролиты; I4 - газовые залежи в разрезе; I5 - газовые залежи в плане; I6 - нефтяные залежи в разрезе; I7 - нефтяные залежи в плане.

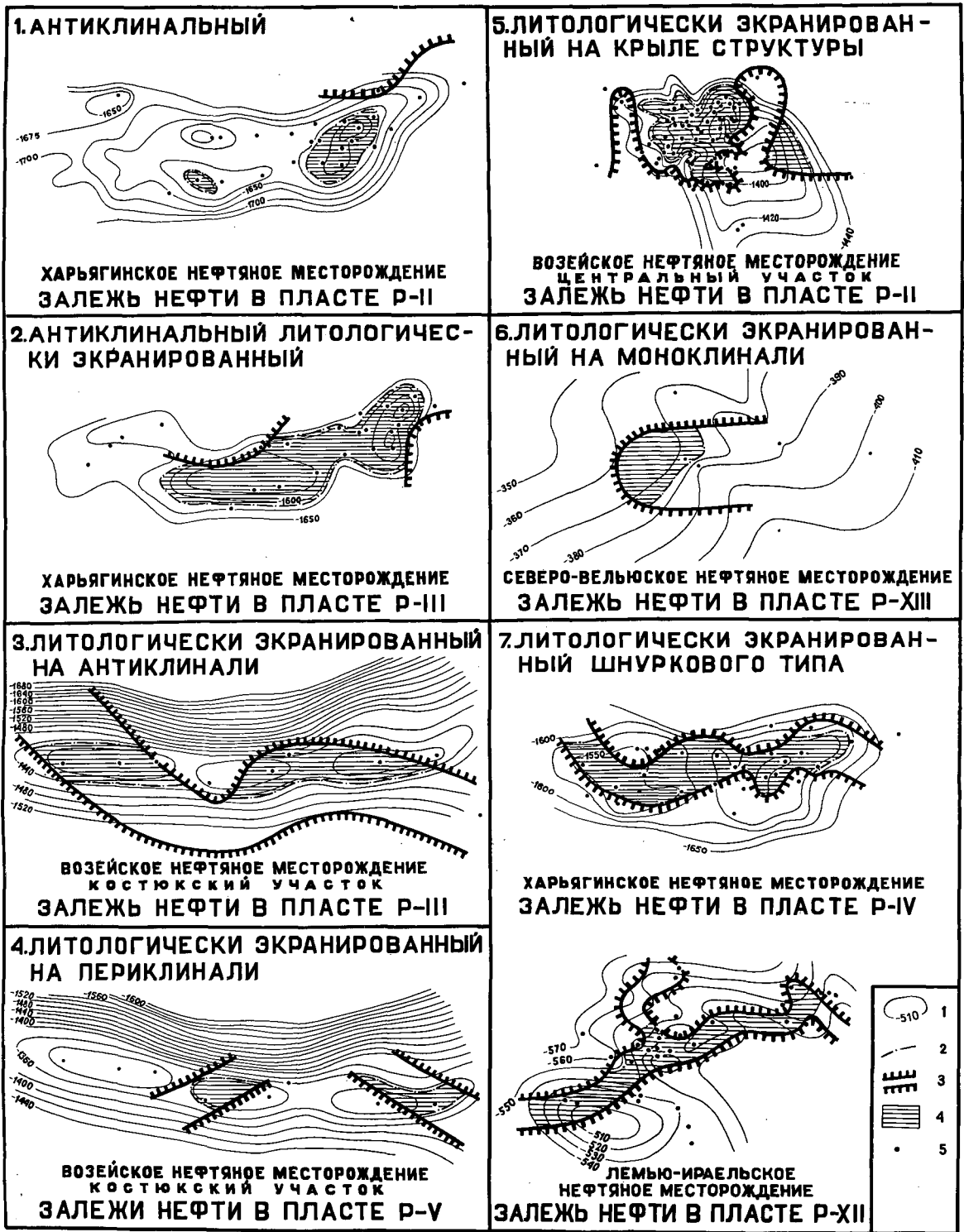


Рис. 25. Типы залежей нефти в аллювиально-дельтовых природных резервуарах

1 — изогипсы кровли продуктивных отложений, м; 2 — водонефтяные контуры; 3 — границы распространения аллювиально-дельтовых песчанников; 4 — залежи нефти в плане; 5 — поисковые и разведочные скважины.

их морфологической характеристике. Поэтому появляется необходимость выделения соответствующих типов ловушек для каждого генетического типа природного резервуара. Насколько это важно можно проиллюстрировать тем, что многие исследователи выделяют отдельные группы ловушек по генезису природных резервуаров, например рифогенные (Бакиров, 1973).

Известные ловушки в Тимано-Печорской провинции можно разделить на четыре группы по морфогенетическим классам природных резервуаров: 1 - ловушки в линейных органогенных массивах; 2 - ловушки в локальных органогенных массивах; 3 - ловушки в полосовидных песчаных пластах; 4 - ловушки в локальных песчаных линзах. Последняя группа ловушек нами не рассматривается в связи с отсутствием доказательств полного литологического ограничения залежей в предполагаемых песчаных линзах. В каждой морфогенетической группе выделяются подгруппы ловушек по генетическому типу природных резервуаров. На данном этапе изученности в каждой из первых трех групп может быть выделено по одной подгруппе: 1 - ловушки в барьерных рифах (рис. 24); 2 - ловушки в куполовидных рифах (рис. 24); 3 - ловушки в аллювиально-дельтовых песчаниках (рис. 25). Классы ловушек выделяются по основным их типам: сводовые и литологически-экранированные. Типы ловушек определяются по соотношению структурного плана и различных типов экранов.

Такая морфогенетическая классификация ловушек Тимано-Печорской провинции приведена в таблице № 5. Безусловно эта классификация является весьма неполной, так как не установлены еще многие генетические типы фациально-ограниченных природных резервуаров. Кроме того, даже в рассмотренных типах резервуаров еще не установлены отдельные типы ловушек нефти и газа. Вместе с тем, необходимость такой классификации не вызывает сомнений. Она позволяет в дальнейшем обоснованно производить прогнозирование нефтегазо-

МОРФОГЕНЕТИЧЕСКАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ

ловушек нефти и газа в фациально-ограниченных природных резервуарах

Тимано-Печорской провинции

Группы, подгруппы (по типам природных резервуаров)	Классы	Типы (по соотношению структурного плана и экранов)	Примеры залежей
1	2	3	4
I. Ловушки в линейных органогенных массивах	I. Сводовые	I. Антиклинальные	Западно-Тэбукское месторождение, залежь нефти в ухтинском барьерном рифе.
I. Ловушки в барьерных рифах		2. Седиментационно-сводовые	Не выявлены
		3. Антиклинальные, литологически-экранированные	Пашшорское месторождение, залежь нефти в сирачойском барьерном рифе
		4. Антиклинальные, литологически-экранированные, частично тектонически экранированные	Харьягинское месторождение, залежь нефти в ухтинском барьерном рифе.
	2. Литологически-экранированные	I. Литологически-экранированные	Не выявлены
		на структурных перегибах (на крыльях и периклиналях струк-	

1	2	3	4
		тур, на структурных носках, на седловинах валов).	
		2. Литологически-экранированные на моноклиналях	Не выявлены.
II. Залежи в локальных органических массивах.	I. Сводовые	I. Седиментационно-сводовые	Солокинское месторождение, залежь нефти в нижнепермском рифе.
I. Залежи в куполовидных рифах		2. Седиментационно-сводовые, литологически ограниченные, частично тектонически-экранированные	Интинское месторождение, залежь газа в ассельском рифе на Чернореченском блоке.
		3. Седиментационно-сводовые, литологически ограниченные	Нет данных.
		4. Антиклинально-седиментационно-сводовые	Коровинское месторождение, залежь газа в ассельском рифе и в известняках верхнего карбона.

1	2	3	4
Ш. Залежи в пологих пластах	I. Сводовые	I. Антиклинальные	Харьягинское месторождение залежи нефти в пласте P _{II} .
I. Залежи в аллювиально-дельтовых песчаниках		2. Антиклинальные частично литологически-экранированные	Харьягинское месторождение, залежь нефти в пласте P _{III} .
		3. Литологически-экранированные на антиклиналях	Возейское месторождение, Костюкский участок, залежи нефти в пласте P _{III} .
	2. Литологически-экранированные	I. Литологически-экранированные на структурных перегибах	Возейское месторождение, центральный участок, залежь нефти в пласте P _{II}
		а) на крыльях структур	Возейское месторождение, центральный участок, залежь нефти в пласте P _{II}
		б) на периклиналях структур	Возейское месторождение Костюкский участок, залежь нефти в пласте P _γ (скв. БИ18)

(Продолжение таблицы № 5)

1	2	3	4
		в) на структурных носсах	Нет данных
		г) на седловинах валов	Возейское месторождение, Костюкский участок, залежь нефти в пласте P _y (скв. №120)
		2. Литологически-экранированные на моноклиналиях	Северо-Вельюское месторож- дение, залежь нефти в пласте P _{XIII}
		3. Литологически-экранированные шнуркового типа (на пологих структурах).	Харьятгинское месторождение, залежь нефти в пласте P _{IV} . Лембюское месторождение, залежь нефти в пласте P _{XII}

ности и послужит основой для разработки методики поисково-разведочных работ на нефть и газ.

ГЛАВА V. УСЛОВИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ В РИФОВЫХ И АЛЛЮВИАЛЬНО-ДЕЛЬТОВЫХ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ

Залежи нефти и газа в рассматриваемых рифовых и аллювиально-дельтовых природных резервуарах входят в состав верхнедевонского карбонатного, каменноугольно-нижнепермского карбонатного и верхнепермско-нижнетриасового терригенного нефтегазоносных комплексов.

I. В е р х н е д е в о н с к и й к а р б о н а т н ы й н е ф т е г а з о н о с н ы й к о м п л е к с

В верхнедевонском карбонатном комплексе нефтеносными являются барьерные рифы. Залежи нефти выявлены в ухтинском (Западно-Тэбукское и Харьягинское месторождения) и сирачойском (Пашшорское месторождение) барьерных рифах.

В Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции выявлен также ряд залежей нефти, генетически связанных с верхнедевонскими рифовыми залежами. Несмотря на то, что они не приурочены непосредственно к рифам, однако, тесно связаны с последними единством механизма формирования залежей, вследствие чего необходимо их детальное рассмотрение.

I.I. З а л е ж и н е ф т и в б а р ь е р н ы х р и ф а х

На Западно-Тэбукском месторождении и рифогенная залежь нефти приурочена к ловушке, образованной совпадением субмеридионального ухтинского барьерного рифа и сводовой части субширотного тектонического Западно-Тэбукского поднятия.

Коллекторами являются пористые и кавернозные рифогенные из-

известняки с трещинами, выполняющими роль каналов, со средней пористостью 12%. К своду поднятия приурочена зона развития карста, выделенная на основании данных о полных поглощениях глинистого раствора и провалах бурильного инструмента. Для карстовых полос-тей установлена средняя высота 1 м при колебаниях от 0,5 до 2 м, значения коэффициентов пористости и нефтенасыщенности приняты равными 1. Проницаемость достигает 4000 мд.

Наибольшие дебиты (до 600 т/сут. без штуцера) получены в скважинах, расположенных в центральной части залежи, где развиты рифовые образования и зона древнего карста. Скважины, расположенные в восточной части залежи (в зоне развития толщи заполнения), характеризуются минимальными дебитами (1 - 2 т/сут). Нефть утяжеленная удельного веса 0,886 г/см³, вязкая - 60 спз, сернистая - 1,21%, газовый фактор составляет 8,0 м³/сут, количество растворенного в нефти сероводорода 10,76 мг/л (0,696%).

Кровля рифа вскрыта на отметке минус 1132 м. Контур нефтеносности принят на отметке минус 1220 м. Высота залежи составляет 88 м. По типу ловушки залежь нефти антиклинальная (рис. 24).

На Пашшорском нефтяном месторождении и рифогенная залежь приурочена к ловушке, образованной за счет перегиба субширотного сирачойского барьерного рифа субмеридиональным Пашшорским поднятием. Барьерный риф состоит из трех рифовых тел, последовательно накладывающихся один на другой со смещением более поздних к югу. В целом все тела представляют единую гидродинамическую систему (рис. 26).

По керну коллекторами в гребневой (южной) и центральной частях рифовых тел являются преимущественно вторичные пористые и кавернозные (до крупнозернистых) доломиты, по мере удаления к зарифовой части постепенно сменяющиеся пористыми мелкокавернозными органогенно-детритовыми и органогенно-стустковыми известняками.

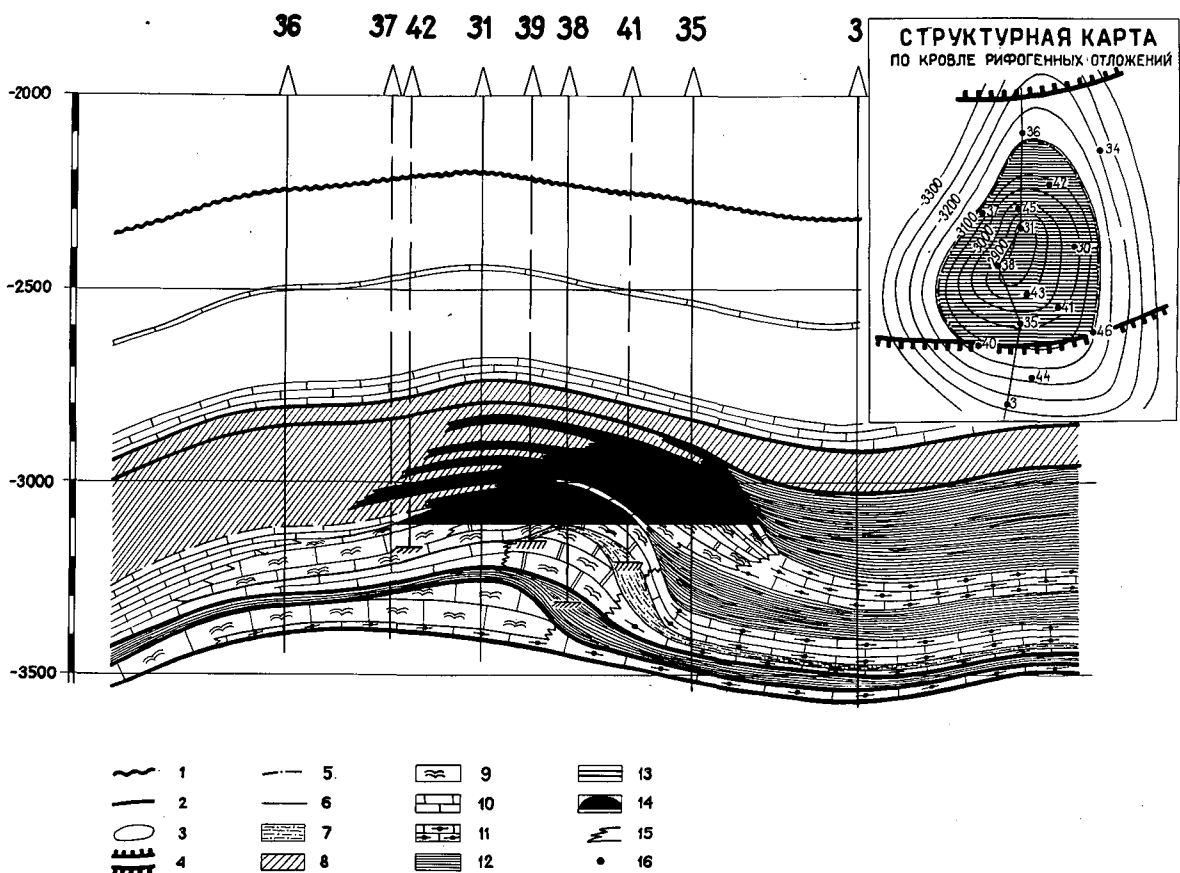


Рис. 26. Залежь нефти в сирачойском барьерном рифе на Пашшорском месторождении.

I – стратиграфические несогласия; 2 – стратиграфические границы; 3 – изогипсы кровли рифовых отложений; м; 4 – границы распространения рифовых отложений; 5 – водо-нефтяной контур нефтяной залежи; 6 – линия геологического профиля; 7 – алевролиты; 8 – шельфовые глинистые известняки и мергели; 9 – рифовые известняки и доломиты; 10 – органогенно-обломочные известняки; 11 – депрессионные (доманиковые и доманикоидные) известняки; 12 – глины и мергели толщи заполнения; 13 – залежь нефти в плане; 14 – залежь нефти в разрезе; 15 – фациальные замещения; 16 – поисковые и разведочные скважины.

Наибольшая доля коллекторов в продуктивной части наблюдается в гребневой (скв. № 35 - 57 %, скв. № 41 - 59 % общей мощности) и центральной (скв. № 38 - 37 % общей мощности) частях рифа. К зарифовой части доля проницаемых известняков уменьшается до 26 (скв. № 37) - 12 % (скв. № 42). Коллекторские свойства известняков и доломитов относительно невысокие. Средняя пористость нефтенасыщенных доломитов по керну по 27 образцам составляет 13,3 %, по геофизике (НГК) - 11,3 %. Средняя пористость нефтенасыщенных известняков по 47 образцам по керну составляет 10,7 %, по геофизике (НГК) - 11,3 %. Средняя проницаемость по керну для доломитов по 19 образцам составляет 2070, 4 мд, для известняков по 35 образцам 59,7 мд, по гидродинамическим данным среднеарифметическая проницаемость соответственно равна 164 мд (по 12 объектам) и 6,3 мд (по 6 объектам). Нефтенасыщенность определена по данным анализов керна скважины № 43, пробуренной на ИБР, и составляет: для доломитов - 94 %, для известняков - 86 %.

Максимальные дебиты до 610 т/сут. получены в скв. № 31, 35. В скважине № 35 на штуцере 9 мм дебит нефти составил 224, 4 т/сут. Разгазированная нефть характеризуется плотностью 841 - 857 кг/м³, смолистая (4,4 - 7,3 %), малосернистая (0,14 - 0,43 % вес), парафинистая (2,5 - 3,6 % вес) с содержанием фракций, выкипающих до 200°C, 28 - 35 % об. Плотность нефти в пластовых условиях составляет 711 - 726 кг/м³, вязкость 0,64 - 0,96 спз, газонасыщенность 158,7 - 194,1 нм³/т при давлении насыщения 172 - 226 кгс/см². Потенциальное содержание светлых фракций при отборе бензина с концом кипения 180°C и зимнего дизтоплива составляет 48,3 %, а при отборе летнего дизтоплива 62 %.

ВНК принят на отметке минус 3100 м. Высота залежи по гипсометрически наиболее высокой скважине № 38, где кровля проницаемых рифовых карбонатов вскрыта на отметке минус 2920 м, составляет

180 м. С севера залежь экранируется шельфовыми глинистыми карбонатами, с юга глинисто-мергелистой предрифтовой толщей заполнения.

По типу ловушки залежь антиклинальная литологически-экранированная (рис. 24).

На Харьягинском месторождении рифогенная залежь нефти, приуроченная к ухтинскому барьерному рифу, в настоящее время находится в разведке (рис. 27).

Коллектора сложены известняками и доломитизированными известняками. В разрезе выделяются поровые коллектора, кавернозно-поровые и трещинно-поровые коллектора. По предварительным данным средняя мощность коллекторов составляет 20 - 25 м на гребне рифа, соотношение поровых и сложно-поровых коллекторов примерно равное. Изменения эффективных мощностей по различным данным составляют от 1,6 м в скв. № 53 до 67,4 м в скв. № 49. По 3I представленному образцу из скв. № 3 пористость составляет 7,3 - 19,4 %, в среднем 13,8 %, проницаемость достигает 605,83 мд, в среднем 225 мд. По данным промысловой геофизики средневзвешенная пористость составляет от 9,8 % в скв. № 2 до 13 % в скв. № 3.

Максимальный приток нефти получен в скв. № 44 из интервала 2498 - 2530 м на штуцере 15 мм дебитом 560 м³/сут. Нефть легкая, удельного веса 0,8328 г/см³, вязкая - при 20°C не течет, при 50°C вязкость составляет 6,4 сст, малосернистая - 0,26 %, высокопарафинистая - 16,3 % по ВНИИ НП, с низким содержанием фракций, выкипающих до 200°C - 21 % об.

Залежь нефти приурочена к ловушке, образованной за счет перегиба субширотного барьерного рифа субмеридиональным Харьягинским тектоническим поднятием, Размеры ухтинского барьерного рифа-ширина полосы 5 - 6 км, высота до 153 м в скв. № 47 на гребне рифа. По доказанному контуру нефтеносности минус 2826 м и по гипсометрически наиболее высокой скважине № 47 (кровля рифа на отмет-

Рис. 27. Залежь нефти в ухтинском барьерном рифе на Харьятинском месторождении.

I - стратиграфические несогласия; 2 - стратиграфические границы; 3 - изогипсы кровли карбонатов ухтинской свиты, м; 4 - границы ухтинского барьерного рифа; 5 - контур нефтеносности залежи в рифе; 6 - линия геологического профиля; 7 - линия тектонического нарушения; 8 - глинистые шельфовые известняки и карбонаты толщи заполнения; 9 - рифогенные карбонаты; 10 - плотные органогенно-обломочные известняки; 11 - доманиковые и доманикоидные глинистые известняки; 12 - глины и мергели; 13 - залежь нефти в плане; 14 - залежи нефти в разрезе; 15 - фациальные замещения в разрезе; 16 - поисковые и разведочные скважины.

ке минус 2372 м) высота залежи составляет 454 м.

По типу ловушки залежь антиклинальная литологически экранированная, частично тектонически экранированная (рис. 24). Литологическим экраном являются плотные шельфовые известняки к северу от скважины № 53, 54, 15. Залежь перекрывается плотными фаменскими известняками и с юга экранируется глинистыми фаменскими известняками толщи заполнения. Тектоническое нарушение, ограничивающее залежь с востока, играет отрицательную роль, так как породы за ним не являются хорошим экраном. Поэтому положение водонефтяного контакта залежи в рифе и предполагаемое гипсометрическое положение зоны среза кровли рифа тектоническим нарушением весьма близки, а залежь лишь частично тектонически-экранированная.

Основным резервуаром нефтяных залежей в барьерных рифах являются доломитовые ядра рифов и примыкающие к ним биогермные известняки. Кроме того в строении нефтяных залежей участвуют проницаемые карбонатные пласты зоны перехода от шельфа к рифу. Проницаемость и емкость коллекторов этой зоны резко ухудшаются в направлении удаления от рифа. Коллекторские свойства рифогенных карбонатов характеризуются резкой вертикальной и латеральной неоднородностью. Лучшими коллекторскими свойствами обладают доломиты. Поры в них неправильной, щелевидной и ромбической формы. Открытая пористость по шлифам и анализам керн колеблется в пределах 5 - 10 %, но в отдельных случаях достигает 30 - 40 %. Отмечается наличие каверн до 0,5 - 2 см, в редких случаях достигают 5 см. При вскрытии рифов на ряде площадей отмечались провалы бурильного инструмента на 4 - 6 м в полное поглощение промывочной жидкости, что свидетельствует о наличии в рифах достаточно крупных каверн и пещер. Кроме того по керну на Харьягинской площади в ухтинском рифе выявлена зона высокой трещиноватости. В целом все участвующие в строении залежи элементы барьерного рифа и прилегающей шель-

щовой зоны гидродинамически связаны между собой, все нефтенасыщенные карбонаты формируют единую массивную залежь нефти.

Основным типом залежей нефти в барьерных рифах (по типу ловушки) является комбинированный антиклинальный литологически-экранированный (Пашшорское и Харьягинское месторождения). В залежах такого типа сосредоточены основные запасы нефти, так как в них отмечается наиболее полное заполнение ловушки. Антиклинальный тип залежи (Западно-Тэбукское месторождение) играет второстепенную роль по запасам. В сущности это комбинированный антиклинальный литологически-экранированный тип ловушки с незначительным ее заполнением.

В седиментационно-сводовых типах ловушек (в морфологических выступах) барьерных рифов залежи нефти в провинции пока не известны.

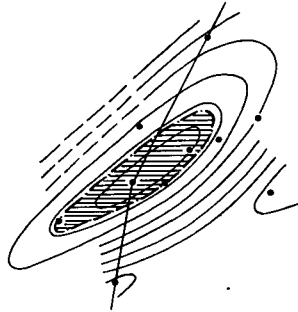
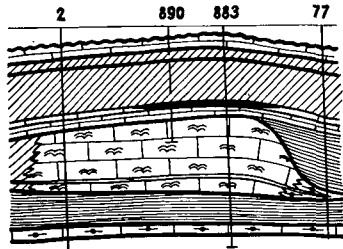
1.2. Залежи нефти, генетически связанные с рифами

Здесь выделяется четыре типа залежей, связанных с рифами (рис. 28):

- 1) залежи в надрифовых структурах облекания;
- 2) залежи в шельфовых зарифовых карбонатах;
- 3) залежи в глубоководных предрифовых карбонатах;
- 4) залежи в предрифовых толщах заполнения некомпенсированной впадины.

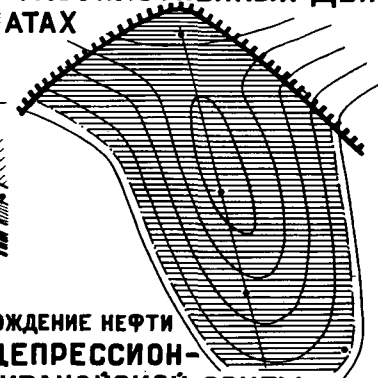
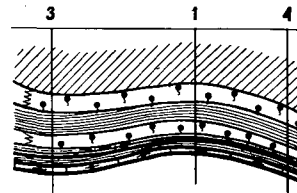
Залежи нефти в надрифовых структурах облекания. Они приурочены к пронизаемым карбонатным пластам, залегающим над рифами и имеющим с последними гидродинамическую связь. Такие залежи нефти были выявлены на Западно-Тэбукском, Южно-Тэбукском месторождениях в пласте Φ_I фаменского яруса и на Мусюршорском месторождении в кровле фаменского яруса.

1. ЗАЛЕЖИ В ЗОНАХ РАЗУПЛОТНЕНИЯ НАД РИФАМИ



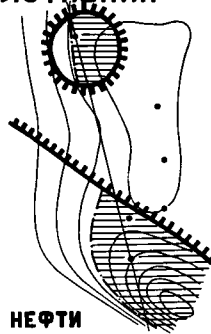
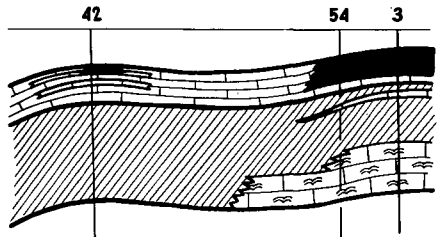
**ЮЖНО-ТЭБУКСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ НЕФТИ
ЗАЛЕЖЬ НЕФТИ В ПЛАСТЕ Ф₁**

3. ЗАЛЕЖИ НЕФТИ В РАЗУПЛОТНЕННЫХ ДЕПРЕССИОННЫХ КАРБОНАТАХ



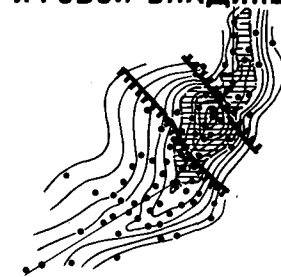
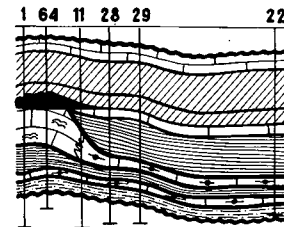
**ГРУБЕШОРСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ НЕФТИ
ЗАЛЕЖЬ НЕФТИ В ДЕПРЕССИОННЫХ
КАРБОНАТАХ СИРАЧОЙСКОЙ СВИТЫ**

2. ЗАЛЕЖИ НЕФТИ В ЗОНАХ РАЗУПЛОТНЕНИЯ ШЕЛЬФОВЫХ КАРБОНАТОВ



**ХАРЬЯГИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ НЕФТИ
ЗАЛЕЖЬ НЕФТИ В ШЕЛЬФОВЫХ КАРБОНАТАХ
УХТИНСКОЙ СВИТЫ**

4. ЗАЛЕЖИ НЕФТИ В РИФОВЫХ ШЛЕЙФАХ В ТОЛЩЕ ЗАПОЛНЕНИЯ ПРИРИФОВОЙ ВПАДИНЫ



**ЗАПАДНО-ТЭБУКСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ НЕФТИ
ЗАЛЕЖЬ НЕФТИ В ШЛЕЙФЕ УХТИНСКОГО РИФА**



Рис. 28. Типы залежей нефти, генетически связанные с залежами в рифах.

I - стратиграфические границы; 2 - изогипсы кровли продуктивных отложений, м; 3 - границы распространения рифогенных карбонатов, шельфовых и доманиковых проницаемых известняков; 4 - водо-нефтяные контуры; 5 - линии геологических профилей; 6 - поисковые и разведочные скважины; 7 - шельфовые глинистые известняки и мергели; 8 - глины и мергели толщи заполнения; 9 - депрессионные (доманиковые и доманикоидные) известняки; 10 - рифогенные известняки и доломиты; II - органогенно-обломочные известняки; I2 - алевролиты; I3 - залежь нефти в трещинных коллекторах; I4, I5 - залежи нефти (I4 - на профилях; I5 - на картах).

На Южно-Тэбукском месторождении нефти кровля пласта Φ_I вскрыта на отметке минус 1191 м (скв. № 883). Структурная форма ловушки представляет собой брахиантиклиналь субмеридионального простирания размером по замкнутой изогипсе минус 1220 м 5,5 x 1,5 км, сформированную в результате облекания гребня ухтинского барьерного рифа, и осложненную периклиналью субширотного Тэбукского тектонического (Никонов и др., 1978 а.ф.) поднятия. Высота ловушки около 30 м. Коллекторами являются органогенные глинистые доломитизированные известняки с поровым типом пористости. Максимальная эффективная мощность приурочена к своду структуры (7,4 м в скв. № 1; 7,0 м в скв. № 883), по направлению к крыльям и периклиналям складки эффективная мощность сокращается до 5,4 м (скв. № 892) – 5,6 м (скв. № 882). Средняя пористость составляет 17 %.

Максимальный приток нефти составляет 42,67 м³/сут. на штуцере 7 мм из инт. 1368 – 1381 м в скв. № 893. Нефть утяжеленная, удельного веса 0,8723 г/см³, вязкая – 6,83 спз, парафинистая – 2,91 %, сернистая – 1,08 %, выход фракций до 300°C составляет 44%.

Залежь по типу ловушки пластовая антиклинальная. Высота залежи по контуру нефтеносности минус 1207 м составляет 16 м.

На Западно-Тэбукском месторождении пласт Φ_I вскрыт на отметке минус 1086 м. Структурная форма, представляющая собой брахиантиклиналь субширотного простирания, обусловлена, в первую очередь, крупной субширотной тектонической Западно-Тэбукской структурой. Структура облекания гребня рифа влияет лишь на форму сводовой части структуры, которая имеет субмеридиональное простирание. Высота структуры 123 м. Коллекторами являются доломитизированные известняки с порово-трещинным типом пористости. Эффективная мощность составляет 2 – 9 м

(средняя - 5,6 м), пористость по керну 15,8 - 16,5 %, по геофизике 6,2 - 19 %. Дебит нефти достигал 1,4 - 15 т/сут. Нефть утяжеленная, удельного веса 0,8727 - 0,8977 г/см³, вязкая - 10,4 спз, с пониженным содержанием серы 1,0 - 1,5 %, выход фракции до 300°С составляет 38 - 42 %.

Залежь нефти по типу ловушки пластовая антиклинальная, этаж нефтеносности по контуру нефтеносности минус 1197 м составляет 111 м.

На Мусюршорском месторождении (Сандивейская площадь) размеры и форма ловушки пока не ясны.

По материалам сейсморазведки здесь выявлена аномалия сейсмической записи, интерпретируемая как риф в верхнефранских отложениях. При опробовании известняков фаменского яруса в параметрической скважине № 30 из интервала 2914 - 2950 м получен приток нефти дебитом 1420 м³/сут. на штуцере 24 мм. Выявленная нефтяная залежь нами интерпретируется как залежь в надрифовой структуре облекания. По материалам сейсморазведки и бурения (рис. 8) залежь нефти антиклинального типа, вероятно, массивная.

Рассматривая имеющиеся материалы, можно заметить, что наиболее пористая часть надрифовых пластов с максимальными эффективными мощностями в плане совпадает с положением гребня нижезалегающего рифа. Уже в пределах структур облекания происходит ухудшение коллекторских свойств надрифовых пластов по направлению от свода структуры к ее крыльям и периклиналям. За пределами структур облекания коллекторские свойства надрифовых пластов резко ухудшены, а в ряде скважин коллектора вообще отсутствуют. Вероятно, улучшение коллекторских свойств надрифовых пластов происходит за счет тектонического подъема жестокого рифового каркаса, в результате чего происходит растрескивание и последующее выщелачивание этих пластов. Это подтверждается тем, что основным типом коллектора в над-

рифовом карбонатном пласте является трещинно-поровый.

Запасы нефти в надрифовых залежах имеют промышленное значение.

Залежи нефти в шельфовых зарифовых карбонатах могут иметь гидродинамическую связь с рифовыми залежами (Западно-Тэбукское месторождение) и тогда должны рассматриваться совместно с последними, но могут и не иметь гидродинамическую связь (Харьягинское месторождение) и только в этом случае их следует относить к залежам нефти, связанным с рифами.

На Харьягинском нефтяном месторождении шельфовая залежь нефти выявлена в карбонатах ухтинской свиты франского яруса. Здесь в скв. № 42 из инт. 2729 – 2777 м был получен незначительный приток нефти дебитом $0,15 \text{ м}^3/\text{сут.}$ по подъему уровня. Ранее в открытом стволе нефть была получена испытателем пластов из интервала 2753 – 2810 м в количестве $0,8 \text{ м}^3$ за 3 часа при депрессии 200 кгс/см^2 . В продуктивном интервале выделено 5,8 м эффективных мощностей, в том числе 2,8 м поровых и 3,0 м трещинно-поровых. Пористость по НГК составляет 9,9 %. Водонефтяной контакт залежи установлен на отметке минус 265I м, что значительно выше, чем доказанный контур рифогенной залежи, расположенный в 6 км к югу. Поэтому шельфовую залежь нефти можно рассматривать как вполне самостоятельную. Промышленного значения шельфовые залежи практически не имеют в связи с низкими дебитами (до I – 2 т/сут.) и весьма низкими запасами за счет малой площади, малой эффективной мощности и низкой пористости нефтенасыщенных коллекторов.

Залежи нефти в глубоководных предрифовых карбонатах выявлены на Грубешорской, Возейской, Баганской и Западно-Соплесской площадях.

На В о з е й с к о м м е с т о р о ж д е н и и н е ф т и залежь нефти в глубоководных (доманиковых) отложениях Франского яруса была установлена только в скв. № 64 на своде Костюковского поднятия. Из интервала 3454 – 3200 м был получен приток нефти дебитом 90 м³/сут, через 15 мм штуцер. Нефтепроявления были отмечены и в других скважинах, но притоков нефти при опробовании больше нигде не получено. Признаков минерализованной воды из депрессионных карбонатов в скважинах не установлено.

На В е р х н е - Г р у б е ш о р с к о м м е с т о р о ж д е н и и н е ф т и выявлена залежь нефти в трещиноватых глубоководных карбонатах сирачойской свиты. Притоки нефти получены в трех скважинах из четырех пробуренных. Максимальный дебит нефти составляет 7,9 м³/сут. переливом через 2¹/₂" НКТ в скв. № 3 из интервала 3559 – 3300 м.

Нефть легкая, плотность 0,817 – 0,837 г/см³, малосернистая – 0,14 %, парафинистая – 2,9 %, содержит 29,5 – 36 % фракций, выкипающих до 200°С. Водонасыщенная часть залежи не установлена. Разведанная высота залежи составляет 362 м. Тип залежи в разведанной части пластовый, сводовый, однако, за пределами разведанной части предполагается отсутствие коллекторов. Вмещающие залежь карбонатные пласты керном не освещены, по материалам промысловой геофизики предполагается трещинный тип пористости.

На З а п а д н о - С о п л е с с к о м м е с т о р о ж д е н и и залежь нефти в глубоководных верхнефранских отложениях выявлена в пласте Ш^б в результате бурения и испытания скв. № 72. При опробовании интервала 3570 – 3580 м (минус 3426 – 3436 м) был получен приток нефти с периодическим фонтанированием 30 м³/сут. через 20 мм штуцер. Коллекторами пласта Ш^б являются трещинные известняки. С основания скважины № 72 с целью опробования пласта Ш^б и получения промышленного притока нефти была пробурена скважина

№ 80. Судя по материалам промышленной геофизики и результатам опробования (приток не получен) скважина № 80 попала в плотную часть пласта II^б. В других скважинах из пласта III^б промышленных притоков нефти также получить не удалось.

Нефть легкая, с удельным весом 0,7932 – 0,8102 г/см³, парафинистая – 1,74 – 3 %, малосернистая – до 0,1 %, с легкой фракцией (выкипающей до 200°С) до 43 %.

В скважине № 82 выявлена нефтегазовая залежь в глубоководных известняках семилукского горизонта. В эксплуатационной колонне опробованы совместно интервалы 4030 – 4050 м (минус 3884 – 3904 м), 4090 – 4112 м (минус 3944 – 3966 м), 4150 – 4160 м (минус 4004 – 4014 м). Получен приток газа с нефтью ориентировочным дебитом 100 тыс. м³/сут. на штуцере 7 мм.

Таким образом, на Западно-Соплесской площади выявлено две литологически-ограниченные залежи: нефтяная – скважиной № 72, нефтегазовая – скважиной № 82. Коллекторами являются трещинные известняки со сложным линзовидным характером распространения трещиноватости.

Обобщая вышесказанное о залежах нефти в глубоководных отложениях, можно выделить общие для этих залежей закономерности. Тип коллектора – трещинный, редко трещинно-поровый. Тип залежи – литологически-ограниченный. Залежи нефти приурочены преимущественно к сводовым частям структур, расположенных рядом с продуктивными рифами, залежи нефти в глубоководных карбонатах не примыкают к одновозрастным близлежащим рифогенным и расположены ниже контура нефтегазоносности последних. Залежи в глубоководных карбонатах не подпираются минерализованными пластовыми водами.

Промышленная ценность залежей нефти в глубоководных карбонатах очень низка в связи с незначительными запасами нефти. Однако, отдельные скважины на месторождениях можно эксплуатировать сов-

местно с другими залежами.

Типичные залежи в пририфовых толщах заполнения в Тимано-Печорской нефтегазодной провинции пока не известны. Однако, наличие таких залежей в принципе не исключено. С большой долей условности к такому типу залежей можно отнести нефтенасыщенные нижнефаменские известняки толщи заполнения, непосредственно примыкающие с востока к нефтяной залежи в ухтинском барьерном рифе на Западно-Тэбукском месторождении. Дебиты нефти здесь низкие (1 - 2 м³/сут.), запасы незначительные. Контур нефтеносности тот же, что и в рифогенной залежи (минус 1220 м).

1.3. Условия нефтеносности

Источники поступления углеводородов. Вероятным источником поступления углеводородов в рифогенные ловушки верхнефранских барьерных рифов являются их аналоги в глубоководных фациях. По данным В.А.Успенского и др. (1979) нефтематеринский потенциал доманиковых отложений, сравнительно неглубоко погруженных, достигает 1,2 кг/т породы (скв. I-Уса, инт. 3185 - 3191 м) - 37,7 кг/т породы (скв. 86-Возей, инт. 3261-3263 м) на глубоко погруженных участках нефтегенерация, практически, уже закончилась. Нефтематеринский потенциал в скв. № II-Мишвань, в инт. 4896 - 4900 м составляет всего 0,4 кг/т. Л.З.Аминов и др. (1981) считают, что нефтегазоматеринской является большая часть (до 40 %) семилукско-верхнефранской толщи в зонах развития глинисто-карбонатных депрессионных отложений и отложений заполнения впадин.

Залежи нефти в предрифовых глубоководных карбонатах являются первичными по отношению к залежам в рифах и содержат нефть, которая не могла мигрировать в рифы. Сравнивая залежь нефти в глубоководных отложениях Верхне-Грубешорского месторождения с рифоген-

ной на Пашшорском нефтяном месторождении (в 4 км к северу) следует отметить близкие физико-химические свойства нефтей. Лишь удельный вес нефти в рифовой залежи Пашшорского месторождения несколько выше (0,841 – 0,857 г/см³). Повышенный удельный вес нефти можно объяснить потерей легких фракций при миграции нефти из глубоководных карбонатов, где происходила ее генерация, в одновозрастный риф. Интересно также отметить, что залежь нефти в глубоководных карбонатах залегает значительно ниже водонефтяного контакта (минус 3100 м) залежи нефти в рифе Пашшорского месторождения.

Таким образом, нефть в глубоководных карбонатах является остаточной, генерированной непосредственно в этих отложениях. Есть основания предполагать, что указанные залежи ограничивают площадь, с которой мигрировала в рифы нефть, генерировавшая в глубоководных карбонатах. Если это предположительно подтвердится, то представляется возможность как для определения размеров нефтесборных площадей для рифовых залежей, так и для количественного прогнозирования их нефтегенерирующей способности.

С поисковой точки зрения выявление залежей в глубоководных карбонатах позволяет оценить наличие залежей в прилегающих рифах и, кроме того, косвенно подтверждает наличие близко расположенных рифов.

Условия аккумуляции и консервации залежей в рифах. Со стороны шельфовой зоны рифогенные залежи нефти экранируются толщей плотных глинистых известняков, не содержащей коллекторов. Со стороны глубоководного склона роль экрана выполняет толща заполнения впадины. По простиранию резервуар барьерного рифа раскрыт, вследствие этого образование рифогенной ловушки может происходить только при пересечении барьерных рифов с тектоническими структурами. В связи с раскрытостью барьерного рифа по простиранию высота рифогенной залежи

определяется не высотой барьерного рифа, а амплитудой структуры, пересекающейся с рифом. Наиболее крупные рифогенные залежи нефти в верхнефранских барьерных рифах могут быть выявлены в пределах высокоамплитудных структур.

Высота залежи в барьерном рифе определяется и другими факторами. Так, для рифогенной залежи на Харьягинском месторождении отрицательную роль играет тектоническое нарушение, ограничивающее залежь с востока, так как за тектоническим нарушением к рифу прилегают слабо проницаемые нижнепермские и каменноугольные карбонаты. Перекрывающие барьерный риф породы не всегда являются надежным флюидоупором (Рифы..., 1974). Наличие залежей нефти в надрифовых карбонатах указывает на низкую экранирующую способность покрывки над рифами и возможное частичное или полное расформирование залежей в рифах, так как формирование надрифовых залежей происходило в результате вертикальной миграции из нижележащей залежи в рифе.

Сравнение физико-химического состава нефтей в надрифовых залежах и в нижезалегающих рифах (таблица 6) показывает их полную идентичность.

Обращает на себя внимание тот факт, что начальный ВНК залежи в рифе на Западно-Тэбукском месторождении (минус 1220м) и в надрифовом пласте Ф (минус 1198м) близки. Почти такой же ВНК имеет залежь в пласте Ф_I и на Южно-Тэбукском месторождении (минус 1207м), что указывает на гидродинамическую связь всех трех залежей. Учитывая также, что за пределами рифов в пласте Ф_I залежи нефти отсутствуют, следует считать несомненной вертикальную миграцию нефти из рифа в пласт Ф_I. Такая миграция вполне осуществима, хотя пачка "Г", залегающая непосредственно на рифе и перекрывающаяся пластом Ф_I, сложена в основном глинисто-мергелистыми породами. Это объясняется тем, что, во-первых, на гребне рифа увеличена карбонатность пачки "Г", здесь она почти нацело сложена глинистыми до-

ломитизированными известняками. Во-вторых, по материалам бурения эти известняки пронизаны широкой сетью трещин, что вполне обеспечивает вертикальную миграцию. Такая миграция является отрицательным фактором. Она способствует расформированию нижележащей риффогенной залежи. Таким образом, пачка "Г" является, по терминологии В.Д.Ильина (Ильин и др., 1982 и др.), ложной крышкой. Истинной же крышкой являются глинистые карбонаты, залегающие выше пласта Φ_1 . Соответственно, истинная ловушка будет определяться критическим перегибом по кровле пласта Φ_1 . Это явление характерно для всей Ижма-Печорской впадины. В связи с этим (таблица 7) сокращается высота залежи, несмотря на высокую амплитуду структуры (Западно-Тэбукское месторождение), либо наблюдается полное отсутствие залежи в риффе (Южно-Тэбукское месторождение). Такая же причина отсутствия залежи в ухтинском риффе Сотчемьюской площади, хотя в керне наблюдалось значительное число нефтепроявлений, которые можно отнести к остаточным.

Самостоятельная залежь нефти в зариффовых шельфовых карбонатах известна на Харьягинском месторождении. Резервуаром являются локальные разуплотненные зоны в шельфовых карбонатах. Они отделены от риффа уплотненной зоной, экранирующей залежь в риффе. Через эту уплотненную зону, вероятно, происходило локальное просачивание нефти, в результате чего и были образованы шельфовые залежи. Это просачивание является в общем отрицательным фактором, способствующим расформированию залежи в риффе, но весьма незначительно. Это объясняется очень низкими емкостными свойствами зариффовых известняков. Таким образом, наличие литологического экрана между шельфовыми и риффовыми коллекторами предполагает, что получение притоков минерализованной воды из шельфовых карбонатов, не может служить критерием для отрицательной оценки ловушки в барьерном риффе. И, наоборот, наличие залежей или незначительных нефтепрояв-

Сравнительная характеристика

физико-химического состава нефтей рифовых и надрифовых залежей

Свойства нефтей	Надрифовые залежи нефти		Рифовые залежи нефти
	В пласте Ф _I на Южно-Тэбукском месторождении	В пласте Ф _I на Зап.Тэбукском месторождении	В ухтинском рифе на Зап.Тэбукском месторождении
Удельный вес г/см ³	0,8723	0,8727-0,8977	0,886
Вязкость, спз	6,83	10,4	60
Содерж. парафина, %	2,91	1,7 - 2,2	
Содержание серы, %	1,08	1,0 - 1,5	1,21
Выход фракций до 300°С, %	44	38 - 42	

Таблица № 7

Основные данные

по залежам нефти в верхнефранских барьерных рифах

Площадь, месторождение	Абсолютная отметка, м	Мощность, м	Истинная отметка перегиба ловушки	ВНК	Высота залежи, м
	ложной по-крышки (кровли рифа)	рифа надрифовой ложной по-крышки и коллектор	ложная отметка перегиба ловушки (по кровле рифа)		
Южно-Тэбукское	-1243	293	-1220 (по кровле пласта Ф _I)	-1207	0 16
	-1191	52			
Западно-Тэбукское	-1132	233	-1210 (по кровле пласта Ф _I)	-1220	83 134
	-1086	54			
Паншорское	-2920	349	-3230 (по кровле надрифового пласта)	-3100	180 245
	2855	69			
Харьягин-	-2372	153	-2850 (по срезу рифа тектоническим нарушением)	-2826	454 454
	2372	0			

Примечание: перегиб ловушки определен с точностью ± 10-20 м.

лений в шельфовых карбонатах, примыкающих к рифу, указывает на высокую перспективность барьерного рифа.

Формирование залежей в коллекторах толщи заполнения при латеральной миграции нефти из залежей в рифах также не оказывает существенного влияния на расформирование рифогенной залежи, из-за низких емкостных характеристик коллекторов толщи заполнения. Поэтому выявление таких залежей должно определять высокую перспективность прилегающих рифов.

2. Каменноугольно - нижнепермский карбонатный нефтегазовый комплекс

В нижнепермских рифах залежи газа выявлены на Интинском и Коровинском месторождениях. Предположительно к рифу приурочены залежи нефти на Солокинском месторождении (Фирер, Галкин, 1975). Имеются сведения об открытии рифогенной залежи нефти на Южно-Хыльчюском месторождении (Ровнин и др., 1982).

На Интинском месторождении первая залежь газа в ассельском рифе выявлена скважиной № I7-Инта.

При опробовании интервала 2557 - 2666 м (минус 2487 - 2595м) испытателем пластов КИИ-146 в открытом стволе был получен фонтанный приток газа дебитом около 300 тыс. м³/сут. при депрессии 161 кгс/см². Последующее опробование в колонне показало продуктивность рифа на всю его мощность. Газ метановый (78,14 - 81,49% вес) с повышенным содержанием этана (5,52 - 5,77 % вес). Содержание азота 2,766 - 2,1918 % вес, углекислого газа 3,13 - 3,60 % вес, сероводорода 2,12 - 2,64 % вес. Плотность газа 0,756 - 0,766 кг/м³. Газ конденсатный, содержание конденсата составляет 40 см³/м³. Удельный вес конденсата 0,7416 - 0,7712 г/см³, вязкость 0,73-0,99 сст при 20°C, содержание серы 0,54 - 0,55 %.

Высота рифа составляет 165 м. Мощность пронизаемого интерва-

ла - 79 м (интервал 2631 - 2710 м). Мощность коллекторов по данным промысловой геофизики - 26 м. Коллекторами являются поровые (13,2 м) и трещинно-поровые известняки. Пористость, установленная по НК, составляет - 11,6 % для поровых и 7 % для трещинно-поровых коллекторов.

Рифовая ловушка экранируется глинистыми известняками толщи заполнения сезымской палеовпадины, имеющими хорошие экранирующие свойства. По 8 образцам керна пористость их не превышает 0,89 %, образцы непроницаемы. При опробовании толщи заполнения в ряде скважин Интинской площади притоки флюида не были получены. В основании залежь латерально ограничена мергелистыми породами сезымской свиты.

Водо-нефтяной контакт газовой залежи не установлен, по нашему мнению он отсутствует. Заполнение рифовой ловушки, вероятно полное, происходило в результате вертикальной миграции из нижележащих среднекаменноугольных газовых залежей. На это указывает сходство физико-химического состава газа и конденсата.

С северо-запада залежь тектонически экранирована нижнепермскими глинистыми породами. Таким образом, залежь по типу ловушки седиментационно-сводовая, литологически-ограниченная, тектонически-экранированная.

Аналогичная залежь газа была вскрыта скважиной № 18-Инта, Здесь из интервала 2588 - 2698 м получен приток газа дебитом 28,9 тыс. м³/сут. на штуцере 10 мм. Обращает на себя внимание факт, что в рифе скважины № 18-Инта полностью отсутствуют поровые коллектора. Это еще раз указывает, что залежь в скважине № 18-Инта и залежь в скважине № 17-Инта приурочены к различным рифам.

Предположительно рифовая нижнепермская седиментационно-сводовая залежь нефти выявлена на С а л ю к и н с к о м м е с т о - р о ж д е н и и (Фирер, Галкин, 1975). Коллектора здесь по -

ровокаверзные, пористость по 26 образцам составляет 17,7%, проницаемость 275 мд. В скважине № 254-Салюка получен приток тяжелой нефти удельного веса 0,877 г/см³ дебитом 25,6 м³/сут.

На Коровинском месторождении залежь газа в ассельско-сакмарском рифе установлена скважиной № 49. Из интервала 2213 - 2340 м получен приток газа дебитом 504 тыс.м³/сут. на штуцере 22 мм. Высота рифа составляет более 130 метров, размеры рифа не более 3 - 4 км. Рифовая ловушка заполнена газом до основания. Нижележащие известняки верхнего карбона также являются газоносными, газ заполняет антиклинальную ловушку. В результате сформирована единая каменноугольно-нижнепермская газовая залежь, основной объем которой вмещают рифогенные известняки. Общая высота залежи около 150 метров. По типу ловушки залежь антиклинально-седиментационно-сводовая.

Имеющиеся сведения о нефтегазоносности нижнепермских рифов показывают их гидродинамическую связь с нижезалегающими биогермными каменноугольно-нижнепермскими известняками, из которых, вероятно, происходила вертикальная миграция углеводородов. Не исключена также миграция УВ из депрессионных карбонатно-глинистых отложений. Хорошие экранирующие свойства нижнепермской карбонатно-глинистой покрышки обеспечивают полное заполнение рифовых седиментационно-сводовых ловушек. Несмотря на небольшие размеры рифовых ловушек, запасы углеводородов в них, по-видимому, весьма существенны, так как число их может быть достаточно большим. Основные перспективы нефтегазоносности нижнепермских рифов связаны с областями Денисовской, Хорейверской, Большесынинской и Косью-Роговской впадин, где развивалась карбонатная платформа, на которой формировались нижнепермские рифы,

Наличие залежей УВ, приуроченных к нижнепермским рифам, открывает дополнительные перспективы нижнепермских отложений.

3. В е р х н е п е р м с к и й н е ф т е г а - з о н о с н ы й к о м п л е к с

Верхнепермские аллювиально-дельтовые залежи нефти и газа выявлены на Колвинском мегавале (Харьягинское, Возейское, Хыльчужское месторождения и др.), на вале Сорокина, на Шапкино-Юрьянском вале (Южно-Шапкинское, Средне-Серчейское, Пашпорское месторождения), на юге Печоро-Кожвинского мегавала (Печорогодское, Печоро-Кожвинское, Аранецкое месторождения), в южной части Ижма-Печорской впадины (Лемъюское, Исаковское, Вельюское, Северо-Вельюское, Мичаюское месторождения).

3.1. З а л е ж и н е ф т и в а л л ю в и а л ь н о - д е л ь т о в ы х п е с ч а н и к а х

В диссертационной работе рассмотрены нефтяные залежи верхней перми в аллювиально-дельтовых песчаниках Колвинского мегавала (Возейское и Харьягинское месторождения) и южной части Ижма-Печорской впадины (Лемъюское, Исаковское, Вельюское и Северо-Вельюское месторождения).

На Возейском нефтяном месторождении и залежи нефти в погребенной аллювиально-дельтовой долине Пра-Колвы выявлены в центральной и северной частях месторождения.

В центральной части Возейского месторождения притоки нефти получены из пластов P_I, P_{II}, P_{III} уфимского яруса в скважине № II2. Максимальный дебит составил $1 \text{ м}^3/\text{сут}$, переливом из инт. I527-I536м (пласт P_{II}). Нефть тяжелая - $0,9117 \text{ г/см}^3$, вязкая - 193 сст, с низким выходом светлых фракций, до 200°C выкипает 11,5 % об., с весьма низким газовым фактором - $3,7 \text{ нм}^3/\text{м}^3$. Залежи нефти, выявленные скважиной № II2, приурочены к русловым (пласты P_{III} и P_{II}) и дельтовым (пласт P_I) песчаникам.

В северной части Бозейского месторождения в пределах Костюкского поднятия притоки нефти получены из пластов P_{II} и P_{III} уфимского яруса и из пластов P_{IV} , P_V , P_{VI} , P_{VII} казанского яруса. В скважине № III нефть получена из интервала 1508 – 1530 м (пласт P_{III}) дебитом 160 м³/сут. на штуцере 12 мм. Нефть утяжеленная – 0,8507 г/см³, вязкостью 12,75 сст. при 20°C, с низким газовым фактором – 8,7 нм³/м³, с содержанием фракций, выкипающих до 200°C, 24 % объемных. Содержание парафина – 3,14 %, смол – 7,08 % вес, серы – 0,49 % вес.

Выявленные залежи нефти приурочены к дельтовым (пласты P_{II} и P_{III}) и русловым (пласт P_{IV}) песчаникам.

Коллекторские свойства песчаников отличаются наилучшими характеристиками в дельтовых образованиях: в пласте P_{III} в скв. № III-Возей пористость – 27,5 % (74 обр.), проницаемость – 1515 мд (38 обр.); в пласте P_{II} в скв. № II2-Возей пористость – 25,9 % (67 обр.), проницаемость – 1162 мд (52 обр.). В русловых фациях коллекторские свойства песчаников ухудшаются: в пласте P_{III} в скв. № II2-Возей пористость – 24,6 % (6 обр.), проницаемость – 614 мд (5 обр.). Еще более ухудшены коллекторские свойства песчаников в области подводной дельты: в пласте P_I в скв. № III-Возей пористость 23,5 % (15 обр.), проницаемость – 96 мд (13 обр.)

Залежи нефти на Бозейском месторождении, приуроченные к русловым и дельтовым песчаникам, сформированы в комбинированных ловушках, обусловленных совокупностью полосовидных пластов песчаников с локальными куполами Бозейского вала и являются литологически-экранированными (рис. 25) на антиклиналях, периклиналях, перегибах между антиклиналями; в редких случаях – антиклинальными, осложненными литологическим экраном.

На Харьягинском нефтяном месторождении залежи нефти выявлены в пластах P_I , P_{II} и

R_{III} уфимского яруса (песчаники устьевых баров или подводной дельты) и в пластах R_{IV} и R_V казанского яруса (русловые песчаники). Несколько залежей нефти выявлено в пластах песчаников татарского яруса верхней перми и в пластах песчаников нижнего триаса. Из песчаников устьевых баров (пласты R_{II} и R_{III}) получены притоки нефти дебитом обычно $11 - 19 \text{ м}^3/\text{сут.}$ Однако, в скважине № 61 из интервала 1694 - 1710 м (пласт R_{III}) дебит нефти составил $166,8 \text{ м}^3/\text{сут.}$ на штуцере - 13 мм. Нефть, полученная из скважины № 43, легкая - $0,835 \text{ г/см}^3$ с повышенным газовым фактором - $76,1 \text{ нм}^3/\text{м}^3$.

На Харьягинском месторождении в верхнепермско-триасовых пластах встречены как литологически-экранированные, так и антиклинальные залежи нефти (рис. 25). Антиклинальные залежи приурочены к дельтовым пластам уфимского яруса. Отсутствие литологических экранов объясняется тем, что ширина развития дельтовых песчаников значительно больше, чем размеры даже крупных локальных куполов. Пластовые антиклинальные ловушки Харьягинского месторождения соответственно больше по размерам и содержат большие запасы нефти, чем литологически-экранированные ловушки Возейского месторождения. Таким образом, наиболее крупные запасы нефти в пластах песчаников верхней перми приурочены к зонам развития подводных дельт (устьевых баров). Некоторые значительные по размерам антиклинальные залежи частично осложнены литологическими экранами (залежь в пласте R_{III}). К русловым пластам R_{IV} и R_V казанского яруса приурочены литологически-экранированные залежи шнуркового типа.

На Вельюском месторождении продуктивными являются пласты песчаников R_{XIV} и R_{XV} в кровле уфимского яруса. В скв. № 398 получен приток нефти дебитом перелива $0,5 \text{ т/сут.}$ Нефть Вельюского месторождения тяжелая с удельным весом $0,89 - 0,90 \text{ г/см}^3$, вязкая (минимальная вязкость составляет $36,53 \text{ сст. при } 20^\circ\text{C}$), парафинистая ($2,45 - 11,35 \%$), сернистая

(1,65 – 1,79 %), выкипает до 200°C до 20,8 %. Залежи по типу ловушки, возможно литологически-экранированные шнуркового типа. Ловушки сформированы наложением полос песчаных пластов на структурные перегибы, либо изгибами полос песчаников на моноклинали. Недоразведанность залежей не позволяет детально установить форму ловушек.

На Северо-Вельюском месторождении залежь нефти приурочена к пласту Р-ХІІІ в основании казанского яруса. Максимальный приток получен в скважине № 33 дебитом 1,7 т/сут. по подъему уровня. Нефть Северо-Вельюского месторождения аналогична нефти Вельюского, тяжелая с удельным весом 0,88 – 0,92 г/см³, вязкая (минимальная вязкость составляет 34 сст при 20°C), парафинистая (0,57 – 2,0 %), сернистая (0,83 – 1,5 %), выкипает до 200°C до 19 % об. Залежь по типу ловушки литологически-экранированная на моноклинали.

На Лемъюском месторождении притоки нефти из верхнепермских отложений получены из четырех пластов в основании казанского яруса: Р-Х, Р-ХІ, Р-ХІІ, Р-ХІІІ. Наиболее крупная залежь нефти приурочена к пласту Р-ХІІ, имеющему четко выраженный полосовидный характер распространения (рис. 18). Фонтанный приток нефти получен в скважине № 7-Лемъю из инт. 650 – 655 м дебитом 7,65 м³/сут. на штуцере 10 мм. Нефть тяжелая, удельного веса 0,8845 г/см³, вязкая, парафинистая (1,6 %), сернистая (1,04%), выкипает до 200°C – 18 %. Разведана только центральная часть полосовидной залежи в пласте Р-ХІІ длиной около 8 км. К востоку и юго-западу залежь недоразведана. Залежь пластовая, литологически-экранированная, шнуркового типа. Ловушка сформирована при наложении полосы песчаников пласта Р-ХІІ на крылья Лемъюского и Лемъю-Малоперского поднятий (рис. 18).

На Исаковском месторождении при-

токи нефти из верхнепермских песчаников получены в скв. № 7 и №28-Исаково. В скв. № 28 из инт. 842 – 850 м получен фонтанный приток нефти дебитом 30 – 40 м³/сут. Нефть утяжеленная, удельного веса 0,8583 г/см³, вязкая, парафинистая (2,62 %), сернистая (0,58 %), выкипает до 200°С – 28,5 %. Залежь нефти пластовая, литологически-экранированная на антиклинали. Ловушка сформирована перегибом полосы песчаников пласта Р-III сводовой частью Исаковского поднятия.

3.2. У с л о в и я н е ф т е г а з о н о с н о с т и в а л л ю в и а л ь н о - д е л ь т о в ы х п е с ч а н и к а х

И с т о ч н и к у г л е в о д о р о д о в. Данные, приведенные выше, свидетельствуют о существовании закономерностей в изменении физических свойств нефти на Колвинском мегавале в направлении с севера на юг (таблица № 8): увеличивается удельный вес нефти и вязкость, снижается газовый фактор. Изменения параметров нефти почти не зависят от глубины залегания залежей (рис. 29). Эти особенности с точки зрения теории дифференциального улавливания (Максимов, 1964) указывают на латеральную миграцию нефти с севера из областей морского осадконакопления. Ю.Н.Корчагиной и Л.Н.Киревой (1980) подсчитано, что верхнепермские отложения севера Тимано-Печорской провинции могли генерировать 81 тыс. тонн на 1 км² площади, причем начало главной фазы нефтеобразования отмечается ими на глубине 1350 – 1400 метров. Общая оценка масштаба генерации жидких УВ пермских отложений севера Тимано-Печорской провинции составляет по их подсчетам около 12 млрд. тонн. Эти масштабы генерации указывают на весьма высокую перспективность верхнепермских отложений, тем более, что возможности аккумуляции должны были быть достаточно высокими. Это обусловлено рядом причин. Наличие большого числа прослоев песчаников в морских фациях верхнепермской толщи способствовало более полной эмиграции жидких УВ из неф-

Т А Б Л И Ц А

латеральной изменчивости параметров и дебитов нефтей залежей, приуроченных к аллювиально-дельтовым системам перми Колвинского мегавала

Параметры и дебиты нефти	Залежи нефти в континентальных русловых песчаниках			Залежи нефти в подводно-дельтовых песчаниках
	<u>1. Залежи нефти в песчаниках уфимского яруса</u>			
	скв. II2-Возей	скв. II7-Возей	скв. III-Возей	скв. 6I-Харьята
	пласт P-II	пласт P-III	пласт P-III	пласт P-III
	<u>(I527-I536 м)</u>	<u>(I496-I502 м)</u>	<u>(I508-I530 м)</u>	<u>(I694-I710 м)</u>
уд.вес, г/см ³	0,9117	0,8459	0,8507	0,8389
вязкость при 20°C, сст	193	10,95	12,75	9,72 при 30°C
газовый фактор, нм ³ /м ³	3,7	11,3	8,7	29,6
макс. дебит, м ³ /сут.	1,0 через I ^{I/2} НКТ	8,5 на шт. 5мм	160 на шт. 12мм	166,8 на шт. 13 мм
	<u>2. Залежи нефти в песчаниках казанского яруса</u>			
		скв. II8-Возей	скв. 66-Харьята	Залежи не
		пласт P-Y	пласт P-Y	выявлены
		<u>(I446-I450 м)</u>	<u>(I594-I601 м)</u>	
уд.вес, г/см ³		0,8507	0,8345	
вязкость при 20°C, сст		12,8	12,4 при 25°C	
газовый фактор, нм ³ /м ³		8,4	29,2	
макс. дебит; м ³ /сут.		33,6 на шт. 7мм	101,4 на шт. 10мм	
<u>Примечание:</u> направление стока древней реки с юга на север (в таблице слева направо) направление миграции нефти с севера на юг (а таблице справа налево)				

тематеринских глин. Высокая степень уплотнения глин наряду с незначительным изменением минералогического состава на глубинах 1400 – 2000 м и большая мощность (400 – 800 м) верхнепермско-нижнетриасовой преимущественно глинистой толщи обеспечили создание надежной покрышки для нефтяных залежей. Высокая степень расчлененности современного структурного плана, сформированного, в основном, уже к началу генерации УВ (конец юрского периода), также способствовала повышению возможностей аккумуляции за счет отсутствия потерь углеводородов, неизбежных при миграции на дальние расстояния. Низкие потери углеводородов обусловлены также отсутствием расформирования и переформирования нефтяных залежей в связи с низкой тектонической активностью района в конце мезозоя и в кайнозое.

В изменении дебитов нефти в целом также наблюдается тенденция к увеличению с юга на север. Однако, картина здесь более сложная, так как существует зависимость дебита нефти и от коллекторских свойств песчаников, изменение которых, в свою очередь, зависит от смены фазальной обстановки.

В направлении от Лембюского месторождения к Исаковскому, т.е. в направлении предполагаемого стока древней реки с запада на восток, происходит уменьшение удельного веса и вязкости нефти, увеличение дебита (таблица 9). Аналогичные изменения наблюдаются по линии Велью-Северный Савинобор (таблица 9). Это свидетельствует о миграции углеводородов с востока. Нефть, заключенная в верхнепермских залежах Ижма-Печорской впадины, вероятно, была генерирована в верхнепермских отложениях Верхнепечорской впадины Предуральяского краевого прогиба. Последние здесь залегают на глубинах 1500 – 3500 м. По данным Ю.И.Корчагиной и Л.И.Киреевой (1980), начало главной фазы нефтеобразования в верхнепермских отложениях юга Тимано-Печорской провинции отмечается на глубинах

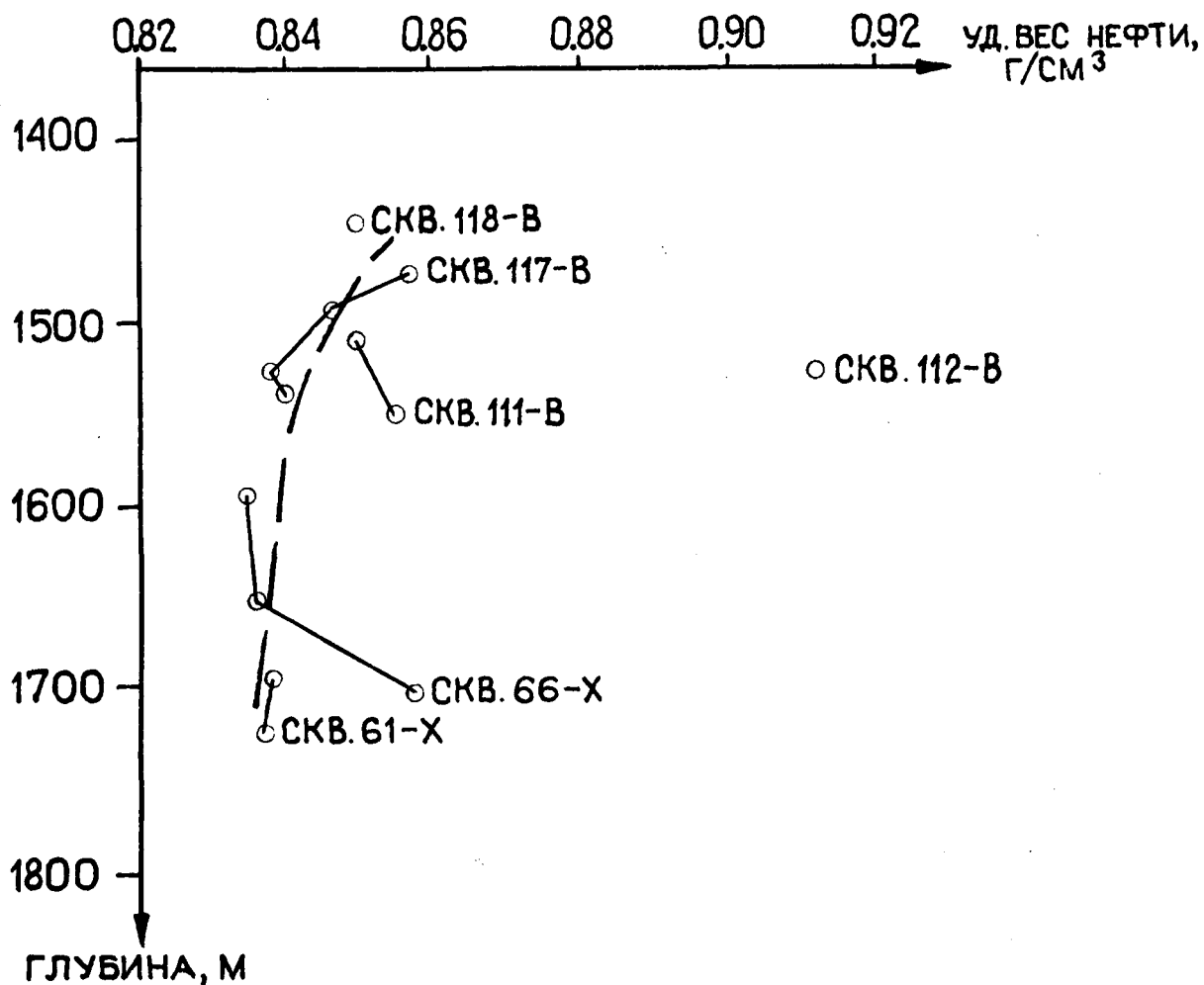


Рис. 29. Распределение удельного веса нефтей по глубине залегания в верхнепермских песчаниках Возейского и Харьягинского месторождений.

Т А Б Л И Ц А

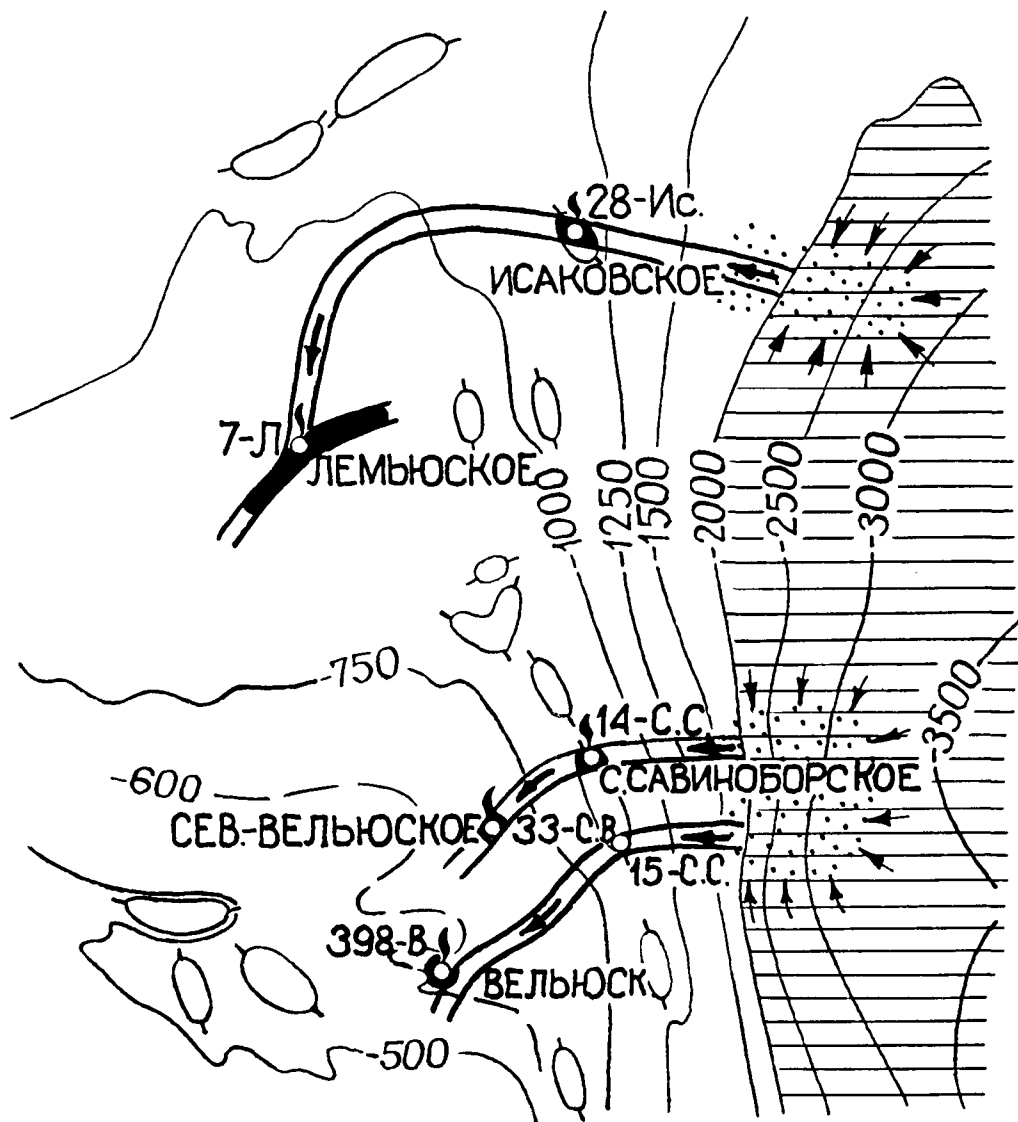
латеральной изменчивости параметров и дебитов нефтей залежей, приуроченных
к аллювиально-дельтовым системам верхней перми Ижма-Печорской
впадины



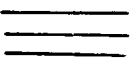

Параметры и дебиты нефти	Залежи нефти в континентальных русловых песчаниках		Залежи нефти в песчаниках устьевых баров
	<u>1. Лембю-Израильская ступень</u>		
	Залежи нефти в песчаниках казанского яруса		
	скв. 7-Лембю	скв. 28-Исаково	Залежи не выявлены
	<u>пласт Р-ХП(650-655м)</u>	<u>пласт Р-ХП(842-850м)</u>	
удельный вес, г/см ³	0,8845	0,8583	
макс. дебит, м ³ /сут.	7,65 на шт. 10 мм	30-40	
	<u>2. Велью-Табукская ступень</u>		
	Залежи нефти в песчаниках уфимского яруса		
	скв. 398-Велью	скв. 14-Сев.Савинобор	Залежи не выявлены
	<u>пласт Р-ХІУ(443-490,8м)</u>	<u>пласт Р-УІІ(786-796)</u>	
удельный вес, г/см ³	0,8866	0,8697	
вязкость при 20°С, сст	36,53	27,68	
макс. дебит, м ³ /сут.	0,5 через 2 ^{1/2} НКТ	2,9 через 2 ^{1/2} НКТ	




Примечание: направление стока древних рек с запада на восток (в таблице слева направо)
направление миграции нефти с востока на запад (в таблице справа налево)

1700 – 1800 м. Это связано с существованием высоких палеотемператур. По данным Г.С.Калмыкова и В.И.Летуновского (1979) по отражательной способности витринита палеотемпература в пермских отложениях уже на глубине 2096 м в северной части Верхнепечорской впадины (Вуктыльская структура) составляет 190° , что соответствует стадии метаморфизма углей "Ж" и стадии литификации МК₂. Исходя из этого, практически весь комплекс верхнепермских отложений Верхнепечорской впадины прошел главную фазу нефтегенерации или находится в ней. Эмиграция нефти осуществлялась из нефтегенерирующих глин в дельтовые и прибрежно-морские или прибрежно-озерные песчаники, зоны развития которых еще предстоит выявить. После заполнения имевшихся ловушек дальнейшая миграция происходила вверх по восстанию по полосам аллювиальных песчаников (рис. 30).

Закономерное изменение параметров нефти по простиранию аллювиально-дельтовой долины может быть объяснено только с позиции латеральной миграции нефти по древним руслам из прогнутых зон морского осадконакопления, где происходила генерация углеводородов. При этом максимальные запасы нефти сосредоточены в песчаниках устьевых баров и дельт. Это обусловлено тем, что данные фации обладают наилучшими емкостными свойствами: наибольшей мощностью, максимальной площадью распространения песчаников, что обеспечивает при наличии положительных структурных форм формирование крупных ловушек. Нефть здесь является сингенетичной, генерированной во вмещающих глинистых отложениях. Поэтому нефти здесь легкие, характеризуются высокой газонасыщенностью и низкой вязкостью. При латеральной миграции части нефти по восстанию пластов по русловым песчаным полосам наиболее легкие и подвижные элементы теряются. Высоковязкие и тяжелые нефти в скв. № II2-Возей, Вельюского и Северо-Вельюского месторождений, в таком случае следует считать конечными продуктами миграции.



- 1 
- 2 
- 3 
- 4 

- 5 
- 6 
- 7 




- 8 
- 9 
- 10 

Рис. 30. Схема формирования залежей нефти в верхнепермских песчаниках Пима-Печорской впадины.

1, 2 - скважины (1 - непродуктивные, 2 - продуктивные); 3 - зона нефтегенерации в верхнепермских отложениях; 4 - раннепермские русловые долины; 5 - залежи нефти в верхнепермских песчаниках; 6 - изогипсы кровли карбонатов нижней перми; 7 - локальные структуры; 8 - направление вторичной миграции нефти по песчаникам русловых долин; 9 - направления первичной миграции и эмиграции нефти в дельтовых и прибрежно-морских песчаниках; 10 - зоны возможного распространения дельтовых и прибрежно-морских песчаников.

Можно предположить, что в пластах песчаников P_{IV} и P_V казанского яруса Колвинского мегавала максимальные запасы нефти следует ожидать к северу от Харьятгинского месторождения. В пределах последнего выявленные залежи нефти в этих пластах приурочены к русловым песчаникам и являются литологически-экранированными, а севернее ожидается выявление антиклинальных залежей в дельтовых песчаниках. В зоне возможного распространения дельт пластов P_{IV} и P_V в северной части Харьятгинского вала антиклинальные структуры имеются.

Условия аккумуляции углеводородов. В распределении залежей нефти по разрезу в пластах уфимского яруса на Возейском и Харьятгинском месторождениях установлено следующее: в пласте P_{III} залежи нефти выявлены на шести локальных поднятиях, в пласте P_{II} — на четырех локальных поднятиях, в пласте P_I на двух локальных поднятиях. При обводненности верхнего пласта нижние также обводнены. Это объясняется существованием между пластами гидродинамической связи из-за малой мощности разделяющих алевроито-глинистых пачек. Следовательно, всю толщу песчаников уфимского яруса здесь следует рассматривать как единый природный резервуар.

Таким образом, заполнение ловушек в нижних пластах будет определяться замкнутым контуром ловушки по верхнему пласту. Вместе с тем, следует отметить, что гидродинамическая связь между пластами невысокая, поэтому залежи в нижележащих пластах имеют водо-нефтяные контакты на 10 — 20 м ниже, чем в вышележащих.

Аналогичные группы пластов-песчаников с гидродинамической связью между ними возможно существуют в казанском и татарском ярусах верхней перми (пласты $P-XIV$ и $P-XV$ на Бельюском месторождении, пласты P_{IV} и P_V на Харьятгинском месторождении) и в нижнем триасе (пласты T_I и T_{II} на Харьятгинском месторождении).

Общие выводы

Фациально-ограниченными природными резервуарами верхнедевонского карбонатного нефтегазоносного комплекса, в которых установлены залежи нефти, являются барьерные рифы.

Основным типом ловушек нефти в барьерных рифах является комбинированный антиклинальный литологически-экранированный (Пашпорское и Харьягинское месторождения). В ловушках такого типа сосредоточены основные запасы нефти, так как в них отмечается наиболее полное заполнение ловушки. Антиклинальный тип залежи (Западно-Тэбукское месторождение) играет второстепенную роль по запасам. В сущности это комбинированный антиклинальный литологически-экранированный тип ловушки с незначительным ее заполнением.

В Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции выявлен также ряд залежей нефти, генетически связанных с верхнедевонскими рифовыми залежами единством механизма формирования залежей.

Залежи нефти в надрифовых структурах облекания приурочены к проницаемым карбонатным пластам, залегающим над рифами и имеющим с последними гидродинамическую связь. Запасы нефти в надрифовых залежах имеют промышленное значение.

Залежи нефти в шельфовых зарифовых карбонатах (Харьягинское месторождение) промышленного значения не имеют в связи с низкими дебитами (до I - 2 т/сут.) и весьма низкими запасами за счет малой площади, малой эффективной мощности и низкой пористости нефтенасыщенных коллекторов.

Залежи нефти в глубоководных предрифовых карбонатах (на Грубешорской, Возейской и Западно-Соплесской площадях) имеют весьма незначительные запасы нефти. Однако, отдельные скважины можно эксплуатировать.

Типичные залежи в предрифтовых толщах заполнения в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции пока не известны.

Вероятным источником поступления углеводородов в рифогенные ловушки верхнефранских барьерных рифов являются их аналоги в глубоководных фациях. Залежи нефти в предрифтовых глубоководных карбонатах являются первичными по отношению к залежам в рифах и содержат нефть, которая не могла мигрировать в рифы. Есть основания предполагать, что указанные залежи ограничивают площадь, с которой мигрировала в рифы нефть, генерировавшая в глубоководных карбонатах. С поисковой точки зрения выявление залежей в глубоководных карбонатах позволяет предполагать наличие залежей в прилегающих рифах и, кроме того, косвенно подтверждают наличие близко расположенных рифов.

В связи с раскрытостью барьерного рифа по простиранию высота рифогенной залежи определяется не высотой барьерного рифа, а амплитудой структуры, пересекающей с рифом. Наиболее крупные рифогенные залежи нефти в барьерных рифах могут быть выявлены в пределах высокоамплитудных структур.

Формирование надрифтовых залежей происходило в результате вертикальной миграции из нижележащей залежи в рифе. Такая миграция является отрицательным фактором. Она способствует расформированию рифогенной залежи. Наличие мощной ложной покрывки над рифом резко уменьшает высоту рифовой залежи, несмотря на высокую амплитуду структуры (Западно-Тэбукское месторождение), либо наблюдается полное отсутствие залежи в рифе (Южно-Тэбукское месторождение).

Формирование залежей в зарифовых шельфовых карбонатах и в коллекторах толщи заполнения при латеральной миграции нефти из залежей в рифах не оказывает существенного влияния на расформирование рифогенной залежи, из-за низких емкостных характеристик

коллекторов. Поэтому выявление таких залежей должно определять высокую перспективность прилегающих риффов.

Залежи газа в риффовых ловушках в каменноугольно-нижнепермском карбонатном нефтьтегазоносном комплексе установлены на Интинском и Коровинском месторождениях. Предположительно к риффу приурочена залежь нефти на Салюкинском месторождении.

Имеющиеся сведения о нефтьтегазоносности нижнепермских риффов показывают их гидродинамическую связь с нижезалегающими биогермными каменноугольно-нижнепермскими известняками, из которых, вероятно, происходила вертикальная миграция углеводородов. Не исключена также латеральная миграция УВ из депрессионных глинисто-карбонатных отложений. Хорошие экранирующие свойства нижнепермской карбонатно-глинистой покрышки обеспечивают полное заполнение риффовых седиментационно-сводовых ловушек.

Несмотря на небольшие размеры риффовых ловушек, запасы углеводородов в них, по-видимому, весьма существенны, так как число их может быть достаточно большим.

В верхнепермском нефтьтегазоносном комплексе рассмотрены нефтяные залежи в аллювиально-дельтовых песчаниках Колвинского мегавала (Возейское и Харьягинское месторождения) и южной части Ижма-Печорской впадины (Лембюское, Исаковское, Вельюское и Северо-Вельюское месторождения).

Залежи нефти на Возейском месторождении, приуроченные к русловым и дельтовым песчаникам, являются литологически-экранированными на антиклиналях, периклиналях, перегибах между антиклиналями, в редких случаях - антиклинальными, осложненными литологическим экраном.

На Харьягинском месторождении в верхнепермских пластах встречены как литологически - экранированные (в том числе

шнуркового типа), так и антиклинальные залежи нефти. Последние приурочены к дельтовым пластам уфимского яруса. Отсутствие литологических экранов объясняется тем, что ширина полос развития дельтовых песчаников значительно больше, чем размеры даже крупных локальных куполов. Пластовые антиклинальные ловушки Харьягинского месторождения соответственно больше по размерам и содержат большие запасы нефти, чем литологически-экранированные ловушки Возейского месторождения. Таким образом, наиболее крупные запасы нефти в пластах песчаников верхней перми приурочены к зонам развития подводных дельт (устьевых баров).

В изменении физических свойств нефти на Колвинском мегавале в направлении с севера на юг существует ряд закономерностей: увеличивается удельный вес нефти и вязкость, снижается газовый фактор, уменьшается дебит нефти. Это указывает на латеральную миграцию нефти с севера из областей морского осадконакопления. Начало главной фазы нефтеобразования отмечается на глубине 1350 – 1400 метров. Общая оценка масштаба генерации жидких УВ пермских отложений севера Тимано-Печорской провинции составляет по подсчетам около 12 млрд. тонн.

В направлении от Лемъюского месторождения к Исаковскому, т.е. в направлении предполагаемого стока древней реки с запада на восток, происходит уменьшение удельного веса и вязкости нефти, увеличение дебита. Аналогичные изменения наблюдаются по линии Велью-Северный Савинобор. Это свидетельствует о миграции углеводородов с востока. Нефть, заключенная в верхнепермских залежах Ижма-Печорской впадины, вероятно, была генерирована в верхнепермских отложениях Верхнепечорской впадины Предуральяского краевого прогиба. Последние здесь залегают на глубинах 1500 – 3500м, а начало главной фазы нефтеобразования в верхнепермских отложениях юга Тимано-Печорской провинции отмечается на глубинах 1700–1800м.

В распределении залежей нефти по разрезу в пластах уфимского яруса на Возейском и Харьятгинском месторождениях установлено следующее: в пласте P_{III} залежи нефти выявлены на шести локальных поднятиях, в пласте P_{II} — на четырех локальных поднятиях, в пласте P_I — на двух локальных поднятиях. При обводненности верхнего пласта нижние также обводнены. Это объясняется существованием между пластами гидродинамической связи из-за малой мощности разделяющих алевроито-глинистых пачек. Следовательно, всю толщу песчаников уфимского яруса здесь следует рассматривать как единый природный резервуар. Заполнение ловушек в нижних пластах будет определяться замкнутым контуром ловушки по верхнему пласту. Вместе с тем, следует отметить, что гидродинамическая связь между пластами невысокая. Поэтому залежи в нижележащих пластах водонефтяные контакты на 10 — 20 м ниже, чем в вышележащих.

ГЛАВА VI. ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ И ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

I. М е т о д ы п р о г н о з и р о в а н и я п р и р о д н ы х р е з е р в у а р о в

Прогноз размещения рифовых и аллювиально-дельтовых природных резервуаров, как возможных зон нефтегазонакопления, является обязательным при проведении поисково-разведочных работ на нефть и газ. Основными методами здесь являются палеогеографические, палеогеоморфологические, палеотектонические, литолого-фациальные, электрометрические и палеогидродинамические, сейсмостратиграфия.

Л и т о л о г о - ф а ц и а л ь н ы й а н а л и з я в л я е т с я с а м ы м н а д е ж н ы м м е т о д о м р е к о н с т р у к ц и й ф а ц и а л ь н ы х у с л о в и й о с а д к о -

накопления, но вместе с тем он наиболее трудоемкий и требует большого количества скважин и кернавого материала. Последнее обуславливает ограниченность его применения при прогнозировании фациально-ограниченных природных резервуаров. Основное применение литолого-фациальный анализ должен иметь при разработке моделей геологических тел на хорошо изученных площадях с целью выработки геолого-геофизических критериев поисков рифовых и аллювиально-дельтовых природных резервуаров. Разработка таких моделей и, соответственно, дальнейшая разработка классификации является теоретической основой прогнозирования природных резервуаров.

П а л е о г и д р о д и н а м и ч е с к и й а н а л и з формы, количества и характера распределения отдельных частиц породы позволяет восстановить гидродинамические условия среды осадконакопления. Поэтому этот вид анализа является вспомогательным при литолого-фациальном, палеогеографическом и палеоморфологическом анализе. Применение этого вида анализа также ограничено количеством кернавого материала.

Э л е к т р о м е т р и ч е с к и й а н а л и з обладает наибольшей полнотой информации, так как анализируются все имеющиеся разрезы. За этим видом анализа, по-видимому, очень большое будущее. Электрометрический анализ основан на соответствии определенных форм электрокаротажных кривых определенным фациям. Этот метод еще недостаточно разработан. Ряд критериев электрометрического анализа рассмотрен в предыдущей главе. Разработка метода должна проводиться на хорошо разбуренных площадях в комплексе с литолого-фациальным анализом. Результатом должен быть полный каталог электрометрических форм. Данный метод должен найти широкое применение для реконструкций фациальных обстановок на старых площадях и еще более широкое применение при палеогеографическом анализе.

Методы сейсмостратиграфии основаны на отражении форм и качества геологических тел в характере сейсмической записи. Наиболее перспективным направлением сегодня является изучение динамики сейсмической записи: энергии, частоты колебаний и др. Методы сейсмостратиграфии должны разрабатываться путем сейсмо моделирования по реальным моделям геологических тел. Результатом разработки методов сейсмостратиграфии, так же как и электрометрического анализа, должен быть полный каталог сейсмических моделей геологических тел. Методы сейсмостратиграфии должны найти самое широкое применение при реконструкции фациальных обстановок осадконакопления и при восстановлении палеогеографической ситуации.

Палеогеоморфологический анализ основан на учете фактора сохранения в разрезе реальных морфологических условий осадконакопления — выявления седиментационных форм, различных врезов, некомпенсированных топографических впадин и др. Палеогеоморфологический анализ имеет широкое применение при корреляции разнофациальных толщ. Следует, однако, отметить, что палеогеоморфологический анализ ни в коей мере не должен противопоставляться палеогеографическому, а является составной частью последнего. При палеогеоморфологическом анализе могут и должны применяться все ранее рассмотренные виды анализов.

Применение палеотектонического анализа ограничено при прогнозировании фациально-ограниченных резервуаров в связи с отсутствием обычно прямой связи тектоники с размещением геологических тел. Вместе с тем такая связь, часто скрытая наложенными факторами, иногда существует, как было отмечено выше о приуроченности русловых долин к определенным тектоническим элементам. Основное применение палеотектонический анализ может иметь как составная часть палеогеографического анализа.

Палеогеографический анализ или восстановление физико-географических условий в тот или иной отрезок времени является остро необходимым для прогнозирования природных резервуаров. Решение этой задачи определяется составлением крупномасштабных палеогеографических карт. Для Тимано-Печорской провинции к настоящему времени уже имеется серия карт по основным периодам и эпохам. Однако, для целей прогнозирования природных резервуаров наличие таких карт является недостаточным в связи с весьма существенными колебаниями физико-географических условий в такие длительные отрезки времени как период или эпоха. Наступил момент, когда необходимо построение палеогеографических карт для отдельных веков и в отдельных случаях для более коротких отрезков времени. Для решения вопросов восстановления палеогеографических обстановок следует привлекать все рассмотренные выше виды анализа.

Применение методов прогнозирования основанных только на анализе керна является первым этапом в изучении природных резервуаров. На этом этапе должны быть предложены четкие модели формирования тех или иных фациально-ограниченных геологических тел. Основными методами для этого являются литолого-фациальный, палеогидродинамический и палеогеоморфологический. Вторым этапом в изучении природных резервуаров является установление палеогеографической ситуации региона палеогидродинамическими, палеогеоморфологическими и палеогеографическими методами. Эти методы, в основном, заключаются в изучении керна, но с широким привлечением геофизических материалов. И, наконец, третьим этапом в изучении фациально-ограниченных природных резервуаров является их прогнозирование непосредственно для поисковых целей. На этом этапе наиболее широкое применение для фациального и палеогеографического анализа и, соответственно, для прогнозирования фациально-ограниченных природных резервуаров должны найти

электрометрические методы и методы сейсмостратиграфии, которые следует развивать быстрыми темпами. Прогнозные палеогеографические карты должны строиться для всего разреза осадочного чехла, однако, на сегодняшнем этапе основное внимание должно быть уделено верхнедевонским, нижнепермским и верхнепермско-нижнетриасовым отложениям.

2. Методика поисково-разведочных работ

Полевые геофизические работы.

Поисково-разведочные работы на нефть и газ в фациально-ограниченных природных резервуарах начинаются с поисков самих резервуаров как возможных зон нефтегазонакопления. Поиски резервуаров в перспективных зонах следует начинать с легких методов полевой геофизики: с электроразведки в комплексе с гравиразведкой. После выявления данными методами аномалий, интерпретируемых, как рифовые или аллювиально-дельтовые природные резервуары, рекомендуется проведение на этих участках поисковых сейморазведочных работ. Целью последних должны являться отбраковка или подтверждение резервуаров, выявленных легкими методами полевой геофизики. После подтверждения наличия резервуаров рекомендуется проведение сейморазведочных работ с целью выявления ловушек и подготовки их к бурению.

Совершенно очевидно, что при проведении сейморазведочных работ с целью поисков и подготовки антиклинальных структур возможно выявление фациально-ограниченных природных резервуаров без предварительных электроразведочных и гравиразведочных работ. В этом случае необходим обязательный анализ характера любых аномалий в исследуемом разрезе, в том числе анализ динамики записи, тем более, что положительный опыт таких работ уже имеется (Корпа-

чев, 1981 г.)

Учитывая, что опыт поиска фациально-ограниченных природных резервуаров еще невелик, а разнообразие их весьма значительное, рекомендуется проведение параметрического бурения на каждый новый вид геофизической аномалии в осадочном чехле с целью определения их геологической природы.

П о и с к о в о е и р а з в е д о ч н о е б у р е - н и е. Независимо от структурной формы кровли природного резервуара и формы самого резервуара необходимо в первую очередь разбуривание одного опорного профиля вкрест простирания резервуара с целью выяснения его геологического строения уже на первом этапе поисков. Это приведет в дальнейшем к сокращению числа скважин, которые попадают в неблагоприятные фациальные условия. Вторым профилем, который должен быть разбурен на этапе поисков, является профиль вкрест первому (для полосовидных резервуаров - профиль вдоль осевой зоны резервуаров). Скважины на профилях должны быть максимально удалены друг от друга, причем расстояние между ними должно быть поставлено в зависимости от формы и размеров прогнозируемой ловушки. Количество скважин на первом профиле в идеальном варианте должно быть не менее трех, с тем, чтобы крайние попали за пределы резервуара, на котором ведутся поисковые работы. Разбуривание этих двух профилей позволит решить все геологические задачи, которые ставятся перед этапом поисков.

Размещение разведочных скважин в дальнейшем производится методом сгущения по сетке, которая зависит от конкретной формы залежи.

Следует подчеркнуть, что данные рекомендации пригодны лишь при условии выделения природного резервуара и прогнозирования формы и размеров ловушки по данным сейсморазведки. При отсутствии материалов сейсморазведки для поисковых работ в полосовидных

зонах может быть рекомендована система параллельных профилей вкрест простирания резервуара, либо система "клина", а для поисковых работ на изометрических аномалиях "крестовая" система, либо система "треугольника". Подробно эти системы описаны во многих работах (в т.ч. Габриэляни и др., 1979).

Проектная глубина поисковых скважин должна определяться вскрытием первого опорного маркирующего горизонта, залегающего ниже подошвы природного резервуара, так как в противном случае корреляция разнофациальных разрезов и выявление геологического строения залежи будут весьма затруднены. Разведочные скважины могут закладываться с учетом полного вскрытия выявленной залежи УВ.

Таким образом, полный рациональный комплекс поисково-разведочных работ для выявления залежей УВ в фациально-ограниченных природных резервуарах включает:

1. Выявление перспективных аномалий методами электроразведки и гравиразведки;
2. Отбраковка аномалий методами сейсморазведки;
3. Выяснение природы геофизических аномалий параметрическим бурением;
4. Подготовка к бурению перспективных аномалий методами детализационной сейсморазведки;
5. Проведение поискового бурения методом "крестовых" профилей скважин;
6. Проведение разведочного бурения с учетом конкретной формы и размеров выявленной залежи УВ.

3. Основные направления развития поисково-разведочных работ

Верхнедевонский карбонатный нефтегазоносный комплекс. Выявление трех

крупных залежей нефти в верхнедевонских барьерных рифах показывают их высокую перспективность. Вместе с тем количество прогнозируемых залежей ограничено, так как на малоамплитудных структурах залежи нефти не известны, а количество высокоамплитудных структур, при пересечении которых барьерными рифами формируются структурно-рифтовые ловушки, ограничено. Структурами, в пределах которых возможно выявление залежей нефти в барьерных рифах, являются Печоро-Кожвинский мегавал, Шапкино-Юрьяхинский вал, Лайский вал, Колвинский мегавал, вал Сорокина, Солюка-Макарихинский вал.

На Колвинском мегавале в пределах Средне-Харьятинской площади выявлена высокоперспективная зона с увеличенной мощностью отложений между горизонтами Ша и Шd, ограниченная клиноформными отражающими площадками. Клиноформное залегание отражающих горизонтов наблюдается на временных разрезах по простиранию Средне-Макарихинского поднятия между скважинами № 18 и 19, причем отмечается наличие шельфовых семилукско-бурегских фаций в скв. № 19-Средне-Макарихинская и глубоководных фаций в скважине № 18-Средне-Макарихинская.

На Печоро-Кожвинском мегавале следует продолжать картирование барьерных рифов. К настоящему времени антиклинально-рифтовые ловушки здесь не известны.

На Лайском вале выявлена антиклинально-рифтовая ловушка на Командиршорской площади. Несмотря на невысокую амплитуду ловушки здесь предполагается наличие значительной залежи в ухтинском рифе.

Необходимо провести детализационные сейсморазведочные работы на Юрьяхинской площади Шапкино-Юрьяхинского вала, где выявлен ухтинский барьерный риф, и начать здесь бурение поисковых скважин.

И, наконец, особое внимание следует уделять поиску верхнедевонских барьерных рифов, секущих высокоамплитудный вал Сорокина.

По материалам сейсморазведки уточняется распространение верх-

нефранских барьерных рифов в пределах Хорейверской впадины. Их развитие, вероятно, связано с положением погребенного Большеземельского свода, который в верхнефранское время был приподнят и представлял собой мелководный шельф. Барьерные рифы, как показывают данные сейморазведки и глубокого бурения, формировались вдоль окраины Большеземельского свода. Полосовидные зоны с осложненной сейсмической записью, предположительно связанные с верхнефранскими отложениями, сейморазведочными работами МОГТ выявлены на Веякской и Сандивейской площадях Хорейверской впадины. Наличие барьерных рифов на Сандивейской площади подтверждено бурением, однако, залежей нефти не выявлено. Это связано с отсутствием в Хорейверской впадине высокоамплитудных структур. Поэтому перспективы нефтеносности барьерных рифов в Хорейверской впадине следует считать низкими. Высокие перспективы верхнедевонского комплекса Хорейверской впадины должны быть связаны с одиночными рифами и надрифовыми ловушками. Выявление высокодебитной залежи на Мусюршорской структуре выдвинуло их в основной поисковый объект данного комплекса. Рядом с Мусюршорским выявлены еще три крупные надрифовые ловушки: Шор-Сандивейская, Лызаюская и Сандивейская-1. Перспективные одиночные рифы прогнозируются на Аресской, Исаковской, Колвинской и Пончатинской площадях. Учитывая перспективность одиночных рифов следует отбраковать и подготовить к бурению методами сейморазведки одиночные рифы, выявленные в южной части Ижма-Печорской впадины (в Кыкаель-Висовском районе) электроразведкой и гравиразведкой.

К а м е н н о у г о л ь н о - н и ж н е п е р м с к и й
 к а р б о н а т н ы й н е ф т е г а з о н о с н ы й к о м п л е к с .
 Залежи нефти и газа в фациально-ограниченных природных резервуарах в каменноугольно-нижнепермском карбонатном комплексе установлены в рифах среди глинисто-карбонатных толщ компонен-

сации сезымской палеовпадины. Перспективными для выявления таких рифов являются впадины с наличием мощных нижнепермских глинисто-карбонатных толщ (Денисовская, Хорейверская, Косью-Роговская, Большесынинская).

Аномалии сейсмической записи, предположительно связанные с рифами, выделены в нижнепермских отложениях на временных разрезах по профилям МОГТ, отработанным на Кочмесской, Романъельской и Капинской площадях Косью-Роговской впадины. Здесь наблюдаются клиноформные отражающие горизонты, указывающие на выклинивание пластов околорифовой толщи снизу вверх. Аналогичные аномалии сейсмической записи выявлены на профилях МОГТ на Командиршорской площади в Денисовской впадине.

Поисковое бурение на нефть и газ необходимо проводить в пределах всех выявленных аномалий сейсмической записи на Командиршорской, Кочмесской, Романъельской, Капинской площадях. Подтверждение аномалий и выявление новых залежей нефти и газа даст новый импульс поискам нижнепермских залежей углеводородов. Это позволит целенаправленно проводить сейсморазведочные работы на нижнепермские одиночные рифы. Тем не менее уже сегодня при проведении сейсморазведочных работ в перспективных впадинах следует обратить особое внимание на нижнепермские отложения с точки зрения возможного выявления аналогичных аномалий сейсмической записи.

Верхнепермский нефтегазоносный комплекс. Первоочередным направлением бурения на верхнепермские залежи нефти, приуроченные к аллювиально-дельтовым отложениям следует считать бурение в благоприятных структурных условиях к северу от Харьягинского месторождения для выявления залежей нефти, приуроченных к пластам песчаников казанского яруса. В пределах последнего выявленные залежи нефти в этих пластах приурочены к русловым песчаникам и являются

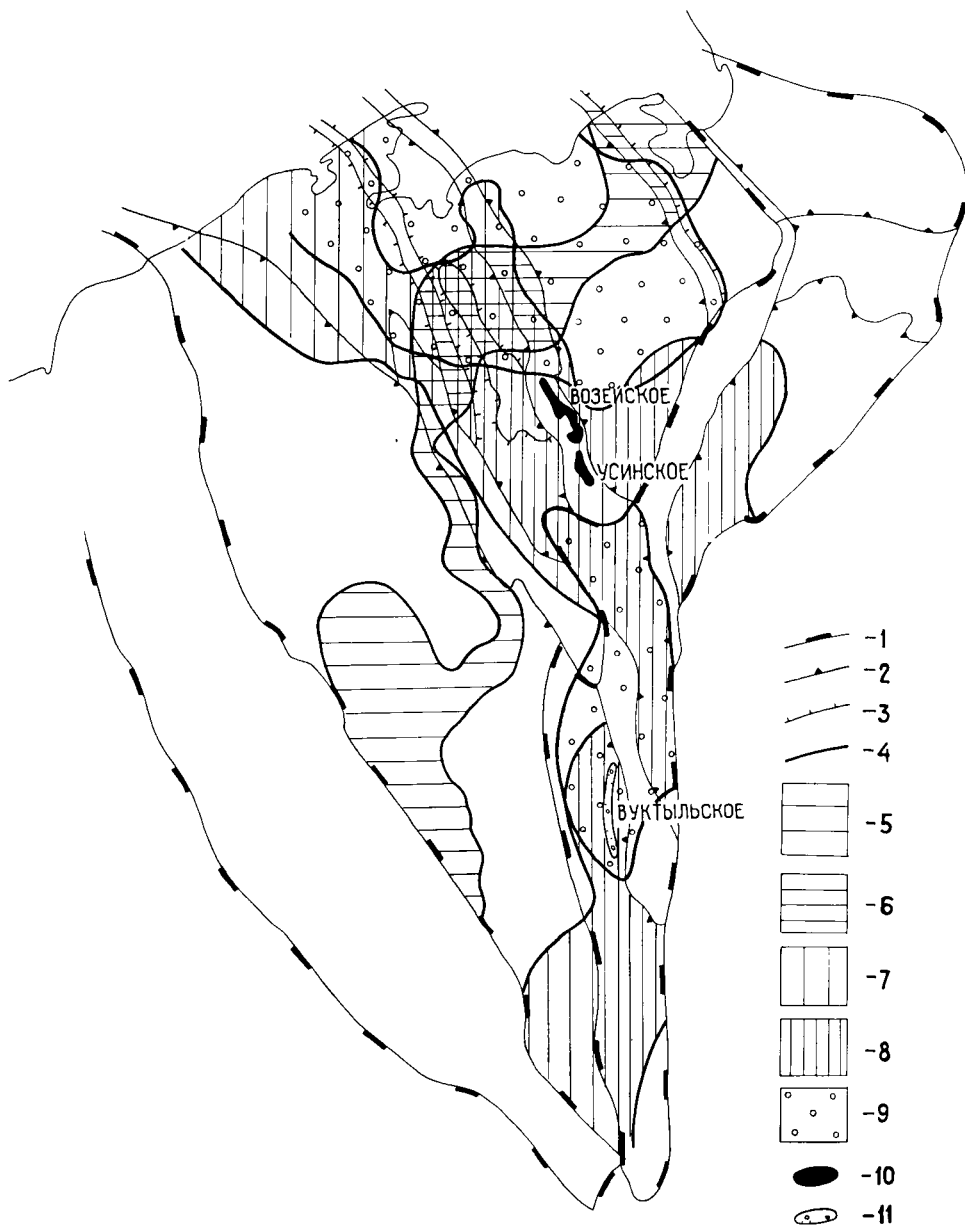


Рис. 30. Прогнозная схема нефтегазоносности фациально-ограниченных природных резервуаров.

1, 2, 3 – границы тектонических элементов (1 – надпорядковых, 2 – первого порядка, 3 – второго порядка); 4 – границы перспективных территорий; 5, 6 – территории, перспективные для выявления залежей в верхнедевонских барьерных рифах (5 – зоны развития малоамплитудных ловушек, 6 – зоны развития высокоамплитудных ловушек); 7, 8 – территории, перспективные для выявления залежей в нижнепермских рифах (7 – зоны развития одиночных рифов с малоамплитудной глинисто-карбонатной крышкой; 8 – зоны развития одиночных рифов с мощной глинисто-карбонатной крышкой); 9 – территории, перспективные для выявления залежей в верхнепермских песчаных телах (зоны развития литологически-экранированных и антиклинальных ловушек в аллювиальных и дельтовых природных резервуарах); 10 – крупнейшие в ТИИ нефтяные месторождения; 11 – крупнейшие в ТИИ газоконденсатные месторождения.

литологически-экранированными, а севернее ожидается выявление антиклинальных залежей в дельтовых песчаниках.

В Хорейверской впадине между Вейкской и Сандивейской площадями прогнозируется зона предположительно дельтовых отложений уфимского возраста. На эту зону следует обратить особое внимание при проведении детализационных сейсморазведочных работ. Аналогичная зона прогнозируется к северу от Командиршорской площади в Денисовской впадине. По материалам сейсморазведки на Колвинской и Пончатинской площадях Хорейверской впадины в верхнепермских отложениях прогнозируются песчаные тела предположительно руслового и барового генезиса. На некоторых из них выделены аномалии типа "залежь". Бурение поисковых скважин на эти аномалии является задачей первоочередной важности. Подтверждение выводов, сделанных по материалам сейсморазведки, позволит начать целенаправленный поиск аллювиально-дельтовых систем.

Применительно к выделенным зонам русловых песчаников Икма-Печорской впадины наиболее перспективными участками для выявления дельт, баров и залежей нефти в их пределах следует считать участки западного борта Верхнепечорской впадины, непосредственно примыкающие к выявленным русловым зонам. В связи с этим к востоку от Исаковского поднятия в благоприятных структурных условиях можно ожидать выявление залежей более легких нефтей, здесь необходимо проведение сейсморазведочных работ. Интересной является зона между Лембюским и Исаковским месторождениями. Здесь наблюдались нефтепроявления в скважинах Средне-Исаковской и Израельской площадей. Кроме того, на Израельской площади по данным электроразведки выделены аномалии типа "залежь" (АТЗ), совпадающие в плане с возможным местоположением аллювиальной долины. Нефти в этом районе, вероятно, будут аналогичны нефтям Лембюского месторождения. Недоразведанной является зона к юго-западу от Лембюского месторожде-

ния, в пределах которой, возможно, будут выявлены продолжения разведанных залежей. Таким образом, на Траельской и Лембюской площадях следует продолжать поисково-разведочное бурение на верхнепермские залежи нефти. В пределах Южно-Бельюского и Верхне-Бельюского прогибов следует ожидать выявление еще ряда залежей тяжелой нефти, как в пластах с доказанной продуктивностью, так и в других пластах уфимского и казанского ярусов, из которых наблюдались нефтепроявления. Кроме того, следует провести здесь доразведку Бельюского и Северо-Бельюского нефтяных месторождений, что позволит существенно прирастить запасы нефти.

Газоносные пласты песчаников, резко невыдержанные на площади, выделены в верхнепермских отложениях Аранецкого газового месторождения. Не исключено, что они также имеют русловое происхождение. Аналогичные пласты, предположительно нефтеносные, выделены на Югидском месторождении. Последние заслуживают внимания еще и потому, что залегают на весьма малых глубинах (в скв. № 54 -Югид на глубине 120 и 220 м). В связи с этим бурением здесь можно решить в короткие сроки целый ряд задач, в том числе выяснение условий размещения русловых песчаников, отработку методов опробования залежей тяжелой нефти.

Полосовидная зона распространения верхнепермских песчаников (пласт P_{II}) установлена на Западно-Соплесском газоконденсатном месторождении. Анализ геологических и промыслово-геофизических материалов показывает (Никонов и др., 1982 г.), что к пласту P_{II} возможно приурочена залежь нефти литологически-экранированного типа, осложненная тектоническим экраном. Здесь также рекомендуется проведение поискового бурения.

О б щ и е в ы в о д ы

Прогноз размещения рифовых и аллювиально-дельтовых природных резервуаров, как возможных зон нефтегазонакопления, является обя-

зательным при проведении поисково-разведочных работ на нефть и газ. Основными методами здесь являются палеогеографические, палеогеоморфологические, палеотектонические, литолого-фациальные, электрометрические и палеогидродинамические, сейсмостратиграфия.

Применение методов прогнозирования, основанных только на анализе керна, является первым этапом в изучении природных резервуаров. На этом этапе должны быть предложены четкие модели формирования тех или иных фациально-ограниченных геологических тел. Основными методами для этого являются литолого-фациальный, палеогидродинамический и палеогеоморфологический. Вторым этапом в изучении фациально-ограниченных природных резервуаров является установление палеогеографической ситуации региона на палеогидродинамическими, палеогеоморфологическими и палеогеографическими методами. Эти методы, в основном, заключаются в изучении керна, но с широким привлечением геофизических материалов. И, наконец, третьим этапом в изучении фациально-ограниченных природных резервуаров является их прогнозирование непосредственно для поисковых целей. На этом этапе наиболее широкое применение для фациального и палеогеографического анализа и, соответственно, для прогнозирования фациально-ограниченных природных резервуаров должны найти электрометрические методы и методы сейсмостратиграфии, которые следует развивать быстрыми темпами. Прогнозные палеогеографические карты должны строиться для всего разреза осадочного чехла, однако, на сегодняшнем этапе основное внимание должно быть уделено верхнедевонским, нижнепермским и верхнепермско-нижнетриасовым отложениям:

Полный рациональный комплекс поисково-разведочных работ для выявления залежей УВ в фациально-ограниченных природных резервуарах включает:

I. Выявление перспективных аномалий методами электроразведки и

- гравиразведки;
2. Отбраковка аномалий методами сейсморазведки;
 3. Выяснение природы геофизических аномалий параметрическим бурением;
 4. Подготовка к бурению перспективных аномалий методами детализационной сейсморазведки;
 5. Проведение поискового бурения методом "крестовых" профилей скважин;
 6. Проведение разведочного бурения с учетом конкретной формы и размеров выявленной залежи УВ.

Основными наиболее перспективными районами поисково-разведочных работ на нефть и газ в фациально-ограниченных природных резервуарах следует считать:

в верхнедевонском карбонатном нефтегазоносном комплексе - южную часть Ижма-Печорской впадины, Денисовскую и Хорейверскую впадины, Печоро-Кожвинский и Колвинский мегавалы, Шапкино-Юрьяхинский вал и вал Сорокина (основные объекты - барьерные и одиночные рифы и надрифовые ловушки);

в каменноугольно-нижнепермском карбонатном нефтегазоносном комплексе - Денисовскую, Хорейверскую, Большесынинскую и Косью-Роговскую впадины (основной объект - нижнепермские рифы);

в верхнепермско-нижнетриасовом нефтегазоносном комплексе - юго-восточную часть Ижма-Печорской впадины, южную часть Печоро-Кожвинского мегавала, западную часть Верхнепечорской впадины, северные территории Денисовской впадины, Колвинского мегавала, Хорейверской впадины, вал Сорокина (основные объекты - аллювиально-дельтовые и прибрежно-морские песчаники).

Для выявления залежей нефти в верхнедевонских барьерных рифах к бурению рекомендуются площади, где барьерные рифы пересекаются с валами. Это Юрьяхинская площадь на Шапкино-Юрьяхинском ва-

ле, Командиршорская площадь на Лайском вале, Средне-Харьятинская площадь на Колвинском мегавале.

Залежи нефти в нижнепермских рифах могут быть выявлены в пределах всех установленных рифов, но главным образом во впадинах, где рифы перекрываются мощной глинисто-карбонатной покрывкой. К бурению на нефть рекомендуются рифы на Командиршорской, Баганской, Кочмесской, Капинской и Романъельской площадях.

Бурение с целью поисков залежей нефти и газа в аллювиально-дельтовых песчаниках верхней перми рекомендуется на Израельской, Лемью-Малоперской, Вельюской, Северо-Вельюской площадях Лжма-Печорской впадины, на Югидской, Западно-Соплесской и Аранецкой площадях на юге Печоро-Кожвинского мегавала, на Колвинской и Пончатинской площадях в Хорейверской впадине.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные результаты проведенных исследований сводятся к следующему:

I. Проведена детализация зон размещения верхнедевонских рифовых природных резервуаров, установлены условия аккумуляции в них залежей нефти.

Полосы верхнедевонских барьерных рифов ТШ окаймляют как систему верхнедевонских некомпенсированных прогибов, так и отдельные поднятия внутри прогибов. Каждый последующий по возрасту риф смещен относительно предыдущего в направлении к центральной части впадины, но в ряде случаев налегает на предыдущий.

Высота ловушек в резервуарах верхнедевонских барьерных рифов, в связи с раскрытостью последних по простиранию определяется амплитудой структур, пересекающихся с рифом, что позволяет прогнозировать их в зонах пересечений рифов с валами (Печоро-Колвинский

авлакоген). Высота ловушек существенно уменьшается при наличии ложной покрывки, что характерно для Ижма-Печорской впадины. В Хорейверской впадине покрывка над рифом и соответственно ловушки в рифах отсутствуют. Здесь прогнозируется наличие залежей нефти в структурах облекания рифов.

2. Предложена схема формирования нижнепермских рифов Тимано-Печорской провинции.

Формирование комплекса раннепермских рифов связано с вовлечением в некомпенсированное прогибание зоны биогермных образований, сформированной в ассельское время в краевой части шельфа, и с последующим ростом одиночных рифов на биогермном цоколе. Прогибание шло с востока на запад, поэтому в восточной части биогермной зоны развивались рифы ассельского, а в западной - артинского времени.

3. Установлены зоны размещения и условия нефтегазоносности верхнепермских аллювиально-дельтовых природных резервуаров.

Верхнепермские аллювиально-дельтовые полосовидные песчаные тела, впервые выделенные в Тимано-Печорской провинции, на Колвинском мегавале тяготеют к осевым зонам валов, в Ижма-Печорской впадине - к узким прогнутым зонам или огибают крупные положительные структуры. Максимальная мощность приурочена к осевым частям песчаных тел. От русловых к подводно-дельтовым песчаникам наблюдается постепенный переход. Морфологически он выражен лишь в увеличении ширины полосы песчаников и в исчезновении врезов в нижележащие отложения. Наиболее крупные ловушки в аллювиально-дельтовых полосах приурочены к частям их, сформированным в подводно-дельтовых условиях. Соответственно, наиболее перспективные зоны с максимальными запасами УВ в верхнепермских песчаниках прогнозируются вдоль погребенных палеобереговых линий.

4. Рекомендованы направления поисково-разведочных работ на

нефть и газ в областях развития верхнедевонских барьерных и нижнепермских одиночных рифов и верхнепермских аллювиально-дельтовых песчаных тел, дан локальный прогноз нефтегазоносности на 17 площадях.

К бурению рекомендуется 3 объекта в верхнедевонских барьерных рифах, подготовленных к бурению сейсморазведкой МОГТ, 5 объектов в нижнепермских рифах, выявленных сейсморазведкой МОГТ, 9 объектов в верхнепермских аллювиально-дельтовых песчаниках, в том числе 2 объекта, выявленных сейсморазведкой МОГТ (Колвинская и Пончатинская площади), и 2 объекта АТЗ, подготовленных комплексом гравиразведочных и электроразведочных работ (Лемъю-Малоперская и Израельская).

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ, ЗАЩИЩАЕМЫЕ В ДИССЕРТАЦИИ

1. Детальный прогноз размещения верхнедевонских рифовых резервуаров и условий аккумуляции в них залежей нефти.
2. Схема формирования нижнепермских рифов Тимано-Печорской провинции.
3. Прогноз зон размещения и условий нефтегазоносности верхнепермских аллювиально-дельтовых природных резервуаров.
4. Локальный прогноз нефтегазоносности и рекомендации по направлениям развития поисково-разведочных работ на нефть и газ в областях развития верхнедевонских барьерных и нижнепермских одиночных рифов в верхнепермских аллювиально-дельтовых песчаных тел.

СПИСОК РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

1. Основные черты геологического строения верхнедевонских барьерных рифов в связи с их нефтеносностью. В кн. Нефтегазоносные

- комплексы Печорской синеклизы. Тр.Ин-та геологии Коми ФАН СССР, вып. 35, Сыктывкар, 1981. с.58-65.
2. О возможности использования промыслово-геофизических материалов при литолого-фациальном анализе. В кн. Прогнозирование геологического разреза по геофизическим данным. Тр. ВНИГРИ, Л., Недра, 1982, с.118-131. В соавторстве с С.Н.Пуртовым.
 3. Важное направление поисковых работ в нижнепермских отложениях Колвинского мегавала. Геология нефти и газа, № 1, 1983, с.8-14. В соавторстве с А.С.Голованем.
 4. О газоносности нижнепермских рифов на Интинской площади в Косью-Роговской впадине. Нефтегазовая геология, геофизика и бурение, вып. 4, 1984, с.1-3. В соавторстве с В.А.Холодильным.
 5. Верхнепермские аллювиально-дельтовые зоны нефтенакпления южной части Ижма-Печорской впадины. В кн. Печорский нефтегазоносный бассейн. Тр. Ин-та геологии Коми ФАН СССР, вып. 47, Сыктывкар, 1984.

ОПУБЛИКОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Акульшина Е.И., Владимиров А.И., Горовой Л.Я. и др. Литолого-геохимическая характеристика обстановок осадконакопления верхнедокембрийских отложений Южного Заангарья Енисейского края. В кн: Геохимия докембрийских и палеозойских отложений Сибири. Новосибирск, 1973, с.19-59.
2. Аминов Л.З., Панева А.З., Удот В.Ф. Геолого-геохимическая характеристика семилукских и верхнефранских отложений северной части Тимано-Печорской провинции. В кн. Нефтегазоносные комплексы Печорской синеклизы. Сыктывкар, 1981, с.44-57 (Труды ИГ Коми филиала АН СССР, вып.35).
3. Бакиров А.А. Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. М., "Недра", 1973, 344 с.
4. Беляева Н.В. Литология верхнедевонских карбонатных отложений Велью-Тэбукской ступени. В кн. Печорский нефтегазоносный бассейн. Сыктывкар, 1983, с. (Труды ИГ Коми филиала АН СССР, вып. 47).
5. Ботвинкина Л.Н. Слоистость осадочных пород. М., Наука, 1962, 542 с.
6. Ботвинкина Л.Н. Методическое руководство по изучению слоистости. М., Наука, 1965, 259 с.
7. Брод И.О. Залежи нефти и газа. М., Гостоптехиздат, 1951, 350 с.
8. Буш Д.А. Стратиграфические ловушки в песчанниках. Пер.с англ. под ред. И.А.Еременко, М., Мир, 1977.
9. Вассерман Б.Я., Матвиевская Н.Д., Соломатин А.В. Верхнедевонский карбонатный комплекс - новый перспективный объект в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Геология нефти и газа, № 8, 1978, с.10-14.
10. Вендельштейн В.Ю. Исследование разрезов нефтяных скважин мето-

дом собственных потенциалов. М.Недра, 1966, 300 с.

- II. Верхнедевонские барьерные рифы Тимано-Печорской провинции и методы их поисков. Труды ВНИГРИ, М., вып.194, 1976, с.140-150. Авт.: Соломатин В.А., Матвиевская Н.Д., Вассерман Б.Я., Грачевский М.М.
12. Войновский-Кригер К.Г. Новые данные по стратиграфии и тектонике Печорского угольного бассейна. Материалы совещ. по итогам геологических и геолого-разведочных работ, проведенных различными организациями на территории Коми АССР за период 1948-1953 г., г.Сыктывкар, 1955, с.205-217.
13. Габриэлянц Г.А., Сорокин Ю.В., Мухин В.В., Соколов В.И. Методические указания по выбору систем размещения поисковых скважин. М., ВНИГРИ, 1979, 92 с.
14. Геология и нефтеносность рифовых комплексов. Пер. с английского под ред. К.Р.Чепикова, "Мир", 1968, 292 с.
15. Галкин А.И. Геолого-геофизическая характеристика рифов перми и карбона Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. В кн. Изучение рифогенных структур геофизическими методами. Пермь, 1977, с. 14. Тезисы доклада научно-технического семинара.
16. Геохимическая характеристика палеозойских отложений северной части Тимано-Печорской провинции в связи с нефтегазоносностью. В кн. Геология месторождений горючих ископаемых Европейского северо-востока СССР. Сыктывкар, 1981, с.104-110. Авт.: Аминов Л.З., Горбань В.А., Панева А.З., Удот В.Ф.
17. Гершанок Л.А. Роль магниторазведки при изучении рифогенных массивов Сылвенской впадины. В кн. Изучение рифогенных структур геофизическими методами. Тезисы доклада научно-технического семинара, Пермь, 1977, с.24-25.
18. Гостинцев К.К., Гроссгейм В.А. Стратиграфические и литологические залежи нефти и газа. Л., "Недра", 1969, 364 с.

19. Грачевский М.М., Соломатин А.В. Потенциально нефтегазоносные верхнедевонские барьерные рифы Тимано-Печорской провинции. Нефтегазовая геол. и геоф. Экспресс-информация. ВНИМОЭНГ, вып. 19, 1975.
20. Данилкин С.М. О баровом типе Марковской и Ярактинской зон нефтегазонакопления. Геология нефти и газа, 1980, №6, с.14-20
21. Дельтовые отложения - новый объект поисков нефти и газа на Мангышлаке. Геология нефти и газа, 1979, № 12, с.19-23. Авт.: Хафизов И.А., Космодемьянский В.В., Корсук П.Е., Панков В.А.
22. Долицкий В.А. Геологическая интерпретация материалов геофизических исследований скважин. М., "Недра", 1966, 387 с.
23. Дубовский И.Т., Соломатин А.В. Перспективы нефтегазоносности рифогенных отложений верхнего девона Большеземельской тундры. Нефтегаз. геолог. и геофиз., 1974, № 1, с. 8-10.
24. Елисеев А.И. Карбон Лемвинской зоны севера Урала. Л., "Наука", 1973, 95 с.
25. Енокян Н.В., Беляков Л.Н., Коновалова М.В. О возрасте и палеоструктурном положении верхнепалеозойских рифовых образований на р.Кожим. В кн. "Материалы по геологии и полезным ископаемым Северо-Востока Европейской части СССР. Сыктывкар, 1976, сб.8, с. 110-113.
26. Енцова Ф.И., Коновалова М.В. и др. Пермские отложения севера Тимано-Печорской провинции и их нефтегазоносность. Нефтегазовая геология и геофизика, 1969, № 6, с.32-37.
27. Жижченко Б.П. Методы палеогеографических исследований в нефтегазоносных областях. М., "Недра", 1974, 376 с.
28. Закономерности распространения нефтегазоносных рифов и особенности их поисков, М., ВНИМОЭНГ, 1979, 59 с. Авт.:Зубова М.А., ✓ Калинин Н.Г., Кобленц А.Н., Ратнер В.Я., Челелогин А.Б., Шереметьева Г.А.

29. Залежи нефти и газа в ловушках неантиклинального типа. Альбом-справочник, М., "Недра", 1982, 189 с. Авт.: Ратнер В.Я., Булатов Н.Н., Зубова М.А., Польстер Л.А.
30. Иванов А.В. Оценка промышленной газонефтеносности пермских отложений Тимано-Печорской провинции. В кн. Геология нефти и газа Северо-Востока Европейской части СССР, вып. I, М., "Недра", 1964, с.133-142.
31. Ильин В.Д., Смирнов Л.М., Спевак Ю.А. Формирование залежей углеводородов в трехслойном природном резервуаре. Советская геология, № 7, 1982, с.27-41.
32. Ископаемые органогенные постройки, рифы, методы их изучения и нефтегазоносность. М., "Наука", 1975, 236 с. Авт.: Королук В.Г., Михайлова М.В., Равикович А.Н., Краснов Е.В., Кузнецов В.Г., Хатьянов Ф.И.
33. Калмыков Г.С., Летуновский В.И. Стадии катагенеза и палеотемператур по отражательной способности витринита по Тимано-Печорской провинции. В сб. Геология и нефтегазоносность северных районов Тимано-Печорской провинции. Вып. У, М., 1979.
34. Катченков С.М. Малые химические элементы в осадочных породах и нефтях. Л., Гостоптехиздат, 1959.
35. Катченков С.М., Дергачева Л.П., Флегонтова Е.И. Микроэлементы - индикаторы условий осадконакопления. В кн. Междунар. геохим. конгресс. Тезисы докл. Т.П.М., 1971, с.830-831.
36. К вопросу о биогермных образованиях в нижнепермских отложениях Денисовской впадины. В сб. Материалы по геологии и полезным ископаемым северо-востока Европейской части СССР, сб.8. Коми кн.изд., 1976, с.144-145. Авт.: Моффе Г.А., Коновалова М.В. Сливкова Р.П., Фирер Г.М.
37. Кейт М.Д., Дегенс Э.Т. Геохимические индикаторы морских и пресноводных осадков. В кн. Геохимические исследования. М.,

Изд-во иностр.лит., 1961, с.56-84.

38. Кирюхин Л.Г. Типы карбонатных построек в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины и их нефтегазоносность. Геология нефти и газа, № 6, 1982, с.18-22.
39. Конибир Ч.Э.Б. Палеогеоморфология нефтегазоносных песчаных тел. Перевод с англ. под ред. М.М.Грачевского и Е.В.Кучерука. "Недра", 1979, 250 с.
40. Корреляция разнофациальных толщ при поисках нефти и газа. Изд. 2-е переработанное и доп., М., "Недра", 1976, 296 с. Авт.: Грачевский М.М., Берлин Ю.М., Дубовский И.Т., Ульмышек Г.Ф.
41. Корчагина Ю.М., Киреева Л.Н. Условия нефтеобразования на ранних стадиях катагенеза. Вест.Моск. ун-та. Серия 4, Геология, 1980, № 6, с.66-79.
42. Кремс А.Я., Вассерман Б.Я., Матвиевская Н.Д. Условия формирования и закономерности размещения залежей нефти и газа. М., "Недра", 1974, 336 с.
43. Кросби Э. Классификация обстановок осадконакопления. В кн: Условия древнего осадконакопления и их распознавание. Пер. с англ. под ред. В.Т.Фролова, М., "Мир", 1974, с.12-21.
44. Кузнецов В.Г. Основные черты геологии рифов и их нефтегазоносность. Обзор. Сер. нефтегаз. геол. и геоф. М., ВНИМОЭНГ, 1971, 53 с.
45. Кузнецов В.Г. Геология рифов и их нефтегазоносность. М., Недрра, 1978.
46. Кушнарёва Т.И., Матвиевская Н.Д. Рифогенные структуры Печорской депрессии и перспектива их нефтегазоносности. Геология нефти и газа, 1966, № 8 с.30-33.
47. Литологические и стратиграфические залежи нефти и газа Предкавказья. М., Наука, 1970, 114 с. Авт.: Алексин А.Г., Юдин Г.Т., Корнеев В.М., Дьяконов В.И.

48. Литологические, стратиграфические и комбинированные ловушки нефти и газа, М., "Недра", 1978, 275 с. Авт.: Гуссейнов А.А., Каледа Г.А., Самвелов, Гассанова Л.Г., Гейман Г.М., Гроссгейм В.А., Ироничева И.В., Шик И.С.
49. Македонов А.В., Литология и генезис продуктивной толщи Печорского угольного бассейна. Труды геол. совещ., посвящ. 25-летию геолог. изучени. Печорского угольного бассейна. Сыктывкар, 1958.
50. Малышева Е.О. Литология и фации пермских терригенных отложений Колвинского мегавала. В кн.: Печорский нефтегазоносный бассейн. Сыктывкар, 1983, с. Труды ИГ Коми филиала АН СССР, вып. 47
51. Максимов С.П. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа. М., Недра, 1964, 486 с.
52. Марковский Н.И. Влияние древней речной сети на формирование скоплений нефти и газа в Западной Сибири. Изв. высш. уч. зав. Геология и разведка, 1980, № I, с. 62-66.
53. Марковский Н.И. Палеогеографический прогноз нефтегазоносности, М., "Недра", 1981, 224 с.
54. Марковский Н.И. Палеогеография в нефтегазовой геологии. М., Изд. Моск. ун-та, 1982, 43 с.
55. Маслов К.С. Научные основы поисков литологических и стратиграфических залежей нефти и газа в терригенных толщах, М., "Недра", 1968, 220 с.
56. Миронова М.В., Степанов Д.Д. О возрасте мергелистого горизонта нижнепермской толщи Печорского бассейна. ДАН СССР, 1957, т. 114, № 3, с. 623-666.
57. Мкртчян О.М. Верхнедевонские рифы и их роль в формировании нефтеносных структур Урало-Поволжья. М., Наука, 1964, 120 с.
58. Мовшович Э.Б., Кнепель М.И., Несмеянова Л.Л. Геолого-страти-

- графические показатели нефтегазоносности погребенных рифов, барьеров, речных систем. Обзор. Сер. Геол., методы поисков и разв. м-ний нефти и газа. М., ВНИМС, 1978.
59. Муромцев В.С., Петрова Р.К. Методические рекомендации по выявлению литологических ловушек нефти и газа. Л., 1979, 74 с.
60. Муравьев И.С. Стратиграфия и условия формирования пермских отложений Печорского Приуралья. Изд-во Казанского ун-та, 1972, 202 с.
61. Никонов Н.А. Основные черты геологического строения верхнедевонских барьерных рифов в связи с их нефтеносностью. В кн. Нефтегазоносные комплексы Печорской синеклизы. Тр. Ин-та геологии Коми ФАН СССР, вып. 35. Сыктывкар, 1981, с. 58-65.
62. Никонов Н.И., Головань А.С. Важное направление поисковых работ в нижнепермских отложениях Колвинского мегавала. Геология нефти и газа, № 1, с. 8-14.
63. Никонов Н.И., Пуртов С.Н. О возможности использования промышленно-геофизических материалов при литолого-фациальном анализе. В кн. Прогнозирование геологического разреза по геофизическим данным. Тр. ВНИГРИ, Л., Недра, 1982, с. 118-131.
64. Никонов Н.И. Верхнепермские аллювиально-дельтовые зоны нефтенакопления южной части Ижма-Печорской впадины. В кн. Печорский нефтегазоносный бассейн. Труды ИГ Коми филиала АН СССР. Сыктывкар, 1984
65. Никонов Н.И., Холодильов В.А. О газоносности нижнепермских рифов на Интинской площади в Косью-Роговской впадине. Нефтегазовая геология, геофизика и бурение, вып. 4, 1984, с. 1-3
66. Обедянцева Г.Б. Формирование речных систем Русской равнины. М., Недра, 1976, 174 с.
67. Опорный разрез нижней перми р. Кожим. Серия препринтов "Научные доклады" Коми филиала АН СССР, вып. 58. Сыктывкар, 1980,

- 53 с. Авт.: Кузькокова Н.Н., Михайлова З.Н., Черных В.А., Енокян П.В., Гуськов В.А., Бербицкас А.Б., Манаева Г.Г., Сосипатрова Г.Н., Шуреков Н.А.
68. Островский М.И., Миронов А.В., Иванов Ю.А. К вопросу изученности, классификации и нефтегазонасности нижнепермских рифов Предуральяского краевого прогиба и прилегающих районов. В кн.: Поиски и разведка новых месторождений нефти и газа в малоизученных районах Урало-Поволжья. М., ВНИГПИ, вып. 234, 1981, с. 139-146.
69. Петтиджон Ф., Поттер Ч., Сивер Р. Пески и песчаники. Пер. с англ. под ред. А.Б.Ронова, М., "Мир", 1976.
70. Принципы выявления зон фациального контроля нефтегазонакопления. М., Недра, 1981, 268 с. Авт.: Мовшович Э.Б., Кнепель М.Я. Несмеянова Л.И., Польстер Л.А.
71. Приходько Ю.И. Роль размывов в формировании Интинского каменноугольного месторождения. В сб. Геология нефти и газа Северо-Востока Европейской части СССР, вып. I, М., "Недра", 1964, с. 201-207.
72. Проничева М.В., Палеогеоморфология в нефтяной геологии. Методы и опыт применения. М., Наука, 1973, 175 с.
73. Резников А.И. Железо-марганцевый коэффициент как показатель обстановки осадконакопления (на примере чокракских отложений Грозненского нефтеносного района). Изв. вузов. Нефть и газ, 1961, № I, с. 19-22
74. Рифы Урало-Поволжья, их роль в размещении залежей нефти и газа и методика поисков. М., Недра, 1974. Авт.: Мирчинк М.Ф., Мкртчян О.М., Хатьянов Ф.И. и др.
75. Рейнек Г.-Э., Сингх И.Б. Обстановки терригенного осадконакопления. Пер. с англ. под ред. А.В.Коченова, М., Недра, 1981 439 с.

76. Ровнин Л.И., Низьев В.А., Овчаренко А.В. Результаты геолого-разведочных работ на нефть и газ в организациях Мингео РСФСР и задачи на одиннадцатую пятилетку и перспективы. Геология нефти и газа, № 12, 1982, с.8-15.
77. Славин В.И., Ясаманов Н.А. Методы палеогеографических исследований. М., "Недра", 1982, 255 с.
78. Сливкова Р.П., Моффе Г.А. и др. Раннепермские биогермные фации Тимано-Печорской провинции. Докл. АН СССР, часть 225, № 6, 1975.
79. Соломатин А.В. Распространение и типы карбонатных коллекторов палеозоя Тимано-Печорской провинции. В кн. Геология Европейской части СССР и севера Урала, т. II, Сыктывкар, 1973, с.54-57.
80. Соломатин А.В., Еременко В.И., Моффе Г.А. Перспективы поисков неантиклинальных ловушек в палеозое южной части Тимано-Печорской провинции. В сб. Геология месторождений горючих ископаемых Европейского северо-востока СССР. Сыктывкар, 1981. (Тр. IX геол. конф. Коми АССР), с.19-21.
81. Стратиграфические и литологические залежи нефти и газа, под ред. Р.Е. Кинга. Пер. с англ. под ред. С.П. Максимова, "Недра", 1975, 472 с.
82. Условия древнего осадконакопления и их распознавание. Пер. с англ. под ред. В.Т. Фролова, М., "Мир", 1974, 326 с.
83. Успенский В.А., Радченко О.А., Яровая Н.Ф. О количественном определении нефтематеринского потенциала пород. Геология нефти и газа, 1979, № 4, с.40-45.
84. Фирер Г.М., Галкин А.И. Залежи нефти в рифовых массивах нижней перми и карбона в юго-восточной части Хорейверской впадины. В кн. Геология и полезные ископаемые Тимано-Печорской провинции, вып. III, Коми кн. изд-во, 1975, с.226-229.
85. Хайцер Л.Л. К вопросу о ландшафте при накоплении пермских

- торфяников в Печорском угольном бассейне. В сб. Геология нефти и газа северо-востока Европейской части СССР, вып. I, М., "Недра", 1964, с. 193-200.
86. Хэлбути М.Т. Методы и опыт поиска новых месторождений нефти и газа в интенсивно разведанных районах (старых). Реф. с англ. С.Е.Алферова, ЭИ ВИНМС, Геология, методы поисков нефти и газа, 1981, вып. 2, с. II-14.
87. Циклы седиментогенеза и нефтегазоносные комплексы Печорского бассейна. В кн. Нефтегазоносные комплексы Печорской синеклизы. Сыктывкар, 1981, с. 3-26. Авт.: Дедеев Б.А., Амминов Л.З., Беляева Н.В., Чермных В.А.
88. Чалышев В.И. О связи накопления цветных металлов с выветриванием и перспективах меденосности уфимских отложений перми севера Предуральяского прогиба. В сб. Геология и полезные ископаемые Европейской части СССР и севера Урала. Сыктывкар, 1971, с. 53-60.
89. Чермных В.А. Стратиграфия карбона севера Урала. М., "Наука", 1976, 394 с.
90. Шуреков И.А. Опорный разрез пермских отложений района Б.Сарь-юга. Известия высших учебных заведений. Геология и разведка, № 5, 1974.
91. Янов Э.Н. Геохимия кавказского и крымского флиша. Литология и полезные ископаемые, 1971, № I; с. 84-101.
92. Янов Э.И. Использование геохимических данных при палеогеографическом анализе. Сов. геология, 1980, № I, с. 66-75.
93. Яншина Ф.Т. О двух типах слоистости дельтовых отложений. Геология и геофизика, 1981, № 9, с. 41-50.
94. Ярославцев Г.М. К вопросу о методике изучения палеогеографических условий угленакопления. Материалы по геологии и полезным ископаемым Северо-Востока Европейской части СССР, вып. 2,

1962.

95. Shelton J.W. Stratigraphic models and general Criteria for recognition of alluvial, barrier-bar and turbiditycurrent sand deposits. Am. ASSOC Petroleum Geologist Bull V-51, n.12, 1967.
96. Potter P.E. Sand bodies and sedimentary environments a review. Am. Assoc. Petroleum Geologist Bull. v. 51, n. 3, 1967.
97. Berg R.R. Davies D.K. Origin of Lower Cretaceous Muddy Sandstone at Bell Creek field, Montana. Am. Assoc. Petroleum Geologist Bull, v-52, n.10, 1968.
98. Visher G.S. Use of vertical profile in environmental reconstruction. Am. Assoc. Petroleum Geologist Bull, v.49, 1965.
- 99 Visher G.S. How to Distinguish Barrier Bar and Channel Sands World Oil, vol. 1968, n.6, 1969.
100. Shaver R. et al. The search for a silurian reef model Creet Lakes Area. Department of Special Resources Geological Report 15, 1978, n.15, pp.1-36.

ФОНДОВАЯ ЛИТЕРАТУРА

101. Бременко В.И., Иоффе Г.А., Соломатин А.В. Отчет по теме "Перспективы неантиклинальных ловушек в терригенных и карбонатных отложениях палеозоя центральных и северо-восточных районов Тимано-Печорской провинции", Ухта, 1981 г.
102. Иванова А.И. и др. Отчет о сейсморазведочных работах на Сандивейской площади за 1978-79 г.г. (с/п 797), Ухта, 1979 г.
103. Каретников А.Г. и др. Закономерности размещения залежей неф-

ти и газа на территории севера Европейской части СССР и геолого-экономическая оценка перспектив развития нефтегазопроисловых и разведочных работ в данном регионе на 1981 - 1985 г.г., Ленинград, 1980 г.

104. Корпачев Ю.Г. Отчет о проведенных сейсморазведочных работах методом ОГТ на Сямауской площади в Ненецком автономном округе Архангельской области зимой 1980-81 г.г. (с/п 5/80-81), Воркута, 1981 г.
105. Максимова С.И. Отчет о результатах комплексных геофизических работ, выполненных партией 354/78-79 на Лембю-Вой-Вожской площади в 1978-79 г.г., г.Ухта, 1980 г.
106. Максимова С.И. Отчет о результатах комплексных геофизических работ, выполненных партией 358/79-80 на Лембюской площади в 1979-1980 г.г., г.Ухта, 1981 г.
107. Максимова С.И. Отчет о результатах комплексных геофизических работ, выполненных партией 359/80-81 на Сотчемьюской площади в 1980-81 г.г., г.Ухта, 1982 г.
108. Никонов Н.И., Зырянова Л.И., Тарасова Е.А. Отчет о результатах поисково-структурного бурения на Южно-Тэбуцкой площади в 1976-1978 г.г., г.Печора, 1978 г.
109. Никонов Н.И., Тарасова Е.А., Гусева Т.Т. Отчет о результатах поисково-структурного бурения на Югидской площади в 1976-1978 г.г., г.Печора, 1978 г.
110. Никонов Н.И., Фирер Г.М., Рябоконь Л.Е. Отчет о результатах поисково-структурного бурения на Вельюской и Северо-Вельюской площадях в 1974-1977 г.г., г.Печора, 1977 г.
111. Никонов Н.И., Плешков А.Ф., Цуртов С.Е. Отчет по теме: "Обобщение материалов поисково-разведочного бурения на территории деятельности треста "Печорнефтегазразведка", г.Печора, 1980 г.
112. Никонов Н.И. и др. Отчет по теме: "Обобщение и анализ геоло-

го-геофизических материалов по территории деятельности ПГО "Ухтанефтьгазгеология", г.Печора, 1982 ф.

- II3. Плякина А.Г., Толстов С.В., Карнюк Т.А., Отчет по теме: "Обобщение геофизических и геологоразведочных работ, выполненных по проблеме прямых поисков залежей нефти в 1976-1980г.г. в Лузско-Джьерской зоне нефтенакопления" (с/п 8246)г.Ухта, 1982г.
- II4. Сеппо Р.Я., Никонов Н.И., Тарасова Е.А., Зырянова Л.П. Отчет о результатах бурения поисково-структурных скважин на Средне-Шапкинской площади в 1976-1979г.г., г.Печора, 1979 ф.
- II5. Сливкова Р.П., Коновалова М.В. Отчет по теме: "Комплексное литолого-стратиграфическое изучение пермских отложений Предуральяского прогиба и Денисовской впадины в связи с их нефтьгазоносностью", г.Ухта, 1981 ф.
- II6. Сливкова Р.П., Коновалова М.В. и др. Отчет по теме: "Комплексное литолого-стратиграфическое изучение пермских отложений Предуральяского прогиба и Денисовской впадины в связи с их нефтеносностью" г.Ухта, 1967 ф.