

В. Л. Шустер, В. Б. Левянт, М. М. Элланский

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ФУНДАМЕНТА

(ПРОБЛЕМЫ ПОИСКА И РАЗВЕДКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ)



Москва
2003

В. Л. Шустер, В. Б. Левянт, М. М. Элланский
Нефтегазоносность фундамента (проблемы поиска и разведки
месторождений углеводородов). — М.: Издательство «Техника»,
ТУМА ГРУПП, 2003. — 176 с.

ISBN 5–93969–021–1

В книге рассмотрены наиболее важные положения проблемы нефтегазоносности кристаллических образований фундамента.

Обоснован механизм образования зоны разуплотненных пород в фундаменте — потенциальной залежи нефти (газа).

На основе пузырьковой миграции предложена модель формирования залежи нефти в фундаменте (источник углеводородов, движущие силы). Сформулированы необходимые геологические условия для образования нефтегазового скопления в трещиноватых породах фундамента.

Изложено современное состояние возможностей сейсморазведки в изучении внутреннего строения фундамента на основе использования материалов пространственной сейсморазведки 3D и оригинальных методик обработки и интерпретации этих данных.

Разработана новая методика количественной оценки перспектив нефтегазоносных объектов с учетом геологического и экономического рисков. Методика опробована на ряде залежей нефти в фундаменте.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Открытие в последние годы значительных по запасам, высокодебитных месторождений нефти и газа в породах фундамента стимулирует серьезный интерес к этому объекту у геологов России и всего мира. Об этом свидетельствует целый ряд книг и статей, появившихся в девяностые — двухтысячные годы. Назовем некоторые наиболее важные последние работы по этой проблематике: Алиева и др., 1987; Аршев и др., 1997; Валяев, 1987, 1997, 2002; Гаврилов, 1988, 1998, 2002; Дмитриевский, 1990, 1991, 2002; Запивалов, 1996, 2000; Кабышев, 1991; Муслимов, Лапинская, 1996; Соколов, 1994, 1996, 2002; Сурков и др., 1997; Трофимчук, Запивалов, 1996; Хаин, 1998; Шнип, 1995; Шустер, 1997, 2002 и др.

В этих и других работах всесторонне обсуждаются наиболее актуальные и важные теоретические проблемы геологического строения и нефтегазоносности фундамента. Однако по целому ряду вопросов дискуссии продолжаются. Отсутствие однозначных решений среди геологов-нефтяников по ключевым теоретическим проблемам, таким как генезис нефти, формирование залежей углеводородов и зон трещиноватых разуплотненных пород в кристаллическом фундаменте, формирование коллекторов и флюидоупоров и другие, не позволяет до настоящего времени создать всеобъемлющие геологические основы поисков и разведки скоплений углеводородов. Это существенно затрудняет и замедляет геологоразведочный процесс в перспективном комплексе пород фундамента. Процесс же поисков и разведки продолжается, открываются новые залежи нефти в фундаменте, в том числе и в России (в Западной Сибири открыто более 30 месторождений в фундаменте, пять из них уже эксплуатируются). Практика на данном этапе опережает теорию.

В предлагаемой книге затронут ряд вопросов, без ответа на которые невозможно эффективно решать задачи поиска и разведки месторождений углеводородов в образованиях фундамента (часть I).

В первую очередь, это круг задач по моделированию процессов формирования залежи нефти(газа) в фундаменте. Решение таких задач, как источник углеводородов, механизм формирования залежи нефти (движущие силы, пути миграции флюидов), включая проблему формирования зон разуплотненных трещиноватых пород-коллекторов нефти, даст возможность выявить перспективные направления поисков и разведки нефтегазовых скоплений, определить местоположение и глубину проектных скважин, прогнозировать фильтрационно-емкостные свойства пород и продуктивность скважин (часть II).

Часть III посвящена картированию неоднородности фундамента, выявлению зон разуплотненных трещиноватых пород-коллекторов в фундаменте.

В IV части освещен круг вопросов, связанных с оценкой рисков при проведении геологоразведочных работ в фундаменте. Помимо основных авторов в этом разделе приняла участие А. В. Андреева.

В заключительной V части приведены практические результаты прогноза нефтегазоносности по ряду объектов в фундаменте в России и за рубежом.

В книге проанализированы и обобщены материалы, полученные как непосредственно авторами монографии при проведении производственных и научно-исследовательских работ, так и нашими коллегами по совместной работе в России, Вьетнаме и Индии, такими как: Е. Г. Арешев, В. П. Гаврилов, Ю. П. Гатенбергер, А. Д. Дзюбло, Ю. И. Демушкин, Ч. Л. Донг, В. А. Касумов, В. А. Кошляк, Х. В. Куи, Ф. А. Киреев, Н. К. Лал, В. В. Ногин, Х. Д. Тиен, Н. К. Шинь, О. А. Шнип, В. Ф. Штырлин, Кулдип Чандра и др., а также данные из публикаций по этой проблеме.



Часть I

ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ФУНДАМЕНТА

Для выработки геологических основ поисков и разведки залежей нефти и газа в образованиях фундамента необходимо обосновать наиболее важные теоретические положения проблемы нефтегазоносности этого комплекса на основе анализа геолого-геофизических материалов, полученных в результате открытия нефтегазовых скоплений и их типизации. Все это даст возможность найти эффективные подходы к прогнозу перспективных зон и локальных ловушек для обнаружения промышленных залежей углеводородов в породах фундамента.

Для разработки методики поисков и разведки этого комплекса необходимо решить ряд основополагающих теоретических и практических задач:

- создать модель формирования залежи нефти (газа), в том числе установить источник углеводородов, разработать механизм и определить движущие силы образования углеводородного скопления и на этой основе выявить наиболее благоприятные условия (геологические факторы) формирования залежи;
- обосновать механизм образования зон разуплотненных трещиноватых пород-коллекторов в массивных породах — потенциальных залежей нефти (газа);
- разработать новые эффективные методы и технологии для картирования неоднородности фундамента и выявления в нем зон разуплотненных трещиноватых пород-коллекторов;
- создать методику количественной оценки перспектив нефтегазоносных объектов в фундаменте на основе анализа геологического и экономического рисков.

Глава 1. ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АСПЕКТ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ФУНДАМЕНТА

Открытие в последние годы значительных по запасам, высокодебитных месторождений нефти и газа в породах фундамента вызывает серьезный интерес к этому объекту у геологов России и всего мира (табл. 1, 2).

Определенный спад в добыче нефти и в приросте запасов углеводородов (УВ) в традиционных нефтегазовых регионах России обуслови-

Таблица 1

Результаты обобщения геолого-геофизических материалов по зарубежным месторождениям нефти и газа в фундаменте

Месторождение (страна, штат, область, район)	Тектоническое положение (геодинамический режим)	Возраст и состав пород	Тип ловушки (количество блоков)	Коллектор		Покрышка (состав пород, толщина)	Общие сведения	
				Тип	1. ФЕС, %; 2. Глубина / толщина, м/м		1. Запасы. 2. Дебит. 3. Накопленная добыча	Год открытия
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Пис-Ривер (Канада, провинция Альберта)	Западно-Канадский эпиорогенный рифтовый бассейн (субдукционный, рифтогенный)	Докембрийские трещиноватые граниты и их кора выветривания, дресва гранитов	Выступ фундамента (два блока)	Трещинный	—	Карбонатные породы комплекса Элк-Пойнт (средний девон)	1. 8,25 млрд т тяжелой вязкой нефти (в нижнемеловых песках, докембрийской гранитной дресве и трещиноватых гранитах) 2. — 3. —	—
Ауджилла-Нафура (Ливия)	Нефтегазоносный бассейн (НГБ) Сирт (субдукционно-обдукционный)	Докембрийские граниты, гранофиры, риолиты	Выступ фундамента (два блока)	Трещинный	1. K_{II} до 14, $K_{IIр} = 714-820$ мД 2. 2750/450	Верхнемеловые сланцы и аргиллиты свит Рахмат и Рабб	Нефть 1. 590 млн т 2. Q_{II} до 1030 т/сут 3. —	—
Белый Тигр (Вьетнам)	Зондский шельф, Центральное поднятие (субдукционно-рифтогенный)	Докайнозойские (меловые, юрские) гранитоиды	Выступ фундамента (три блока)	Трещинно-каверновый	1. K_{II} от 5-6 до 18 2. 3050/>1500	Олигоценые аргиллиты и эффузивы докайнозойского возраста от 10-20 до 100 м	Нефть 1. 600 млн т 2. Q_{II} до 2000 т/сут 3. > 60 млн т	1986

Продолжение табл. 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Дракон (Вьетнам)	Зондский шельф. Центральное подняtie (субдукционно- рифтогенный)	Докайнозой- ские гранитоиды	Выступ фундамента (два блока)	Трещинно- каверновый	1. K_{II} до 5 2. 2000/>100	Олигоценые аргиллиты и эффузивы докайнозой- ского возраста	1. — 2. $Q_{II} = 400$ т/сут 3. —	1993
Кыулонг (Вьетнам)	Зондский шельф. Центральное подняtie субдукционно- рифтогенный)	Докайнозой- ские гранитоиды	Выступ фундамента	Трещинно- каверновый	1. — 2. 2500/>100	—	1. — 2. $Q_{II} = 1600$ т/сут 3. —	1994
Ла-Пас (Венесуэла)	Маракайбский НГБ (субдукционно- обдукционный)	Домеловые граниты, гранодиориты, кристалличес- кие сланцы	Выступ фундамента (несколько блоков)	Трещинный	1. $K_{II(грен)} =$ 1,21 K_{II} от 0,06 до 30 мД 2. 1615/>1700	Сланцы и известняки свиты колон (верхний мел) и свиты Мито Хуан (нижний палеоцен)	Нефть 1. 223 млн т (в раннетретич- ных и меловых осадочных породах фундамента) 2. Q_{II} до 1500 т/сут 3. 14 млн т из фундамента	1953
Мара (Венесуэла)	Маракайбский НГБ (субдукционно- обдукционный)	Девон- силурийские магматичес- кие и мета- морфические породы с интрузиями гранитов	Выступ фундамента	Трещинный	—	Пачка мергелей и глин	1. 104 млн т (совместно с осадочными) 2. — 3. —	1955

Продолжение табл. 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Кармополис (Бразилия)	НГБ Серджини (рифтогенный)	Домеловые порфириты	Выступ фундамента	Трещинный	—	—	Нефть 1. 150 млн т (совместно с осадочными) 2. — 3. —	—
Ричуэло (Бразилия)	НГБ Серджини (рифтогенный)	Домеловые порфириты	Выступ фундамента	Трещинный	1. — 2. 400/100	—	—	—
Пенхендл (США, Техас)	Горст Амарилло (субдукционно- обдукционный)	Докембрийские выветрелые граниты и аркозы	Выступ фундамента (горст)	—	—	Глинистые сланцы	1. Нефть — 223 млн т; газ — 2 трлн м ³ 2. $Q_n = 127$ т/сут 3. На 1967 г. — 156 млн т (включая фундамент)	—
Уилмингтон (США, Калифорния)	НГБ Лос-Анджелес (субдукционно- обдукционный)	Юрские трещиноватые хлоритовые кремнистые сланцы, базальты, глинистые сланцы Юрские трещиноватые	Выступ фундамента (серия блоков)	Трещинно- каверновый	1. — 2. 1710/>100	Базальтовые конгломераты, миоценовые глины 1000 м	Нефть 1. 400 млн т (включая фундамент) 2. $Q_n = 164-274$ т/сут 3. На 1968 г. — 158,4 млн т (включая фундамент)	1945
Эдисон (США, Калифорния)	НГБ Лос-Анджелес (субдукционно- обдукционный)	Юрские трещиноватые хлоритовые сланцы, прорванные гранитными интрузиями	Выступ фундамента	Трещинный	1. — 2. —/305	—	1. — 2. $Q_n = 137$ т/сут 3. На 1995 г. — 2,7 млн т	—

Продолжение табл. 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Крафт-Пруса (США, Канзас)	Западный Внутренний НГБ (субдукционно- обдукционный)	Докембрий- ские трещи- новатые кварциты	Выступ фундамента	Трещинный	1. Неравно- мерное распре- деление ФЭС пород 2. 1000/16	Доломиты свиты Арбакл	Нефть 1. — 2. — 3. За 10 лет — 3 млн т (в т. ч. 10% приходится на фундамент)	Конец 1940-х годов
Орт (США, Канзас)	Западный Внутренний НГБ (субдукционно- обдукционный)	Докембрий- ские трещи- новатые кварциты	Выступ фундамента	Трещинный	—	—	Нефть 1. — 2. $Q_{II} = 128$ т/сут 3. На 1952 г. — 174 т/сут	1933
Рингвальд (США, Канзас)	Западный Внутренний НГБ (субдукционно- обдукционный)	Докембрий- ские трещи- новатые кварциты	Выступ фундамента	Трещинный	—	—	Нефть 1. — 2. $Q_{II} = 26$ т/сут 3. —	1946
Сиди-Фили, Уэд Моллах Блед- Эд-дум и др. (Марокко)	Предрифейский НГБ в поднал- виговой части (обдукционно- рифтогенный)	Сланцы, кварциты и кора выве- тривания гранитов	Выступ фундамента	Трещинный	—	—	Нефть 1. — 2. — 3. 40% добычи из фундамента	—
Зейт-Бей (Египет, Суэцкий залив)	Рифтогенный	Граниты и дайки фельзитового состава	Выступ фундамента (горст)	Трещинный	1. K_{II} от 2—4 до 5—7 2. —/330	—	Нефть	1982
Сунах (залеж Колан) (Йемен)	Рифтогенный	Кристал- лические породы	Выступ фундамента	Трещинный	—	Терригенные породы	Нефть	1994

Продолжение табл. 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Маюнга и Морондова (о. Мадагаскар)	НГБ Маюнга (субдукционно- обдукционный)	Доюрский фундамент. лайки	Выступ фундамента	Трещинный	—	—	Промышленный приток нефти	1995
Боролла (Индия)	Ассамско-Араканский НГБ (рифтогенный режим)	Граниты	Выступ фундамента	Трещинно- каверновый	—	—	1. 30% запасов на фундаменте 2. $Q_{II} =$ 31 м ³ /сут (4 мм штуцер) 3. —	—
Бомбей-Хай (Индия)	Бомбейский НГБ (субдукционно- обдукционный режим)	Гранито-гнейсы, сланцы	Выступ фундамента	Трещинно- каверновый	—	—	—	1990-е годы
Хира (Индия)	Бомбейский НГБ (субдукционно- обдукционный режим)	Гранито-гнейсы, сланцы	Выступ фундамента	Трещинно- каверновый	—	—	—	1990-е годы
Ренью (Ренджин) Китай	Северо-Китайская платформа (рифтогенный)	Докембрийские известняки	Выступ фундамента	Трещинно- каверновый	—	—	Нефть 1. — 2. — 3. 160 млн м ³ (с 1975 по 1994 гг.)	—
Хейсян (Китай)	Северо-Китайская платформа (рифтогенный)	Докембрийские граниты и квар- циты фундамента	Выступ фундамента	Трещинно- каверновый	—	—	—	—
Люлибей (Китай)	Северо-Китайская платформа (рифтогенный)	Дорифейские граниты и кварциты	Выступ фундамента	Трещинно- каверновый	—	—	—	—
Ренкю (Китай)	Северо-Китайская платформа (рифтогенный)	Рифейские и кембро-ордовик- ские карбонаты	Выступ фундамента	Трещинно- каверновый	—	—	—	—

Продолжение табл. 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Силунтай (Китай)	Северо-Китайская платформа (рифтогенный)	Архейские слабометаморфизованные граниты, мезозойская гранитная брекчия и эффузивный комплекс (базальты, андезиты)	Выступ фундамента	Трещинно- каверновый	1. — 2. —/1000 м (180 м — газо- насыщенная часть > 500 м — нефте- насыщенная)	—	1. — 2. $Q_{II} = 30-60$ т/сут (граниты и гранитные брекчии); $Q_{II} > 100$ т/сут (в докембрийских вулканитах) 3. —	—
Вейзуан (Китай)	Зондский шельф (субдукционно- обдукционный режим)	Докайнозойские метаморфизованные доломиты фундамента	Выступ фундамента	Трещинно- каверновый	1. — 2. ~2000 м/—	Глины, аргил- литы	Нефть и газ. Месторождение эксплуатируется	—
Янсен (Китай)	Зондский шельф (субдукционно- обдукционный режим)	Докайнозойские метаморфизованные карбонаты фундамента	Выступ фундамента	Трещинно- каверновый			Газ. Месторождение эксплуатируется	—
Донг Фанг (Китай)	Зондский шельф (субдукционно- обдукционный режим)	Докайнозойские образования фундамента	Выступ фундамента	Трещинно- каверновый			Газ	1995
Джатибаранг (Индонезия, акватория о-ва Ява)	Западно-Яванский НГБ (рифтогенный)	Дотретичные вулканогенные породы (андезит, базальты, их туфы и туфобрекчии), прорывают и перекрывают фундамент	Выступ фундамента	Трещинно- каверновый			Нефть 1. Начальные извлекаемые запасы нефти — 90 млн т (из вулканогенных пород) 2. — 3. На 1978 г. — 6,8 млн м ³ нефти	1970

Продолжение табл. 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Арджуна (акватория Индонезии)	Западно-Яванский НГБ (рифтогенный)	Дотретичные вулканогенные породы (андезит, базальты, их туфы и туфобрекшии), прорывают и перекрывают фундамент	Выступ фундамента	Трещинно-каверновый				1970-е годы
Джати (акватория Индонезии)	Западно-Яванский НГБ (рифтогенный)	Дотретичные вулканогенные породы (андезит, базальты, их туфы и туфобрекшии), прорывают и перекрывают фундамент	Выступ фундамента	Трещинно-каверновый				1970-е годы
Танджунг (акватория Индонезии)	Западно-Яванский НГБ (рифтогенный)	Дотретичные вулканогенные породы (андезит, базальты, их туфы и туфобрекшии), прорывают и перекрывают фундамент	Выступ фундамента	Трещинно-каверновый				1970-е годы
Пси-Экс (акватория Индонезии)	Западно-Яванский НГБ (рифтогенный)	Дотретичные выветрелые метаморфические породы фундамента	Выступ фундамента	Трещинно-каверновый	—	Олигоценовая раннемиоценовая терригенная	1. Извлекаемые запасы нефти 39,3 млн м ³ 2. — 3. 31 млн м ³	—

Окончание табл. 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Гиджеалла - газоконденсатное (Австралия)	НГБ Купер (рифтогенный режим)	Протерозойские туфы, лавы	Выступ фундамента	Трещинный	1. — 2. 2000 м/—	—	1. Запасы газа 140 млрд м ³ (часть приходится на фундамент) 2. — 3. —	—
Маги (Австралия)	НГБ Амадиес (рифтогенный режим)	Протерозойские кварциты Хевитри	Выступ фундамента	Трещинный	1. — 2. Толщина коллектора 4,5 м	Эвапориты, карбонаты и глины свиты биттер спрингс	1. — 2. Промышленный приток газа (газонасыщенная часть 3,6 м) 3. —	—
Кикинда, Кикиндаварош, Мокрин, Калачеа, Саткинез, Шандра, Вареш, Турну, Хайдусоблосу (Югославия, Венгрия, Румыния)	Панонский НГБ (рифтогенный)	Кристаллические сланцы, граниты, гнейсы						—
Матцен, Адеклаа, Шанкирхен-Тиф, Шанкирхен-Убертиф, Протесс-Тиф (Австрия)	Венский НГБ (рифтогенный)	Аллохтонный фундамент (палеогеновый флиш и мезозойские карбонаты)						—

Таблица 2
Информация по фундаменту (Россия и страны СНГ)

Страна	Регион	Компания	Месторождение	Дебит	Состав пород фундамента	Число скважин	
1	2	3	4	5	6	7	
Газ							
Россия	Западная Сибирь Березовский район	ТТГУ	Северо-Алясовское	0,5–1,0 млн м ³ /сут	Граниты	3	
			Южно-Алясовское	До 10 млн м ³ /сут	Граниты	5	
			Березовское	До 10 млн м ³ /сут	КВ* гранитов, гнейсы, граниты	9	
			Деминское	670 тыс. м ³ /сут	КВ гранитов	1	
			Похромское	До 4,6 млн м ³ /сут	Гранито-гнейсы	6	
			Тугиянское	До 950 тыс. м ³ /сут	Гранито-гнейсы	2	
			Северо-Игримское	До 1,0 млн м ³ /сут	КВ порфиритов	2	
			Южно-Игримское	До 1,0 млн м ³ /сут	Порфириты, диориты	8	
			Пунгинское	До 2,6 млн м ³ /сут	Граниты + осадочные граниты	9	
			Верхнекондинское	До 610 тыс. м ³ /сут	Граниты	3	
	Нефть						
		Шамский район	НК «ЛУКОЙЛ»	Даниловское	100 т/сут	Порфириты	14
				Северо-Убинское	57,6 т/сут	Гранито-диориты	1 (N 317)
				Мулымьинское	До 100 т/сут	Сланцы, порфириты	12
				Трехозерное	60–152 т/сут	Порфириты, КВ гранитов, кристаллические сланцы	19
	Лемьинское			12,4 т/сут	КВ гранит-порфиров	3	
	Филипповское			25,5 т/сут	КВ липаритов + осадочные породы	2	

Продолжение табл. 2

1	2	3	4	5	6	7
Россия	Шаимский район	НК «ЛУКОЙЛ»	Ловинское	До 69 т/сут	Базальты, известняки + осадочные породы КВ гранодиоритов, сланцы + осадочные породы КВ сланцев КВ филлитовых сланцев, трещиноватые породы фундамента и их КВ КВ сланцев + осадочные породы КВ сланцев	1
			Потанайское	До 95 т/сут		6
			Толумское	До 92 т/сут		11
			Убинское	До 145 т/сут		13
			Западно-Убинское	До 116 т/сут		3
			Мартымья-Тетеревское	До 144 т/сут		14
	Каймысовская нефтегазоносная область Пудинский район	ТТГУ	Нижне-Табаканское	24–150 т/сут	Известняки фундамента Известняки фундамента	5
			Нижне-Табаканское	До 342 м ³ /сут		1
	Каймысовская нефтегазоносная область Межовский район	ТТГУ	Малоичское (в разработке)	До 412 т/сут	Доломитизированные известняки, основные эффузивы, КВ известняков Граниты + осадочные породы Граниты КВ гранитов	20
			Верхне-Тарское	92–120 т/сут		1
Веселовское (в разработке)			$Q_{ii}^{**} = 16$ т/сут $Q_i^{**} = 250$ тыс. м ³ /сут	>3		
Межовское (в разработке)			$Q_{ii} = 3$ т/сут $Q_i = 200$ тыс. м ³ /сут	>4		
Чebaчье	$Q_{ii} = 17-21$ т/сут	>3				

Окончание табл. 2

1	2	3	4	5	6	7
Россия	Александровский район	ТТГУ	Герасимовское (в разработке)	—	Породы фундамента	>3
		Объединение «Ямалнефтегаз- разведка»	Медведевское (в разработке)	—	Породы фундамента	>5
		ОАО «Варьеганскнефть»	Северо-Варьеганское (в разработке)	—	Породы фундамента	>5
		Объединение «Томскнефть»	Чкаловское (в разработке)	—	Породы фундамента	>5
	Красноленинский свод (гранитный массив)	НК «ЛУКОЙЛ»	Горелое	Приток нефти в одной скважине Минерализованная вода с растворенным газом	Породы фундамента	1
			Когалым		Гранитоиды	1
			Лемпинское		Промышленный приток	Гранитоиды
Ем-Еговское	Гранитоиды	1				
	Восточная Сибирь		Пальяновское	Притоки УВ	Гранитоиды	1
			Верхнечонское		КВ гранитов	2
Казахстан	Южно-Мангышлакский прогиб	Объединение «Казахстаннефтегазразведка»	Оймаша	$Q_{н} = 350$ т/сут	Гранитоиды	>10
Украина	Днепровско-Донецкий бассейн (северная часть)	Объединение «Нефтегазразведка»	Хухрянское	$Q_{н} = 69$ т/сут $Q_{г} = 99$ тыс. м ³ /сут	КВ гранитов, гранитоиды, амфиболиты, мигматиты	3
			Юльевское	$Q_{г} = 200$ тыс. м ³ /сут		4

*КВ — кора выветривания.

** $Q_{н}$ $Q_{г}$ — дебит нефти (газа).

вает необходимость открытия новых крупных месторождений нефти и газа как в старых районах с хорошо развитой инфраструктурой, так и в новых. Одним из основных таких новых объектов, по мнению ряда исследователей (Алиевой и др., 1987; Арешева и др., 1997; Гаврилова, 1988, 1998, 2002; Дмитриевского и др., 1990, 1992, 2002; Кабышева, 1991; Муслимова, Лапинской, 1996; Соколова, 1990, 1994, 1996, 2002; Шустера, 1994, 1997, 2002 и других), являются породы фундамента.

Наиболее крупные открытые залежи УВ в фундаменте характеризуются большими разведанными запасами — до 500–600 млн т (кат. $C_1 + C_2$), высокими дебитами нефти (до 2 тыс. т/сут), значительной накопленной добычей (на ряде месторождений она достигла 60–160 млн т нефти), огромной пластовой энергией, позволяющей вести добычу нефти продолжительное время в фонтанном режиме (на месторождении Белый Тигр законтурное заводнение начали проводить через 7 лет после начала разработки залежи); накопленная добыча нефти в отдельных скважинах достигла 1–1,5 млн т. Залежи нефти в фундаменте разрабатываются по несколько десятков лет при длительной стабильной добыче (месторождения Ла-Пас, Крафт-Пруса, Эдисон, Зейт-Бей, Боролла, Ренью, Джатибаранг, Пси-Экс, Оймаша), а на месторождении Белый Тигр ежегодная добыча растет из года в год уже 13 лет и достигла в 2001 г. 13 млн т. Оценивая эффективность инвестиционных проектов по поискам, разведке и разработке выше перечисленных залежей нефти (газа) в фундаменте, следует признать ее достаточно высокой, а сами проекты высоко рентабельными. Такие страны, как Вьетнам, Индонезия, Китай, Индия, Ливия, Египет и другие, значительную часть своего ВВП получают именно от реализации нефтяных проектов (Шустер, 1997).

Привычный аргумент в пользу более высокой рентабельности проектов по поискам и разведке нефтегазовых скоплений в осадочных породах в противовес поисковым работам на объекты фундамента, базирующийся на открытии примерно 45000 месторождений УВ в осадочном чехле против 200–300 залежей и промышленных притоков нефти в фундаменте, следовало бы подкреплять таким показателем, как плотность запасов (или ресурсов) на затраченный метраж глубокого бурения, а еще полнее и на все затраты на региональном этапе. Корректную сравнительную оценку провести достаточно непросто в связи с отсутствием полных и достоверных фактических данных. Однако можно сравнить (при всей условности и допущениях) такие материалы по отдельным районам. Так, в ХМАО Западной Сибири в 1996 г., по данным В. И. Шпильмана (1997), из 19 опосредованных локальных объектов на шести открыты новые нефтяные месторождения. Плотность запасов составила примерно 42 т/м проходки (кат. C_1) и 217 т/м (кат. $C_1 + C_2$). По вьетнамской части Зондского шельфа аналогичный показатель, по

нашим расчетам, составляет примерно 800 т/м (кат. C_1+C_2). При всей условности такого сравнения, можно утверждать, что в некоторых регионах мира эффективность проведения поисково-разведочных работ на нефть и газ в фундаменте может оказаться не ниже, а возможно и выше, чем в осадочном чехле.

На сегодняшний день 90% остаточных запасов нефти в Западной Сибири, по данным А. А. Арбатова (1999), характеризуются остаточными дебитами 5–20 т/сут, оставшиеся 10% — дебитами 20–50 т/сут, средний дебит нефти за 2000 год, по данным Н. П. Запивалова (2000), составил 7 т/сут; сравним с дебитами скважин на крупнейших месторождениях нефти в фундаменте (до 1000–2000 т/сут). Мировые открытия залежей нефти и газа в фундаменте характеризуются геологическим разнообразием структурных условий и состава пород, приуроченностью к молодым и древним платформам, разным геодинамическим режимом и т. д., что облегчает нахождение в России аналогов зарубежным открытым месторождениям.

Глава 2. СОВРЕМЕННОЕ УТОЧНЕННОЕ ПОНЯТИЕ ФУНДАМЕНТА

В последние 20–30 лет понятие фундамента в связи с новыми идеями, сформулированными в теории тектоники литосферных плит, претерпело серьезные уточнения и изменения. В трудах ведущих российских и зарубежных ученых конца XIX и первой половины XX вв. (Архангельский, Бакиров, Мирчинк, Зюсс, Павловский, Шатский и др.) понятие фундамента платформы кристаллической, сформулировано как основание платформы, сложенное дислоцированными геосинклинальными осадочными и магматическими формациями, на завершающей стадии формирования, сопровождаемое складчатостью, региональным метаморфизмом и гранитизацией (Геологический словарь. — М.: Недра, 1978).

Близкое этому значению понятия фундамента (Basement) существует и в англоязычной литературе (Толковый словарь английских терминов: перевод с английского / Под ред. М. Гери и др. — М.: Мир, 1979).

Традиционное понятие фундамент с позиций тектоники литосферных плит уточнено и расширено (Гаврилов, 1986; Алиева и др., 1987; Шеин, 1985; Соколов, 1994, 1996; Клещев и др., 1995). Выделено три типа фундамента:

континентальный (кристаллический) — представляет собой складчатые, метаморфизованные комплексы с преобладанием гранитоидов, гнейсов, кристаллических сланцев, метаморфизованных карбонатов

(верхняя часть консолидированной континентальной коры). Слагает большую часть древних платформ (литосферных плит), являясь их цоколем, и отдельные блоки молодых платформ, разделенных линейными зонами более молодой складчатости, рифтами, трансформными разломами, сдвигами;

океанический — это океаническая кора автохтонного залегания, состоящая в основном из офиолитов (распространена в океанических впадинах, желобах, островных дугах).

Океанический, субдукционный и обдукционный, аллохтонный перемещенный на континент и под него в виде офиолитов (широко распространен в складчатых областях, образующихся при геодинамических обстановках орогенов, столкновении континентов с островными дугами или при обдукции);

складчатое основание — магматические и метаморфизованные осадочные породы, образованные во внутренних зонах орогенов, столкновения континентов (микроконтинентов) между собой — и островными дугами, а также в пределах активных континентальных окраин. Состав фундамента зависит от состава пород взаимодействующих плит.

В работе Е. Р. Алиевой и др. (1987, с. 25) авторы предлагают ограничиться двумя типами фундамента — континентальным и океаническим — и дают такое определение этого понятия: «Фундамент осадочного бассейна — это его нижний структурный этаж (или этажи), сложенный кристаллическими магматическими и (или) метаморфическими породами, степень преобразования которых настолько велика, что она исключает возможность **сохранения в них первичных коллекторских и нефтегазогенерирующих свойств**».

Можно согласиться с первой частью этого определения, однако в свете новых данных следует пересмотреть положение об отсутствии («исключает возможность» у Алиевой и др., 1987) первичных коллекторских свойств пород фундамента. М. А. Осипов в своих работах 1974, 1982 гг. показывает возможность образования пустотности в гранитоидных массивах Казахстана (до 2–3% от объема массива) уже на стадии остывания гранитных массивов. А то, что в современных условиях гранитоидные массивы обладают значительной вторичной пустотностью доказано на многих месторождениях нефти в породах фундамента (таких, как Ла-Пас, Белый Тигр, Дракон, Зейт-Бей, Ауджила-Нафура и др.)

Сомнение вызывает и положение (Алиевой и др., 1987) об «исключении возможности нефтегазогенерирующих свойств в гранитоидных массивах». В. П. Гаврилов (1988, 1998) выдвинул идею о возможном сохранении рассеянного органического вещества в гранитоидах, образованных метасоматическим путем из пакетов первично осадочных пород.

Нами под *понятием фундамент понимается комплекс магматических и метаморфических пород (в том числе метаморфизованные известняки,*

доломиты, песчаники), являющийся основанием — самостоятельным структурным этажом, значительно отличающимся по составу, строению, степени метаморфизма и складчатости от вышележащего этажа осадочных пород, залегающего, как правило, с угловым и региональным стратиграфическим несогласием на последних.

Поверхность фундамента на сейсмических материалах МОГТ отождествляется с самым нижним региональным отражающим сейсмическим горизонтом. Правда, в последнее время в ряде регионов были получены устойчивые отражения ниже акустического фундамента, что может свидетельствовать о существовании в этих районах глубокозалегающих осадочных комплексов пород ниже образований фундамента (например, в зонах обдукции) или о фиксировании сейсмических границ внутри фундамента, связанных с его плотностной неоднородностью. Породы фундамента характеризуются преимущественно трещинным (трещинно-каверновым, трещинно-каверново-поровым) типом пустотности как первичного, так и вторичного генезиса. Пустоты могут образовывать связанную систему, обеспечивающую возможность аккумуляции крупных нефтегазовых скоплений.

Основным источником нефти в залежах фундамента, по нашему мнению, является ОВ нефтегазообразующих осадочных *толиц*, примыкающих к фундаменту.

Определенный тип гранитоидов фундамента, образовавшихся метасоматическим путем из пакетов первично осадочных пород, может самостоятельно генерировать сохранившееся в «гранитном» слое органическое вещество, преобразуя его в УВ нефтяного ряда (Гаврилов, 1988, 1998). Масштабы этого процесса пока до конца не изучены, хотя сам механизм достаточно обоснован.

Глава 3. ТИПИЗАЦИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В ФУНДАМЕНТЕ

Проведенная нами на основе анализа и обобщения материалов по открытым месторождениям УВ в фундаменте (см. табл. 1, 2) типизация залежей (и промышленных притоков) нефти и газа позволила выявить основную приуроченность открытых нефтегазовых скоплений (по разведанным запасам) к кристаллическим магматическим породам, в первую очередь к гранитоидам и их корам выветривания (табл. 3). Это гиганты и крупнейшие залежи нефти: Пис-Ривер, Канада; Ауджила-Нафура, Ливия; Зейт-Бей, Египет; Белый Тигр, Кыулонг, Вьетнам; Ла-Пас, Мара, Венесуэла; Пенхендл, США; Бомбей-Хай, Индия; Силунтай, Хейсян, Китай; Оймаша, Казахстан и др.

К этому типу пород приурочено более 80% разведанных запасов нефти и газа открытых месторождений в фундаменте. Это объясняется благоприятным минералогическим составом и предрасположенностью этого типа пород ко вторичным изменениям под воздействием гипергенных и гидротермальных процессов с образованием вторичной пустотности в гранитоидах.

Анализ фактических материалов показывает, что максимальной пустотностью среди интрузивных магматических пород характеризуются наиболее кислые породы (граниты, адамеллиты, гранодиориты); пустотность убывает (трещины «залечиваются») в направлении пород с меньшей кислотностью (монцодиориты, диориты). Именно из гранитов, адамеллитов, гранодиоритов получены максимальные притоки нефти до 1000–2000 т/сут на месторождениях Ла-Пас (1500 т/сут), Ауджила-Нафура (до 2000 т/сут). Белый Тигр и Кыулонг (1000–2000 т/сут), Оймаша (до 350 т/сут).

К метаморфическим породам приурочено более 11% от общих разведанных запасов нефти и газа в фундаменте. Это месторождения в США — Уилмингтон (хлоритовые кремнистые сланцы), с запасами 400 млн т, включая фундамент; Крафт-Пруса, Орт, Рингвальд (трещиноватые кварциты); в Китае — Ренью, Ренкю, Вейзуан, Янсен, Донг Фан (метаморфизованные карбонаты), в Индонезии — Пси-Экс (выветрелые метаморфические породы) с извлекаемыми запасами нефти 39 млн т. К эффузивным породам приурочено более 6% от общих разведанных запасов нефти и газа в фундаменте. Это месторождения в Индонезии (андезиты, базальты, их туфы и туфобрекчии) — Джатибаранг (с извлекаемыми запасами нефти 90 млн т), Арджуна, Джанти, Танджунг; в Австралии (туфы и лавы) — Гиджеалла (с запасами газа 140 млрд м³); в Бразилии (порфириды) — Кармополис (с запасами нефти 150 млн т совместно с осадочными) и Ричуэло; в Грузии залежи нефти в эффузивах. В Западной и Восточной Сибири на более чем 30 площадях получены промышленные притоки нефти и газа из магматических и метаморфических пород широкого литологического спектра.

На Сосьвинском своде Западно-Сибирской плиты фундамент палеозойского возраста представлен гранитами, гранодиоритами и их корами выветривания, диоритами, порфиридами, гранито-гнейсами, гнейсами, сланцами, эффузивами. Дебиты газа колеблются от 0,5 до 4,6 млн м³/сут.

На Шаимском своде фундамент также палеозойского возраста, представлен корами выветривания порфиритов, филлитовых сланцев, гранодиоритов, гранитов, липаритов, основных эффузивов. Дебиты нефти колеблются от 5–6 до 150 т/сут.

На Краснотеннинском своде аналогичный возраст и состав пород фундамента. Получены промышленные притоки нефти. Наибольшие

дебиты получены из различных сланцев, порфиристов, гранитов, гранодиоритов и их кор выветривания, метаморфизованных карбонатов, эффузивных пород и их кор выветривания. Дебиты нефти не превышают 150 т/сут, дебиты газа достигают 4,6 млн м³/сут. Вскрыта лишь самая верхняя часть образований фундамента.

В Волго-Уральской нефтегазоносной провинции промышленных притоков нефти и газа из фундамента не получено (объект не опробовался). Состав пород — граниты микроклиновые, плагиограниты, гранитогнейсы, сиениты, диабазы, габбро, кристаллические сланцы и их коры выветривания, пироксениты, базальты — благоприятен для образования трещиноватых коллекторов. В Татарстане в ряде скважин вскрыт значительный по мощности (до 3640 м в скв. 20009) разрез фундамента (опробование объекта не завершено).

Возраст образований фундамента архей-раннепротерозойский. В сверхглубокой скважине 20009, пробуренной на Новоелховском блоке Южно-Татарского свода, так же как и в ранее пробуренной скважине 20000 Миннибаевской (на расстоянии 15 км) разрез фундамента представлен кристаллическими сланцами, гейсами, габброидами, гранитами, амфиболитами, ультрабазитами. В фундаменте получены притоки пластовой воды дебитом до 150 м³/сут.

В Калининградском нефтегазоносном районе Балтийской НГО фундамент архей-протерозойского возраста, представлен гранитами, гранодиоритами, гнейсами, гранито-гнейсами и их корами выветривания. Притоков нефти и газа из фундамента не получено, поскольку эти породы, как правило, не опробовались. По результатам испытания (КИИ) скважины 11 Западно-Гусевской площади в интервале фундамента 1695–1793 м получен приток пластовой воды дебитом 25,5 м³/сут, т. е. коллекторы в разрезе есть.

Таким образом, наиболее благоприятными для образования скоплений нефти и газа породами в фундаменте являются магматические, а по составу — гранитоиды. Проанализированные особенности распространения нефтегазовых скоплений в фундаменте на земном шаре (см. табл. 1) позволяют наметить предварительные закономерности приуроченности крупных месторождений в фундаменте к субдукционно-обдукционному (столкновению плит и их частей) геодинамическому режиму — более 90% разведанных запасов нефти и газа в фундаменте (такие крупные и крупнейшие месторождения, как Пис-Ривер, Белый Тигр, Кыулонг, Ауджила-Нафура, Ла-Пас, Мара, Пенхендл, Уилмингтон, Крафт-Пруса, Бомбей-Хай и другие) и к рифтогенному геодинамическому режиму — около 10% общих разведанных запасов (месторождения Кармополис, Ричуэло, Зейт-Бей, Сунах, Оймаша, Ренью, Хейсян, Люлибей, Ренкю, Силунтай, Джатибаранг, Арджуна, Пси-Экс, Гиджеалла и др.).

Таблица 3

Типизация залежей (промышленных притоков) нефти и газа в фундаменте
по времени консолидации и составу

Возраст	Состав пород	Приток флюидов, т/сут	Возраст	Состав пород	Приток флюидов, т/сут
Нефтегазоносный бассейн Сирт (Ливия)			Западно-Капалский нефтегазоносный бассейн		
Докем- брийский	Граниты, гранодиориты, риолиты и их коры выветривания	Q_{II} — до 1030	Докембрий- ский	Граниты и их кора выветри- вания и дресва	Запасы УВ: месторожде- ние Пис- Ривер 1,825 млрд т тяжелой нефти
Зондский шельф (Вьетнам)			Маракаибский нефтегазоносный бассейн (Венесуэла)		
Докайно- зойский (мел. юра)	Граниты, гранодиориты, адамел- литы, диориты, монциты и их кора выветривания	Q_{II} — до 2000	Домеловой (девон-силу- рийский)	Граниты, гранодиориты и их кора выветрива- ния, кристал- лические сланцы	Q_{II} — до 1500
Нефтегазоносный бассейн Лос-Анжелес (США)			Западный внутренний нефтегазоносный бассейн (США)		
Юрский	Хлоритизи- рованные кремнистые сланцы, глинистые сланцы	Q_{II} — до 274	Докембрий- ский	Кварциты и их кора выветривания	Q_{II} — до 174
Бомбейский нефтегазоносный бассейн (Индия)			Северо-Китайская платформа (КНР)		
Докем- брийский	Гранито- гнейсы, сланцы, траппы	Q_{II} — до 100	Дорифей- ский, кембро- ордовикский	Граниты кварциты и их кора вывет- ривания, известняки и доломиты метаморфи- зованные	Q_{II} -- более 100
Западно-Яванский нефтегазоносный бассейн (Индонезия)			Южно-Мангышлакский прогиб (месторождение Оймаша)		
Докайно- зойский	Андезиты, базальты, туфы и туфобрекчии	Запасы нефти от 40 до 90 млн т	Дотриа- совый	Граниты и их кора вывет- ривания, кристалличес- кие сланцы, роговики	Q_{II} — до 350

Возраст	Состав пород	Приток флюидов, т/сут	Возраст	Состав пород	Приток флюидов, т/сут
Западно-Сибирская НГП Сосьвинский свод			Западно-Сибирская НГП Шаимский свод		
Палеозойский	Граниты, гранодиориты и их коры выветривания, диориты, порфириты и их кора выветривания, гранито-гнейсы, гнейсы, коры выветривания основных эффузивов	Q_1 — до 4,6 млн м ³ /сут	Доюрский, (палеозойский)	Кристаллические сланцы, граниты, гранодиориты, порфириты и их коры выветривания; эффузивы и их коры выветривания	Q_n — до 152
Калининградский нефтегазоносный район			Волго-Уральская нефтегазоносная провинция		
Архей-протерозойский	Граниты, гранодиориты-гнейсы, гранито-гнейсы и их коры выветривания	Пластовая вола $Q_n = 25,5$ м ³ /сут	Архей-протерозойский	Граниты, гнейсы, кристаллические сланцы и их коры выветривания, сиениты, диабазы, базальты, пироксениты	Высоко-минерализованная вода, насыщенная газом Q_n — до 125 м ³ /сут

В России выявленные в фундаменте залежи нефти и газа (промышленные притоки) в Западной и Восточной Сибири приурочены к зонам развития рифтогенного геодинамического режима (Шаимский, Красноленинский и Сосьвинский кристаллические блоки фундамента, а также перспективный Калининградский нефтегазоносный район). Перспективная Волгоуральская нефтегазоносная провинция приурочена к области субдукционно-обдукционного геодинамического режима.

Можно отметить также приуроченность большинства открытых залежей нефти и газа в фундаменте к погруженным выступам (buried hill), разбитым разломами на блоки.

Обобщая результаты проведенной типизации открытых залежей нефти и газа и промышленных притоков УВ из фундамента, для выбора первоочередных направлений поисково-разведочных работ и оценки перспектив нефтегазоносности необходимо учитывать следующие особенности:

– наибольшими разведанными запасами обладает фундамент древних платформ;

– наилучшими геологическими условиями для формирования зон развития разуплотненных трещиноватых пород и нефтегазовых скоплений характеризуются субдукционно-обдукционный и рифтогенный геодинамические режимы;

– наилучшие фильтрационно-емкостные свойства пород, повышенные дебиты и наибольшие запасы имеют гранитоиды и их коры выветривания.

Часть II

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В ФУНДАМЕНТЕ

Отдельным аспектам этой проблемы посвящены работы ученых и производственников России, стран СНГ, Вьетнама, Венесуэлы, США, Канады, Китая, Колумбии, Бразилии, Египта, Индии, Индонезии, Австралии и др. В России в решение этой проблемы значительный вклад внесен специалистами — нефтяниками МГУ им. М. В. Ломоносова, РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, ИПНГ РАН, ОИГГ и М СО РАН, ВНИГНИ, ВНИГРИ, ИГИРГИ, ВНИИокеанологии, Институт океанологии РАН им. акад. Ширшова, ВНИИГАЗа, ЦГЭ, Казанского ГУ, НИПИморнефтегаза и других организаций.

Имеются определенные достижения в разрешении некоторых задач этой проблемы. Однако отдельные положения учеными разных школ трактуются по-разному (например, такие вопросы, как генезис УВ или механизм формирования залежей нефти и газа в фундаменте). Это, естественно, приводит к различным оценкам перспектив нефтегазоносности этого объекта, замедляет процесс поисково-разведочных работ в целом.

Именно этими обстоятельствами вызвана необходимость на базе обобщения новых фактических материалов создать модель формирования залежи нефти (газа) в фундаменте и на этой основе определить совокупность благоприятных геологических факторов для оценки перспектив нефтегазоносности этого объекта.

ГЛАВА 4. МЕХАНИЗМ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ (ГАЗА) В ФУНДАМЕНТЕ

Анализ фактического материала, изучение теоретических работ ведущих ученых России и зарубежья позволили предложить следующий механизм формирования нефтегазовых скоплений в фундаменте.

Залежи нефти (газа) в трещиноватых породах фундамента образуются путем аккумуляции первичных пузырьков (капель) нефти, произведенных нефтематеринской осадочной толщей, непосредственно примыкающей к фундаменту, под действием капиллярных сил.

Для подтверждения правомерности предлагаемой модели формирования залежи необходимо обосновать источник УВ, движущие силы процесса миграции, необходимый нефтегазогенерационный потенциал материнской толщи, площадь (радиус) нефтесбора и другие вопросы. А также подтвердить предлагаемую модель фактическим материалом.

Источником УВ, заполняющих ловушку в фундаменте, является рассеянное органическое вещество (РОВ) нефтематеринской осадочной толщи, примыкающей к фундаменту.

На хорошо изученном Зондском шельфе Вьетнама, в Кыулонгской впадине, где открыты крупные нефтяные месторождения в фундаменте Белый тигр, Черный лев, Дракон, Кыулонг, Руби и другие, содержание РОВ в основной нефтематеринской толще нижнеолигоценового возраста составляет несколько десятков миллиардов тонн, а величина $C_{орг}$ в породах этого комплекса колеблется от 0,97 до 2,5%.

Доказательством возможности формирования залежей нефти в фундаменте и в вышележащих осадочных комплексах пород за счет органического вещества нефтегазообразующих осадочных толщ может служить сходство физико-химических свойств нефтей этих залежей, направленность миграции флюидов из осадочных материнских толщ в фундамент.

Достаточно полные данные имеются по месторождениям нефти вьетнамской части Зондского шельфа, где ряд залежей открыт в фундаменте. В Кыулонгской впадине залежи нефти в фундаменте таких месторождений, как Белый Тигр, Дракон, Кыулонг, Баден, Руби и другие, сформировались, по мнению вьетнамских геологов, за счет органического вещества основной нефтематеринской толщи нижнеолигоценового (эоцен-нижнеолигоценового) возраста. За счет этого же источника сформировалась и нижнеолигоценовая залежь нефти. Вышележащие миоценовая и верхнеолигоценовая нефтяные залежи образовались за счет другого источника — РОВ верхнеолигоценовых глин и аргиллитов.

Для подтверждения этого положения нами на месторождении Белый Тигр проведен анализ свойств нефтей залежи в фундаменте (16 скважин Центрального блока и 19 скважин Северного блока, всего 35 скважин) и в нижнем олигоцене (26 скважин) (см. рис. 1 и таблицу к рис. 1). В подавляющем большинстве проб нефть, отобранная из залежей в фундаменте и в нижнем олигоцене, характеризуется близкими значениями практически по всем исследованным параметрам, хотя есть и некоторые отличия (содержание легких фракций до 150°C, температура начала кипения нефти).

По результатам фотоколориметрии и инфракрасной спектрометрии (ТАТНИПИ, 1992) отмечается определенное сходство нефтей двух залежей. Так, коэффициент светопоглощения ($K_{СП}$) для нефтей нижнего олигоцена составляет 17,2 см⁻¹, а для фундамента 14,6 см⁻¹, нефти

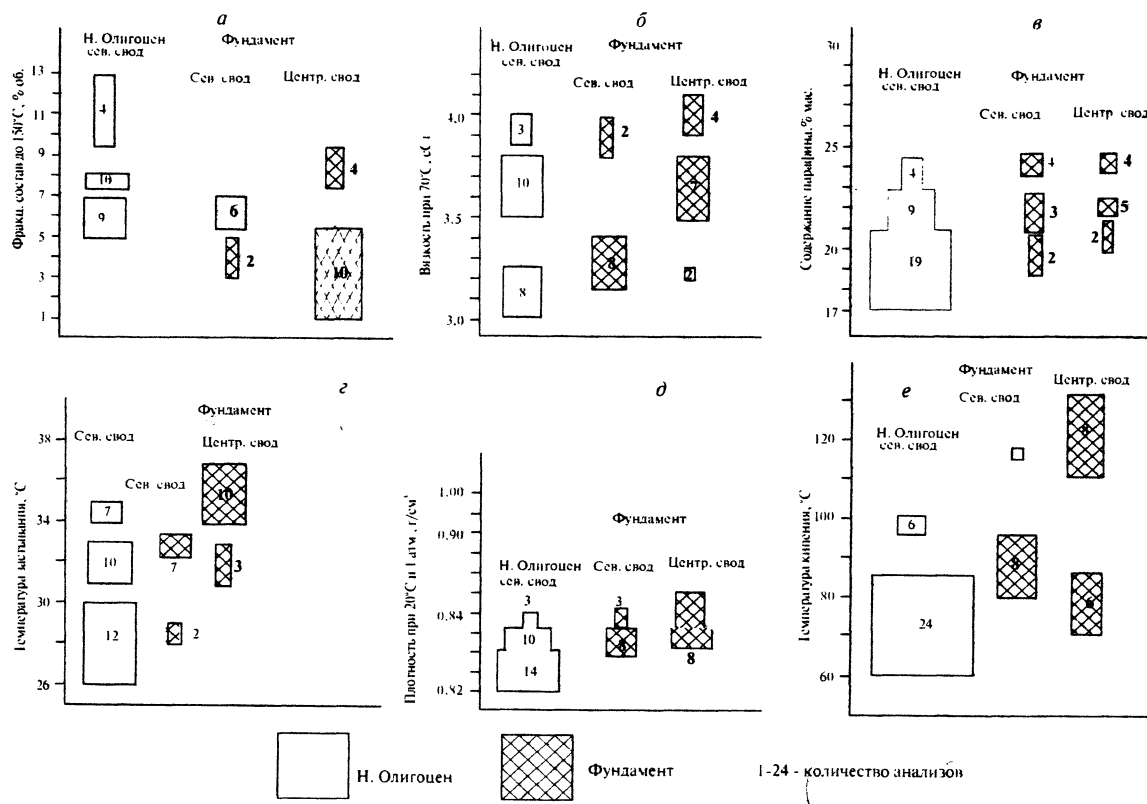


Рис. 1. Графики физико-химических свойств нефтей (по данным НУПИМорнефтегаз)

Таблица к рис. 1

Параметры	Фундамент,	Нижний олигоцен
Плотность нефти при 20°C и 1 атм	—	0,82–0,84 г/см ³
Вязкость при 70°C	3,2–4,1 сСт	3,0–4,0 сСт
Содержание парафина	18,5–24% мас.	17–24% мас.
Температура начала кипения нефти	72–130°C	60–100°C
Температура застывания нефти	28–36,5°C	26–35°C
Содержание легких фракций до 150°C	5–13%	1–9%

одинаково окрашены, примерно одинаковы и значения коэффициента рефракции (K_p). Это же подтверждается и близкими значениями отношения пристан/фитан: 2,28 для нижнего олигоцена и 2,19–2,5 — для фундамента. По микроэлементному составу нефтей (определения Далатского института ядерных исследований, Вьетнам) также отмечаются близкие значения содержания основных металлов (табл. 4), хотя и есть некоторые отличия (Cu, Al).

По анализу изотопного состава углерода нефтей (ГАНГ им. Губкина, 1992) отличие значений в нижнем олигоцене (28,25%) от значений в фундаменте (28,6%) составляет всего 0,35%, т. е. нефти идентичны.

По характеристике УВ состава нефтей высокомолекулярной фракции (выше 200°C), которая изучена (ГАНГ им. Губкина, 1990) с помощью газожидкостной хроматографии, также наблюдается сходство составов нефтей нижнего олигоцена и фундамента: отношение пристан/фитан (1,9 и 2,2), нафтеновый фон (19,8 и 21,1), коэффициент изопреноидности (0,38 и 0,45), по содержанию *n*-алканов (C_{14} – C_{16}) относительная масса составляет 5,4–5,9% и 6,2–6,9%. Таким образом, несмотря на небольшую статистику, хроматографический анализ позволяет говорить о преимущественном сходстве нефтей залежей фундамента и нижнего олигоцена, хотя имеются и незначительные различия.

Этот вывод (Дахнова, Жеглова, Гуриева, Назарова, 1996) подтверждается анализом группового УВ состава нефтей комплексов фундамента и нижнего олигоцена, изотопного состава углерода, индивидуального состава *n*-алканов, ациклических изопреноидов и биомаркеров восьми проб нефтей с привязкой к продуктивным горизонтам фундамента и нижнего олигоцена. Авторы отмечают, что нефти этих

Таблица 4
Содержание в нефтях микроэлементов

Нефти залежей	Содержание микроэлементов, г/т									
	Mn	Mg	Ni	V	Br	Ca	Cu	Na	Cl	Al
Нижнеолигоценовой	1,9	70	3,5	0,14	2,7	391	2,4	44	500	41
Фундамента	1,7	60	2,2	0,10	2,4	445	12,0	68	376	70

двух комплексов генерированы ОВ преимущественно водорослевого типа (ботриококкус или аналогичные озерные водоросли), накапливающимися в континентальных или прибрежно-морских условиях. Об этом свидетельствуют бимодальный тип молекулярно-массового распределения *n*-алканов, отношение пристан/фитан (0,7–2,0), отношение *n*-C₁₉/*n*-C₁₇ (0,42–0,64), относительное содержание и распределение стерановых и терпановых УВ: низкие концентрации первых членов гомологического ряда трициклических терпанов состава C₁₉–C₂₀, низкие значения олеананового индекса. Присутствие гамма-церана указывает на соленоводные условия накопления ОВ. Нефти залежей фундамента и нижнего олигоцена генетически сходны, а некоторые различия в их составе обусловлены главным образом разным катагенезом и, возможно, влиянием миграции. Об этом свидетельствует параллелизм изменения с глубиной всех изученных показателей зрелости нефтей: отношения C₂₃ трициклический терпан/C₃₀ гопан, C₂₄/C₂₃, 18(н) неоногопан /17(н) норгопан, T₃/T_m, обогащение нефтей тяжелым изотопом углерода и др.

Эта же закономерность — сходство составов нефтей залежей фундамента и нижнего олигоцена — подтверждается и данными Х. Д. Тиена (1999). На месторождении Белый Тигр у них примерно одинаковый возраст (15,4 и 14,9 млн лет), степень метаморфизма нефтей (0,8995 для фундамента и 0,7640 — для нижнего олигоцена), отношение *n*-алканы/нафтенны (1,63 и 1,65), отношение *m*-ксилол/*o*-ксилол (1,978 и 1,980). Близкими месторождению Белый Тигр значениями рассмотренных показателей характеризуются и нефти фундамента (восточные блоки, скв. R-14 и R-21) и нижнего олигоцена на месторождении Дракон. Сходство составов нефтей наблюдается и в Южно-Коншонском бассейне Зондского шельфа Вьетнама (месторождения Дайхунг, Кимкьонг, Хоанг Тхат, Качо и другие).

Таким образом, особенности физико-химических свойств нефтей фундамента и нижнего олигоцена месторождений Белый Тигр, Дракон и других (Вьетнам) позволяют считать доказанным существование единого генерационного источника ОВ для этих залежей.

Сходство составов нефтей для залежей фундамента и нижнемелового осадочного комплекса наблюдается и на месторождениях Ла-Пас и Мара (Венесуэла).

Считается (Blaster, White, 1984), что толща пластов формации Ла-Луна (нижний мел), сложенная темными битуминозными сланцеватыми известняками, является материнской для большей части УВ, содержащихся во всех пластах — коллекторах (в том числе и в фундаменте) на этих месторождениях. Залежи нефти в фундаменте и меловых отложениях месторождения Ла-Пас разобщены флюидоупором, а на месторождении Мара, где нефти этих залежей практически идентичны по

составу и объект эксплуатируется как единый, разобшенность резервуаров фундамента и мела подтверждена замерами забойных давлений.

На месторождении Уилмингтон (США) как благоприятный фактор скопления нефти в фундаменте отмечается переслаивание нефтематеринских пород, с обильным накоплением органического вещества, и коллекторов фундамента.

На месторождении Ауджила-Нафура (Ливия) (в фундаменте запасы нефти составляют 590 млн т) нефтематеринскими породами служат верхнемеловые сланцы и аргиллиты свиты Рахмат и Ракб (Робертс, 1973), которые залегают на отметках ниже нижнего ограничения залежи (ВНК). Аналогичная картина на месторождении Сунах.

На Северо-Китайской платформе (Китай) месторождения нефти в досинийских кристаллических выступах фундамента образовались (Дешенг, 1985) за счет органического вещества нижнетретичных нефтегазообразующих толщ, залегающих на опущенных крыльях; мощность этих толщ достигает 7000–10000 м. Этот фактор исследователи П. Пост, А. Ли Бинжау (1995), Дешенг (1983 и 1985) относят к одному из пяти основных, контролирующих залежи УВ в таких объектах Северного Китая.

Приведенные сведения, с нашей точки зрения, достаточно убедительно доказывают, что основным источником нефти в ловушках фундамента является ОВ осадочных нефтематеринских толщ, прилегающих к фундаменту. Рассмотрим механизм формирования залежи нефти (газа) в ловушке фундамента.

Такой механизм показан нами (Арье, Шустер, 1998) на примере хорошо изученных месторождений в фундаменте Белый Тигр, а также Ауджила-Нафура и Ла-Пас. Схема формирования залежи нефти в фундаменте представляется в следующем виде (расчет приведен по месторождению Белый Тигр). В нижнеолигоценовой нефтематеринской толще, с условной средней толщиной 300 м, в основном глинисто-аргиллитового состава выделяются проницаемые пропластки песчаников и алевритов с проницаемостью 0,01 мкм² и более. Продукты деструкции рассеянного ОВ, сконцентрированные в глинисто-аргиллитовых породах, под действием геостатического давления поступают в псамитовые разности пород, где под действием высоких температур и давления возникают первичные пузырьки УВ (капель микроневфти). Затем образовавшиеся пузырьки мигрируют по отложениям условного коллектора к зонам, где образуются более крупные пузырьки (или их скопления). Такие укрупненные скопления пузырьков сами становятся промежуточными центрами аккумуляции. Однако существует и основная область аккумуляции и, следовательно, притяжения пузырьков. Это — первоначальная залежь в образованиях фундамента, которая сформировалась за счет дренажа рассеянных УВ скоплений из оса-

дочных пород в фундамент (проницаемость которого многократно выше, чем в осадочных). Дренаж реализуется капиллярными силами, вектор которых, в соответствии с известной формулой Лапласа относительно давления поверхности фазового раздела, направлен в сторону среды с большими радиусами поровых каналов или большей проницаемости.

С помощью этого механизма аккумулируются все возникающие в процессе первичной миграции пузырьки или капельки микронепти с площади, очерченной радиусом от центра аккумуляции до точки геологического пространства нефтегазоматеринского пласта, где пузырек микронепти не в состоянии преодолеть начальный градиент фильтрации. Величину этой площади следует считать площадью нефтесбора.

Если количество УВ, произведенных пластом-генератором на этой площади, сопоставимо с объемом УВ в залежи, то можно считать, что предложенная концепция ее образования имеет право на существование. Следовательно, для обоснования справедливости последней необходимо выяснить:

- 1) возможную площадь нефтесбора или приведенный радиус этой площади;
- 2) генерационный потенциал пласта-генератора;
- 3) сопоставимость расчетной величины приведенного радиуса нефтесбора с его реально возможной величиной.

Детальные расчеты, приведенные в нашей статье (Арье, Шустер, 1998), показывают, что радиус площади нефтесбора — 32 км (а следовательно, и количество УВ, произведенное пластом-генератором на этой площади) — сопоставим с радиусом площади залежи (29,5 км) и соответственно с объемом УВ в залежи.

Расчеты показывают также, что залежь в трещиноватых образованиях выступа фундамента может сформироваться путем аккумуляции первоначальных пузырьков (капель) УВ, произведенных толщиной осадочных терригенных пород, прилегающих к этому выступу. При этом площадь сбора УВ для данных условий имеет условный радиус ~30 км, а основной причиной аккумуляции нефти в залежи являются силы поверхностного натяжения на границах флюидных фаз.

На месторождениях Ауджила-Нафура и Ла-Пас условный радиус площади нефтесбора составил соответственно 35 и ~25 км.

Таким образом, на фактическом материале конкретных залежей нефти доказан механизм формирования залежи нефти в фундаменте за счет органического вещества окружающих осадочных нефтегазообразующих толщ, подтверждающий существующие представления о формировании нефтегазовых скоплений в фундаменте. Обоснованная модель позволяет на базе оценки генерационного потенциала нефтемате-

ринских толщ ($C_{\text{орг}}$, толщина пласта-генератора и площадь нефтесбора), площади потенциальной залежи в фундаменте и других параметров давать прогноз ресурсов нефти (газа) в данной ловушке.

Глава 5. ФОРМИРОВАНИЕ ЗОН РАЗУПЛОТНЕННЫХ ТРЕЩИНОВАТЫХ ПОРОД В КРИСТАЛЛИЧЕСКОМ ФУНДАМЕНТЕ

Большинство открытых залежей нефти (газа) в породах фундамента приурочено преимущественно к трещинным коллекторам (см. табл. 1). Именно зоны развития трещинных, трещинно-каверновых и трещинно-каверново-поровых коллекторов и являются очагами аккумуляции углеводородов из окружающих осадочных нефтегазопроизводящих толщ. Поэтому очень важно обосновать геологическую модель строения кристаллических массивов.

В нефтяной геологии проблема механизма трещинообразования возникла в связи с изучением карбонатных коллекторов, где достаточно широко развит трещинный, трещинно-каверновый тип пустотности.

В последние годы эта проблема приобрела исключительно важное значение в связи с изучением нефтегазоносности кристаллических массивов фундамента, в которых установлена приуроченность участков высокой продуктивности к зонам разуплотненных трещиноватых пород, неравномерно распределенных в теле гранитоидных массивов.

Согласно нашим представлениям, формирование зон разуплотненных трещиноватых пород фундамента происходит под воздействием статических и динамических внутренних и внешних напряжений при относительно быстром снижении давления и температуры, сопровождаемом импульсом выделяемой энергии, который и является первопричиной разрушения.

Распространение импульса энергии в виде волны приводит к переносу энергии из области разрыва в окружающую среду, к перераспределению напряжений и уплотнению окружающих пород соответственно объему возникшего разуплотненного пространства.

Такие зоны разуплотненного пространства с аномальной трещиноватостью называют очагами дилатансии. В зонах крупных разрывных нарушений наблюдается аномальная множественность сближенных трещин и смещений по ним в определенном объеме пород, возникших в результате процессов динамического разрушения геологической среды. Способность к быстрому развитию разрушения геологических тел определяется запасом упругой энергии, накопленной средой к момен-

ту разрушения. Такие зоны могут быть самостоятельным типом природного резервуара для скоплений нефти и газа.

Формирование пустотности гранитоидных массивов начинается со стадии их остывания. Начальная температура магматического расплава составляет порядка 900°C. Остывание происходит неравномерно, наиболее быстро на контакте с вмещающими «холодными» породами, температура которых значительно ниже, чем у магмы. Поэтому по периферии интрузивного тела в результате такого относительно быстрого остывания происходит образование жесткого каркаса быстро затвердевшей лавы (зоны «закалки»). В результате такого скоротечного остывания (на сотни градусов Цельсия) и значительного перепада давлений происходит существенное уменьшение объема тела. Какая-то часть этой усадки приходится и на создание контракционной пустотности (зон разуплотнения), которую М. А. Осипов (1982) оценивает по результатам изучения Казахстанских гранитоидных массивов в 2–3% от общего объема остывшего тела. Пустотность выражена в трещинах, кавернах, раковинах, полостях, камерах, размеры которых могут достигать десятков метров. На нефтяном месторождении в фундаменте Оймаша (В. П. Попков и др., 1986) оценивают контракционную пустотность более чем в 8% от объема остывшего кристаллического массива.

Последующие процессы образования и преобразования зон разуплотненных трещиноватых пород по этому же механизму (снижение давления и температуры, сопровождаемое импульсом энергии) связаны с геологическими процессами, основными из которых являются тектонические, гипергенные и гидротермальные, приводящие ко вторичному преобразованию пород.

Проанализированный фактический материал подтверждает теоретическое обоснование такого механизма трещинообразования. Помимо первоначального образования пустотности, связанного с остыванием гранитоидных массивов и перепадом давления, т. е. с относительно быстрым снижением палеотемператур и палеодавлений в этих массивах, косвенно этот механизм можно подтвердить и данными о современных термодинамических условиях залежей нефти в фундаменте и в вышезалегающих осадочных комплексах.

Так, на месторождении Ла-Пас начальное пластовое давление залежи нефти в фундаменте на момент начала разработки залежи было ниже, чем в вышезалегающей залежи в меловых отложениях. Залежь нефти в фундаменте месторождения Пенхендл характеризуется аномально низким пластовым давлением по отношению к вышезалегающим залежам.

Доказательством предложенного механизма трещинообразования может служить также приуроченность хороших фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород и повышенной продуктивности в фундаменте

к зонам крупных разрывных нарушений на таких месторождениях, как Белый Тигр, Дракон, Ла-Пас, Бомбей-Хай и др. Кроме того, детальный анализ материала показывает (рис. 2), что существенное влияние на формирование пустотного пространства и проницаемости пород, наряду с тектоническим фактором, оказывают наложенные процессы вторичного геохимического преобразования пород. Интенсивность и результат этих процессов в значительной степени зависят от состава пород и характера преобразования основных породообразующих минералов.

При образовании вторичной пустотности под воздействием высокотемпературных, агрессивных гидротермальных растворов весьма существенную роль играет состав кристаллических пород.

На месторождении Белый Тигр отмечена приуроченность высоких ФЕС пород и повышенной продуктивности к наиболее кислым породам, в первую очередь — к гранитам.

Так, на месторождении Оймаша максимальными дебитами (до 350 т/сут) и наилучшими ФЕС ($K_n = 3,4-7\%$, иногда до 12,4) характеризуются трещиноватые граниты. На месторождении Ла-Пас максимальные дебиты также получены из гранитов, на месторождении Бомбей-Хай — из гранито-гнейсов. Такая закономерность объясняется рядом причин:

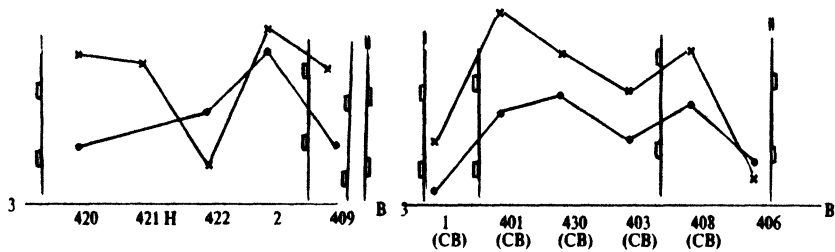
- высокой вязкостью кислых гранитных магм и способностью быстро затвердевать (полимеризовываться) с образованием внутри полостей и трещин пластовой отдельности (Осипов, 1982). Вязкость магмы тем выше, чем больше в ней кремния;

- уменьшением объема кислого интрузива за счет сокращения объема породообразующих гранит минералов в процессе остывания расплава, который по М. А. Осипову (1982) в интервале температур 650–120°C составляет 2–3% от объема остывшего тела, в том числе на долю кварца приходится более 1%, калиевого полевого шпата — 0,36, плагиоклаза — 0,28, слюды — 0,11, на остальные минералы — еще меньше;

- наибольшей жесткостью и сопротивляемостью гранитоидов на геостатическую сжимаемость. У гранитов она максимальная (1,96–2,27 при 2000 бар), у гранодиоритов — 1,82, у диоритов — 1,61;

- меньшей, по сравнению с основными породами, предрасположенностью гранитов к гидротермальным изменениям за счет устойчивости калиевого полевого шпата и кварца. Плагиоклазы, наоборот, наименее устойчивы — они легко замещаются кальцитом, серицитом, глинистыми минералами.

Граниты содержат, по сравнению со средними породами, больше кварца и меньше полевых шпатов, поэтому при воздействии гидротермальных растворов граниты характеризуются более высокой плотностью, чем менее кислые породы; у гранитоидов пустотное (трещинно-каверновое) пространство подвержено меньшей, чем у средних и



a

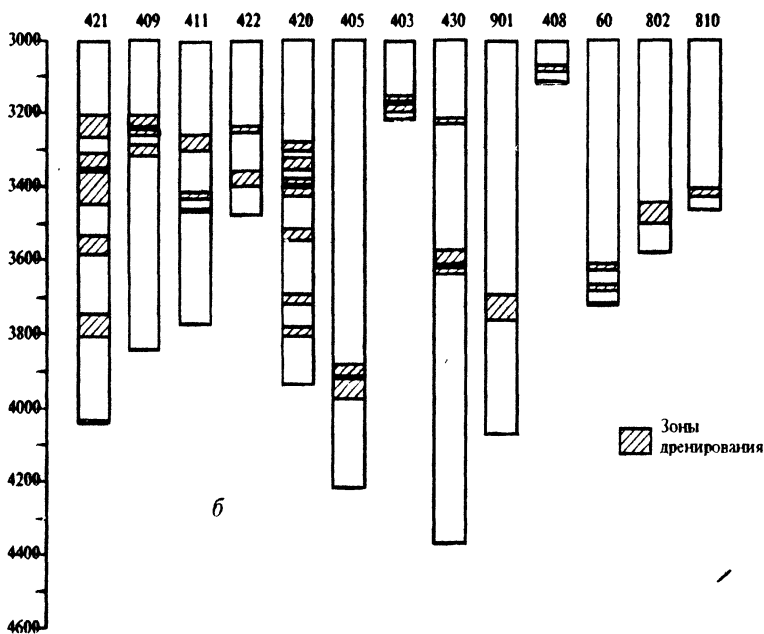
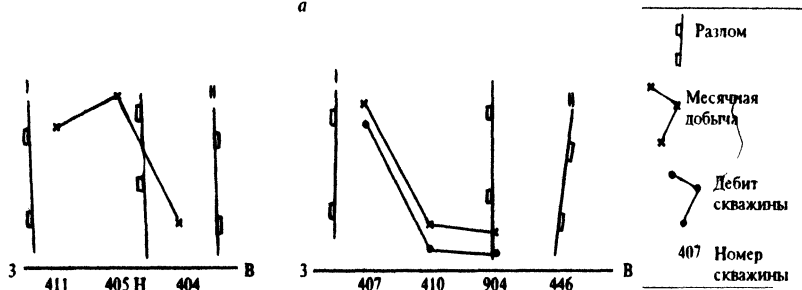


Рис. 2. Изменение дебита и месячной добычи нефти в скважинах по профилям с запада на восток (а) и распределение зон дренирования по разрезу фундамента (б) (по данным НИПИМорнефтегаз)

основных пород, кольматации кальцитом и цеолитом — главными продуктами и «свидетелями» гидротермальных процессов.

Таким образом, состав пород, наряду с тектоническим фактором, оказывает наиболее существенное влияние на окончательное формирование пустотности и распределение продуктивности в кристаллическом массиве и является наиболее важным фактором для оценки благоприятности новых объектов поисков и разведки нефтегазовых скоплений в фундаменте.

Факт неоднородного строения кристаллических массивов фундамента установлен достаточно давно. Так, в работе Э. Рагена (1979) приведены примеры разных типов массивов. В первом типе в ядре находятся кислые породы, а к периферии их кислотность убывает. Во втором типе, наоборот, — в ядре менее кислые или средние породы, а к периферии кислотность пород возрастает. Значительная неоднородность состава пород установлена на ряде гранитоидных массивов: Белый Тигр (15 типов пород), Дракон (пять типов), Бомбей-Хай (четыре типа), Оймаша (10 типов).

В последние годы накоплен значительный фактический материал по залежам нефти в фундаменте, который позволяет оценить неоднородность кристаллических массивов не только по составу и строению, но, что очень существенно для поисково-разведочных работ, по ФЕС пород и, как следствие, по продуктивности. Мы, наряду с другими авторами, считаем, что фактор коллектора, при прочих благоприятных условиях, является ключевым, контролирующим нефтегазоносность кристаллических массивов.

Анализ пространственного распределения ФЕС кристаллических пород в гранитоидных массивах и в первую очередь месторождения Белый Тигр, показал, что породы-коллекторы и породы-неколлекторы залегают в массивах неравномерно — блоками, без четкой закономерности (рис. 3) Эти блоки по объему пород распределены неравномерно и в разных частях гранитоидных массивов (например, на месторождениях Бомбей-Хай, Ла-Пас или в Центральном и Северном сводах месторождения Белый Тигр).

Плохопроницаемые породы-неколлекторы зачастую встречаются и в его кровле, играя роль зональных или локальных флюидоупоров (зона «закалки» — корка быстро застывшей магмы на контакте с «холодными» осадочными породами). Такие примеры можно привести по месторождениям Белый Тигр, Дракон, Кыулунг во Вьетнаме, Ла-Пас в Венесуэле, Бомбей-Хай в Индии и др. Так же неравномерно распределены и ФЕС в породах-коллекторах как по площади (рис. 4) на месторождениях Белый Тигр, Ла-Пас, Бомбей-Хай и др., так и по разрезу (рис. 5). На месторождении Белый Тигр в разрезе выделяются две зоны повышенных ФЕС пород — в интервале (а. о.) 3150—3350 м и вторая в

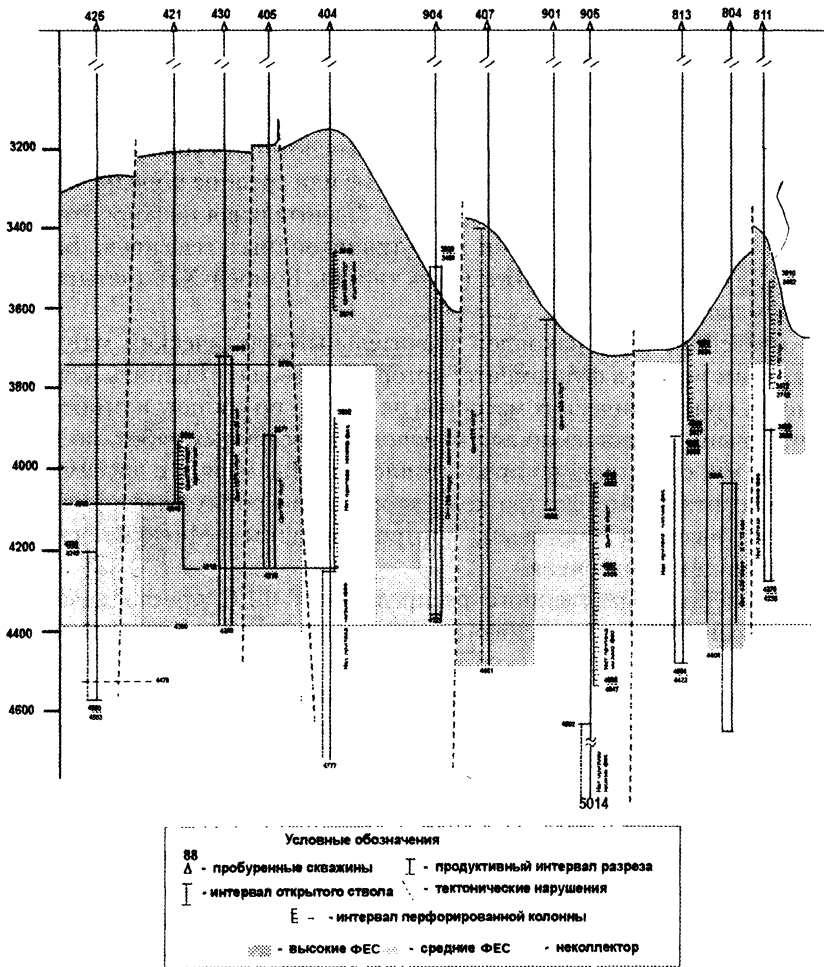


Рис. 3. Макронеоднородность трещинного резервуара (данные сейсморазведки ЗД и ГИС)

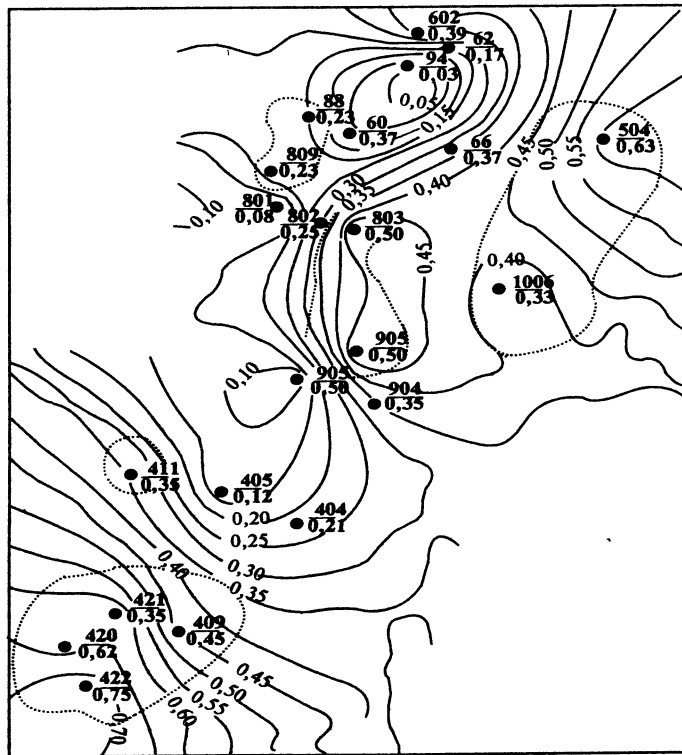
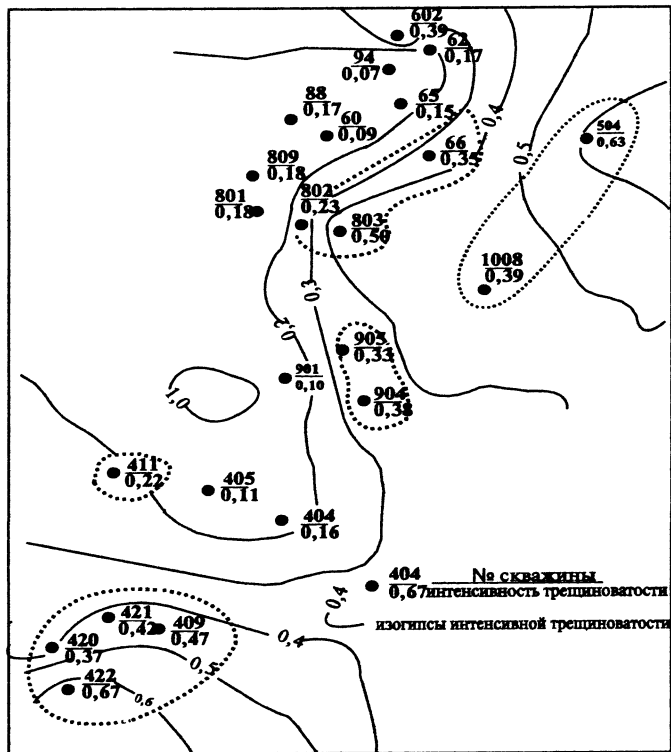


Рис. 4. Распределение интенсивности трещиноватости вскрытого фундамента (а) и 200 м ниже кровли фундамента (б) (данные ВИНГ, 1994 г.)

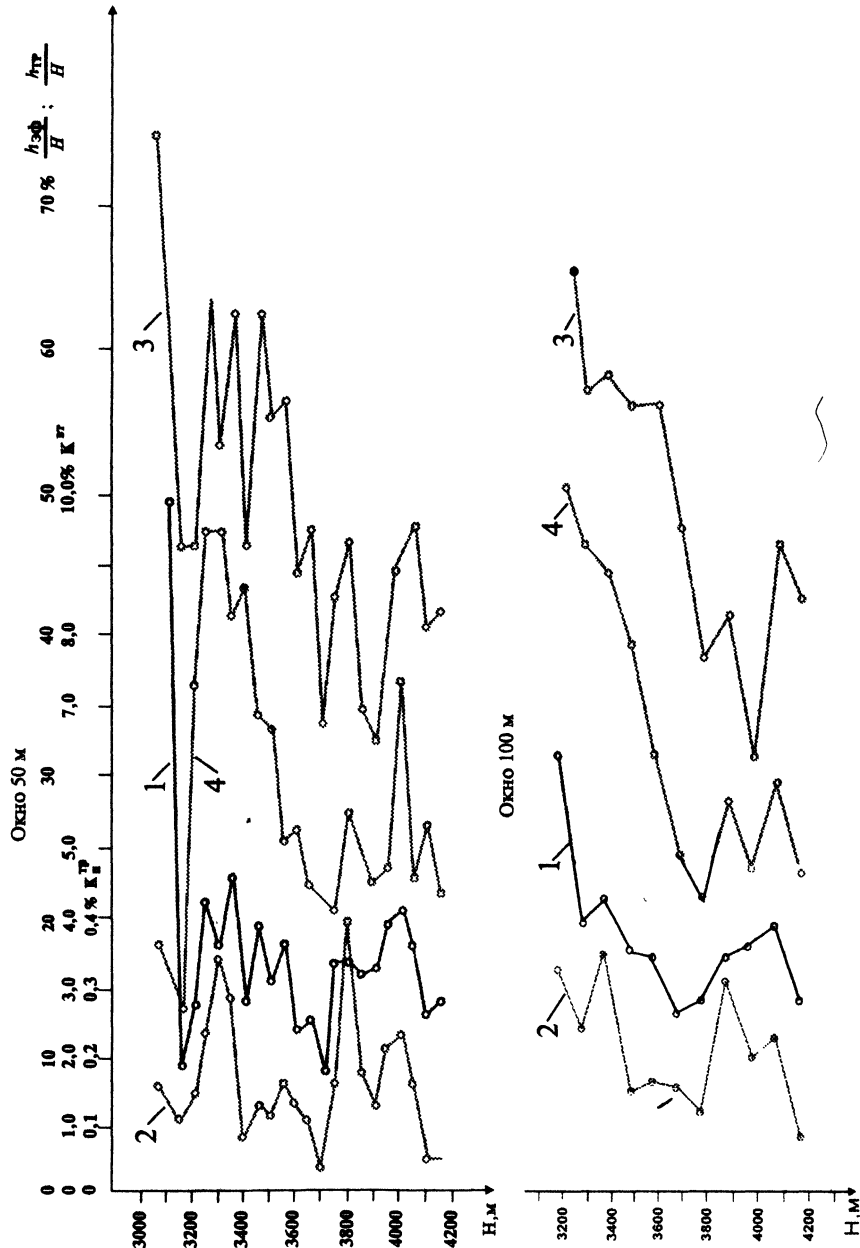


Рис. 5. Неоднородность пород фундамента с глубиной: 1 — эффективная пористость $K_n^{\text{эф}}$, %; 2 — трещинная пористость $K_n^{\text{тр}}$, %; 3 — отношение эффективной мощности к общей мощности $\frac{h_{\text{эфф}}}{H}$, %; 4 — $H, \text{ м}$ — общая мощность (по данным НИПИМорнефтегаз)

интервале (а. о.) 3700–3900 м. Намечается также и третья зона в интервале (а. о.) 4300–4500 м, а трещиноватые породы выделяются по данным ГИС и ниже замка структуры. И если доля коллекторов уменьшается с глубиной от 60 до 20%, то коэффициенты вторичной пустотности и проницаемости не уменьшаются до глубин (а.о.) 4600–5000 м (рис. 6). В работах по Татарстану (Муслимов, Лапинская, 1996; Назипов, 1997) отмечается увеличение трещиноватости кристаллических пород фундамента с глубиной. В Кольской сверхглубокой скважине трещиноватые породы встречены на глубине около 10 км. Также неравномерно распределен и тип пустотного пространства (рис. 7), зоны дренирования (см. рис. 2).

Как следствие неравномерного площадного распределения ФЕС пород и особенно трудно определяемой проницаемости, столь же неравномерно распределены по разрезу скважин (по-видимому, и по гранитоидному массиву в целом) и интервалы притока нефти (рис. 8). Анализ связи притоков нефти с глубиной (рис. 9) показывает, что в большинстве скважин максимальные притоки нефти получены на глубинах 50–500 м ниже поверхности фундамента, хотя в отдельных скважинах значительные дебиты получены и на глубинах свыше 1000–1700 м от кровли (месторождения Белый Тигр, Ла-Пас, Силунтай). Попытки оценить строение кристаллических массивов фундамента в связи с их неоднородностью предпринимались в ряде работ. В. И. Попков и др. (1986) предложили модель пластово-жильного строения гранитного массива залежи нефти месторождения Оймаша. В. В. Ногиным и В. Л. Шустером в 1993 г. была предложена прерывисто-слоистая (в пределах блоков) модель строения гранитоидного массива залежи нефти месторождения Белый Тигр. В. А. Кошляк и Н. Х. Куи (1996) предлагают на том же месторождении Белый Тигр дискретно-пластовую модель кристаллического массива.

Основываясь на фактическом материале (см. рис. 8) и на предлагаемом механизме образования зон разуплотненных трещиноватых пород и соседствующих с ними (в результате уплотнения пород) участков плохопроницаемых толщ, автор (Шустер, 2001) предлагает *неравномерно-ячеистую модель строения* резервуара гранитоидных массивов. Новым определением модели (ячеистая) подчеркивается значительно более сложное и дробное строение массива по распределению зон коллекторов и плохопроницаемых пород, чем это представлялось ранее (блоки, пласты). Это, в свою очередь, значительно затрудняет прогноз и поиски нефтегазовых скоплений в кристаллических породах фундамента.

Наиболее наглядно фильтрационно-емкостную неоднородность кристаллических массивов можно наблюдать на достаточно полно освещенном материалами бурения (ГИС, керн, опробование и гидроди-

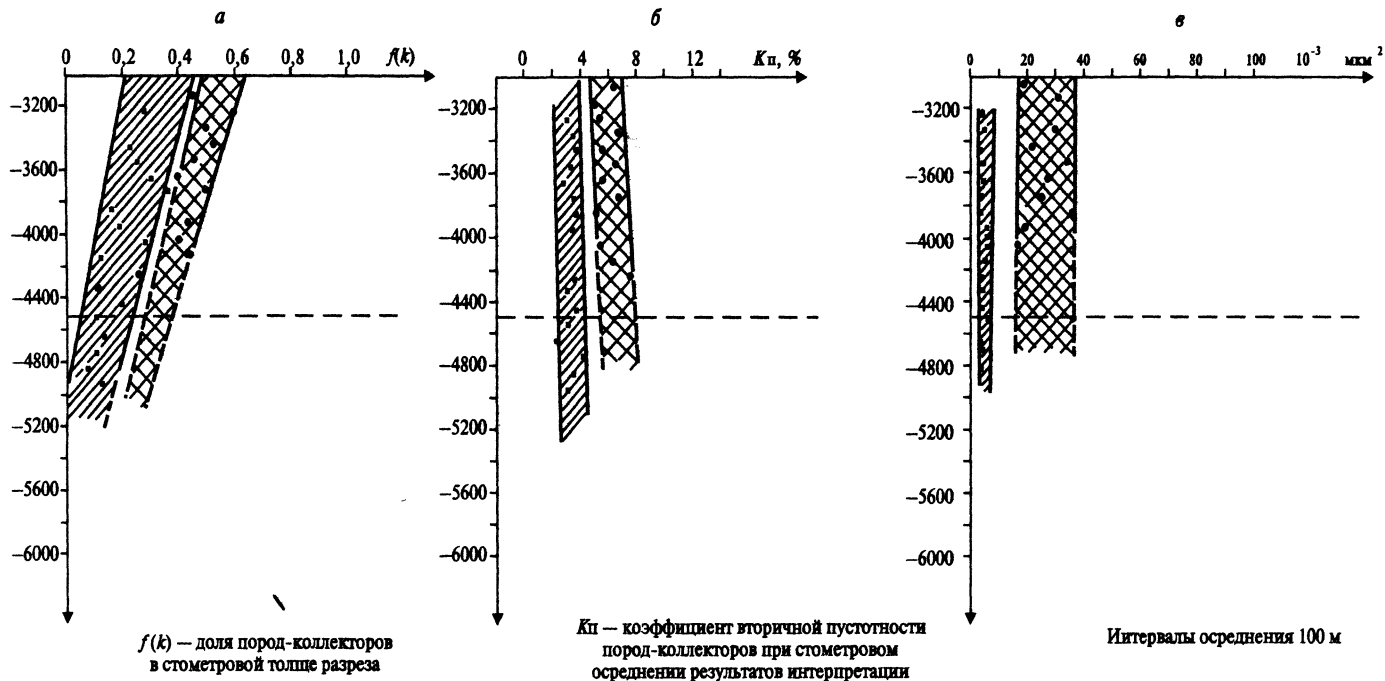


Рис. 6. Доля пород-коллекторов по абсолютной глубине фрагмента фундамента при стометровом осреднении данные интерпретации ГИС (а); Зависимость коэффициентов вторичной пустотности пород-коллекторов фрагмента фундамента от абсолютной глубины по данным интерпретации ГИС (б); Зависимость коэффициентов проницаемости пород-коллекторов фрагмента фундамента от абсолютной глубины по данным интерпретации ГИС (в)

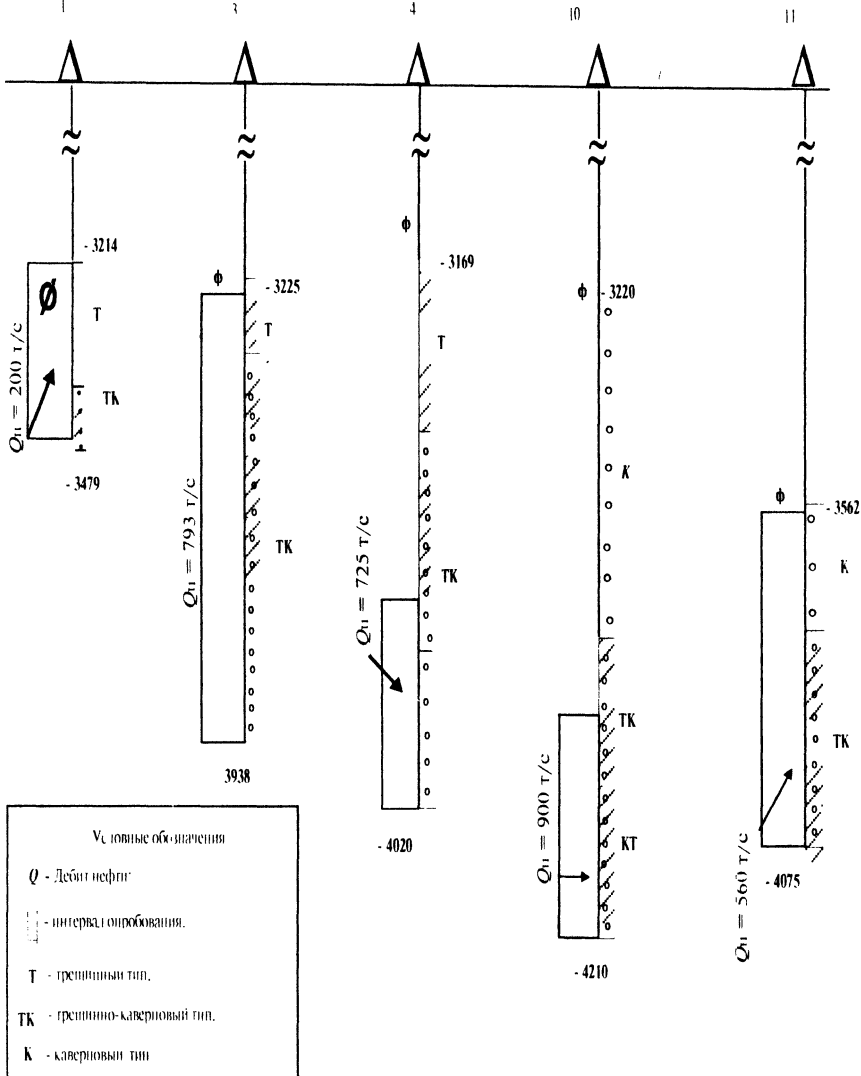


Рис. 7. Типы пустотности
(по данным НИПИМорнефтегаз)

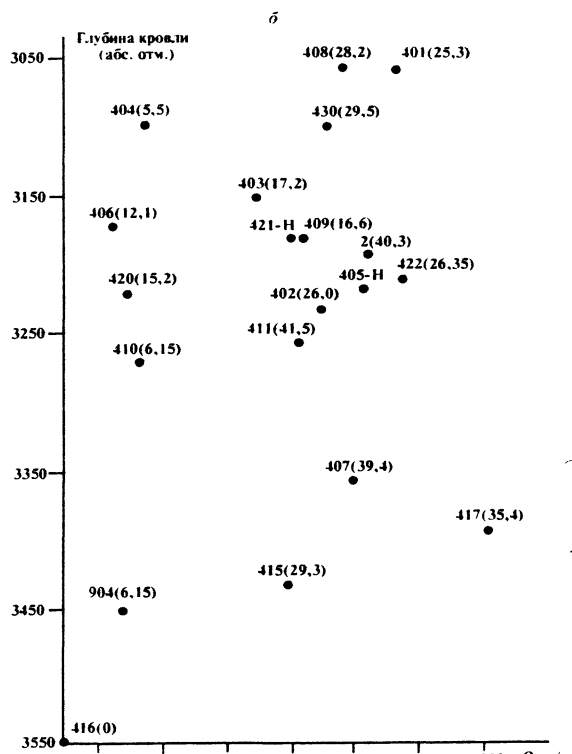
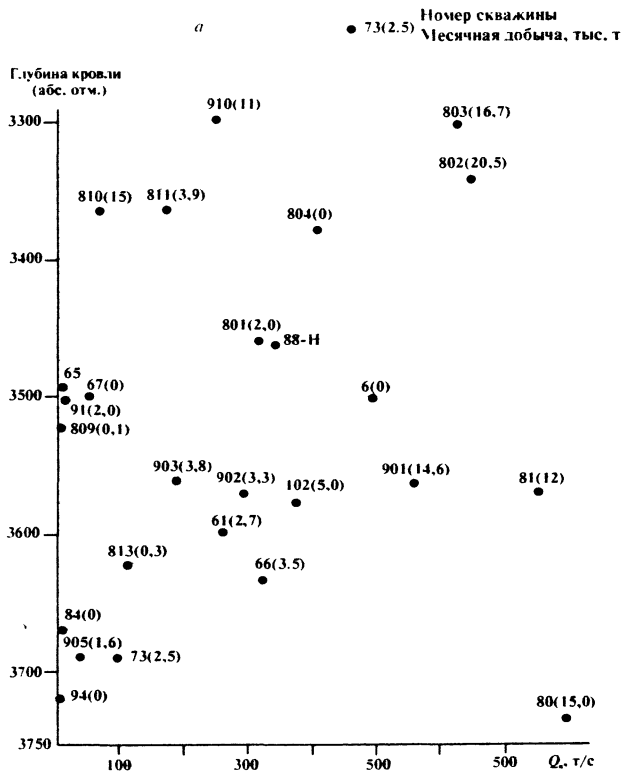


Рис. 9. Зависимость дебита скважины и добычи (за декабрь 1994 г.) от глубины кровли фундамента:
а — северный свод; б — центральный свод

намические исследования) и данными сейсморазведки ЗД залежи фундамента месторождения Белый Тигр.

Так, на рис. 3 дана схема распределения макронеоднородности гранитоидного массива по ФЕС пород. Выделено три типа пород: хорошие коллекторы, средние коллекторы и неколлекторы.

На рис. 8 представлено детальное строение залежи с разделением разреза, вскрытого в каждой скважине, на коллекторы, неколлекторы и интервалы притока нефти, по данным гидродинамических исследований. Именно эта детальная модель залежи позволяет нам утверждать, что распределение зон коллекторов (разуплотненных пород) и неколлекторов носит неравномерно-ячеистый характер, подчеркивая тем самым незначительные по размерам (до сотен метров) ячейки тех и других пород, неравномерно распределенных в теле массива.

Внутри ячейки (блока) может наблюдаться «пластовое» (прерывисто-слоистое или дискретно-пластовое) залегание пород, возможно, связанное с метасоматическим генезисом гранитоидов по первично-осадочным породам с реликтами слоистого залегания («призрачная» стратиграфия по Рагену, 1979). Однако основными элементами строения кристаллических массивов являются ячейки-участки неравномерно распределенных в теле фундамента коллекторов и неколлекторов. Это подтверждается и разнообразным составом пород, и неоднородным строением массива (зоны разломов, блоки), и неравномерным распределением ФЕС пород и, как следствием этого, зональной (ячеистой) продуктивностью. Достаточно полные материалы, подтверждающие такую модель строения гранитоидных массивов, приведены в том числе и в работах с нашим участием (Шустер, 1994, 1997; Левянт, Шустер, 1999, 2002; Буэно и др., 1987) по месторождениям Белый Тигр, Дракон, Бомбей-Хай. Ла-Пас.

Проблема заключается в сложности выделения и картирования зон трещиноватых пород-коллекторов в теле гранитоидного массива.

При картировании неоднородности кристаллического фундамента месторождений Белый Тигр и Дракон В. В. Ногиным (1993) была использована идея о неравномерном увеличении интервальных скоростей (V_{int}) с глубиной и с идентификацией участков пониженных V_{int} в конкретных интервалах разреза с зонами разуплотненных трещиноватых флюидонасыщенных пород. На основе прерывисто-слоистой модели строения фундамента эти зоны были объединены в пласты, хотя они и не прослеживаются на сейсмических профилях. Рациональным зерном в таком подходе является возможность прогнозировать на разных участках гранитоидного массива глубину залегания разуплотненных трещиноватых пород-коллекторов. Как показал последующий анализ подтверждаемости прогноза, проведенный нами (Шустер и др.) в 1995 г. по результатам вновь пробуренных скважин, прогноз зо-

ны разуплотненных пород подтвердился в 17 скважинах из 20 пробуренных за три года (85%). Причем благодаря прогнозу зон трещиноватости по глубине удалось получить значительные притоки нефти при проникновении в фундамент на 500–600 м на тех же самых участках, где ранее при вскрытии фундамента на 50–100 м приток составлял 10–50 т/сут. Так, в северо-западной части месторождения при вскрытии прогнозируемых разуплотненных интервалов разреза на глубинах 500–700 м ниже поверхности фундамента получены притоки нефти 700–800 т/сут. Это указывает на то, что предлагаемая неравномерно-ячеистая модель строения гранитоидного массива, гораздо ближе к реальному строению массива и залежи нефти, чем ранее предлагаемые. Это облегчает прогноз нефтенасыщенных интервалов разреза фундамента.

Сегодня разрабатываются новые технологии картирования неоднородности кристаллического массива с использованием, помимо бурения, в основном сейсмических методов (геотомография, сейсмолокация бокового обзора, текстурно-спектральный анализ МОГТ), а также биогеохимическое тестирование, новые методы ГИС, например различные микросканеры, лито-плотностной каротаж; алгоритм выявления трещиноватости пород по данным ГИС «BASROCK», предложенный специалистами СП «Вьетсовпетро» и др.

Новые технологии картирования зон разуплотненных пород значительно повышают эффективность прогноза и поисков залежей нефти и газа в фундаменте.

Глава 6. СОВОКУПНОСТЬ БЛАГОПРИЯТНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ ФОРМИРОВАНИЯ И СОХРАНЕНИЯ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ (ГАЗА) В ФУНДАМЕНТЕ

Анализ фактического материала (см. табл. 1, 2, 3) и разработанные модели (формирования залежи нефти в фундаменте, а также зон трещиноватых пород в кристаллических образованиях — потенциальных очагов аккумуляции УВ флюидов) позволяют определить совокупность необходимых и достаточных, благоприятных условий (геологических факторов) для формирования и размещения скоплений УВ в ловушке фундамента (Шустер, 1994, 1997; Шустер, Такаев, 1997).

Сочетание благоприятных факторов включает наличие ловушки, коллектора, флюидоупора, нефтегазообразующих осадочных толщ, примыкающих к образованиям фундамента, благоприятные геохими-

ческие и гидрогеологические условия для формирования и сохранения залежей нефти и газа.

подавляющее большинство открытых месторождений нефти и газа в кристаллических породах (Пис-Ривер, Орт, Рингвальд, Крафт-Пруса, Эдисон, Санта-Мария, Уилмингтон, Пенхендл, Ауджила-Нафура, Оймаша, Белый Тигр, Дракон, Кыулонг, Бомбей-Хай и др.) приурочено к выступам фундамента, разбитым крупными разломами на блоки и перекрытых мощной толщей осадочных пород, обогащенных РОВ.

Причем важное значение имеет гипсометрическое положение выступов, горстоп, блоков. Доминирующие в подземном рельефе структуры фундамента характеризуются наилучшими ФЕС пород и максимальной продуктивностью. Выступы фундамента отличаются неравномерным распределением коллекторов. Участки разуплотненных трещиноватых пород-коллекторов приурочены к зонам разломов. Эти разломы, помимо основополагающего влияния на формирование пород-коллекторов в гранитоидных массивах, играют структурообразующую роль (блоковое строение фундамента), служат фактором, благоприятствующим образованию путей миграции флюидов.

Для формирования вторичной пустотности за счет гидротермальных и гипергенных процессов важное значение имеет состав кристаллических пород. Наиболее благоприятными свойствами, как было показано выше, характеризуются кислые породы: граниты, адамеллиты, гранодиориты. Средние и основные породы, при прочих равных условиях, обладают менее благоприятным минералогическим составом для образования вторичной пустотности.

Необходимым условием для формирования залежей нефти является наличие надежного флюидоупора. Это или региональная глинисто-аргиллитовая, карбонатная, соляная покрывка, или зональный (локальный) флюидоупор различного состава (в том числе, это могут быть эффективные или плохопроницаемые кристаллические породы).

Такие зональные или локальные покрывки в отдельных блоках гранитоидного массива могут образовываться за счет компенсированного уплотнения кристаллических пород.

В значительной степени эти факторы взаимосвязаны с геодинамическим режимом недр. Исходя из проведенного анализа (см. табл. 1) наиболее благоприятными режимами являются субдукционный, обдукционный и рифтогенный. Именно геодинамический режим определяет формирование структуры (выступы фундамента, разбитые разломами на блоки), коллекторов (зон разуплотненных трещиноватых пород, приуроченных к разломам) и флюидоупоров (как региональных, так и зональных или локальных, образованных за счет компенсированного уплотнения пород). Иными словами благоприятными условиями для формирования залежей нефти и газа в фундаменте характе-

ризируются зоны растяжения и столкновения литосферных плит и их частей, так как здесь происходит активизация тектонических движений, обновление горного рельефа, возникновение эпиплатформенной активизации, оживление разломов, усиление вулканической и гидротермальной деятельности.

Вторая группа необходимых факторов — наличие нефтематеринских толщ и благоприятная геохимическая и гидрогеологическая обстановка — отражает условия генерации ОВ, миграции углеводородов в ловушку фундамента, формирования и сохранения залежи нефти и газа в ловушке.

Это, во-первых, группа геологических параметров, отражающих генерационный потенциал нефтегазоматеринской толщи (количество и качество ОВ — $C_{орг}$ и состав; площадь или радиус нефтесбора, интенсивность и длительность прогрева, характер строения толщи), условия миграции, образования и сохранения залежи углеводородов.

При оценке перспектив нефтегазоносности объекта необходимо использовать в комплексе все геологические факторы: формирование ловушки, коллектора и флюидоупора, с одной стороны, и возможность генерации УВ, условий и времени миграции в ловушку, с другой.

Сохранность залежи УВ обеспечивается благоприятными гидрогеологическими и гидродинамическими условиями, надежностью флюидоупора.

Исходя из предлагаемой совокупности благоприятных условий для формирования и сохранения залежи нефти (газа) в фундаменте имеется возможность по количественным критериям факторов, отражающих эти условия, проводить оценку перспектив нефтегазоносности фундамента от крупных районов (нефтегазоносных районов, зон нефтегазонакопления) до локальных структур.

ЛИТЕРАТУРА К I И II ЧАСТЯМ

Алиева Е. Р., Кучерук Е. В., Хорошилова Т. В. Фундамент осадочных бассейнов и его нефтегазоносность. — М.: ВИЭМС, 1987. — Вып. 63. — 64 с.

Арбатов А. А. Что дальше? // Нефть России. — 1999. — №2 — С. 21–25.

Аршев Е. Г., Гаврилов В. П., Донг Ч. Л'и др. Геология и нефтегазоносность фундамента Зондского шельфа. — М.: Нефть и газ, 1997. — 285 с.

Арье А. Г., Шустер В. Л. Возможный механизм формирования залежей нефти и газа в ловушках фундамента // Геология нефти и газа. — 1998. — №12. — С. 34–37.

Буэно Эмилио, Авила Хосе. Комплексное исследование пластов-коллекторов с естественной трещиноватостью месторождения Ла-Пас в Западной Венесуэле // Доклад на научной конференции Американской ассоциации геологов-нефтяников». — Сноуберт, штат Юта, 1987.

Быков Р. И., Шустер В. Л. Роль разломов фундамента в вертикальной миграции флюидов/ Фундамент, основные разломы Туранской плиты в связи с ее нефтегазоносностью. — М.: Недра. — 1970. — С. 216–228.

Гаврилов В. П. Геодинамическая модель нефтегазообразования в литосфере и ее следствия // Геология нефти и газа. — 1998 — №6. — С. 2–12,

Гаврилов В. П. Геодинамическая модель нефтегазообразования в литосфере // Геология нефти и газа. — 1988. — №10. — С. 1–8.

Дмитриевский А. Н., Киреев Ф. А. и др. О новом типе коллектора в породах кристаллического фундамента // Доклады АН СССР. — 1990. — Т. 315. — №1.

Дмитриевский А. Н., Киреев Ф. А. и др. Влияние гидротермальной деятельности на формирование коллекторов нефти и газа в породах фундамента // Изв. АН СССР. — Сер. Геология. — 1992. — №5.

Жабрев И. П. Глубинные углеводороды биогенного генезиса // Геология нефти и газа. — 1994. — №9. — С. 27–28.

Запивалов Н. П., Абросимова О. О., Рыжкова С. В. Формирование залежей нефти и газа в доюрских комплексах Западно-Сибирской плиты // Фундаментальные проблемы нефти и газа. — М.: Русские технологии. — 1996. — С. 118–129.

Запивалов Н. П. Залежи нефти и газа в древних толщах Западной Сибири // Актуальные вопросы региональной геологии Сибири. — Новосибирск, 1990. — С. 24–26.

Кабышев Б. П. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности пород кристаллического фундамента // Геология нефти и газа. — 1991. — №3. — С. 2–5.

Кольская сверхглубокая. Исследование глубинного строения континентальной коры с помощью бурения Кольской сверхглубокой скважины / Под ред. Е. А. Козловского. — М.: Недра, 1984. — С. 490.

Конторович А. Э., Сурков В. С., Трофимук А. А. и др. Западно-Сибирский бассейн // Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. — Новосибирск, 1994. — Вып. 2. — С. 201.

Кошляк В. А., Куи Х. В. Распределение коллекторов месторождения Белый Тигр и оценка их фильтрационно-емкостных свойств // Нефтяное хозяйство. — 1996. — №8. — С. 41–50.

Кристаллический фундамент Татарстана и проблемы его нефтегазоносности / Под ред. Муслимова Р. Х. и Лапинской Т. А. — Казань: Дента, 1996.

Кучерук Е. В. Специфика ловушек, коллекторов и залежей УВ в породах фундамента // Геология нефти и газа. — 1991. — №12.

Летавин А. И. Нефтегазоносность фундамента молодых платформ СССР и первоочередные задачи его дальнейшего изучения // Геологические аспекты поисков нефти и газа. — М.: Наука. — 1984. — С. 123–131.

Назипов А. К. Особенности геолого-тектонического строения и поиски зон возможного скопления углеводородов в кристаллическом фундаменте территории Татарстана // Автореф. канд. дис. — Санкт-Петербург, 1997.

Осипов М. А. Формирование расслоенных плутонов с позиций термодинамики. — М.: Наука, 1982. — С. 223.

Пипин Л. Месторождение нефти и газа Пенхендл-Хьюгтон, Техас-Оклахома-Канзас (первые 50 лет разведки). — М.: Мир. — 1973.

Попков В. И., Рабинович А. А., Туров Н. И. Модель резервуара нефтегазовой залежи в гранитном массиве // Геология нефти и газа. — 1986. — №8. — С. 27–30.

Поспелов В. В. Особенности петрофизики и интерпретации ГИС нефтегазоносных магматогенных пород // Обзор МГП «Геоинформ-марк». — 1998. — 55 с.

Раген Э. Геология гранита. — М.: Недра, 1979. — С. 327.

Семенович В. В. Нефть и газ России: геологические перспективы // Нефтегазоносные и угленосные бассейны России — М.: Изд. МГУ, 1996. — С. 10–23.

Соколов Б. А. «Подфундаментная» нефть // Геодинамика и нефтегазоносность осадочных бассейнов СССР. — М.: ВНИГНИ, 1994. — С. 213–222.

Соколов Б. А. Подфундаментная нефть // Всероссийская научная конференция. «Фундаментальные проблемы нефти и газа». Т. 2. — М.: РАЕН, Минтопэнерго, ГАНГ, 1996. — С. 33–42.

Сорохтин О. Г. Теория тектоники литосферных плит — современная геологическая теория. — М.: Общ. Знание РСФСР, 1984. — 40 с.

Сурков В. С., Казаков А. М., Девятов В. П., Смирнов Л. В. Нижнесреднетриасовый рифтогенный комплекс Западно-Сибирского бассейна // Отечественная геология. — 1997. — №3. — С. 31–37.

Трофимук А. А., Запивалов Н. П. Нефтегазоносность палеозоя Западной Сибири // Тез. докл. XIV Губкинских чтений. — М., 1996. — С. 8–9.

Хаин В. Е. Нефтегазоносность и тектоника // Геология нефти и газа. — 1998. — №10. — С. 5–8.

Хоанг Динь Тиен. Условия нефтегазообразования и формирования углеводородных скоплений в кайнозойских осадочных бассейнах континентального шельфа СРВ // Автореф. докт. дис. — Вунгтау, 1999.

Шахновский Л. М. Еще раз о нефтегазоносности пород фундамента // Геология нефти и газа. — 1994 — . №9. — С. 29–34.

Шнип О. А. Образование коллекторов в фундаменте нефтегазоносных территорий // Геология нефти и газа. — 1995. — №7.

Шнип О. А., Поспелов В. В. Время образования пород фундамента шельфа Южного Вьетнама // Изв. вузов. Геология и разведка. — 1996. — №5.

Шустер В. Л., Такаев Ю. Г. Мировой опыт изучения нефтегазоносности кристаллического фундамента. — М.: ЗАО «Геоинформмарк», 1997. — 72с.

Шустер В. Л. Оценка перспектив нефтегазоносности кристаллических образований фундамента — нового нетрадиционного малоизученного комплекса // Тез. докл. на научно-практической конференции «Малоизученные нефтегазоносные комплексы России». — М.: ВНИГНИ, 1997.

Шустер В. Л. Критерии оценки перспектив нефтегазоносности кристаллических образований фундамента // Тез. докл на II научно-техн. конф. «Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России». — М.: ГАНГ им. И. М. Губкина, 1997.

Шустер В. Л. Кристаллические породы фундамента — перспективный объект для прироста запасов нефти и газа // Геология нефти и газа. — 1994. — №9. — С. 35–37.

Шустер В. Л. Нефтегазоносность кристаллического фундамента // Геология нефти и газа. — 1997. — №8 — С. 17–19.

Щербаков В. П., Шустер В. Л. Фундамент сулит фундаментальные открытия // Нефть России. — 1998. — №7. — С. 8–11.

Areshev E. G., Dong T-L., San N. T., Shnip O. A. Reservoirs in fractured basement on the continental shelf of Southern Vietnam // G. of Petroleum Geol. — 1992. — Vol. 15(4). — P. 451–464.

Craft G., Stauffer E. C. Venezuelan projects advance to develop world's largest heavy oil reserves // Oil and Gas journal. — 1996. — Vol. 94. — №28.

Leviant V. B., Shuster V. L. Fractured reservoirs of the Basement // The Third Int. Petroleum Conference. — New Delhi, India, 1999 — Vol. 4. — P. 299–309.

P'An Chung- Hisiang. Petroleum in basement rocks // Bull. AAPG. — 1982. — Vol. 66. — №10. — P. 1597–1643.

Часть III.

НОВЫЕ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫЕ МЕТОДЫ КАРТИРОВАНИЯ ЗОН КОЛЛЕКТОРОВ И РАЗЛОМОВ В МАССИВНЫХ ПОРОДАХ ФУНДАМЕНТА

Преимущественная приуроченность выявленных месторождений нефти в фундаменте к приподнятым его блокам, осложненным трещиноватостью и разломами, ставит для поискового этапа задачу нахождения таких перспективных объектов. Ее решение может быть обеспечено комплексированием аэрокосмических и потенциальных методов (гравио-, магнито- и электроразведки) со съемками сейсморазведки 2D, выполняемых в общепринятых стандартах.

Однако для последующих детальных этапов поиска и разведки, когда необходимо ориентировать глубокое бурение на вскрытие зон коллекторов и флюидопроводящих разломов в массиве кристаллических пород фундамента, потенциальные геофизические методы и стандартная сейсморазведка неэффективны.

Первые не могут обеспечить необходимой детальности исследования в перекрытых мощной толщей осадочных отложений объектах фундамента.

Вторые — стандартные сейсмические технологии, детально разработанные для изучения объектов в осадочных отложениях, были ориентированы на использование отражений от достаточно протяженных границ между пластами однородных пород. Для изучения массивных кристаллических пород фундамента, не имеющих слоистой структуры, эти методы были мало применимы.

Из предшествовавших исследований, перекликающихся с рассматриваемой проблемой, прежде всего следует отметить исследования в рудной сейсморазведке [10], ориентированные на выделение макронеоднородностей в относительно изотропной вмещающей среде. Применяемая методика предполагает локализацию участков волнового поля с нарушением частоты, изменением амплитуд и когерентности отраженной волны. Вертикальные и субвертикальные зоны трещиноватости на временных разрезах выделяются минимумами когерентности.

Другой областью, где анализ сейсмических изображений использовался для изучения внутренней структуры консолидированных пород фундамента и верхней части земной коры были, региональные глубинные исследования [9]. В последнем случае на мигрированных сейсмических разрезах выделялись макронеоднородности поля рассеянной компоненты как зоны повышенной плотности точечных сигналов.

Однако и в том и другом случае задачи исследований: выделение контуров рудных тел, выяснение глубинного строения земной коры — существенно отличались от стоящих перед нами.

При ранее выполненных сейсмических работах, ориентированных на детальную разведку коллекторских зон в кристаллических массивах фундамента с доказанной нефтеносностью, использовались отдельные способы и приемы. Это опыт В. В. Ногина и В. Л. Шустера (1993), проводивших на месторождении Белый Тигр оценку изменений скорости ($V_{огт}$) по вертикальным спектрам скоростей данных 3D. Это также методика «Дина М», оценивающая по изменению амплитуды отражения от кровли фундамента зоны повышенного поглощения как зоны разуплотнения. По-видимому, из-за их недостаточной физической обоснованности или нетехнологичности они не нашли последующего применения. Для осадочных толщ в последние годы положительные результаты дает способ «локации бокового обзора» [11].

Наибольшие перспективы для изучения внутренней структуры объектов в фундаменте в реальных условиях современной технической оснащенности представляет трехмерная пространственная сейсморазведка (3D). Остановимся на анализе возможностей этой модификации сейсморазведки на современном этапе ее развития для решения задач поиска ловушек нефти в фундаменте.

Основные сейсмогеологические модели ловушек нефти и газа, связанные с кристаллическим фундаментом:

— *кора выветривания фундамента*, представляющая собой неравномерный по толщине слой эродированной породы фундамента с высокими емкостными характеристиками. На сейсмическом разрезе этот слой проявляется как интенсивное сложное отражение;

— *разломы — тектонические нарушения*, представляющие собой неровные квазиповерхности преимущественно субвертикального или наклонного простирания. Их площадные размеры — протяженность и глубина — могут изменяться от сотен метров до километров.

В большинстве случаев разрывные нарушения связаны со сдвиговыми смещениями. Они нередко осложнены опережающими, направленными перпендикулярно или под углом к основному, непротяженными нарушениями.

Поверхность нарушений сопровождается зонами дезинтеграции или зонами повышенной трещиноватости с толщинами порядка нес-

кольких десятков метров и пониженными значениями скорости и плотности (ослабленными физическими характеристиками). В геолого-геофизической литературе, рассматривающей построение геологических и фильтрационных моделей нефтяных месторождений, такие разломы и крупные трещины называют «проточными», «флюидопроводящими» или «коридорными» [14]. Они создают узкие квазиплоские (3D) и квазилинейные (2D) аномалии сейсмического поля, примыкающие к поверхности фундамента или секущие эту поверхность. Прослеживая эти аномалии (отражения), возможно прогнозировать их пространственное местоположение. Без этих данных фильтрационная модель не будет отражать реальных гидродинамических свойств объекта;

– *объемные трещиновато-кавернозные зоны*, заключенные в толще плотных (монокристаллических) пород фундамента. Их формирование, вероятно, связано не только с тектоническими процессами, но и с дегидратацией, образованием каверн и трещин на стадии остывания кристаллических пород. Значительную роль в увеличении объема пустотности играет циркуляция гидротермальных растворов по сети трещин.

Эти зоны, связанные с некоторыми объемами внутреннего пространства фундамента, являются зонами разуплотнения. Размеры элементарных пустот и расстояния между ними существенно, на 3–4 и более порядка, меньше длины сейсмической волны (λ). При тектоническом происхождении они могут иметь квазигеометрические правильные сетки нарушений, формирующих среду из элементарных блоков.

В зонах разуплотнения нетектонического происхождения пустоты расположены случайным образом. Они имеют неоднородную структуру и произвольную форму. Такие зоны «диффузной» трещиноватости можно считать макронеоднородностями в объеме фундамента, состоящими из множества микронеоднородностей. При этом отдельные трещины и пустотности имеют размеры от долей миллиметров до первых метров. С увеличением объема пустот их число резко сокращается. Размеры зон макронеоднородностей (вероятных зон коллекторов) могут изменяться от нескольких сотен метров до нескольких километров (от $2-3\lambda$ до $20-30\lambda$). Отличие их внутренней структуры от внутренней структуры участков монокристаллических однородных пород фундамента должно порождать различие сейсмического поля над ними. Зоны «диффузной» трещиноватости должны больше отражать, рассеивать сейсмическую энергию и формировать на дневной поверхности повышенный ее уровень. Над монокристаллическими участками, более сейсмически прозрачными, должен фиксироваться пониженный ее (энергии) уровень. Краткая характеристика двух основных типов коллекторов приведена в табл. 5.

Таблица 5
Два типа коллекторов в фундаменте

Основные типы пустотности в кристаллических породах	Акустическая модель	Отображение в волновом поле	Оптимальные частотные диапазоны
Трещины — разломы, поверхность которых по площади много больше их толщин	Неоднородный слой с пониженными плотностью и скоростью	Наклонное отражение более динамичное и устойчивое в низкочастотном диапазоне	Низкочастотный 5–20 Гц
Объемные зоны дезинтегрированной породы или диффузной трещиноватости внутри монолитной однородной среды	Локальная область повышенной гетерогенности — скопления микро-неоднородностей (пустот) и повышенного рассеяния	На фоне сейсмически прозрачных монолитных пород это зоны повышенных значений амплитуд нерегулярных колебаний за счет рассеянной на неоднородностях энергии	Высокочастотный 10–75 Гц

Изучение ловушек зоны выветривания

Акустически зона выветривания представляет собой слой с негладкой и нерезкой нижней границей, в котором скорость распространения волн и плотность пород увеличиваются с глубиной (с удалением от кровли фундамента). Толщина зоны по данным акустического и плотностного каротажей может достигать нескольких десятков метров. Изменения толщины зоны и свойств пород в ней отображаются вариациями интенсивности и спектральных параметров отражения, соответствующего кровле фундамента. На эти вариации накладываются искажения, обусловленные геометрической «шероховатостью» кровли фундамента и интерференцией отражения от фундамента с волнами, отраженными от вышележащих границ. Эти искажения тем больше, чем ниже различие упругих свойств на границе фундамента. Кроме того, нередко возникают искажения, связанные с эффектами закритических углов отражения от поверхности фундамента. Их влияние тем больше, чем выше различие свойств на границе фундамента.

Для изучения мощности и коллекторских свойств коры выветривания целесообразно применение атрибутного прогнозирования, широко используемого при детальной разведке пластовых месторождений нефти и газа, заключенных в осадочных породах. Метод использует наличие статистической связи между динамическими характеристиками отражения от пласта и его мощностью и пористостью.

С помощью данных математического сейсмо моделирования удается минимизировать влияние искажений на результаты AVO-анализа, оценки импедансов и анализа сейсмических атрибутов отражения от поверхности фундамента. Кроме того, для уменьшения влияния иска-

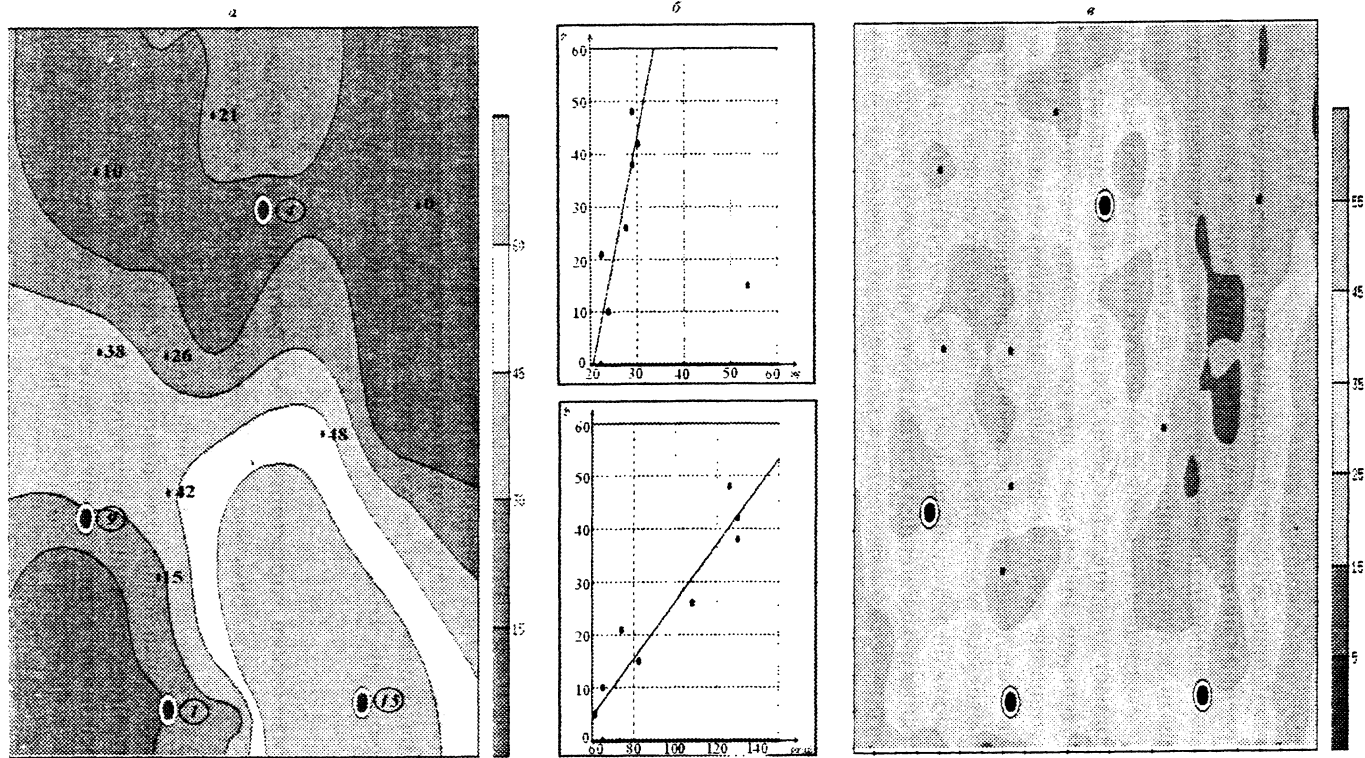


Рис. 10. Прогноз толщин коры выветривания по совокупности данных бурения и сейсморазведки (по данным А. Г. Авербуха): а – прогнозная карта толщин; б – статистические связи атрибутов и толщин; в – карта сейсмического атрибута (амплитуд)

жений целесообразно, в зависимости от способа анализа, оптимизировать условия его применения, варьируя диапазон удалений сейсмических трасс.

На рис. 10 приведена карта толщины зоны выветривания фундамента, построенная по совокупности данных бурения и сейсморазведки. Для интерполяции толщин между скважинами использовали статистические связи между толщиной и сейсмическими атрибутами (амплитудой, видимым периодом), выявленные по скважинам, пробуренным до начала совместной интерпретации. Эти скважины показаны на рисунке черными точками, цифры возле них соответствуют установленной при бурении толщине зоны выветривания. Для построения единой карты использовалась программа двумерного кокрайкинга, обеспечивающего оптимальный учет выявленных статистических связей при сохранении в точках скважин значений толщин, установленных при бурении. После построения объединенной карты пробурено четыре скважины (показанные черно-белыми овалами), которые использованы для контроля точности. Значения погрешностей, установленные по этим скважинам, отмечены в кружках. Средняя погрешность не превышает 20% от прогнозных толщин [12].

Глава 7. МЕТОДЫ ВЫДЕЛЕНИЯ РАЗЛОМОВ В ФУНДАМЕНТЕ

Идея выделения внутрифундаментных тектонических нарушений как низкочастотных отражений принадлежит В. И. Шарову (1982–1984).

Полноценное ее подтверждение было получено по материалам 3D после выполнения глубинной миграции до суммирования PSDM. На базе этих данных стало возможным отработать элементы технологии выделения отражений от разломов внутри фундамента и картирования их поверхностей, что было выполнено под руководством А. Г. Авербуха в 2002 г.

7.1. Физические характеристики зон тектонических нарушений и обоснование возможности формирования от них отражений

Зоны тектонических нарушений, как правило, являются по своим физическим характеристикам одними из самых контрастных элементов внутреннего строения фундамента. Они сопровождаются повышением трещиноватости и раздробленности слагающих его пород, что приводит к понижению плотности пород и скорости распространения упругих колебаний.

Для получения представления об изменении скоростной модели тектонической зоны в пространстве приведем материалы монографии Н. А. Караева и Т. Я. Рабиновича [10], в которой иллюстрируются четыре примера пересечения скважинами тектонических нарушений в кристаллических породах в трех различных регионах. В каждом случае нарушение вскрывалось минимум двумя скважинами, в которых проводился акустический каротаж.

На рис. 11, а приведено тектоническое нарушение малой мощности ~3 м, погружающееся под углом 45° в толще пород со скоростью 5,5–6,0 км/с. Самому нарушению соответствует тонкий пласт со скоростью 4,0–4,3 км/с (понижение на 1,5–1,8 км/с). За счет сопутствующей зоны ослабленных физических свойств с понижением скорости на ~0,5 км/с мощность слоя с измененными характеристиками составляет 10–15 м.

На рис. 11, б приведены данные акустического каротажа двух пересечений тектонического нарушения в толще кварцевых альбит-порфиров Рудного Алтая. Зона нарушения имеет общую мощность около 30 м. Угол встречи скважин с границами зоны составляет ~60°. Наряду с основным интервалом интенсивного изменения пород с вертикальной мощностью 20 м отмечаются по крайней мере еще три интервала трещиноватых пород с вертикальной мощностью до 4 м. Скорость в основной части зоны нарушения снижается на 2,5–3,0 км/с, а в мало-мощных обрамляющих интервалах — на 1,5–2,0 км/с. В остальной части зоны нарушения изменения скорости составляют 0,5 км/с.

На рис. 11, в представлены скоростные модели и литологические колонки двух скважин в толще гранит-биотитовых гнейсов докембрия

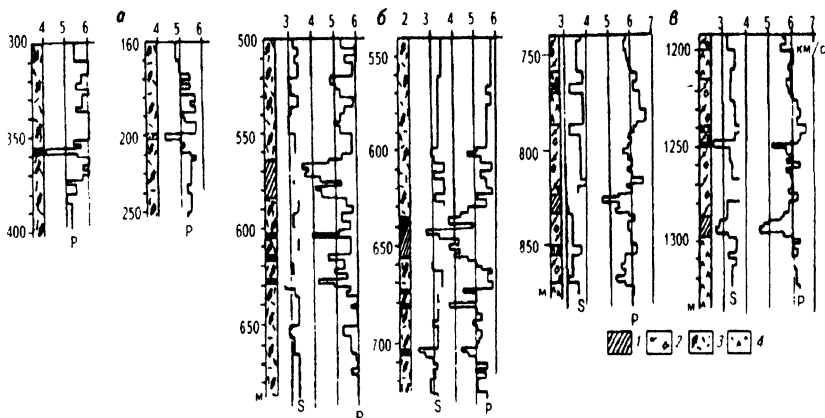


Рис. 11. Скоростные модели трех коррелируемых зон тектонических нарушений (а, б, в) по продольным (P) и поперечным (S) волнам: 1 — зоны нарушений; 2 — гранит-биотитовые гнейсы; 3 — кварцевые порфиры; 4 — диабазы [10]

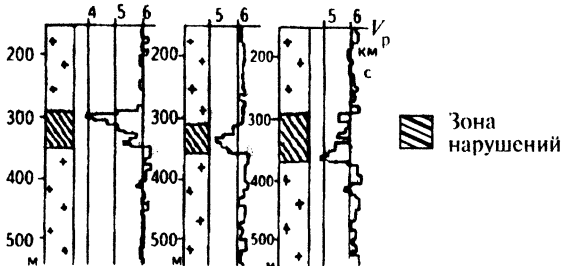


Рис. 12. Скоростные модели по данным АК коррелируемой по простиранию зоны тектонического нарушения в гранитах Украинского щита

на западном обрамлении Урала. Тектоническое нарушение, вскрытое ими, имеет вертикальную мощность до 20 м, угол его наклона $35-40^\circ$. Скорость в зоне нарушения резко уменьшается, но не остается постоянной. Максимальное понижение составляет $1,5-2,0$ км/с, а по краям зоны — $0,5$ км/с.

На Украинском щите в гранитах зона тектонического нарушения была прослежена по простиранию тремя скважинами на расстоянии ~ 1 км. Скоростные модели по данным АК и литологические колонки, представленные на рис. 12, демонстрируют проявление тектонического нарушения пласта мощностью $50-80$ м с невыдержанной внутренней тонкослоистой структурой как вдоль, так и поперек нарушения.

Приведенные данные позволяют сделать следующие выводы:

1. Тектонические нарушения в массивных кристаллических породах проявляются на скоростных моделях среды (по данным акустического каротажа) как пласты с пониженной скоростью вследствие раздробленности и трещиноватости.

2. Мощность таких псевдопластов с ослабленными физическими характеристиками может меняться от единиц метров до многих десятков метров и более.

3. Как правило, наибольшее понижение скорости отмечается в середине толщи «пласта» и составляет $20-30\%$, а иногда и $40-50\%$.

4. Во многих случаях ближе к краевым поверхностям «пласта» понижение скорости существенно уменьшается до $\sim 10\%$ или появляются отдельные маломощные пропластки с уменьшенной на $0,5$ км/с скоростью.

5. Вдоль простирания разломов-нарушений отмечается невыдержанность характера скоростной тонкослоистой структуры внутри «пластов».

Из вышесказанного следует, что тектонические разломы, представляющие собой наклонные квази-слои с большой площадью и резко от-

личной от окружающей среды скоростью, должны проявляться на сейсмических изображениях в интервале фундамента как наклонные отражения. При этом значительная изменчивость параметров их внутренней структуры, вероятно, будет определять наилучшую их прослеживаемость в низкочастотном диапазоне.

Действительно на реальных объектах наилучшее выделение наклонных отражений в фундаменте, идентифицируемых с разломами и крупными трещинами, наблюдается на «открытом канале». При этом преобладающая частота в интервале фундамента составляет 10 Гц (6–12 Гц), а интенсивная часть спектра расположена в диапазоне от 3–5 до 20 Гц (рис. 20, а). Приведем анализ возможности формирования этих отражений с позиций геометрической сейсмоки, который был выполнен А. Г. Авербухом [15]. Оценим латеральную протяженность поверхности разломов, формирующей отраженные волны с амплитудами, соответствующими величине коэффициента отражения от границы. Она должна быть *сопоставима* с диаметром первой зоны Френеля:

$$D = \sqrt{\frac{2HV_{\text{пл}}}{f_{\text{пр}}}}$$

где H — глубина (4000 м); $V_{\text{пл}}$ — пластовая скорость в фундаменте (5000 км/с); $f_{\text{пр}}$ — преобладающая частота, равная 10 Гц.

Диаметр первой зоны Френеля будет находиться в пределах 1,5–2,5 км. Условию сопоставимости, по-видимому, будет отвечать и половина базовой величины, т. е. латеральная протяженность отражающей поверхности разломов должна быть порядка 1,0 км и более. Реально наблюдаемые размеры этих поверхностей на горизонтальных срезах и вертикальных разрезах, как правило, удовлетворяют этому условию.

7.2. Классификация разломов и трещин в фундаменте по характеру их проявления на сейсмических изображениях

Основные типы нарушений в кристаллическом фундаменте с точки зрения возможности их выделения современной сейсморазведкой можно разделить на следующие группы.

Краевые разломы — они приурочены к границам блоков и характеризуются обычно значительными амплитудами от сотен метров до 1–2 километров и большой площадью контакта кристаллических и осадочных пород. На сейсмических разрезах они обычно выделяются достаточно однозначно по резкой смене хаотической записи на субвертикальной границе на горизонтально-слоистую (рис. 13).

Внутрифундаментные разломы 1-го рода, «жившие» в период последующего осадконакопления. Такие разломы затрагивают часть или всю

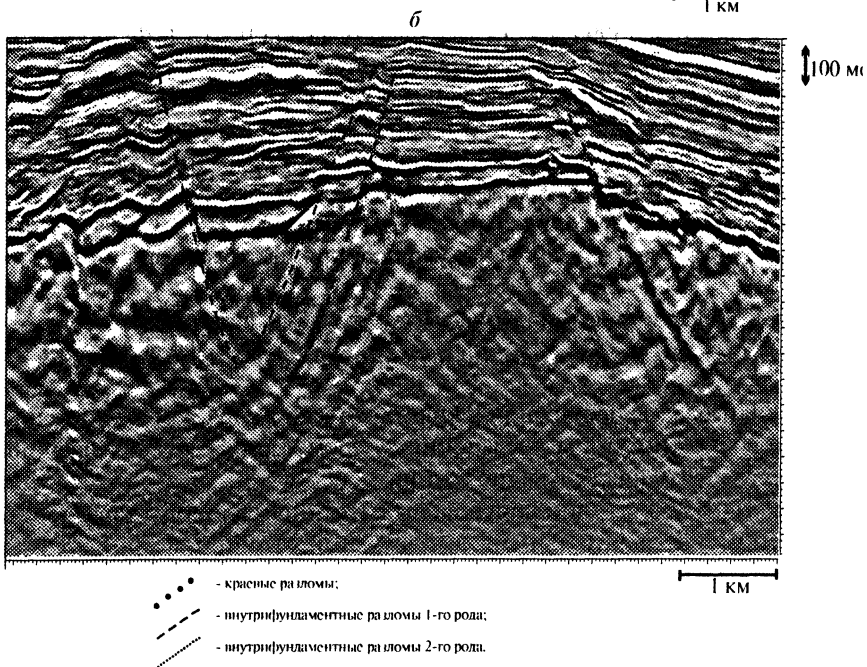
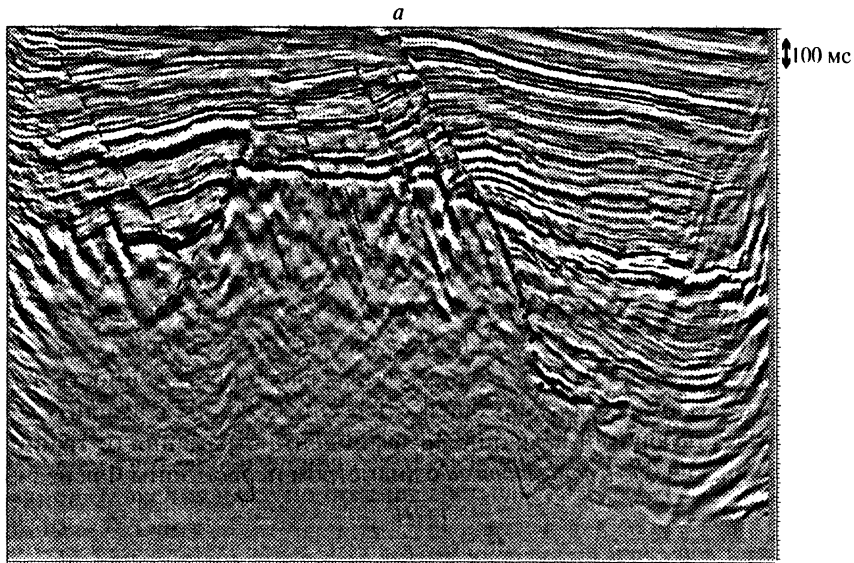


Рис. 13. Основные типы тектонических нарушений, разломов в фундаменте:
a — inline; *б* — crossline

вышележащую осадочную толщу пород. Надежность выделения таких разломов значительно повышается за счет продолжения их в осадочной толще с традиционными признаками: фазовыми сдвигами, прерываниями корреляции отражений от границ осадконакопления и др.

В области фундамента такие разломы проявляются как наклонные отражения. Наиболее стабильное их выделение должно обеспечиваться в низкочастотном диапазоне.

Внутрифундаментные разломы 2-го рода — это разломы и крупные трещины, происшедшие в породах фундамента до осадконакопления толщи перекрывающих его отложений. Они должны проявляться также как предыдущая категория, в виде наклонных или субвертикальных отражений. Однако надежность выделения этих «замерших» разломов в условиях возможных остаточных помех миграционного преобразования («улыбок» или «хвостов» миграции) будет ниже, чем для предыдущей категории.

Субсейсмические нарушения-трещины — это нарушения, которые не выделяются на сейсмических изображениях как единичные объекты в силу малости связанных с ними неоднородностей среды по сравнению с длиной волны (λ). Однако ассоциация (система) таких однонаправленных трещин-нарушений может выявляться по сейсмическим данным за счет эффекта анизотропии — различия сейсмических скоростей вдоль и поперек направления трещиноватости. Для фундамента, в котором, как правило, отсутствуют устойчивые отражающие границы ниже кровли, оценка анизотропии, вероятно, возможна при специальных видах обработки и наблюдениях — межскважинном просвечивании.

Далее остановимся на выделении внутрифундаментных трещин-разломов 2-й и 3-й группы выше приведенной классификации на сейсмических изображениях.

7.3. Особенности обработки, ориентированной на выделение разломов в фундаменте

1. Для получения сейсмического изображения кровли и внутреннего строения (системы разломов) фундамента необходимо применять трехмерную сейсморазведку и использовать процедуру глубинной миграции по сейсмограммам до суммирования (PSDM) с детальным определением скоростной модели среды для учета преломления на промежуточных границах.

Преимущество такой миграции состоит как в более уверенном выявлении важных деталей строения поверхности фундамента, включая резкие выступы и прогибы, связанные с эрозией и дизъюнктивными нарушениями, так и в создании оптимальных условий для обнаружения наклонных отражений внутри толщи кристаллических пород за

счет ослабления волн-помех, связанных с вышележащей толщей. На рис. 14 приводится сравнение эффективности глубинной миграции до суммирования (PSDM) (а) и временной миграции (PSTM) (б).

2. Вторым существенным моментом выделения внутри фундамента поверхностей разломов является выбор частотного диапазона. Отражение, регистрируемое от этих поверхностей, по существу является сложным сигналом от слоя с пониженными скоростями с переменной как по толщине, так и по латерали акустической характеристикой (см. рис. 12).

Использование исходного достаточно низкочастотного диапазона позволяет улучшить динамическую выраженность и прослеживаемость

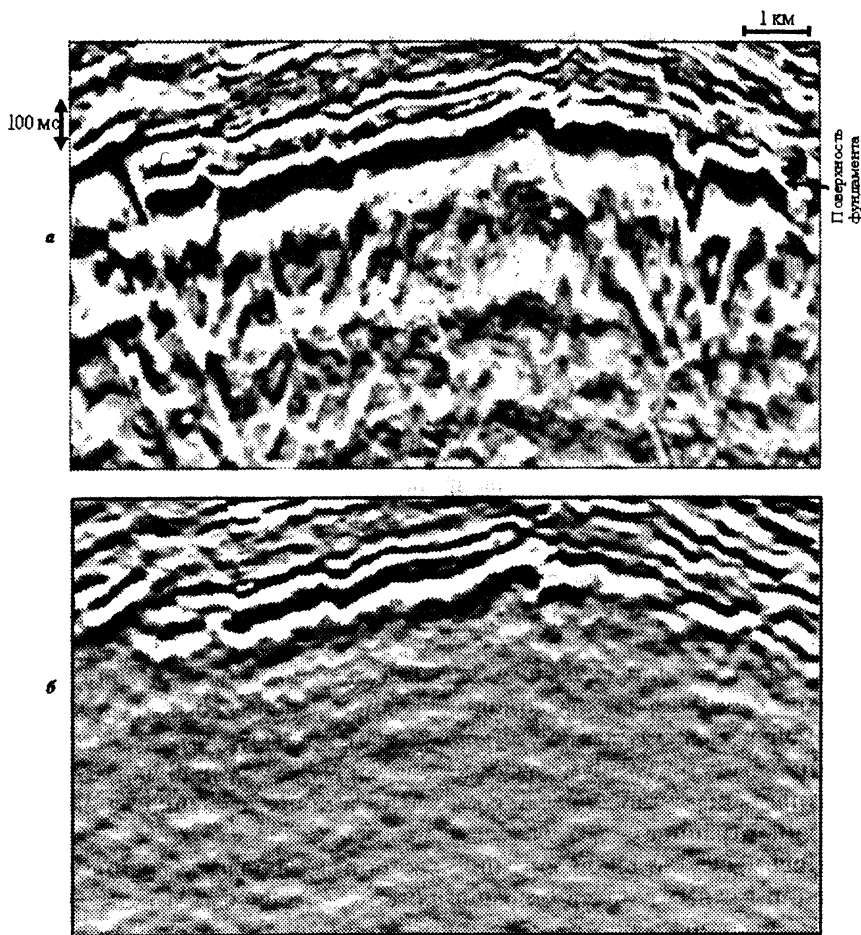


Рис. 14. Отображение фундамента по данным 3D миграции, выполненной с учетом преломления RSDM (а) и без учета преломления RSTM (б)

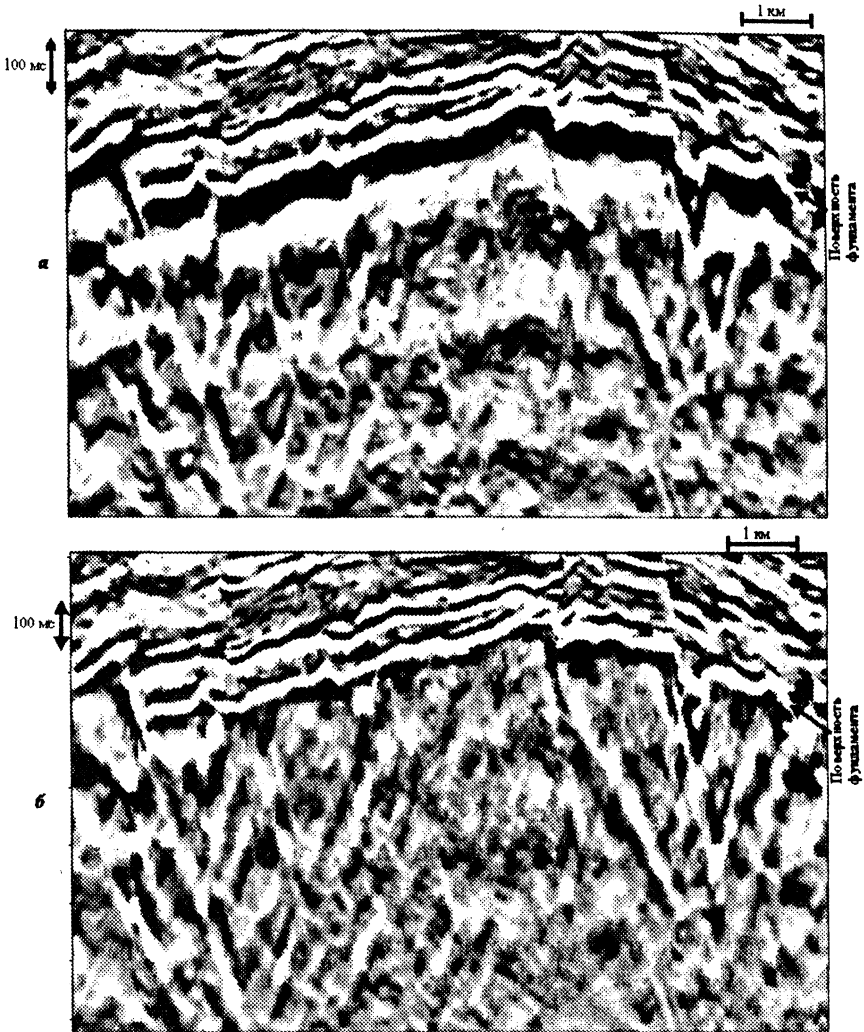


Рис. 15. Подавление остаточных кратных волн, параллельных кровле фундамента спецпроцедурой с использованием FK фильтрации (б)

наклонных отражений от поверхностей разломов. Это определяет не только полосу частот, но и выбор последующих процедур.

3. Третий определяющий фактор для выделения разломов в фундаменте — это подавление волн-помех.

Несмотря на использование при стандартной обработке сейсмотрасс разнообразных способов подавления кратных волн, вплоть до Радоновской фильтрации, на сейсмических разрезах в интервале фундамента часто сохраняются более или менее протяженные фрагменты

волн-помех, субпараллельных границам в осадочной толще и кровле фундамента (рис. 15, а).

Повторим, что важным условием при использовании подавления этих волн является сохранение низкочастотного диапазона записи — оптимального для выделения отражений от разломов. Поэтому такие процедуры, как антиреверберационная деконволюция, позволяющая существенно подавить волны-помехи, но при этом значительно ослабляющая низкочастотную часть спектра записи, оказываются неприемлемыми (рис. 20).

Необходимый эффект может быть достигнут применением специализированной пространственной фильтрации, учитывающей конфигурацию кровли фундамента или доминирующей кратнообразующей границы в осадках. Практически эта процедура предусматривает: а) ввод временных сдвигов, обеспечивающих спрямление отражения от кровли фундамента (или иной наиболее значимой кратнообразующей границы); б) применение всеерной *FK* фильтрации в интервале фундамента, подавляющей субгоризонтальные регулярные волны; в) ввод временных сдвигов, возвращающих запись в исходное положение.

Результаты использования вышеописанных процедур обработки на реальном объекте — гранитном приподнятом массиве — приведены на рис. 15, а, б. Можно утверждать, что эти данные представляют достаточно информативную основу для объемной интерпретации системы разломных нарушений.

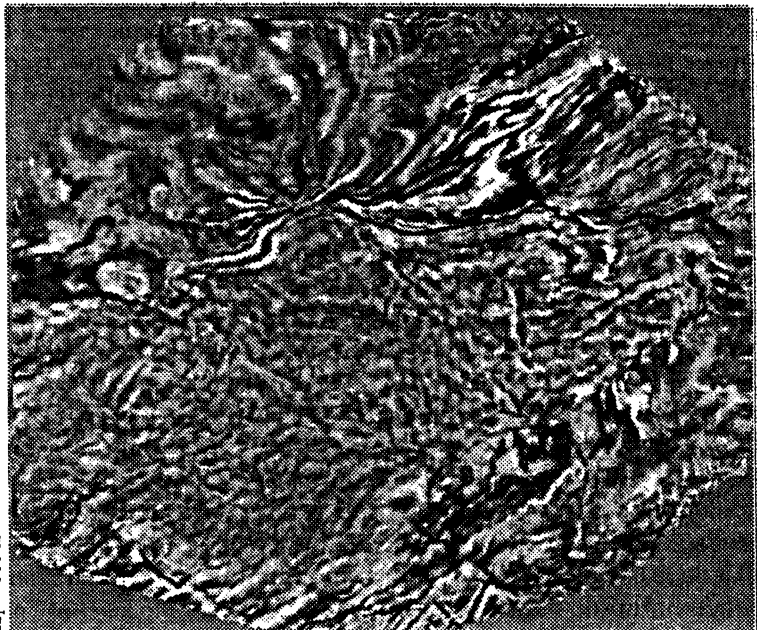
7.4. Интерпретация результатов обработки сейсмических трехмерных данных с целью картирования разломов в фундаменте

Для пространственного картирования разломов в толще фундамента используются как вертикальные, так и горизонтальные сечения (рис. 15 и 16).

На вертикальных разрезах разломы проявляются в виде отражений, во многих случаях (см. раздел 7.2) имеющих продолжение в осадочной толще в виде последовательности разрывов корреляции и фазовых сдвигов отражений от границ — перерывов осадконакопления (обычного для трассирования разрывных нарушений в осадках). Наклон этих отражений в толще фундамента колеблется примерно от $70-80^\circ$ до $30-40^\circ$ (см. рис. 13 и 15, а).

На горизонтальных сечениях куба разломы с большей или меньшей степенью выраженности прослеживаются как довольно протяженные «линии синфазных отражений», имеющие порой искривленную кон-

$H_1 = 300 \text{ м}$



$H_1 = 3300 \text{ м}$

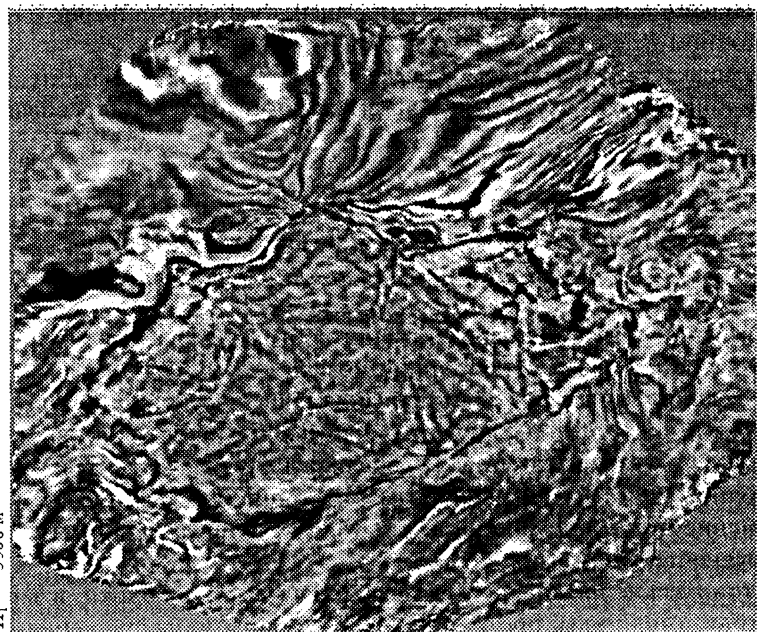


Рис. 16. Проявление разломов на горизонтальных срезах гранитного массива

фигурацию и в значительной мере повторяющиеся на соседних срезах. Совпадение нанесенных на слайсы (горизонтальные срезы) точек пересечения с разломами, выявленными на разрезах, свидетельствует об их единой природе — принадлежности отражению, связанному с поверхностью разлома.

Совместный анализ слайсов (горизонтальных сечений) и разрезов позволяет повысить надежность прослеживания поверхностей разломов, отличая их по указанному принципу от помех миграционного преобразования («хвостов» миграции). Влияние последних особенно существенно на краевых участках куба 3D.

Пример такой совместной интерпретации с целью объемного трассирования поверхностей разломов в фундаменте по глубинному динамическому кубу приведен на рис. 17.

Горизонтальные линии, указанные стрелками, фиксируют пересечение вертикальной плоскости разреза (рис. 17, *а*) с горизонтальной плоскостью сечения (слайса) (рис. 17, *б*). На последнем следы отражений, связанных с разломами, корреляция которых отмечена различными условными обозначениями, образуют достаточно густую сеть порою сложно и произвольно расположенных линий. Хотя при внимательном рассмотрении можно выделить два доминирующих направления, расположенных примерно под углами $+45^\circ$, -45° к линии профиля. Также два преобладающих направления наклона линий разломов четко видны на большинстве вертикальных разрезов и, в частности, на рис. 17, *а*. При сходном угле наклона они разнонаправлены.

Эта характеристика разломов, выделенных на реальном объекте, говорит о присутствии нескольких систем разломов с разным преобладающим простираем.

7.5. Построение пространственной модели системы внутрифундаментных трещин и разломов как сети флюидопроводящих каналов

Этому этапу изучения перспективного объекта в фундаменте предшествует построение его структурной модели.

Последняя предполагает картирование кровли фундамента с выделением всей системы тектонических нарушений на его поверхности. В тех случаях, когда отражение от кровли фундамента характеризуется достаточно простым и интенсивным отражением (чему способствует применение глубинной миграции PSDM), эта процедура не представляет трудностей.

Тектонические нарушения, разделяющие массив на блоки, в зависимости от амплитуды, протяженности и ширины зоны смещения де-

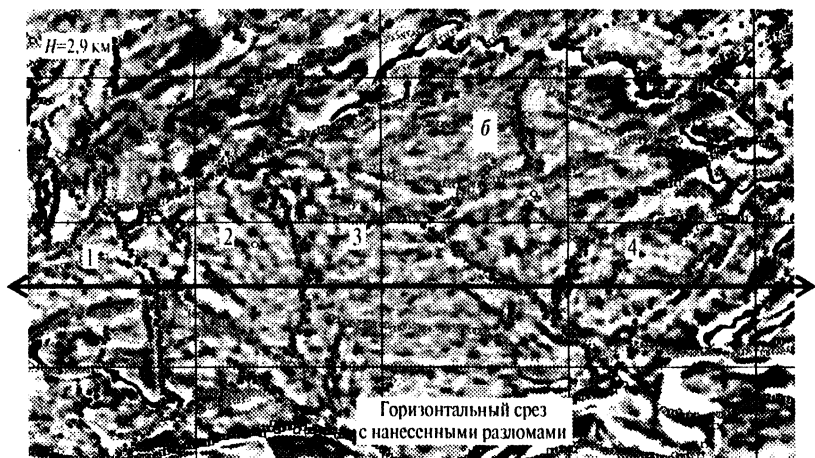
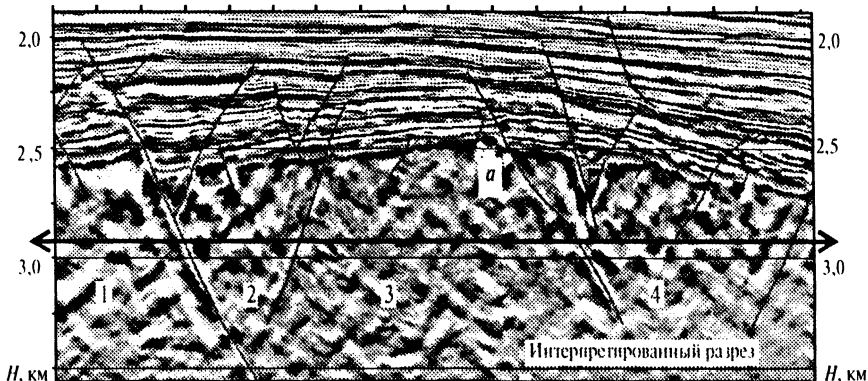
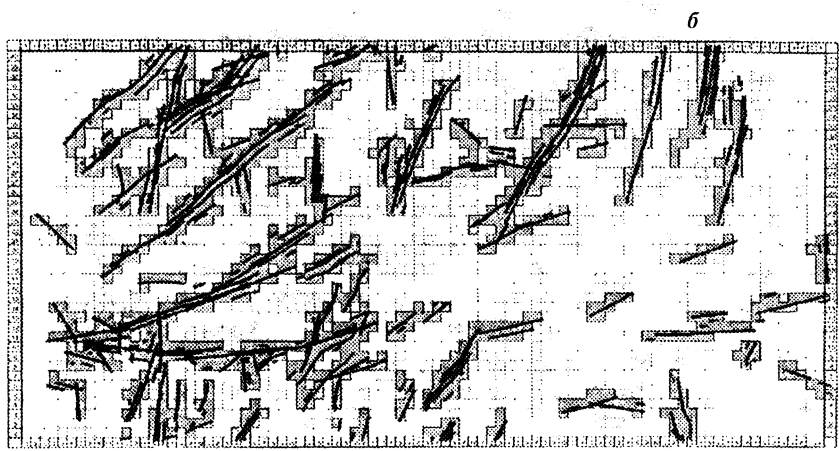
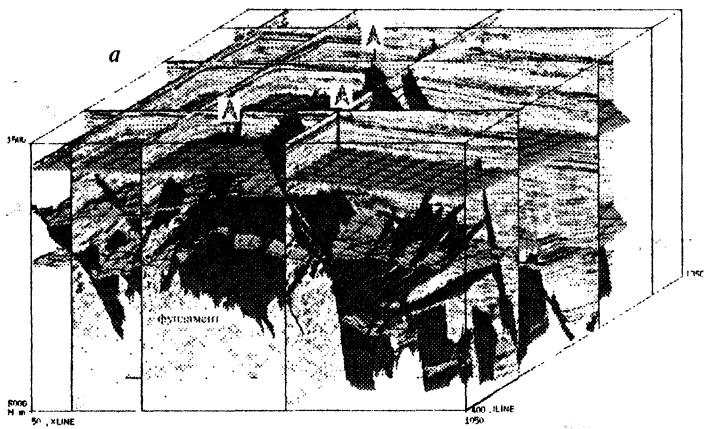


Рис. 17. Трассирование разломов в объеме куба 3D [15]

лются на крупные, средние и малые. Как правило, сеть поверхностных разломов образует в первом приближении систему ортогональных или ромбических блоков.

Построение пространственной модели внутри фундаментных разломов значительно сложнее. Существенный наклон плоскостей смещения, весьма неровный их характер, что хорошо видно на горизонтальных срезах, и далеко нестабильное их проявление с изменением времени сечения осложняет процедуру их трассирования. В предыдущем разделе подробно рассмотрены технология их прослеживания.

На рис. 18, а приведен объемный фрагмент системы внутрифундаментных разломов. При этом изображены лишь крупные из них. Построение пространственной модели внутри фундаментных разломов является одним из основных элементов геологического моделирования перспективного объекта или месторождения.




-  Флюидопроводящие каналы
-  Ячейка матрицы монолитной кристаллической породы

Рис. 18. Изображение трещин и разломов на сетке цифровой (а) и фильтрационной (б) модели

Конечной целью последнего этапа является построение цифровой фильтрационной модели для последующего гидродинамического моделирования режимов разработки месторождения.

Весь объем массива разбивается на ячейки определенного размера (например, $250 \times 250 \times 100$ м). Линии разломов и крупных трещин, снятые с горизонтальных срезов глубинного куба (через 100 м), определяют повышенный уровень проницаемости тех ячеек (серого цвета, рис. 18, б), через которые проходят нарушения. Остальные ячейки, от-

носимые к слабопроницаемой матрице, изображены на рис. 18, белым цветом. Такого рода разломы и трещины при построении цифровых фильтрационных моделей называют коридорными.

Глава 8. МЕТОДЫ ВЫДЕЛЕНИЯ ЗОН ТРЕЩИНОВАТО-КАВЕРНОЗНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В МАССИВНЫХ ПОРОДАХ ФУНДАМЕНТА

Помимо флюидопроводящих преимущественно наклонных поверхностей тектонических нарушений в массивах кристаллических пород, как свидетельствуют данные бурения, развиты коллекторские зоны, обусловленные так называемой *рассеянной трещиноватостью* (кавернозностью). Такие зоны, представляющие собой облако микронеоднородностей в однородной вмещающей среде (монокристаллических породах фундамента), *не формируют четких отражений*, поскольку не имеют четких границ. Аналогом таких зон может быть косяк рыб, содержащий сотни тысяч отдельных особей, который выявляется с самолета как некое инородное тело в прозрачной морской воде. По существу, это объект, рассеивающий оптическую энергию в прозрачной среде.

На этом представлении основано использование рассеянной компоненты сейсмического поля для выделения объемных коллекторских зон, как зон повышенной концентрации случайно или не случайно расположенных трещин и каверн в фундаменте.

Информация об использовании рассеянной компоненты сейсмического поля встречается в работах Н. А. Караева с соавторами (1998, 2000, 2002) и А. П. Таркова и других (2002), посвященных выделению гетерогенных зон в верхней части земной коры, при разведке месторождений твердых полезных ископаемых. Оконтуривание таких крупных гетерогенных тел, как интрузивные массивы, при поиске кимберлитовых трубок осуществляется по аномалиям интегральных амплитудных характеристик мигрированного сейсмического разреза. В зарубежных публикациях также уделяется определенное внимание рассмотрению сейсмического рассеяния, соответствующего гетерогенной системе, но в основном нижней части земной коры (Levander A., 1994). Эта информация играет все большую роль при изучении глубинного строения консолидированной коры.

Стоящие перед нами задачи разведки углеводородов в фундаменте существенно отличаются от выше упомянутых направлений использования рассеянной компоненты сейсмического поля. Необходимо решать вопросы выделения объемных зон коллекторов в фундаменте.

8.1. Физическое обоснование использования рассеянной компоненты для выделения объемных коллекторских зон

Образование коллекторских зон в кристаллическом фундаменте обусловлено рядом геологических факторов. Наиболее важными из них являются:

- тектоническая активность района гранитного массива;
- влияние гидротермальных растворов (различное в зависимости от состава пород);
- сокращение объема гранитоидного массива в результате его остывания;
- дегидратация и дегазация гранитизированных масс;
- гипергенные процессы.

Все это обуславливает достаточно разнообразное строение гранитоидных массивов и сложный характер распределения в них зон трещиноватых пород-коллекторов.

Наиболее вероятная неравномерно ячеистая модель строения фундамента [7] представляется как случайное чередование монолитных непроницаемых объемов кристаллических пород и зон относительно высокой концентрации трещин и каверн. Физические характеристики кристаллических пород: плотность $\rho = 2,5\text{--}3,0$ г/см³ и скорости продольных волн $V = 5,5\text{--}6,5$ км/с — резко отличаются от аналогичных характеристик флюидов, заполняющих трещины и каверны $\rho = 1,0$ г/с, $V = 1,5$ км/с. Таким образом, последние являются весьма контрастными микронеоднородностями. Их размеры (d) на несколько порядков меньше радиуса зоны Френеля ($R_{\text{фр}}$):

$$d \ll R_{\text{фр}} = \frac{\lambda H}{2},$$

где H — глубина; λ — длина волны, что определяет Фраунгоферовский характер дифракции от таких мелкомасштабных неоднородностей. Облако (зона) микронеоднородностей при падении на него упругой волны отражает рассеянную сейсмическую энергию, а на поверхности может регистрироваться отраженное рассеянное поле [9].

Вмещающие монолитные кристаллические породы, несмотря на изменчивость минералогического состава, весьма незначительно изменяют свои физические характеристики ($\Delta V/V$ и $\Delta \rho/\rho$ не превышают 5–10%). Практически, по сравнению с зонами развития трещин и каверн, их можно считать однородными, т. е. сейсмически прозрачными и проявляющимися на дневной поверхности существенно более слабым откликом.

В этой ситуации, по-видимому, возможно выявление трещиновато-кавернозных зон и установление связи между характеристиками зоны

микронеоднородностей и особенностями рассеянных на них волн. В частности, по изменению энергетических характеристик статистического поля рассеянных волн возможны качественные оценки распределения в изучаемом объеме среды поглощающих и рассеивающих объектов.

Кроме того, возможными источниками восходящей сейсмической энергии, содержащей информацию о различиях в спектральных, энергетических и других характеристиках, для монолитных и коллекторских разностей пород кристаллического фундамента могут быть:

– дифрагированные сейсмические волны от контрастных (плотность кристаллических пород — $2,5\text{--}2,7 \text{ г/см}^3$, а плотность флюидов, заполняющих каверны и карстовые пустоты, $\sim 1,0 \text{ г/см}^3$) неоднородностей значительного размера $1/8\text{--}1/4\lambda$ — длины сейсмической волны и более;

– отражения от наклонных поверхностей разломов и квазиплоских границ изменения физических характеристик, от границ коллекторских и монолитных зон, заметно отличающихся по плотности, хотя и существенно неровных;

– сейсмическая эмиссия, порожденная точечными источниками:

а) пассивного переизлучения энергии — мелкими неоднородностями, рассеивателями;

б) активного излучения, связанного с процессами дегазации, дегидратации, движения флюида, изменения пластового давления в трещинно-поровом пространстве;

– слабые (на порядок и более) по сравнению с отражениями в осадочном чехле и весьма непротяженные отражения, связанные с остаточной слоистостью от преобразованных (гранитизированных) осадочных пород.

Для подтверждения высказанных предположений были предприняты усилия по решению прямой задачи рассеяния сейсмических волн на скоплении мелких неоднородностей или на активных рассеивателях — источниках сейсмической эмиссии. Расчет волнового поля должен был учитывать: различные статистические свойства размеров пустот и расстояний между ними, неоднородности фоновых значений упругих и неупругих параметров и пр. Это было обеспечено использованием численного моделирования по специально разработанному алгоритму и применением супер-ЭВМ.

На рис. 19 приведены некоторые результаты этих расчетов для зоны скопления микронеоднородностей, обусловленных трещинами и кавернами. Параметры вмещающей среды и неоднородностей принимались близкими к реально встречающимся для кристаллического фундамента.

На рис. 19 приведены примеры развития волнового процесса (*a* и *b*) и сейсмограмма, зарегистрированная на поверхности (*a*).

Это только начало исследования. Однако некоторые предварительные выводы могут быть сделаны.

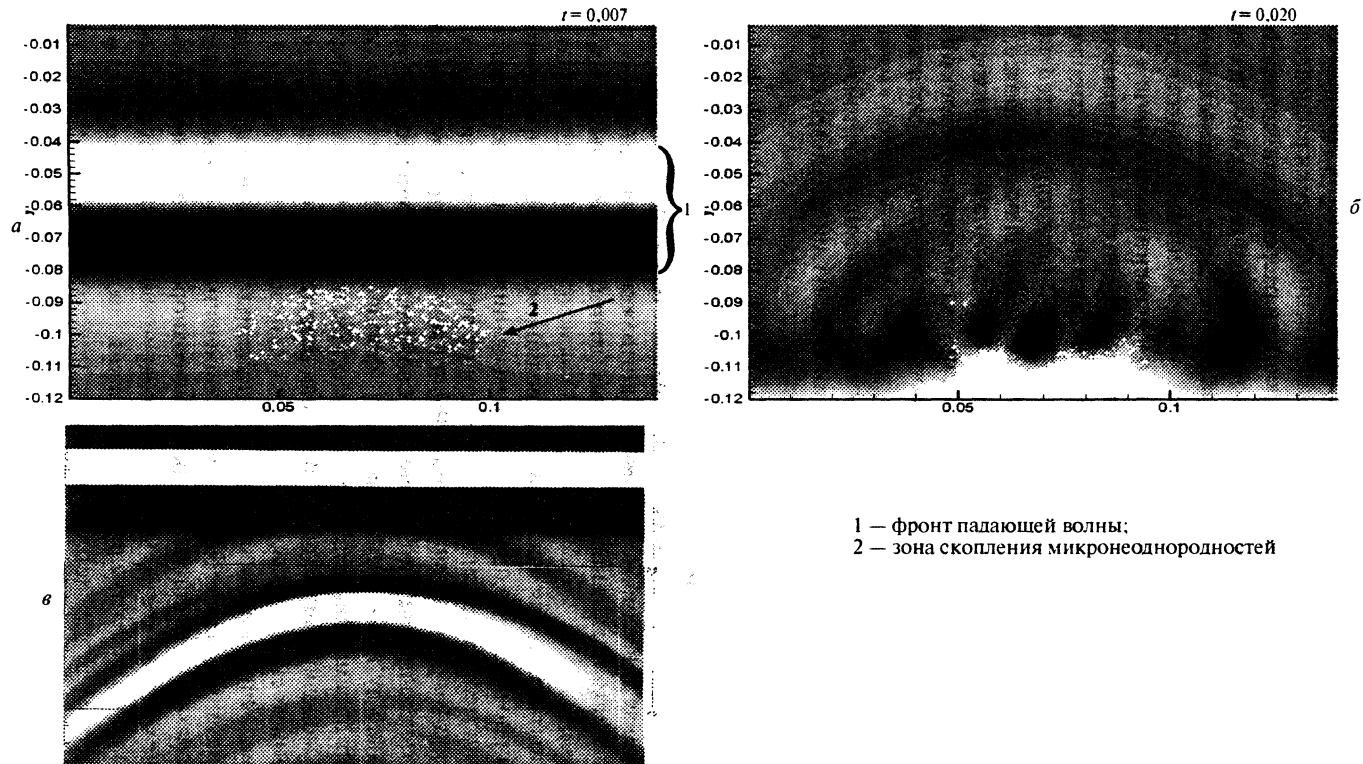


Рис. 19. Пример моделирования волной поля, обусловленного зоной скопления микронеоднородностей: а, б — волновая картина через 7 мс и 20 мс; в — сейсмограмма — запись на поверхности

1. При размере зоны развития микронеоднородностей, близком к длине падающей волны (λ) вся зона проявляет себя как очаг дифракции с регистрацией на сейсмограмме дифрагированной волны, а после миграции — точки или пятна с достаточно высокой амплитудой.

2. При размере зоны микронеоднородностей, многократно, в 3–10 раз, превышающей длину волны, наблюдается многофазный сигнал длительностью до 5–6 периодов с интерференционными и короткими осями синфазности.

8.2. Особенности обработки сейсмических данных с целью использования рассеянной компоненты

Использование информации, содержащейся в рассеянной компоненте, предъявляет самые высокие требования к качеству обработки сейсмических данных. Изменения упругих импедансов внутри фундамента невелики. Даже наиболее контрастным неоднородностям соответствуют коэффициенты отражения (по нормали) всего в несколько сотых, в то время как в кровле фундамента и в осадочной толще этот коэффициент может быть на порядок выше.

Основными из этих требований являются:

- высококачественное выполнение всех процедур обработки на основе подбора оптимальных параметров (тестированием);
- минимальная регуляризация записи и искажение амплитуд;
- применение самых эффективных процедур подавления кратных волн, характеризующихся пониженными скоростями (Радон преобразования и др.);
- смещение рабочей части спектра в область высоких частот без существенного снижения соотношения сигнал/помеха;
- высокоточное определение скоростной модели для эффективно-го миграционного преобразования;
- миграция по исходным сейсмограммам. При правильном подборе скоростей эта процедура обеспечивает наилучшее отображение строения среды, а также минимальный уровень остаточных волн-помех, обусловленных миграционным преобразованием.

При исследовании морских объектов требуется специальное подавление ревербераций, обусловленных дополнительным ходом «морское дно — дневная поверхность» и повторяющих отражение от кровли фундамента с определенной временной задержкой.

Наиболее существенными из оставшихся помех в интервале фундамента являются:

- остаточный фон миграционных преобразований («улыбок» миграции), который хотя и значительно снижается при миграции PSDM, но все же проявляется в краевых зонах;

– многократные низкочастотные волны, по-видимому, реверберационного характера, повторяющие кровлю фундамента.

Наилучший результат был достигнут за счет применения противореверберационной деконволюции и адаптивной веерной фильтрации в интервале фундамента. На рис. 20, а, б видно, что частотный спектр в интервале фундамента существенно сместился в сторону высоких частот и запись практически полностью очистилась от остатков регулярных волн как субгоризонтальных кратных так и наклонных отражений от разломов.

8.3. Оценка параметров рассеянной компоненты

Для выявления различий в характеристиках сейсмического поля, отвечающих монолитным и коллекторским (трещиновато-кавернозным) зонам, рассчитывались значения атрибутов его рассеянной компоненты: локальные оценки таких текстурных свойств поля сейсмических сигналов, как локальная энергия, локальная нерегулярность, уровень высокочастотных компонент (табл. 6).

В процедуре расчета всех перечисленных выше параметров рассеянной компоненты используется так называемый вариационный принцип. Каждый этап обработки заключается, во-первых, в предварительном оценивании соответствующей переменной в каждой точке куба данных и, во-вторых, в сглаживании первоначальных оценок в вертикальном и обоих горизонтальных направлениях путем решения соответствующей задачи оптимизации. Детальное изложение вариационного подхода к анализу сейсмических данных приведено в работах [2, 4, 5].

Таблица 6
Параметры рассеянной компоненты

Локальная оценка общей энергии	Средний квадрат отклонения сейсмического сигнала от его среднего, вычисленный в пределах некоторого пространственного фрагмента трехмерного массива сейсмических данных
Локальная нерегулярность	Средний квадрат остаточного члена аппроксимации значения сейсмического сигнала в каждой точке трехмерного массива линейной моделью в виде линейной комбинации соседних значений, вычисленный в пределах некоторого пространственного фрагмента (шумовой компоненты авторегрессии)
Высокочастотная составляющая спектра сейсмического сигнала	Средний квадрат отклонения сейсмического сигнала от его среднего уровня после подавления составляющих с частотами ниже заданного порога, вычисленный в пределах некоторого пространственного фрагмента трехмерного массива сейсмических данных
Некогерентность сейсмических трасс (штрих-прерываний)	Количественная характеристика локального несовпадения формы соседних сейсмических трасс, вычисляемая как величина локальных нарушений их синфазности и когерентности

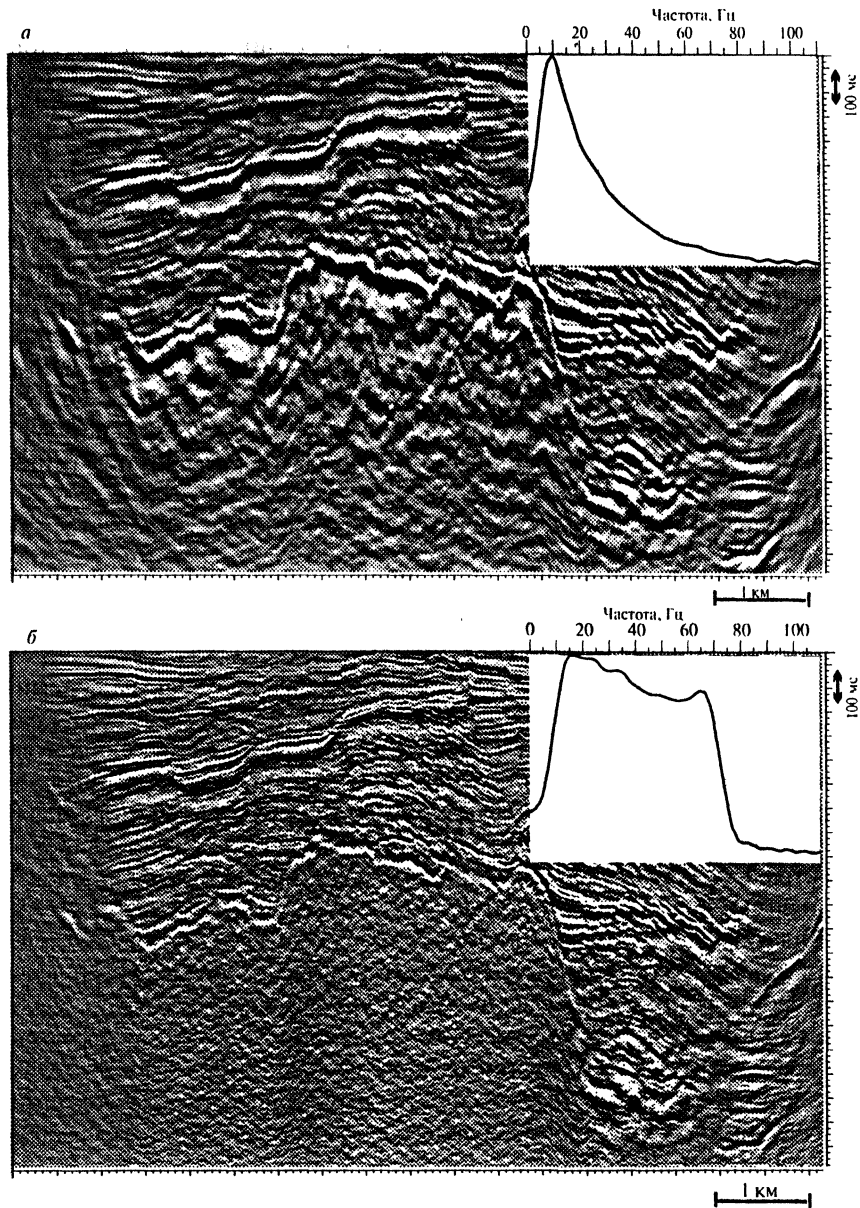


Рис. 20. Результаты специальной обработки сейсмических данных PSDM для последующего анализа рассеянной компоненты (спектры рассчитаны для интервала фундамента)

Для вычисления локальной оценки общей энергии осуществляется сглаживание квадрата отклонения сейсмического сигнала от его среднего значения по всем трем координатам куба данных. Такая операция приблизительно эквивалентна вычислению в каждой точке куба среднего значения квадрата отклонения в некотором пространственном фрагменте.

Локальная нерегулярность сейсмической картины и высокочастотная составляющая спектра сейсмического сигнала вычисляются на основе оценивания в каждой точке куба так называемой модели пространственной авторегрессии, заключающейся в представлении значения сейсмического сигнала в каждой точке куба в виде линейной комбинации соседних значений. Для этого локальная оценка коэффициентов линейной комбинации в пределах некоторого малого элементарного пространственного фрагмента сглаживается по тем или иным координатам трехмерного массива сейсмических данных в зависимости от выбора оцениваемого параметра рассеянной компоненты.

Локальная нерегулярность сейсмической картины вычисляется как средний квадрат остаточного члена аппроксимации значения сейсмического сигнала в каждой точке сейсмического массива линейной моделью, полученной усреднением оценок коэффициентов трехмерной авторегрессии по всем трем координатам.

Для вычисления высокочастотной составляющей спектра сейсмического сигнала сначала вычисляются сглаженные коэффициенты одномерной авторегрессии сейсмического сигнала по оси времени, а затем в каждой точке массива полученный вектор коэффициентов пересчитывается в мгновенный локальный спектр. Оценка данного параметра рассеянной компоненты находится как сумма интенсивностей спектральных составляющих в пределах высокочастотной части спектра, начиная от заданной частоты.

Оценивание некогерентности сейсмических трасс производится на основе несколько иного математического аппарата. Сначала строится поле корреляции сейсмических трасс, указывающее в каждой точке трехмерного сейсмического массива временной сдвиг между соседними трассами, обеспечивающий их наибольшую когерентность. Затем значение среднего квадрата разности значений сигнала в соседних трассах, вычисленное для наилучшего сдвига по времени, принимается в качестве искомой оценки некогерентности.

Примеры разрезов рассмотренных выше параметров рассеянной компоненты в сопоставлении с соответствующим сейсмическим разрезом приведены на рис. 21.

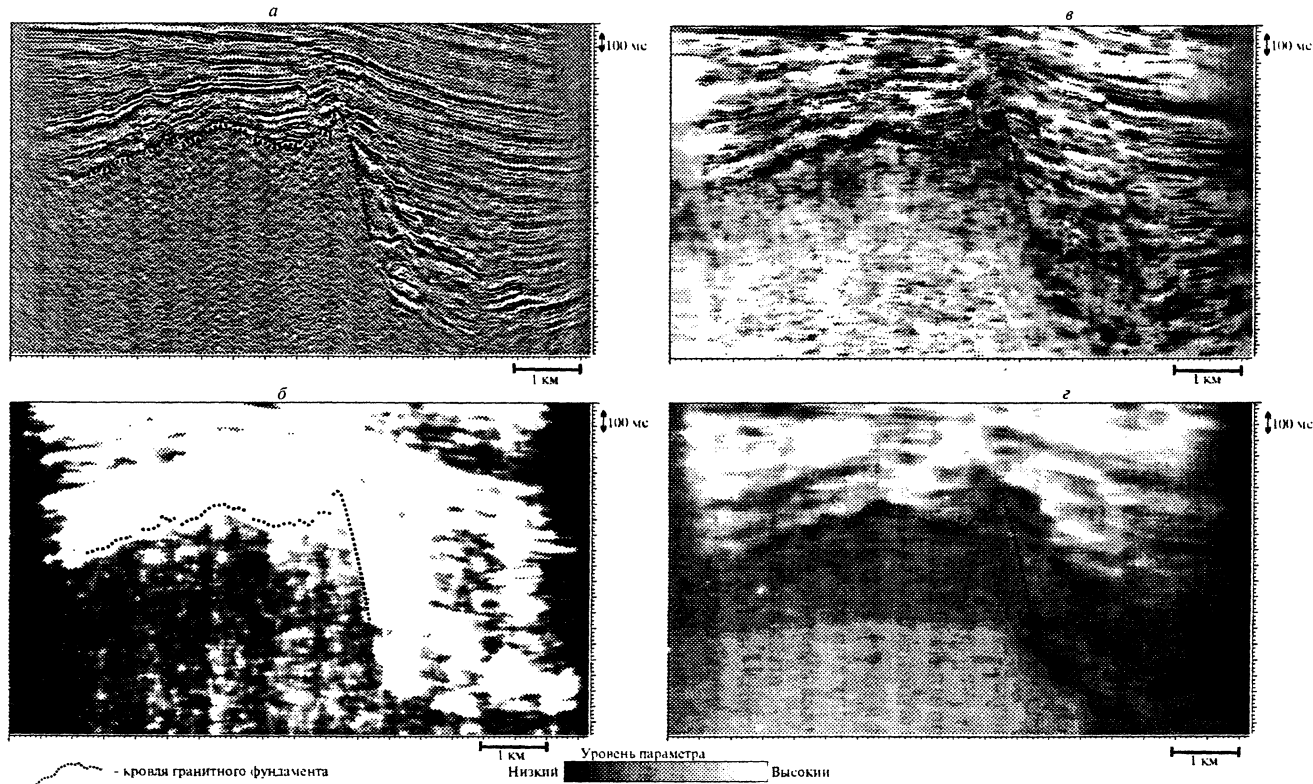


Рис. 21. Характер поля параметров рассеянной компоненты: локальная энергия (*б*), высокочастотная часть спектра (*в*), нерегулярность (*г*). Исходный разрез (*а*) в частотном диапазоне 30–90 Гц.

8.4. Методика интерпретации массива параметров рассеянной компоненты

Использование этих атрибутов рассеянной компоненты сейсмического поля массива кристаллических пород нацелено на дифференциацию его по физическим свойствам путем выделения аномальных зон. В основу этого подхода, в условиях, вероятно, весьма слабого уровня полезных сигналов на фоне помех, были использованы следующие предположения:

а) проявления помех на разрезах параметров носит *случайный характер*, а аномальные значения сейсмических параметров, обусловленные трещиновато-кавернозными зонами или зонами дробления в объеме плотных кристаллических пород, должны иметь на соответствующих участках сечений куба и в объеме куба параметра *неслучайный характер*;

б) должна иметь место повторяемость или весьма плавное изменение во времени (на соседних слайсах) аномальных зон значений параметра, наблюдаемых на горизонтальных срезах;

в) совпадение аномальных зон разных параметров существенно повышает вероятность прогноза аномалии физических свойств или внутренней структуры массивных пород фундамента.

Существенное повышение достоверности аномалии параметра рассеянной компоненты может быть достигнуто, если удастся установить ее связь с реальными геологическими элементами или объектами в массиве фундамента или зонами изменения его характеристик.

Интерпретация 3-мерных массивов сейсмических данных по объектам фундамента предусматривает последовательность операций анализа полей параметров РК:

1. Выделение массива кристаллических пород из вмещающих его осадочной толщи по стандартным сейсмическим изображениям:

- корреляция кровли фундамента по сейсмическому кубу;
- перенесение границы осадки — кристаллические породы фундамента на горизонтальные и вертикальные сечения куба параметров (РК).

2. Разделение массива кристаллических пород по преобладающим уровням параметра на укрупненные зоны — районирование объекта. Оно выполняется по набору базовых горизонтальных срезов (например, через 50 или 100 мс) и вертикальных разрезов по профилям inline и crossline — опорным сечениям куба параметров (через фиксированный интервал).

3. Выделение локальных интенсивных аномалий параметра, возможно связанных с резкими неоднородностями в массиве пород фундамента (например, трещиновато-кавернозными зонами или зонами дробления).

4. Прослеживание изменения формы и характера аномалии по времени и в пространстве с малым шагом сечений и ее анализ на пересекающихся вертикальных разрезах.

5. Анализ поля следующего параметра, включающий:

– перенесение границы кристаллического массива и осадочных пород на горизонтальные срезы этого параметра;

– выяснение характера проявления на нем крупных зон и локальных аномалий, ранее выявленных на предыдущем параметре;

– поиск и оконтуривание новых аномалий.

При интерпретации аномальных зон можно ожидать следующие типы объектов с характерными для них проявлениями параметров рассеянной компоненты (табл. 7).

Следует иметь в виду, что низкий уровень энергии рассеянной компоненты с высокой долей вероятности может интерпретироваться как показатель плотных монолитных пород, тогда как участки записи с высокой интенсивностью локальной энергии могут иметь двоякую природу. В одних случаях, отражать зоны повышенной неоднородности (коллекторские участки среды). В других случаях, быть связанными с недоподавленными волнами-помехами или с остаточной энергией миграционных преобразований. Поэтому необходимо проводить до-

Таблица 7

Объекты различной степени дезинтегрированности фундамента и их проявление в поле рассеянной компоненты

Характер объекта	Размер объекта в длинах сейсмических волн (λ)	Волновой эффект на сейсмической записи	Проявление на параметрах рассеянной компоненты (ПК)
Локальная неоднородность: карстовое образование, зона развития каверн, узел тектонических нарушений, дезинтегрированная зона (щебенка)	$>(1/8-1/4)$	Дифрагированные волны, сжатые миграцией в почти точку или пятно	Локальное пятно высокой интенсивности локальной энергии при низком уровне «ВЧ компоненты»
Трещиновато-кавернозные зоны с повышенной неоднородностью и разуплотненностью (хорошие коллекторы). Возможны объемные зоны произвольной формы <i>среднего</i> и <i>большого</i> размера	$\geq 10 \pm 15$ и более	Контрастное и случайное чередование слабых и сильных сигналов (текстура сейсмических сигналов, как бы напоминающая рябь). Зерно ряби может быть от крупного до мелкого	Относительно высокий энергетический уровень. В зависимости от размера зерна и степени сглаживания вычисляемых значений локальной энергии наблюдается более или менее равномерный ее уровень
Сплюснутые, плотные (монолитные) кристаллические породы	Неограниченные	Равномерно слабый волновой фон	Слабый и постоянный уровень локальной энергии

полнительный анализ для отсева ложных аномалий с учетом конкретных геологических условий и состава процедур обработки.

Примеры выделения зон рассеянной трещиноватости и кавернозности приведены на рис. 22.

Заключительные этапы интерпретации предусматривают:

— привязку выявленных значений параметров рассеянной компоненты сейсмического поля к коллекторским характеристикам в скважинах. Оценку возможности установления между ними статистической связи;

— построение схематической пространственной модели распространения коллекторских и неколлекторских зон;

— количественную оценку примерного объема коллекторских зон.

8.5. Оценка геологической достоверности прогноза с использованием рассеянной компоненты на реальных объектах

Оценка геологической достоверности использования свойств рассеянной компоненты базируется на пока еще достаточно ограниченном опыте применения. Соответствующей обработке и анализу были подвергнуты 2 объекта в фундаменте по материалам пространственной съемки 3D и один объект по материалам профильной съемки 2D. Все эти объекты представляют собой приподнятые блоки фундамента с доказанной нефтеносностью, а один из них является крупным месторождением нефти.

По каждому из первых двух объектов по кубу мигрированной сейсмической записи (для 1-го объекта по кубу миграции по исходным сейсмограммам, для 2-го объекта — по кубу миграции по суммарным трассам) были рассчитаны кубы параметров рассеянной компоненты: локальной энергии, нерегулярности, высокочастотной компоненты.

По кубам стандартных сейсмических записей в ВЧ и НЧ варианте, а также по кубам параметров рассеянной компоненты для исследования внутренней структуры фундамента были получены временные разрезы по сети опорных профилей inline и crossline (с шагом 1250 м — 100 ПК).

Кроме того, по кубам сейсмической записи и значений локальной энергии РК были получены горизонтальные срезы с шагом 50 мс в интервале фундамента от 2,5 с до 3,3 с. Самые высокие значения локальной энергии изображены белым цветом (10), самые низкие — черным (1), между ними густотой фона фиксируется восемь градаций.

На разрезах локальной энергии выше протрассированного отражения от кровли фундамента наблюдается белый фон, соответствующий интенсивным отражениям от границ в осадочной толще.

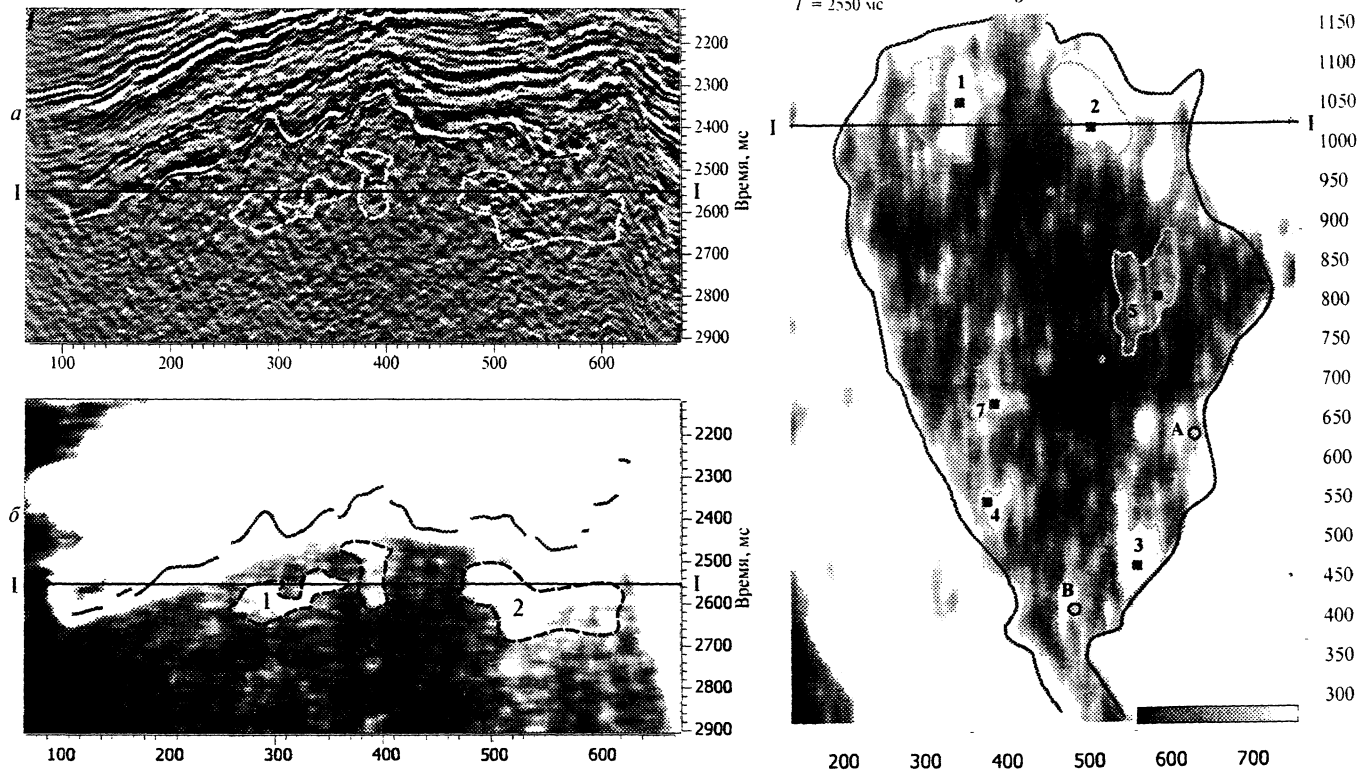


Рис. 22. Разрезы сейсмического куба (а), куба локальных энергий (б) и его горизонтальный срез (в) по линии I-I с нанесенными контурами перспективных зон

На стандартных сейсмических изображениях в НЧ диапазоне в интервале фундамента на фоне равномерной нерегулярной записи выделяются наклонные отражения, отвечающие разломным зонам (см. рис. 13, 15).

На разрезах и срезях локальной энергии (РК) наблюдается большая дифференциация поля в интервале фундамента, чем на стандартных сейсмических изображениях (рис. 23).

Для первого объекта (рис. 21, *з*, 23, *а-2*) внешняя сводовая зона характеризуется преимущественно более низким уровнем значений локальной энергии и нерегулярности рассеянной компоненты (темные пятна). Это, вероятно, свидетельствует о доминировании в этом интервале фундамента плотных, сейсмически прозрачных пород.

На сейсмических разрезах в низкочастотном диапазоне наблюдается следующая картина: во внешней сводовой части $T_0 < 3,0$ с четко проявляются наклонные отражения, отождествляемые с поверхностями разломов. С глубиной они как бы «тонут» в нерегулярном шуме. На разрезах параметров рассеянной компоненты (локальной энергии, нерегулярности) в более глубокой части этого гранитного массива ($T_0 > 3,0$ с) преобладают их высокие значения. При этом на разрезах нерегулярности (см. рис. 21, *з*) повсеместно наблюдается граница резкого перехода от низких к большим значениям параметра. Это может свидетельствовать о более высоком уровне неоднородности среды и соответственно о чередовании разуплотненных (коллекторских) и плотных пород.

Однако может быть и иная причина наблюдаемой особенности волнового поля в этом интервале фундамента. Повышенный уровень остаточных эффектов (так называемых хвостов) миграции может в принципе дать подобную картину. Необходимо бурение для выяснения причины наблюдаемого эффекта.

Для второго объекта (см. рис. 23, *б-2*) наблюдается иная картина: внешняя краевая зона фундамента, включающая сводовую часть, характеризуется относительно высоким уровнем значений параметра РК; при этом отмечается значительная неоднородность («ячеистость») поля этого параметра как в плане (горизонтальные сечения), так и в разрезах. Очевидно, это свидетельствует о распространении в приповерхностной зоне фундамента разуплотненных трещиноватых пород (коллекторов). «Ядро» же кристаллического массива (центральная часть) характеризуется низким (и равномерным) уровнем значений параметра РК, позволяющим предполагать распространение в «ядре» в основном плотных консолидированных пород. Это согласуется с бурением.

Подтверждение связи характеристик рассеянной компоненты с реальными геологическими элементами внутренней структуры массива фундамента и с реальными коллекторскими свойствами изучаемых кристаллических пород получено по трем независимым направлениям.

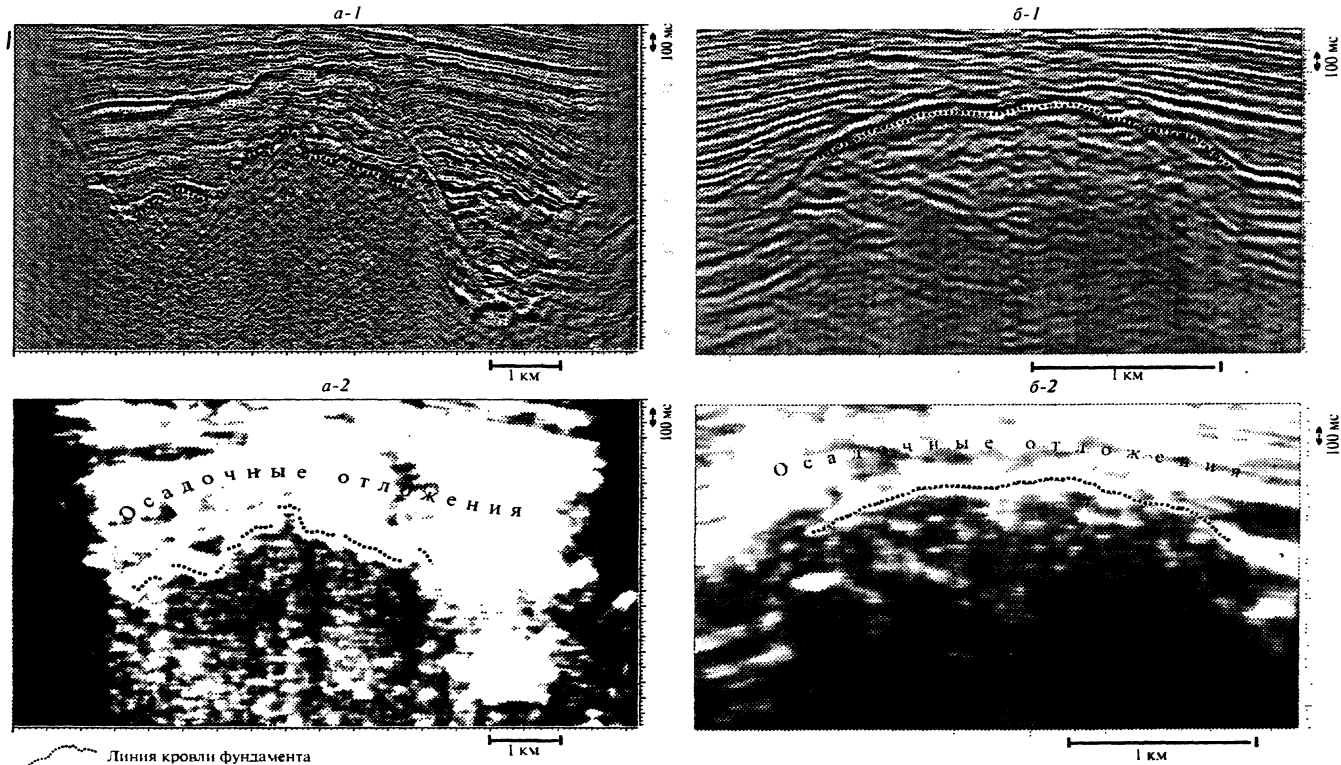


Рис. 23. Два типа объектов: *a-1* — объект 1. Разуплотненное ядро. Фильтрованный временной разрез; *a-2* — объект 1. Разуплотненное ядро. Временной разрез локальной энергии сигнала; *б-1* — объект 2. Уплотненное ядро. Фильтрованный временной разрез; *б-2* — объект 2. Уплотненное ядро. Временной разрез локальной энергии сигнала

По первому — на объекте, где была выполнена миграция по исходным записям (PSDM) и достигнуты высокая разрешенность и качество изображения, установлено устойчивое соответствие областей аномально больших значений локальной энергии РК очагам возникновения разнонаправленных разрывных нарушений в фундаменте. Согласно современным геотектоническим представлениям [1] таким зонам соответствуют участки разуплотненных пород, которые называются «очагами дилатансии».

Исходящие из этих зон разломы четко выделяются на сейсмических разрезах в низкочастотном (НЧ) диапазоне. По своей выполаживающейся с глубиной форме и генетической связи с источниками — «очагами дилатансии» — они соответствуют так называемым откольным разрывным нарушениям [1]. Более десятка таких зон совпадения источников разломов с аномально высокими значениями локальной энергии выделены на этом объекте. Отдельные примеры приведены на рис. 24.

При этом надежность выделяемых в фундаменте нарушений как наклонных отражений достаточно высокая — как за счет высокоинтенсивного проявления их в НЧ диапазоне, так и за счет продолжения большей части разломов в осадочной толще, что фиксируется закономерными фазовыми сдвигами.

Природа очагов дилатансии и откольных нарушений теоретически обосновывается [1] разуплотнением пород, когда в латерально-неоднородной среде (в нашем случае приподнятый блок фундамента среди менее плотных осадочных пород) горизонтальные сдвиговые напряжения превышают предел пластичности и начинается разрушение породы. Толчком к началу процесса разгрузки (релаксации) чаще всего могут быть тектонические подвижки.

По второму — на объекте, где в фундаменте пробурено большое число скважин, была проанализирована связь между значением локальной энергии рассеянной компоненты и величиной дебита, как показателем коллекторских свойств. На рис. 25, а приведен соответствующий график по результатам 45 испытаний в 26 скважинах. Видно, что низким значениям локальной энергии (LE) преимущественно отвечает малый или нулевой дебит, а большим значениям LE — высокие показатели (от 200 до 1000 т/сут).

Аналогичная зависимость между дебитом как показателем коллекторских свойств и значением параметра «локальная энергия» рассеянной компоненты сейсмического поля получена по материалам съемки 2D в интервале фундамента на месторождении Бомбей-Хай (Индия) [6]. На рис. 25, б приведен график, иллюстрирующий вышеупомянутую зависимость. И хотя линейная аппроксимация данной статистической совокупности достаточно спорная, соответствие

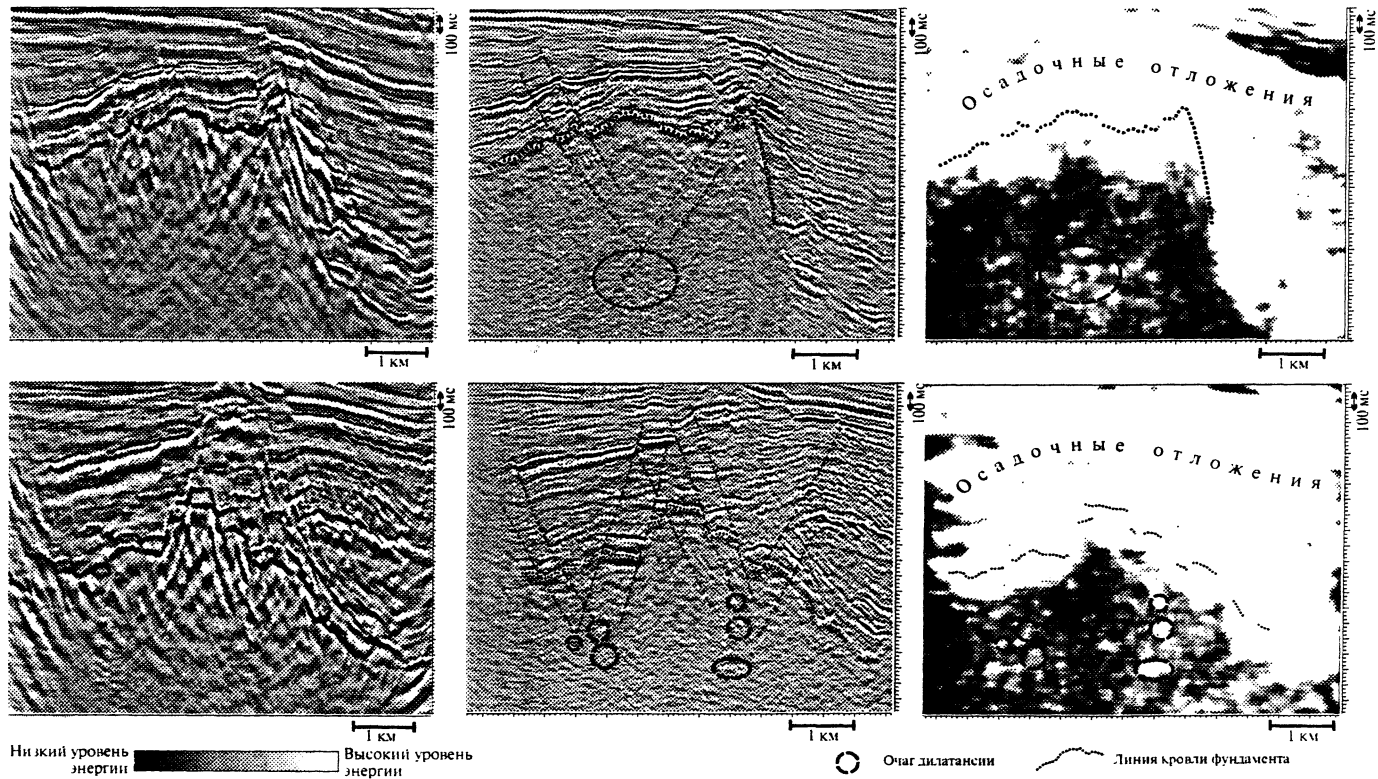


Рис. 24. Примеры проявления разломных нарушений и связанных с ними очагов дилатансии на НЧ и ВЧ сейсмических разрезах и разрезах локальной энергии рассеянной компоненты

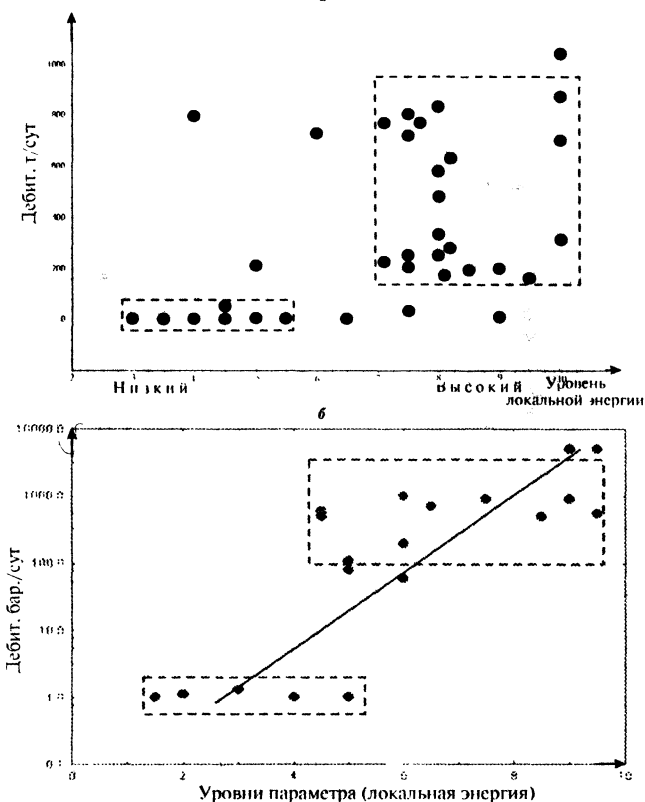


Рис. 25. Характер взаимосвязи локальной энергии рассеянной компоненты с дебитами в скважине из фундамента как показателями коллекторских свойств: а — по месторождению в гранитах объекта 2; б — по месторождению в гранитах в Индии

низких уровней локальной энергии малым дебитам, а высоких уровней — большим дебитам сомнений не вызывает. Тем самым подтверждается реакция поля рассеянной энергии на скопление трещин и каверн — коллекторских зон.

Третье направление — проверка прогнозов последующим бурением. Само прогнозирование коллекторских зон с использованием рассеянной компоненты может осуществляться только по данным 3D с последующей глубокой обработкой, включая глубинную миграцию по сейсмограммам (PSDM). Такой прогноз с последующей проверкой глубоким бурением был выполнен на 1-м объекте. В результате бурения первой скважины Р (рис. 26, II) в приповерхностной зоне высокого уровня рассеянной энергии (белый цвет) на глубинах

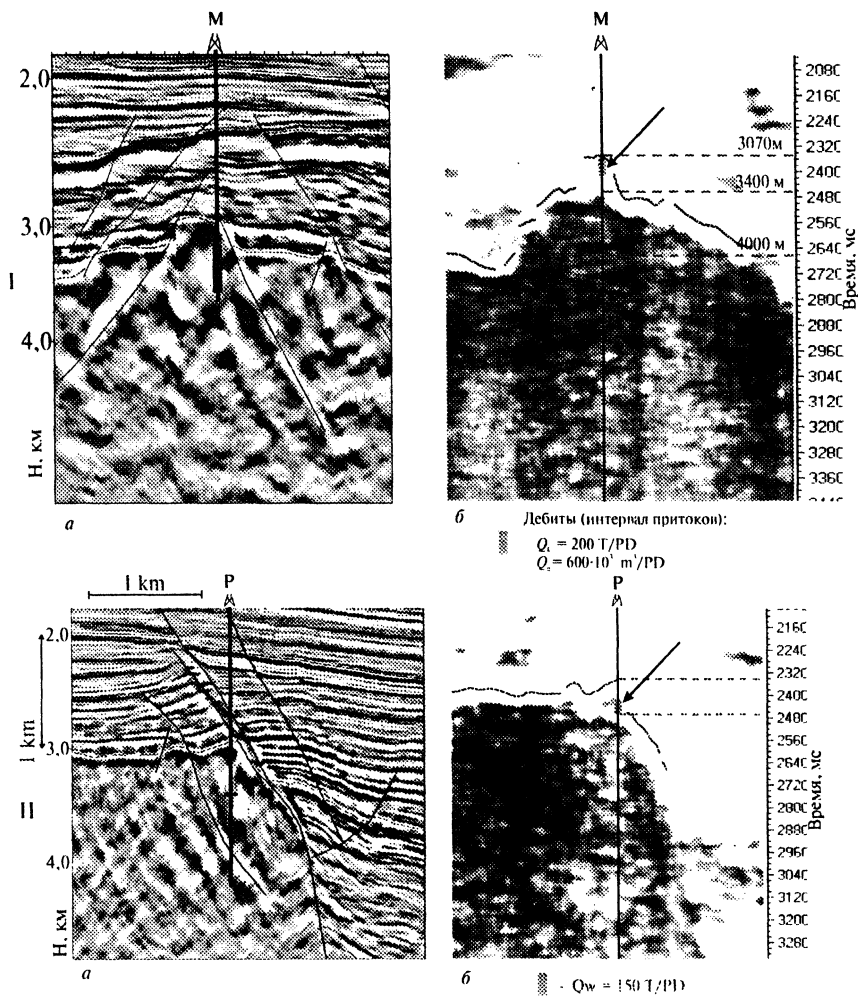


Рис. 26. Примеры проверки бурением рекомендаций по данным рассеянной компоненты: а — сейсмические разрезы с выделенными разломами в фундаменте; б — разрезы параметра локальная энергия рассеянной компоненты

3200–3380 м был получен фонтан воды (рис. 26, I). Это подтверждает наличие коллекторской зоны.

Вторая скважина М в зоне аномально больших значений локальной энергии в верхней части вскрытого фундамента на рекомендованных глубинах с 3100 по 3400 м дала значительные притоки газоконденсата и газа в интервале 3070–3290 м. Дебиты газоконденсата составили ~ 200 т/сут, а газа — 600 тыс. м³/сут. Глубже забоя в 4000 м преобладали преимущественно монолитные граниты с редкими интервалами огра-

ниченных притоков воды, что согласуется с низким уровнем параметра рассеянной компоненты.

Таким образом, можно говорить о положительных результатах проверки (в ограниченных объемах) рекомендаций по рассеянной компоненте (РК) последующим бурением.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На детальном поисковом и разведочном этапах исследования объектов в кристаллическом фундаменте при использовании площадной сейморазведки 3D становится возможным изучение пространственного положения системы разломов и крупных трещин, а также вероятных зон диффузной трещиноватости и кавернозности.

Следует отметить ограниченность положительного опыта, что требует наращивания объемов применения вышеописанных методик и технологии.

ЛИТЕРАТУРА К III ЧАСТИ

1. Клещев К. А., Петров А. И., Шейн В. С. Геодинамика и новые типы природных резервуаров нефти и газа. — М.: Недра, 1995.

2. Левянт В. Б., Моттль В. В. Методика оценки параметров рассеянной компоненты 3-мерных сейсмических данных // Вестник РАЕН. Вестник секции наук о Земле. — 2002. — № 9.

3. Левянт В. Б., Моттль В. В. Способ сейсмической разведки массивных геологических пород. Патент на изобретение № 2168187 // Бюллетень «Изобретения. Полезные модели».

4. Muchnik I. B., Mottl V. V., Levyant V. B. Massive Data Set Analysis in Seismic Explorations for Oil and Gas in Crystalline Basement Interval. DIMACS Technical Report-99-03, January 1999. Center for Discrete Mathematics and Theoretical Computer Science. Rutgers University, the State University of New Jersey, USA. — 38 p.

5. Mottl V. V., Levyant V. B., Muchnik I. B., Blinov A. B., Kostin A. A. Methods of texture image analysis in seismic explorations for oil and gas in the crystalline basement interval // Pattern Recognition and Image Analysis. Advances in Mathematical Theory and Applications. — 1999. — Vol. 9. — № 4. — P. 682-701.

6. Levyant V. B., Mottl V. V., Lal N. K., Dirghangi R. S. and Varun T. R. Experience of reservoir zone identification in crystalline basement of Bombay High field from seismic data // Proceedings of the 3rd International

Petroleum Conference and Exhibition PETROTECH-99, New Delhi, India, January 9–12, 1999.

7. *Шустер В. Л., Такаев Ю. Г.* Мировой опыт изучения нефтегазонаосности кристаллического фундамента. — М.: ЗАО «Геоинформмарк», 1997. — 72 с.

8. *Кауфман А. А., Левшин А. Л.* Введение в теорию геофизических методов. Акустические и упругие волновые поля в геофизике. Часть 3. — М.: Недра, 2002.

9. *Караев Н. А., Анисимов А. А., Кашкевич В. И., Травинская Т. И.* Сейсмическая гетерогенность земной коры и ее отображение в поле рассеянных волн // Геофизика. — 1988. — № 2. — С. 29–39.

10. *Караев Н. А., Рабинович Г. Я.* Рудная сейсморастведка. — М., 2001.

11. *Харахинов В. В., Шленкин С. И. и др.* Новые данные о геологическом строении Куюмбского месторождения Юруб-Тухомской зоны нефтегазонакопления // Геология нефти и газа. — 2002.

12. *Левянт В. Б., Авербух А. Г., Гогоненков Г. Н., Шустер В. Л.* Перспективы использования данных сейсморастведки для выделения ловушек углеводородов в кристаллическом фундаменте // Материалы конференции «Нефтегазонаосность фундамента осадочных бассейнов». — М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2001.

13. *Николаев А. В.* Сейсмика неоднородных и мутных сред, 1972.

14. Материалы семинара фирмы «BEICIP-FRANLAB», 2002. «Fractured Network Characterization», 2002.

15. *Авербух А. Г., Левянт В. Б.* Методы исследования распределения коллекторских (трещиноватых) зон в массивах кристаллических пород по данным сейсморастведки 3D // Материалы Petrotech. — 2003.

Часть IV

КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ФУНДАМЕНТА НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО И ЭКОНОМИЧЕСКОГО РИСКОВ

В современных условиях рыночной экономики при осуществлении крупных нефтегазовых проектов, к каковым относятся и поисково-оценочные работы на нефть и газ в фундаменте, необходимо уже на стадии планирования работ и решения вопроса об инвестициях оценить возможные риски получения позитивных результатов.

Из таких рисков: геологического, экономического, политического, социального, экологического и др. — наиболее значимыми, основополагающими для решения поставленной задачи являются первые два: геологический и экономический. Разработка и использование методики оценки геолого-экономических рисков при проектировании поисково-оценочных работ на нефть и газ в фундаменте является сегодня основным условием для инвестирования средств в подобные дорогостоящие проекты. Такая методика оценки геолого-экономических рисков в доступной форме (показатели оценки должны быть унифицированными в геологоразведочном процессе и легко измеряемыми) позволит производить оценку рисков рассматриваемого проекта геолого-оценочных работ в различных регионах России и мира.

Качественной и количественной оценкой перспектив нефтегазоносности с использованием математико-статистических методов и ЭВМ авторы занимаются с 1963 года по настоящее время.

Один из авторов настоящей монографии — М. М. Элланский — для решения названной задачи разработал алгоритмы и программы, опирающиеся на многомерный регрессионный анализ и модифицированную программу распознавания «Кора-3» (Элланский, 1964; Элланский, Жорина, 1976).

Другой автор — В. Л. Шустер — в период 1967–1975 гг. для оценки перспектив нефтегазоносности верхнеюрского комплекса Туранской плиты использовал модифицированную программу «Кора-3», учитывающую «веса» отбираемых признаков разных классов (Шустер, 1970, 1972, 1975).

Рекомендации по степени перспективности и по очередности ввода структур в поисково-разведочное бурение, внедренные в производственных организациях Туркмении и Узбекистана, показали высокую эффективность использования математических методов и ЭВМ при решении задач нефтегазовой геологии. Подтверждаемость прогноза составила 87%.

В период 1982–1989 гг. предложена (Ю. Н. Шрембергер, В. Л. Шустер и О. Н. Меркулова, 1986, 1987, 1988) новая методика многокритериального анализа для определения очередности ввода структур в поисково-разведочное бурение (модель «Выбор»). Здесь, в отличие от работ с программой «Кора-3» (где использованы лишь геологические критерии), для разделения выборки изучаемых локальных объектов по степени перспективности, сначала по группам (программа «Слой»), а затем по очередности внутри групп (программа «Доминанта»), объекты оценивались по четырем группам показателей (геологические, экономические, географические и экологические). Работы были выполнены по Баренцево-морскому региону и Западной Туркмении. Рекомендации по перспективным объектам были переданы в производственные организации и получили подтверждение последующими результатами поисково-разведочных работ. Подтверждаемость прогноза оказалась больше 90%.

Для использования вышеперечисленных программ («Кора-3» и модель «Выбор») требуется значительная статистика установленных в результате бурения продуктивных и «пустых» объектов и достаточно полный набор фактических геологических данных по всем используемым факторам. Поскольку при оценке перспектив нефтегазоносности фундамента очень часто такие представительные данные отсутствуют, нами рассмотрена возможность использования нового подхода к оценке продуктивности локальных структур (и зон нефтегазоаккумуляции), не требующего наличия «эталонных» продуктивных и «пустых» объектов. Именно к таким проектам и относятся поиски и освоение залежей нефти и газа в образованиях фундамента в России.

Такая новая методика разработана нами (Шустер, Элланский, Дунаев, 1999; Элланский, Шустер, Каламбаров, 2000) применительно к оценке перспектив нефтегазоносности фундамента. В основу предлагаемой методики положена схема построения геолого-математических моделей для оценки перспектив нефтегазоносности фундамента в перспективной зоне и на локальной структуре. Факторы, оценки необходимые и достаточные для формирования и сохранения залежей нефти и газа в фундаменте, отобраны исходя из разработанных в предыдущих разделах книги моделей формирования зон разуплотненных трещиноватых пород и нефтегазовых скоплений в фундаменте.

При оценке эффективности прогноза продуктивности ранее рассматривался только геологический фактор (продуктивный или «пус-

той» объект). В условиях рыночной экономики этого недостаточно, так как решающим обстоятельством при принятии решения об инвестировании проекта является экономический фактор — получим ли мы прибыль в результате разработки проекта, то есть необходимо учитывать не только геологический, но еще и экономический риск.

Для создания методики количественной оценки эффективности проекта по перспективам нефтегазоносности необходимо решить следующие задачи:

1. Выявить, что представляют собой геологический и экономический риски.
2. Разработать методику оценки этих рисков.
3. Разработать методику прогноза нефтегазоносности объекта (зоны нефтегазонакопления и локальной структуры) с учетом геологического и экономического рисков.
4. Разработать методику проектирования поисково-разведочных работ на таком объекте с учетом геологического и экономического рисков.

Остановимся на некоторых важных понятиях, используемых в разработанной нами методике: вероятностное распределение ресурсов и запасов углеводородов, геологический и экономический риски, чистый дисконтированный доход (прибыль).

Глава 9. ВЕРОЯТНОСТНОЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЕ РЕСУРСОВ И ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

В нашей стране до сих пор используются главным образом детерминированные методы оценки ресурсов и запасов нефти и газа. За рубежом уже более 30 лет при решении этих задач применяется вероятностный подход: ресурсы и запасы представляют в виде некоего вероятностного распределения. Дисперсия этого распределения зависит от уровня наших знаний об изучаемых ресурсах и запасах углеводородов и по мере углубления этих знаний уменьшается. Как же изучается такое распределение?

В теории вероятностей и математической статистике используется функция распределения $F(x) = P(X < x)$. Здесь $P(X < x)$ — есть вероятность события, состоящего в том, что случайная величина X принимает значения меньше, чем x . С увеличением x эта функция возрастает от нуля до единицы.

При прогнозировании ресурсов используют как бы зеркальное отображение $F(x)$, а именно функцию $F(q)$, равную вероятности того, что прогнозируемые ресурсы поискового объекта не менее значения q . При возрастании ресурсов q функция $F(q)$ убывает от единицы до нуля.

На рис. 27 приведены примеры типичных кривых $F(q)$, каждая из которых отвечает различной степени точности оценки ресурсов. Например, по кривой 2 с вероятностью 0,75 ресурсы равны (не меньше) 10 млн т, а с вероятностью 0,25 — 50 млн т.

Если для изучаемого объекта нефтегазоносность не установлена, то существует не равная нулю вероятность того, что ресурсы равны нулю, то есть $P_0 = |1 - F(0)| = 0$. Вероятность отсутствия нефтеносности P_0 называется коэффициентом риска или просто риском, а величина $F(0)$ — коэффициентом успеха.

Поскольку в настоящее время при проектировании и моделировании поисково-разведочных работ на нефть и газ широко используют различные риски: экономический, политический, экологический, социальный и др., введенный риск разумно называть геологическим. Для той же кривой 2 вероятность отсутствия нефтегазоносности или геологический риск $P_0 = 0,2$.

Как можно получить распределение прогнозных ресурсов нефти или газа? Чаще всего на ранней стадии поисковых работ для этого применяется метод экспертных оценок. Этот метод базируется на методе «Дельфы» (по имени древнегреческого Дельфийского оракула). Он заключается в осреднении оценок какой-то прогнозируемой величины, полученных различными экспертами. В нашем случае усредняются экспертные оценки вероятностного распределения потенциальных ресурсов нефти и газа. Группа экспертов сначала обсуждает особенности геологического строения рассматриваемого района, выбирает основные факторы и значения параметров, определяющих его нефтегазоносность.

Затем каждый эксперт «строит» свою собственную кривую распределения потенциальных ресурсов, указывая 4 характеристики этого распределения: нижнюю, «пессимистическую» оценку ресурсов (с ве-

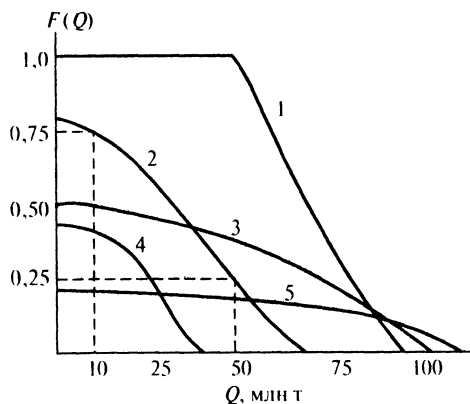


Рис. 27. Типы кривых распределения прогнозных оценок потенциальных ресурсов нефти: 1 — перспективная зона, уже открыты месторождения (геологический риск равен нулю); 2 — перспективный объект (риск равен 0,2); 3 — объект с неуверенно оцениваемыми ресурсами (ситуация «или-или»); 4 — очень бедный объект; 5 — малообоснованная оценка (с малой вероятностью оцениваются крупные ресурсы)

Таблица 8
Прогнозная оценка потенциальных ресурсов нефти пояса
надвигов Монтаны (в млн т)

Распреде- ление	Значения		Вероятность, %					Мода	Стандарт- ное отклонение
	Среднее	Медиана	95	75	50	25	5		
Без учета риска	93,0	56,6	10,8	28,3	56,6	110,5	292,5	20,2	122,7
С учетом риска	79,5	45,8	0	17,5	45,8	98,4	272,3	20,2	118,6

роятностью 0,95), верхнюю, «оптимистическую» оценку (с вероятностью 0,05), модальную оценку (с вероятностью 0,5 — наиболее вероятное значение ресурсов) и статистическое среднее (равное сумме трех предыдущих оценок, деленной на 3). И, наконец, полученные разными экспертами данные усредняются, чтобы получить окончательную кривую распределения потенциальных ресурсов.

В табл. 8 показан пример «выдачи» результатов прогноза потенциальных ресурсов для одного из районов США, сделанный в конце 80-х годов прошлого века. Поскольку к моменту прогноза этот район был новым поисковым объектом, даны два варианта прогноза нефтегазонасности: без учета геологического риска (вероятности непродуктивности района) и с его учетом.

Рассмотренный геологический риск, то есть вероятность непродуктивности поискового объекта, является лишь первой компонентой геологического риска. При проведении поискового бурения мы рискуем не только тем, что данный поисковый объект может оказаться непродуктивным. Не исключено, что даже если он продуктивен, мы его не обнаружим (вторая компонента геологического риска). И, наконец, если он продуктивен и мы обнаружим залежь или группу залежей, запасы углеводородов могут оказаться значительно меньше тех, на которые мы рассчитывали (третья компонента геологического риска). Более подробно мы рассмотрим все три компоненты геологического риска в главе 16, а сейчас попытаемся выяснить «родословную» понятия «риск». Это необходимо сделать, так как разные риски отражают неблагоприятное влияние тех или иных факторов на реализацию данного проекта работ и выражаются в самых разных единицах: сумме денег, количестве нефти или газа, времени безопасной работы трубопровода и т. д. Тем не менее, как мы покажем, *любой риск имеет вероятностную природу и отражает вероятность некоего неблагоприятного события, наносящего ущерб данному проекту работ.*

Глава 10. КОНКУРИРУЮЩИЕ РИСКИ

Эта глава написана в основном по материалам монографии Ю. Неймана (1968).

Какой бы ни была задача о рисках, она всегда касается судьбы индивидуума или в более сложных случаях группы индивидуумов. Слово «индивидуум» может относиться к человеку, животному, атому, самолету и т. д. В каждом случае предполагается, что в различные моменты времени наблюдения T рассматриваемый индивидуум может находиться в одном из нескольких несовместных состояний.

Например, поисковая скважина (индивидуум) может находиться в состоянии S_0 , определяемом как «пустая», в состоянии S_1 , если она вскрыла маленькую залежь нефти, в состоянии S_2 , если она вскрыла среднюю залежь, и, наконец, в состоянии S_3 , если она вскрыла большую залежь нефти.

В дополнение к этим четырем несовместным состояниям мы можем придумать еще много других. Например, возможно выделить состояния S_i в зависимости от величины запасов вскрываемой залежи. В практических ситуациях легко различить целый ряд возможных состояний, в которых может находиться исследуемый индивидуум. Однако теоретическое исследование задач, содержащих много различных состояний, весьма затруднительно. По этой причине мы вынуждены довольствоваться математическими моделями, содержащими только несколько возможных состояний. Так, например, в обсуждаемой задаче следовало бы ограничиться рассмотрением только состояний S_0, S_1, S_2, S_3 , определенных выше.

Важным моментом в приведенном выше рассуждении является то, что *первый шаг при исследовании задачи рисков состоит в постулировании некоторого числа возможных взаимно исключающих состояний S_0^*, S_1^*, S_n^* , в которых индивидуумы могут находиться в любой заданный момент периода T наблюдения.*

Понятие возможных несовместных состояний привлекается для придания точного смысла слову «риск». При постулировании существования $n+1$ различных состояний, в которых индивидуум может находиться в течение времени T , мы допускаем возможность перехода из одного состояния в другое. В общем, как мы увидим, удобно считать, что перед индивидуумом имеются $n+1$ возможностей в любой заданный момент: он может оставаться в том же состоянии или перейти в любое из n других состояний. Все эти $n+1$ возможностей будут описываться как *риски*. Если в данный момент индивидуум находится в состоянии S_i^* , то R_{ij}^* будет означать для него риск остаться в этом же состоянии, а R_{ij}^* — риск быть переведенным из состояния S_i^* в состояние

S_j^* . В условиях данной задачи некоторые из рисков могут быть невозможными. Так, например, для человека переход из состояния «быть мертвым» в состояние «быть живым» невозможен. Невозможен также переход обнаруженной залежи нефти или газа в состояние «непродуктивная ловушка».

Для удобства дальнейшего изложения введем понятия прямого и контингентного рисков. Будем называть риск R_{ij}^* прямым риском, если в условиях данной задачи индивидуум может перейти из состояния S_i^* непосредственно в состояние S_j^* , не проходя через какое-либо другое состояние. Если же переход из S_i^* в S_k^* возможен только посредством перехода индивидуума сначала из S_i^* в некоторое состояние S_j^* , а затем уже из S_j^* в S_k^* то риск называется контингентным риском, именно контингентным по R_{ij}^* .

Понятия прямого и контингентного риска проиллюстрируем на медицинской задаче рисков с выздоровевшим пациентом. В этой задаче символ R_{00} означает риск того, что пациент, который находится в S_0 , (выздоровевший пациент) останется в этом же состоянии. Аналогично R_{23} — риск перехода из состояния S_2 (рецидив) в состояние S_3 (смерть после рецидива). Символ R_{32} означает риск перехода из состояния S_3 в состояние S_2 . Однако по конкретному смыслу этих состояний R_{23} является невозможным. Риски R_{01} и R_{02} (риск смерти по другим причинам и риск рецидива) угрожают выбывающему пациенту немедленно после его кажущегося выздоровления. Следовательно, они являются прямыми рисками. Риск R_{23} также является прямым, поскольку индивидуум может перейти непосредственно из S_2 в S_3 . С другой стороны, риск R_{03} (смерти от рецидива для лица, не страдавшего рецидивом) является контингентным по прямому риску R_{02} , так как пациент может умереть от рецидива только *после того*, как он сначала перенес рецидив. Иными словами, переход из состояния S_0 в состояние S_3 возможен только путем перехода сначала из S_0 в S_2 , а затем из S_2 в S_3 .

Применение понятий возможного и невозможного, прямого и контингентного рисков позволяет описать принятую модель задачи о рисках с выбывающим пациентом с помощью четырех возможных состояний, трех возможных прямых рисков перехода, а именно R_{01} , R_{02} и R_{23} , и одного контингентного риска перехода R_{03} .

До сих пор рассматриваемая нами модель не содержала никакого элемента случайности. Случайность вводится при выборе возможных различных способов поведения индивидуума на данном элементе времени. Предположим, что в начале временного интервала наблюдения индивидуум находится в состоянии S_i^* . Будем теперь считать, что поведение индивидуума на протяжении этого интервала определяется следующим образом.

(i) Извлекается шар из урны, которую мы будем обозначать через B_j . Здесь индекс i указывает на состояние S_i^* . Урна B_j^* содержит перенумерованные шары.

(ii) Полагаем, что индивидуум испытывает риск R_{ij} , если j — номер шара, извлеченного из B_j^* .

Если случится, что $j = i$, то индивидуум на протяжении всего времени наблюдения остается в состоянии S_i^* .

Если $j \neq i$, то индивидуум переходит из состояния S_i^* в S_j^* .

Отсюда следует, что в изучаемой модели нужно рассмотреть несколько последовательностей урн, именно столько последовательностей, сколько имеется возможных состояний. Конкретные урны любой последовательности соответствуют последовательным элементам времени. В последовательности, соответствующей состоянию S_0^* будет M урн $B_0^*(k)$, $k = 1, 2, \dots, M$, по той причине, что в начале интервала τ_1 , как известно, индивидуум находится в S_0^* и в течение любого другого элемента времени τ_k он мог остаться в S_0^* . Число урн в последовательности, соответствующей любому другому состоянию, S_i^* не может превосходить $M-1$. Действительно, каково бы ни было $i \neq 0$, индивидуум не может быть в S_i^* в начале τ_1 .

Пусть $q_{ij}^*(k)$ означает долю шаров в урне $B_i(K)$, отмеченных номером j , $j = 0, 1, 2, \dots, n$. Согласно сказанному выше доля $q_{ij}^*(k)$ представляет собой условную вероятность того, что в течение τ_k индивидуум перейдет из состояния S_i^* в состояние S_j^* , если известно, что он был в S_i^* в начале τ_k . Может случиться, что для некоторого числа r доля $q_{ir}^*(k) = 0$. Тогда урна $B_i(K)$ не содержит ни одного шара, отмеченного числом r , и индивидуум не может перейти из S_i^* в S_r^* на протяжении τ_k . Вероятности $q_{ij}^*(k)$, очевидно, должны удовлетворять условию

$$q_{i0}^*(k) + q_{i1}^*(k) + \dots + q_{in}^*(k) = 1.$$

Вероятности $q_{ij}^*(k)$ иногда называют переходными вероятностями.

С помощью этой общей модели изучение судьбы индивидуумов за время T удается свести к изучению возможных исходов M последовательных извлечений шаров. Конечный исход этих извлечений характеризуется номером последнего из вынутых шаров. Этот шар извлекается из одной из урн $B_i(M)$. Его номер определяет состояние индивидуума в заключительный момент времени T . Таким образом, абсолютная вероятность того, что последний вынутый шар будет иметь номер j , представляет собой вероятность того, что индивидуум будет в состоянии S_j^* в заключительный момент T . Эта вероятность называется *приближенной нормой* риска R_{0j} в момент T и обозначается через Q_j^* . Она говорит о том, как часто индивидуум, выходящий из состояния S_{0j} , будет находиться в состоянии S_j^* в заключительный момент времени T .

Из приведенных материалов, заимствованных нами из работы Неймана (1968), видно, что ее автор рассматривает основную задачу теории вероятностей и математической статистики, а именно выбор на основе статистических данных наиболее правдоподобной гипотезы о «поведении» изучаемого индивидуума (о том, в каком состоянии он находится в момент наблюдения) *как задачу исследования конкурирующих рисков*. Поэтому при изучении любых возможных рисков необходимо прежде всего дать им вероятностную трактовку, то есть определить их как вероятность какого-то неблагоприятного события для данного проекта работ.

Глава 11. МЕТОД МИНИМУМА РИСКА

Для описанной модели конкурирующих рисков в теории статистических решений был разработан так называемый метод минимального (минимума) риска. Сначала мы рассмотрим наиболее простой вариант этого метода, когда имеется всего лишь два несовместных состояния. Например, поисковый объект либо продуктивен, либо непродуктивен. Пусть для определенности поисковым объектом будет пласт, вскрываемый скважиной.

Будем считать известными два условных распределения вероятностей случайной величины Y :

$f_0(Y)$ — при условии, что верна гипотеза H_0 — пласт продуктивен;

$f_1(Y)$ — «Р» при условии, что верна гипотеза H_1 — пласт непродуктивен.

Пусть случайной величиной Y является удельное электрическое сопротивление породы $\rho_{п.}$. Поскольку нефть и газ диэлектрики, их присутствие в породе приводит к возрастанию ее сопротивления. Однако на величину сопротивления породы, помимо нефти, газа и воды, влияют и другие факторы (Элланский, 2001).

Поэтому распределения удельного электрического сопротивления для водоносных и продуктивных пластов будут пересекаться. Если мы захотим идентифицировать водоносный и продуктивный пласты, то в области пересечения кривых $f_0(\rho_{п.})$ и $f_1(\rho_{п.})$ будет иметь место неоднозначность решения.

При интерпретации данных ГИС для преодоления этой неоднозначности оценивают граничное или кондиционное значение сопротивления породы $\rho_{п.кондиц}$ так, как это показано на рис. 28 (то есть опуская перпендикуляр из точки пересечения кривых $f_0(\rho_{п.})$ и $f_1(\rho_{п.})$ на ось абсцисс). Мы покажем, что в результате такого подхода к оценке нефтегазоносности пластов возможны весьма существенные экономические потери.



Рис 28. Распределения удельного электрического сопротивления для продуктивных (штриховая линия) и водоносных (сплошная линия) пластов. Стрелкой показано граничное (кондиционное) сопротивление $r_{п\text{ кондиц}}$

Обозначим набор возможных значений случайной величины $Y = r_{п}$ через Δ . Тогда при проверке гипотез H_0 и H_1 искомым решающим правилом состоит в некотором разбиении множества Δ на части Δ_0 и Δ_1 . При попадании возможного значения случайной величины $r_{п}$ в множество Δ_0 принимается гипотеза H_0 и при попадании возможного значения в множество Δ_1 принимается гипотеза H_1 .

Заметим, что случайная величина Y может быть и дискретной и непрерывной. Тогда под функциями $f_0(Y)$ и $f_1(Y)$ в первом случае будем понимать условные дискретные распределения вероятностей, во втором случае — условные плотности распределения.

Кроме условных распределений $f_0(Y)$ и $f_1(Y)$, нам потребуется априорная (доопытная) вероятность P того, что гипотеза H_0 имеет место.

Иногда мы располагаем сведениями об этой вероятности, а иногда нам ничего не известно или известно очень мало.

Будем рассматривать следующие случайные события:

A — верна гипотеза H_0 ,

«не A » — верна гипотеза H_1 .

B — результат эксперимента Y попал в область Δ_0 ,

«не B » — результат эксперимента Y попал в область Δ_1 .

Тогда при принятии решения возможен один из следующих четырех исходов (сложных событий):

1. AB — верна гипотеза H_0 , и принято решение об ее истинности;

2. «не A » B — верна гипотеза H_1 , а принято решение об истинности гипотезы H_0 ;

3. A «не B » — верна гипотеза H_1 , а принято решение об истинности гипотезы H_0 ;

4. «не A » «не B » — верна гипотеза H_1 , и принято решение об ее истинности.

Отсюда видно, что исходы «не A » B и A «не B » связаны с ошибочными решениями. Исходу A «не B » соответствует так называемая ошибка первого рода, а исходу «не A » B — ошибка второго рода.

Для ответа на вопрос, какое из решающих правил следует считать наилучшим, введем понятия *функции потерь и среднего риска*.

Функция потерь сопоставляет каждому из четырех возможных исходов соответствующие потери, выраженные в некоторой системе единиц.

При правильном решении естественно либо положить потери равными нулю, либо рассматривать прибыль, полученную при их реализации, как потери со знаком минус. Потери, связанные с ошибками первого и второго рода, обозначим соответственно C_1 и C_2 . Для простоты будем считать, что прибыль от принятия правильных решений равна нулю. Тогда для задания функции потерь нужно указать величины C_1 и C_2 . В практических задачах часто трудно сделать обоснованный выбор величин C_1 и C_2 . В рассматриваемой нами задаче C_1 — потери от пропущенной залежи в результате того, что мы ошибочно продуктивный пласт идентифицировали как водоносный, а C_2 — стоимость испытаний и опробования водоносного пласта, ошибочно принятого нами за продуктивный.

Перейдем теперь к понятию риска. Пусть P_0 , P_1 и P_2 — вероятности соответственно правильного решения, ошибки первого рода и ошибки второго рода. Величина потерь C , к которым приводит однократное применение решающего правила, является случайной величиной, принимающей значения $0, C_1; C_2$ с вероятностями соответственно P_0, P_1 и P_2 .

Математическое ожидание $M[C]$ случайной величины C называется средним риском (или просто риском) и обозначается буквой r . Таким образом,

$$r = M[C] = P_0 \times 0 + P_1 \times C_1 + P_2 \times C_2 = P_1 \times C_1 + P_2 \times C_2. \quad (4.1)$$

Понятие риска приводит к естественному способу сравнения решающих правил. Из двух правил лучшим считается то, которое приводит к меньшему риску.

Оптимальным решающим правилом называется правило, приводящее к наименьшему возможно в данной задаче риску.

Итак, мы должны найти оптимальное решающее правило, которое соответствует заданным условным распределениям $f_0(Y)$ и $f_1(Y)$, априорной вероятности P и функции потерь (C_1, C_2). Это правило будем обозначать буквой Γ . При отыскании правила Γ ограничимся рассмотрением непрерывной случайной величины Y .

Обозначим через α условную вероятность ошибки первого рода, вычисленную при условии истинности гипотезы H_0 , а через β — условную вероятность ошибки второго рода, вычисленную при условии истинности гипотезы H_1 . Применяя правило определения вероятности попадания случайной величины Y на заданный участок, если известна ее плотность вероятности, запишем вероятности α и β с помощью условных плотностей $f_0(Y)$ и $f_1(Y)$:

$$\alpha = P(\text{«не } B \text{»} / A) = \int_{\Delta_1} f_0(Y) dY, \quad \beta = P(B / A) = \int_{\Delta_0} f_1(Y) dY. \quad (4.2)$$

В свою очередь, безусловные вероятности P_1 и P_2 ошибок первого и второго рода выражаются через условные вероятности этих ошибок α и β и априорную вероятность P следующим образом:

$$P_1 = P(A \text{«не } B \text{»}) = P(A)P(\text{«не } B \text{»} / A) = P\alpha,$$

$$P_2 = P(\text{«не } A \text{»} B) = P(\text{«не } A \text{»})P(B / \text{«не } A \text{»}) = (1 - P)\beta.$$

Поставим полученные значения P_1 и P_2 в формулу (4.1), получим:

$$r = P\alpha C_1 + (1 - P)\beta C_2 = PC_1 \int_{\Delta_1} f_0(Y) dY +$$

$$+ (1 - P)C_2 \int_{\Delta_0} f_1(Y) dY, \quad (4.3)$$

Из формулы (4.3) видно, что каждому способу разбиения множества Δ на области Δ_0 и Δ_1 соответствует свое значение риска. Нужно выбрать области Δ_0 и Δ_1 так, чтобы выражение (4.3) достигло минимума. Используя свойства плотности вероятности

$$\int_{\Delta} f_0(Y) dY = \int_{\Delta_0} f_0(Y) dY + \int_{\Delta_1} f_0(Y) dY = 1,$$

перепишем формулу (4.3) в виде

$$r = PC_1 \left(1 - \int_{\Delta_0} f_0(Y) dY \right) + (1 - P)C_2 \int_{\Delta_0} f_1(Y) dY =$$

$$= PC_1 + \int_{\Delta_0} [(1 - P)C_2 f_1(Y) - PC_1 f_0(Y)] dy. \quad (4.4)$$

Последнее выражение достигает минимума при таком выборе области Δ_0 , который приводит к наименьшему возможному значению интеграла в правой части. А для того чтобы интеграл был минимальным, нужно включить в состав Δ_0 те и только те значения Y , в которых подынтегральная функция отрицательна, т. е.

$$(1 - P)C_2 f_1(Y) - PC_1 f_0(Y) < 0, \quad (4.5)$$

а в состав Δ_1 — остальные значения Y .

Запишем неравенство (4.4) в таком виде:

$$\frac{f_1(y)}{f_0(y)} < \frac{PC_1}{(1 - P)C_2}. \quad (4.6)$$

Функция $f_1(y)/f_0(y)$ называется *отношением правдоподобия*.

Таким образом, искомое оптимальное решающее правило Γ заключается в следующем: для полученного в результате эксперимента значения y вычисляется отношение правдоподобия $f_1(y)/f_0(y)$ и сравнивается с числом

$$l = \frac{PC_1}{(1-P)C_2}.$$

Если отношение правдоподобия меньше l , принимается гипотеза H_0 ; в противном случае — гипотеза H_1 .

Оптимальное решающее правило Γ называется *пороговым критерием* для отношения правдоподобия $f_1(y)/f_0(y)$ с порогом

$$l = \frac{PC_1}{(1-P)C_2}.$$

Аналогичный результат получается и для дискретной случайной величины.

В завершение этого раздела рассмотрим пример, из которого будет видно, что традиционная методика оценки кондиционной величины электрического сопротивления при выделении продуктивных пластов может привести к большим экономическим потерям. Как видно, на рис. 28, кондиционное сопротивление равно 2,5 Ом·м. А можно ли при сопротивлении 2,0 Ом·м принять гипотезу о том, что исследуемый пласт продуктивен? Если основываться только на распределениях сопротивления для продуктивных и водоносных пластов, то такое решение будет иметь вероятность $0,02/0,07 = 0,29$, то есть примерно 1 шанс из 3. Если же мы используем условие (4.6) и примем вероятность нефтеносности пласта $P = 0,2$, а потери из-за пропуска продуктивного пласта $C_1 = 100C_2$ (пропущенная залежь может стоить на несколько порядков больше, чем все мероприятия по опробованию и испытанию пласта), то получим

$$\frac{PC_1}{(1-P)C_2} = \frac{0,2 \cdot 100C_2}{0,8 \cdot C_2} = 25, \text{ а } \frac{f_1(y)}{f_0(y)} = 0,29.$$

Исходя из результатов расчета, мы должны с «большим запасом» признать испытуемый пласт продуктивным, хотя вероятность продуктивного пласта при сопротивлении 2 Ом·м намного ниже вероятности водоносного пласта.

Таким образом, метод минимального риска позволяет нам принять решение, противоречащее решению, показанному на рис. 28. Наше решение обеспечивает минимальный экономический риск в отличие от традиционного подхода к решению этой задачи. Конечно, при массо-

вом использовании решающего правила (4.6) мы будем часто (в двух случаях из трех) ошибочно принимать водоносные пласты за продуктивные. Но расходы на испытания и опробования этих пластов с лихвой окупятся открытыми залежами нефти или газа.

Перейдем теперь к краткому рассмотрению основных представлений о рисках, используемых в настоящее время в нефтегазовой отрасли.

Глава 12. КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О РИСКАХ, ВОЗНИКАЮЩИХ ПРИ РЕШЕНИИ ЗАДАЧ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Проектные инвестиционные решения могут приниматься в различных условиях, которые называются средой принятия решений. Обычно выделяют три возможных среды (Андреев, 1997):

- а) определенности (детерминированности);
- б) риска (вероятностной определенности);
- в) неопределенности.

Для среды определенности известны будущие состояния системы или, другими словами, известны возможные исходы реализации решения.

Риск определяется как опасность, возможность убытка или ущерба. Следовательно, риск относится к возможности наступления какого-либо неблагоприятного события. Под риском принято понимать вероятность возможных потерь части ресурсов, недополучения доходов, появления дополнительных расходов по сравнению с вариантом, предусмотренным проектом, или дисперсию вокруг предполагаемого результата. Средой риска в этом случае является ситуация, когда известны возможные исходы осуществления проекта и вероятности их появления.

Среда неопределенности соответствует такой ситуации, когда известны только возможные исходы реализации проекта и неизвестны вероятности этих исходов.

Все риски, которые могут возникать при реализации того или иного проекта, подразделяются на несколько видов:

- политический;
- социальный;
- экономический;
- экологический;
- юридический и др.

Классификация рисков по видам используется при анализе предпринимательского климата в стране, инвестиционного рейтинга отдельных регионов и решения иных задач.

Политический риск представляет собой угрозу извне, степень влияния оппозиции, отношение региональных органов власти к политике правительства, к иностранным инвестициям, степень вмешательства государства в экономику, возможность национализации без полной компенсации, введение запретов на импорт и т. д.

Социальный риск характеризуется уровнем безработицы, возможностью забастовок, выражением недоверия со стороны работников органам власти на местах, администрации предприятия и т. д.

В ряде случаев эти виды рисков объединяют и определяют социально-политический риск.

Для оценки социально-политического, а также и иных видов риска часто используется метод экспертных оценок, заключающийся в том, что каждому показателю, характеризующему определенный вид риска, присваивается некоторое количество баллов. При этом каждый из показателей в системе оценки имеет свой вес, соответствующий его значимости. Затем полученные в процессе экспертизы баллы суммируются по всем показателям с учетом весовых коэффициентов и образуется обобщенная оценка данного вида риска по региону или стране.

Экономический риск подразделяется:

- производственный;
- финансовый;
- инвестиционный;
- коммерческий;
- кредитный и т. д.

Экологический риск связан с возможным возникновением стихийных бедствий (землетрясений, наводнений и т. д.), пожаров, аварий и т. п.

Юридический риск вызывается неблагоприятными для участников проекта изменениями в законодательстве (введение нового налога, повышение ставок по действующим налогам, отмена налоговых льгот и т. д.).

По стадиям проявления риск можно классифицировать на предоперационный и операционный. Анализ по стадиям осуществления проекта позволяет финансирующей организации выявить риск, присущий конкретному проекту, и предусмотреть меры по его снижению.

Риск по причинам возникновения (в частности, на рынке ценных бумаг) делится на функциональный, денежный, инфляционный, риск ликвидности и др.

По своим последствиям риск можно подразделить на риск прекращения деятельности (например, вследствие банкротства, неплатежеспособности, бесперспективности дальнейших поисков полезных ископаемых и т. д.) и вариационный риск, обусловленный изменчивостью доходов, получаемых от ценных бумаг.

Нефтегазодобывающая промышленность как система характеризуется рядом специфических особенностей, отличающих ее от других отраслей материального производства. Наиболее существенными из них с точки зрения анализа эффективности инвестиционных проектов и оценки риска являются: большая зависимость показателей и критериев эффективности затрат от природных условий, от уровня использования разведанных и извлекаемых ресурсов углеводородов; динамический характер (изменчивость во времени) природных факторов; вероятностный характер большинства технико-экономических показателей разработки нефтяных и газовых месторождений; изменение воспроизводственной структуры капиталовложений в масштабе отрасли в сторону увеличения их доли, направляемой на компенсацию падения добычи на старых месторождениях; большая продолжительность реализации нефтяных и газовых проектов; высокая капиталоемкость нефтегазодобычи, необходимость осуществления крупных начальных инвестиций, длительный период возмещения начального капитала и др.

Эти особенности нефтяной и газовой промышленности оказывают влияние и на формирование системы проектных рисков. Инвестиционным проектам в этих отраслях присущи все виды рисков, рассмотренных ранее. Кроме этих рисков, специфическими для нефтегазовой отрасли являются:

- риск неоткрытия месторождения;
- риск открытия нерентабельного месторождения;
- риск, связанный с неточным определением геолого-промысловых характеристик объекта разработки (объема геологических запасов, уровня нефтегазоизвлечения, объема извлекаемых запасов, динамики добычи углеводородов и т. д.);
- риск, связанный с условиями рынка сбыта нефти, газа, нефтепродуктов;
- риск, вызванный вероятностью возникновения форс-мажорных ситуаций.

Основными причинами рисков, возникающих при реализации нефтегазовых проектов, являются: распределение отдачи от проекта во времени; разброс значений каждой переменной, влияющей на величину критериев эффективности; значительные расходы, связанные со сбором дополнительной информации.

Таким образом, назначение анализа риска заключается в том, чтобы дать потенциальным партнерам необходимую информацию для принятия решений о целесообразности участия в проекте и предусмотреть меры по защите от возможных финансовых потерь.

Как показывает практика и в своих построениях учитывает экономическая теория, лица, принимающие решения об инвестициях, могут быть расположены к риску, не расположены к риску или безраз-

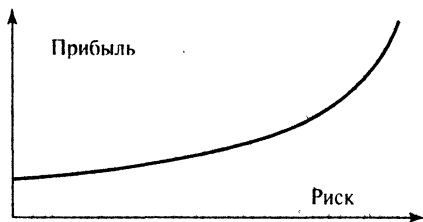


Рис. 29. Взаимосвязь прибыли и риска проекта

личны к нему. Как опять же показывает практика, большинство инвесторов не склонны к риску, что подтверждается их стремлением застраховаться от рискованных ситуаций.

На рис. 29 приведена взаимосвязь между риском проекта и прибылью на инвестируемый капитал, показывающая, что при

большем риске проект должен гарантировать большую прибыль, заинтересовывающую инвестора во вложениях.

Анализ рисков можно подразделить на два взаимно дополняющих друг друга вида: качественный и количественный.

Главная задача качественного анализа — определить факторы риска, этапы и работы, при выполнении которых он возникает, установить потенциальные области риска, после чего — идентифицировать все возможные риски.

Количественный анализ риска подразумевает численное определение размеров отдельных рисков и риска проекта в целом. Количественный анализ значительно сложнее и базируется на теории вероятностей, математической статистике, теории исследования операций.

Рассматривая метод минимального риска, мы увидели, что для принятия наилучшего решения необходимо знать потери и прибыль, которые будут получены для каждого из возможных альтернативных решений. Перейдем к методам оценки этих характеристик проектов поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Глава 13. СЕБЕСТОИМОСТЬ НЕФТЕГАЗОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Себестоимость геологоразведочных работ и продукции — это непосредственные издержки разведочных предприятий на выполнение работ (производство продукции), выраженные в денежной форме.

Различают сметную стоимость, плановую себестоимость и фактическую себестоимость геологоразведочных работ.

Сметная стоимость рассчитывается на основе технического проекта по действующим нормам и расценкам. По сметной стоимости устанавливается программа геологоразведочного производства, определяются исходные данные для расчета многих технико-экономических показателей, характеризующих производственно-хозяйственную деятель-

ность разведочных предприятий (производительность труда, использование основных и оборотных фондов и т. п.).

Плановая себестоимость меньше сметной стоимости на сумму плановых накоплений и величину планового снижения затрат на производство геологоразведочных работ в данный период.

Фактическая себестоимость характеризует фактические затраты геологоразведочного предприятия на производство заданного объема работ.

К затратам, включаемым в себестоимость нефтегазоразведочных работ, относятся: заработная плата производственных рабочих и инженерно-технических работников и начисления на нее; амортизация основных средств; износ малоценных и быстроизнашивающихся предметов; услуги собственных подсобно-вспомогательных производств и со стороны; расходы по производственному транспорту; затраты по управлению и обслуживанию производства.

Себестоимость геологоразведочных работ складывается по отдельным видам геологоразведочного процесса: геологической съемке, геофизическим работам, глубокого (поискового и разведочного) бурения на нефть и газ. Затраты на выполнение каждого вида работ, в свою очередь суммируются из себестоимости видов работ.

Себестоимость геологоразведочных работ складывается как под воздействием качества работы нефтегазоразведочных предприятий, так и в зависимости от географического размещения района работ и его горно-геологических условий.

Состав и структура себестоимости неодинаковы для различных видов геологоразведочных работ на нефть и газ. Так, структура себестоимости геолого-поисковых методов существенно отличается от структуры себестоимости глубокого разведочного бурения.

Рост технической вооруженности, применение более совершенной и, следовательно, более дорогостоящей аппаратуры определяют значительный удельный вес в структуре себестоимости геологоразведочных работ амортизационных отчислений.

В издержках геологоразведочных предприятий заметное место принадлежит затратам на материалы и электроэнергию.

Особое место в структуре себестоимости геологоразведочных работ занимают транспортные расходы, удельный вес которых возрастает в связи с освоением новых, труднодоступных территорий.

Глубокое разведочное бурение — наиболее дорогой вид геологоразведочных работ на нефть и газ. В разведочном бурении принято делить затраты на зависимые от времени бурения и от объема бурения, а точнее от глубины скважины.

Себестоимость буровых работ в значительной степени зависит от природных факторов. На ее уровень влияют глубина бурения, геологи-

ческие условия, район проведения работ, цель бурения и др. Усложнение природно-географических и климатических условий бурения ведет к удорожанию подготовительных и строительно-монтажных работ, а также транспортных расходов.

Под факторами, оказывающими воздействие на уровень себестоимости, следует понимать технико-технологические и экономические обстоятельства, а также реальные условия выполнения работ, которые формируют изменения расходов на производство геологоразведочных работ и выполнение геологических заданий.

К основным факторам, оказывающим существенное влияние на себестоимость геологоразведочных работ, относятся:

- внедрение новых и модернизация действующих производственных фондов, а также прогрессивной технологии бурения скважин, создание и внедрение более стойких долот, применение более дорогих установок нормального ряда в соответствии с геологическими и природными условиями;

- строгое соблюдение установленной последовательности производства геологоразведочных работ по стадиям и подстадиям. Исключение каких-либо стадий или подстадий из общей схемы геологоразведочного процесса допустимо лишь в отдельных случаях в связи с особыми природными условиями объекта. При соблюдении установленной стадийности исключается проведение более дорогих детальных исследований в тех случаях, когда объект не получил положительную оценку на предшествующей стадии;

- наличие обоснованной методики производства геологоразведочных работ, от выбора которой зависят и геологические результаты, и размеры затрат;

- повышение качества выполнения геологического задания, укрепление геологической дисциплины и установление строгого контроля качества;

- повышение качества проектирования геологоразведочных работ. В проектах должны обосновываться наиболее экономичные варианты, позволяющие выполнять геологическое задание с наименьшими трудовыми и материальными затратами;

- сдвиги в территориальном размещении геологоразведочных работ;

- улучшение организации снабжения геологоразведочных предприятий;

- изменение природных условий;

- изменение уровня цен на материальные ресурсы и уровня заработной платы.

Себестоимость является важным параметром оценки эффективности инвестиционного проекта.

Глава 14. КРИТЕРИИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ В ПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ

Ключевым вопросом в анализе финансовой рентабельности проекта является выбор критериев, по которым можно оценивать решения в проектном анализе.

Самым известным и чаще всего применяемым критерием оценки эффективности инвестиционных решений является **чистая текущая стоимость** или **чистый дисконтированный доход (ЧДД)**.

Экономическое содержание этого показателя станет понятным при использовании числовых примеров денежного потока, включающего два момента времени: осуществления инвестиций (оттока денежных средств) и получения результата (притока денежных средств). Будем полагать для упрощения ситуации отсутствие инфляционного процесса.

Пусть один инвестиционный проект предусматривает единовременную затрату 800 денежных единиц (д. ед.) и получение 1500 д. ед. через семилетний период. Другой — альтернативный проект, предусматривает затрату 1000 д. ед. и получение 1800 д. ед. в те же моменты времени. Пусть потенциальный инвестор оценивает минимально приемлемую для него эффективность использования капитала как 9% годовых. Для принятия решения о выборе наилучшего из двух предлагаемых проектов и о целесообразности его финансирования он должен рассчитать, превышает ли эффективность использования капитала в предлагаемых проектах минимально приемлемую величину (9% годовых), и если превышает, то насколько? Результаты расчетов выглядят следующим образом:

$$\begin{aligned} 1500 - 800(1 + 0,09)^7 &\approx 36 \\ 1800 - 1000(1 + 0,09)^7 &\approx -30. \end{aligned} \quad (4.7)$$

В случае реализации первого проекта инвестор получает 36 д. ед. сверх минимально приемлемой для него эффективности, то есть сверх 9% годовых (в известном смысле 36 д. ед. сверхприбыли, если под прибылью понимать превышение доходов над расходами). Во втором случае он недополучает 30 д. ед. Ясно, что в такой ситуации он предпочтет первый проект. Второй же проект оказывается неприемлемым даже в случае отсутствия альтернативы, то есть первого проекта.

Задачу оценки проектов можно поставить иначе, то есть исходить из других логических соображений. Инвестор может захотеть оценить эффективность возможных инвестиций в момент начала их осуществления. Ему важно знать, насколько меньшей суммой можно обойтись для получения обещаемого в проекте результата по сравнению с использованием инвестиций с минимально приемлемой эффективностью:

$$\begin{aligned} 1500(1 + 0,09)^{-7} - 800 &\approx 20 \\ 1800(1 + 0,09)^{-7} - 1000 &\approx -16. \end{aligned} \quad (4.8)$$

Действительно, для осуществления первого проекта с минимально приемлемой эффективностью инвестор должен был бы затратить $1500(1 + 0,09)^{-7} = 820$ денежных единиц. Ему же предлагают затратить только 800. Значит, реальная экономия в момент осуществления инвестиций составит 20 д. ед.

При осуществлении второго проекта реальные потери составят 16 денежных единиц. Для реализации этого проекта с минимально приемлемой эффективностью инвестору надо затратить 984 д. ед., а ему предлагают затратить 1000 д. ед. Ясно, что на основании этой информации он также может принять решение — предпочесть первый проект, а второй в любом случае отвергнуть.

Эти экономии, положительная и отрицательная, также являются сверхприбылями, но соответствующими *моменту начала* инвестирования.

При экономической оценке инвестиционных проектов полученные нами денежные величины (20 и -16) принято называть *чистой дисконтированной стоимостью или прибылью*: чистой — так как это должна быть прибыль после уплаты всех налогов и отчислений, дисконтированной — так как это эквивалент той прибыли, а вернее сверхприбыли, которая будет получена в будущем.

На основании вышеприведенных рассуждений можно дать двоякое определение рассматриваемого экономического показателя.

1) Дисконтированная чистая стоимость является эквивалентом сверхприбыли, которая должна быть получена за период реализации инвестиционного проекта, то есть массы прибыли, превышающей минимально приемлемую для инвестора ее часть.

2) Дисконтированная чистая стоимость представляет собой экономию денежных средств, которую имеет инвестор в момент начала реализации проекта, если он готов его финансировать при условии превышения минимально приемлемой для него эффективности использования капитала, отраженной выбранной нормой дисконта (Андреев, 1977).

Исходя из сказанного чистый дисконтированный доход определяется как сумма следующего вида:

$$\text{ЧДД} = \Phi_{\text{рл}}(0) + \Phi_{\text{рл}}(t_1)\alpha(t_1) + \Phi_{\text{рл}}(t_2)\alpha(t_2) + \dots + \Phi_{\text{рл}}(T)\alpha(T), \quad (4.9)$$

или

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T (B_t - Z_t) / (1 + i)^t, \quad (4.10)$$

где t_k , t — моменты времени; B_t — поток выгод; Z_t — поток затрат; T — срок жизни проекта; i — ставка дисконта; $\Phi_{\text{рл}}(t)$ — поток реальных денег для проекта в целом или отдельного его участника; $\alpha(t_k)$ — коэффи-

коэффициент дисконтирования в моменты времени t_k , связанный с нормой дисконта уравнением

$$\alpha(t_k) = (1 + i)^{-k}. \quad (4.11)$$

Значения коэффициентов дисконтирования можно получить из специальных таблиц дисконтированных величин.

ЧДД рассматривается для проекта по соответствующему потоку реальных денег и с соответствующей ставкой дисконта.

Норма дисконта должна отражать вложенную стоимость капитала, соответствующую возможной прибыли инвестора, которую он мог бы получить на ту же сумму капитала, вкладывая его в другом месте, при допущении, что финансовые риски для обоих вариантов инвестирования одинаковые. Другими словами, норма дисконта должна являться минимальной нормой прибыли, ниже которой предприниматель счел бы инвестиции невыгодными для себя.

Если рассчитанная величина ЧДД положительна, то прибыльность инвестиции выше нормы дисконта и проект следует принять. Если величина ЧДД равна нулю, то прибыльность равна норме дисконта. Если же величина ЧДД меньше нуля, то прибыльность инвестиций ниже нормы дисконта и от этого проекта следует отказаться.

Вторым, широко применяемым в проектном анализе критерием, является *внутренняя норма рентабельности (ВНР)* проекта, т. е. ставка дисконта, которая уравнивает сумму дисконтированных выгод с суммой дисконтированных затрат. Иначе говоря, при ставке дисконта, равной ВНР, чистый дисконтированный доход равен нулю. Этот показатель, часто применяющийся в финансовом и экономическом анализе в качестве основного критерия, дает инвесторам возможность сравнить прибыльность проекта (ВНР) с альтернативной стоимостью капитала i для данного проекта. При этом проект считается эффективным, если ВНР больше ставки дисконта (только для тех проектов, у которых на начальном периоде поток реальных денег отрицательный, а на заключительном положительный; в обратном случае проект считается эффективным, если ВНР меньше ставки дисконта).

ВНР определяется из уравнения ЧДД = 0, которое можно записать в виде

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T (V_t - Z_t) / (1 + r)^t, \quad (4.12)$$

где r — ВНР.

Некоторые свойства ВНР могут ограничить ее применение. Уравнение ЧДД = 0 может иметь несколько решений. Это может иметь место, если денежные потоки меняют знак более одного раза за срок жизни проекта (например, плюс-минус-плюс).

Несмотря на это критерий ВНР так прочно укоренился в финансовом анализе, что принятие решений по большинству проектов опирает-

ся именно на него. Очевидная причина этого в том, что ВНР дает измеритель, который можно сравнивать с текущей рыночной стоимостью инвестиционных ресурсов. Большинство инвесторов смотрят на ВНР как на указатель того, каков будет их доход на капитал, и принимают решения об инвестициях в зависимости от уровня ВНР.

Третьим критерием является коэффициент «выгоды/затраты» (В/З). Он определяется отношением суммы дисконтированных выгод к сумме дисконтированных затрат по формуле

$$V = \sum_{t=0}^T V_t / (1 + i)^t, Z = \sum_{t=0}^T Z_t / (1 + i)^t. \quad (4.13)$$

Для эффективных проектов коэффициент В/З должен быть больше 1.

При анализе инвестиционных проектов часто используется **индекс доходности (ИД)**, представляющий собой отношение суммы дисконтированных эффектов, которые определяются как выгоды минус эксплуатационные затраты, к сумме дисконтированных капитальных вложений:

$$\text{ИД} = \{ \sum_{t=0}^T (V_t - Z_{3t}) / (1 + i)^t \} / \{ \sum_{t=0}^T K B_t / (1 + i)^t \}, \quad (4.14)$$

где $K B_t$ — капитальные вложения в момент времени t ; Z_{3t} — эксплуатационные затраты.

Индекс доходности тесно связан с ЧДД. Если ЧДД положителен, то $\text{ИД} > 1$. Если ЧДД отрицателен, то $\text{ИД} < 1$. Если $\text{ИД} > 1$, проект эффективен, если $\text{ИД} < 1$, проект неэффективен.

Еще одним критерием, которым пользуются в финансовом анализе, является *срок окупаемости*, или как его часто называют *срок возмещения затрат*. Его величина говорит о том, за какой период времени проект позволяет возместить инвестиционные затраты (в этом случае говорят о сроке возмещения затрат или простом сроке окупаемости) и позволит получить минимально приемлемый уровень прибыли (в этом случае говорят о дисконтированном сроке окупаемости). Отбор проектов по критерию срока окупаемости означает, что одобряются проекты с самым коротким сроком окупаемости. Поскольку этот критерий прямо связан только со сроком возмещения инвестиционных издержек, то его использование в качестве основного критерия при сравнении проектов не благоприятствует проектам, приносящим выгоды в более поздние сроки. Тем не менее, этот показатель используется в финансовом анализе, поскольку часто инвесторы заинтересованы в получении информации о сроках возмещения их затрат.

Простой срок окупаемости определяется по кумулятивному потоку реальных денег проекта как наиболее ранний момент времени, после которого кумулятивный поток реальных денег остается неотрицательным до момента окончания проекта.

Дисконтированный срок окупаемости определяется по кумулятивному дисконтированному потоку реальных денег проекта как наиболее ранний момент времени, после которого кумулятивный дисконтиро-

ванный поток реальных денег остается неотрицательным до момента окончания проекта. Если такой момент времени определить нельзя, то проект считается неэффективным.

В соответствии с описанными критериями оценка финансовой рентабельности проекта осуществляется путем последовательного расчета следующих показателей:

1. Доход от реализации продукции (продаж) — выгоды — В;
2. Капитальные вложения — К;
3. Эксплуатационные затраты — З, включая амортизационные отчисления — АО;
4. Прибыль $P = В - З$;
5. Налоговые выплаты, включая налог на прибыль — НВ;
6. Чистая прибыль ЧП = $P - НВ$;
7. Поток реальных денег — ДП = $ЧП + АО - К$;
8. Чистый дисконтированный доход — ЧДД;
9. Внутренняя норма рентабельности — ВНР;
10. Срок окупаемости — $T_{ок}$;
11. Индекс доходности — ИД.

Глава 15. ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ КРИТЕРИЕВ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТА

Для учета фактора неопределенности и риска при оценке эффективности проекта используется вся имеющаяся информация об условиях его реализации. При этом могут применяться различные методы. Проверка чувствительности критериев оценки эффективности проекта к изменению основных параметров (факторов) — является одним из них.

Анализ чувствительности является самым простым и широко распространенным методом учета факторов неопределенности, характерных для оцениваемых проектов. Как правило, он предшествует собственно анализу рисков, поскольку с его помощью выясняют, какие из переменных проекта относятся к наиболее «рискованным», т. е. отвечают за большую часть рисков. Суть этого метода заключается в измерении «чувствительности» основных показателей достоинства проекта к изменению той или иной переменной величины, например роста или падения показателя чистого дисконтированного дохода в зависимости от роста или падения таких параметров, как цены на нефть, объемы производства, эксплуатационные затраты и т. д.

Характеристикой степени риска проектного решения служат коэффициенты эластичности (чувствительности), показывающие, на сколько процентов изменяются значения критерия, если значение параметра

изменится на один процент. Эластичность рассчитывается как отношение процента изменения критерия к проценту изменения переменной

$$\mathcal{E} = \{ \text{Процентное изменение критерия (ЧДД)} \} / \{ \text{Процентное изменение параметра (P)} \}$$

где \mathcal{E} — эластичность; P — параметр.

Преимущество этого показателя заключается в том, что его величина не зависит от выбора единиц измерения различных переменных. Чем больше эластичность, тем выше степень зависимости ЧДД (т. е. ее чувствительности). Причем положительное значение эластичности свидетельствует о наличии прямой связи между ЧДД и данной переменной, а отрицательное соответственно — об обратной связи. С точки зрения проектного анализа переменные, по которым ЧДД проекта является наиболее эластичным, заслуживают наибольшего внимания. При этом переменные параметры делятся на две группы: параметры, которыми предприятие может управлять (управляемые параметры: объемы производства, издержки производства и т. д.), и параметры, воздействие на которые для предприятия либо затруднительно, либо невозможно (неуправляемые параметры: цены на продукцию производства, транспортные тарифы, экспортные пошлины, налоги и т. д.). Если коэффициенты эластичности критерия в зависимости от изменения какого-либо, в первую очередь, неуправляемого параметра имеют большое значение, т. е. критерий сильно реагирует на изменение параметра, а в некоторых случаях переходят в зону отрицательных значений, то проект следует признать рискованным.

После оценки величины изменения критерия в абсолютном или относительном выражении под влиянием переменных факторов строится диаграмма чувствительности, позволяющая достаточно наглядно и быстро оценить возможные изменения критерия эффективности при изменении значения какого-либо параметра.

Для более надежного вывода о степени риска проекта целесообразно оценить возможные предельные границы изменения каждого из параметров (цен, тарифа и т. д.) и с учетом этого провести окончательную проверку чувствительности проекта и принять решение о его реализации или отказе от реализации.

Глава 16. ТРИ КОМПОНЕНТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА

В главе 9, рассматривая вероятностное описание прогнозных ресурсов нефти и газа, говорилось об одной из компонент геологического риска

$$P_o = 1 - F(0).$$

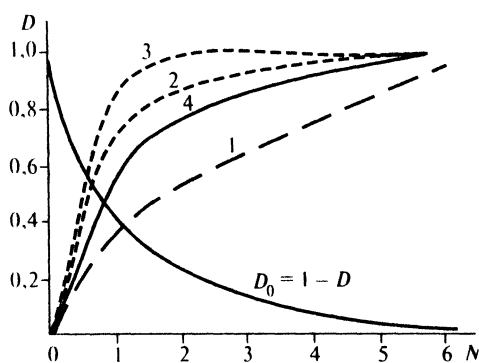


Рис 30. Графики зависимости вероятности открытия залежи нефти и газа D и вероятности «пропуска» залежи D_0 от количества пробуренных поисковых скважин: по результатам нефтегазопроисковых работ на Украине (1), в Средней Азии (2), в Калининградской области (3), в целом по СССР (4)

Это — первая компонента геологического риска, равная вероятности непродуктивности поискового объекта. Но геологический риск проявляется еще в двух компонентах.

Вторая компонента характеризует ситуацию, когда в результате поисковых работ не будет выявлена нефтегазоносность поискового объекта. Рассмотрим возможность такой ситуации на примере локальных структур.

На рис. 30 показаны графики зависимости вероятности открытия продуктивной ловушки от числа пробуренных на этой ловушке поисковых скважин (Габриэлянц, Пороскун, Сорокин, 1985). Как видно из приведенного рисунка, эта вероятность для одной поисковой скважины равна 0,6; для двух скважин — 0,75; для трех — 0,86 и только для шести поисковых скважин она становится равной единице.

Величина, равная

$$D_0 = 1 - D, \quad (4.15)$$

то есть вероятность «пропуска» продуктивной ловушки, и есть вторая компонента геологического риска (D — вероятность открытия залежи в ловушке, если она есть). Конечно, эту компоненту риска нельзя отнести целиком к геологическому риску. Она в какой-то степени зависит от технологии бурения, вскрытия и опробования пластов. Но поскольку технологические факторы обычно достаточно стабильны для того или иного района поисковых работ, их вклад в величину D_0 будет постоянным, в то время как вклад геологических факторов будет переменным, зависящим от сложности строения ловушки, от характера распространения коллекторов в пределах ловушки и от других геологических факторов. Поэтому в дальнейшем величину D_0 мы будем считать второй компонентой геологического риска. Величина D_0 является не безусловной, как P_0 , а условной вероятностью. Она зависит от вероят-

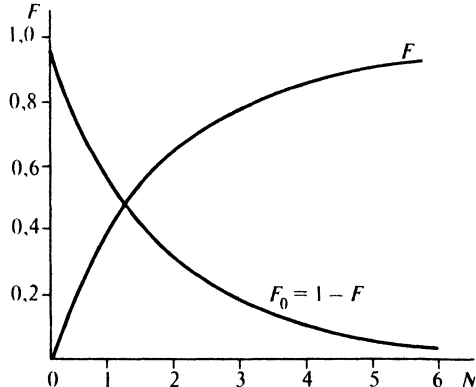


Рис. 31. График зависимости вероятности отрицательной оценки «пустой» ловушки F от количества пробуренных поисковых скважин

ности продуктивности ловушки, то есть от первой компоненты геологического риска P_0 .

Рис. 31 иллюстрирует вторую компоненту геологического риска в ситуации, когда «пустая» структура может быть ошибочно оценена как продуктивная. Вероятность правильной ее оценки, как видно из рисунка, по первой поисковой скважине равна 0,45, по второй — 0,69, по третьей — 0,83 и лишь после бурения шестой скважины данная ловушка будет идентифицирована как пустая с вероятностью единица. Геологический риск ошибочной оценки пустой структуры как продуктивной будет равен: для первой поисковой скважины 0,55, для второй — 0,31, для третьей — 0,17, для шестой поисковой скважины — 0.

Перейдем к третьей компоненте геологического риска. Прогнозируя ресурсы перспективной зоны или запасы локальной ловушки в вероятностной форме, мы должны оценить их распределение. Для каждого значения ресурсов или запасов q , как мы уже говорили в девятой главе, может быть определена величина $F(q)$, равная вероятности того, что истинные ресурсы (запасы) будут больше q .

Величина

$$P_q = 1 - F(q) \quad (4.16)$$

будет третьей компонентой геологического риска, равной вероятности того, что реальные ресурсы или запасы Q будут меньше прогнозного значения q .

Вероятность «геологического» успеха, то есть вероятность сложного события, заключающегося в том, что а) изучаемый поисковый объект продуктивен, б) он обнаружен в результате поисковых работ и в) его запасы не менее прогнозного значения q , составит

$$P_{\text{успеха}} = (1 - P_0) (1 - D_0) (1 - P_q). \quad (4.17)$$

Глава 17. ХАРАКТЕРИСТИКА ЭКОНОМИЧЕСКОГО РИСКА

Ранее мы дали определение рисков, с которыми связан любой производственный процесс: политический, социальный, экологический, экономический и т. д.

Экономический риск, в свою очередь, можно подразделить на виды:

– производственный, связанный с возможностью невыполнения предприятием своих обязательств по контракту с заказчиком; наиболее важными причинами производственного риска являются возможное снижение предполагаемых объемов производства и реализации продукции, рост материальных или иных затрат, выплата повышенных отчислений и налогов и т. д.;

– финансовый, связанный с возможностью невыполнения предприятием своих финансовых обязательств перед инвестором; финансовый риск зависит от отношения заемных средств ко всем финансовым средствам предприятия. Чем выше отношение заемных средств к собственным, тем больше финансовый риск;

– рыночный, вызываемый колебаниями курсов валют и процентных ставок;

– инвестиционный, связанный с возможностью обесценивания инвестиционного портфеля, состоящего как из собственных, так и приобретенных ценных бумаг;

– коммерческий риск, отражающий ненадежность будущих доходов за счет уменьшения объемов продаж, роста цен на потребляемые ресурсы и прочих факторов; коммерческий риск возникает в процессе реализации товаров и услуг, закупленных предприятием, и связан с завышением закупочных цен, снижением объема закупок, наличием потерь в процессе обращения и т. д.;

– кредитный риск обусловлен тем, что заемщик вовремя не уплатил по ссуде.

Риск проекта теснейшим образом связан с величиной прибыли на инвестированный капитал. Чем выше уровень риска проекта, тем большую прибыль, компенсирующую этот риск, он должен генерировать. Чтобы избежать риска и получить большую прибыль существует ряд критериев, по которым можно оценивать решения в проектном анализе (Андреев, 1997).

Глава 18. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПОИСКОВЫХ ОБЪЕКТОВ С УЧЕТОМ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА

Оценка нефтегазоносности поисковой территории и проектирование поисково-разведочных работ решается в три стадии.

На первой производится сбор геологической информации и первичная обработка всей имеющейся информации о факторах и параметрах, определяющих нефтегазоносность каждой перспективной зоны, то есть строится геологическая модель объекта оценки.

На второй стадии моделируется вероятностное распределение потенциальных ресурсов нефти и газа изучаемой территории методом Монте-Карло. Для всех перспективных зон определяется число и распределение возможных залежей нефти и газа по их запасам.

На третьей стадии производится проектирование поисково-разведочных работ с учетом геологического риска в пределах каждой перспективной зоны. При проектировании поисково-разведочных работ в этом случае нужно сначала решить вопрос о целесообразности проведения поискового бурения и выбрать первоочередные объекты для этих работ.

Для практической реализации рассмотренной процедуры необходимо использовать геолого-математические модели зоны нефтегазонакопления и локальных ловушек.

Эти модели строятся разными методами в зависимости от имеющейся информации. На самом начальном этапе поисковых работ, когда практически ничего не известно о поисковом объекте, в основном используется принцип аналогии. По данным о соседних поисковых объектах эксперты строят самые грубые вероятностные модели перспективной зоны и локальной ловушки.

Чем больше становится объем информации о поисковом объекте, тем более определенные контуры приобретают математические модели перспективной зоны и залежи, тем больше в них появляется детерминированных (полностью определенных элементов) и меньше остается вероятностных элементов. Рано или поздно сами модели перспективной зоны и локальной ловушки становятся полностью детерминированными.

Рассмотрим структуру математических моделей перспективной зоны и локальной ловушки.

Модель перспективной зоны должна содержать пять элементов:

- вероятность продуктивности перспективной зоны;
- распределение числа ловушек;

- распределение числа залежей;
- распределение залежей по величине запасов нефти и газа.

Пятым элементом геолого-математической модели перспективной зоны является функция распределения ее ресурсов с учетом геологического риска.

Для неразведанной перспективной зоны всегда имеется отличная от нуля вероятность, что предположения о наличии условий, необходимых для нефтегазоносности (источника нефтегазообразования, коллекторов, покрышек, путей миграции и др.), не подтверждаются и промышленных скоплений нефти или газа на данной территории вообще нет. Вероятность отсутствия нефтегазоносности (фактор риска) относится ко всей перспективной зоне и ее следует отличать от вероятности того, что окажется непродуктивной некоторая ловушка в данной перспективной зоне.

Предполагается, что для данной перспективной зоны получена вероятностная оценка ресурсов при условии нефтегазоносности этой зоны, имеющая вид функции распределения ресурсов $F(q)$. Тогда вероятность того, что ресурсы перспективной зоны превышают некоторое значение q , с учетом риска равна не $F(q)$, а

$$P(Q > q) = (1 - P_{\text{о.п.з}}) F(q), \quad (4.18)$$

где $P_{\text{о.п.з}}$ — геологический риск — вероятность отсутствия нефтегазоносности данной перспективной зоны.

Математическая модель локальной ловушки должна содержать два элемента:

- вероятность продуктивности;
- распределение запасов.

Используя построенные геолого-математические модели перспективной зоны и локальной ловушки, можно оценить целесообразность каждого шага проведения работ по выявлению и освоению залежи (если она будет открыта): а) поисковых работ; б) разведочных работ и подсчета запасов нефти и газа; в) проектирования разработки и проведения самой разработки и эксплуатации и соответственно на каждом шаге решать вопрос о целесообразности проведения следующего вида работ.

Сначала мы рассмотрим два подхода к построению моделей перспективной зоны и ловушки. Эти подходы обусловлены различием имеющегося объема информации о поисковом объекте. При первом из них используются элементы известного метода оценки ресурсов на осредненную структуру. При втором уже получена информация о факторах, определяющих нефтегазоносность перспективной зоны и локальной структуры, и появляется возможность в первом приближении оценить индивидуальные локальные ловушки.

В каждом из подходов моделирования применяется метод Монте-Карло. Поэтому сначала мы коротко рассмотрим этот метод.

18.1. Метод Монте-Карло

Метод Монте-Карло часто применяется при решении широкого круга задач, допускающих существование процедуры случайного выбора. Наиболее наглядно специфику этого метода можно показать на примере решения определения площади фигуры сложной формы (этот пример предложен Б. Н. Еникеевым).

Рассмотрим эту задачу подробнее. Выделим следующие этапы ее решения.

1) *Подготовка (инициализация)*. Поместим интегрируемую фигуру в прямоугольник большей площади (для повышения быстродействия следует выбрать из всех таких прямоугольников прямоугольник, имеющий наименьшую площадь).

2) *Розыгрыш события (координат точек внутри прямоугольника)*. Проведем теперь с помощью двух датчиков случайных чисел, имеющих равномерное распределение, процедуру розыгрыша координат точек, попадающих в этот прямоугольник. Разыграем координаты таких точек для разных i (i меняется от 1 до некоторого достаточно большого N).

3) *Классификация выборки и сбор статистики*. Будем фиксировать попадание точки «в фигуру» или «в молоко». Пусть число точек, попавших в фигуру, равно N_1 , а не попавших в нее, — N_2 .

4) *Получение результата и его интерпретация*. Площадь сложной фигуры, находящейся в прямоугольнике, может быть найдена по соотношению $S_1/S_2 = N_1/(N_1 + N_2)$, где S_1 и S_2 площади «сложной фигуры» и прямоугольника.

Из рассмотренного примера легко просматривается сама суть метода Монте-Карло. По своим идеям этот метод, основан на использовании технологий для генерирования конкретных реализаций с помощью датчиков случайных чисел. Например, используя датчики случайных чисел, отражающих распределения подсчетных параметров залежи

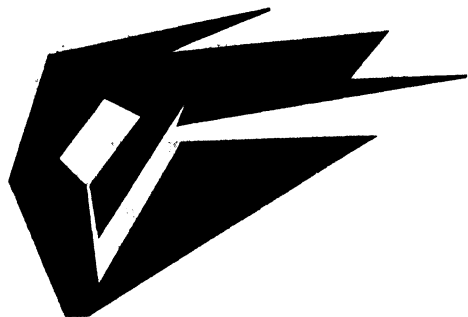


Рис. 32. Фигура сложной формы, площадь которой можно определить методом Монте-Карло

нефти или газа, можно имитировать процедуру выбора случайных значений этих параметров и получения случайного значения ресурсов залежи путем перемножения выбранных значений подсчетных параметров. Повторяя эту процедуру достаточно большое число раз, можно получить распределение ресурсов изучаемой залежи.

18.2. Модифицированная методика оценки ресурсов нефти и газа на осредненную структуру

Рассматриваемая методика была предложена в работе Р. Байкера, Г. Гехмана и др. (Рыжик и Фейгин). Как мы уже отмечали, она содержит элементы известного метода оценки ресурсов на осредненную структуру, но при этом учитывает закон распределения залежей по размерам и вероятностные характеристики используемых параметров. Очень важным моментом в этой методике является учет возможности отсутствия нефтегазонасности в пределах перспективной зоны путем введения в расчеты геологического риска (в дополнение к коэффициенту успешности, применяемому при оценке перспективных площадей каждой перспективной зоны).

На первом шаге производится точное определение границ оцениваемой перспективной зоны. Границы определяются так, чтобы соблюдались все приведенные при рассмотрении номенклатуры поисковых объектов условия геологического сходства (единообразия) входящих в перспективную зону перспективных ловушек.

Далее для выделенной перспективной зоны оценивается число возможных залежей и их запасов, причем находятся не точечные оценки, а функции распределения или, по крайней мере, диапазон изменения.

Перед тем как оценить возможное число залежей, оценивается число перспективных ловушек рассматриваемой перспективной зоны. Если степень геологической и геофизической изученности достаточно велика, то все перспективные ловушки могут быть известны. Если же такие сведения отсутствуют, то для определения числа перспективных ловушек (структур) используется показатель плотности структур, то есть числа структур, приходящихся на единицу площади по аналогичным разведанным перспективным зонам того же бассейна. Если же этот показатель оценить невозможно, при определении числа ловушек вначале оцениваются верхняя и нижняя границы возможного их числа, а вероятность промежуточных значений задается некоторым законом распределения на основе имеющейся геологической и геофизической информации. Если сведения о законе распределения числа ловушек отсутствуют, часто принимается так называемое треугольное распределение. Плотность такого распределения графически изображается треугольником. Его вершина соответствует наиболее вероятному значе-

нию числа ловушек N_m . Основание расположено на оси абсцисс между минимальным N_{\min} и максимальным N_{\max} значениями.

Число возможных залежей определяется умножением числа перспективных ловушек на коэффициент успешности разведки. Как известно, далеко не все ловушки в пределах зон нефтегазонакопления оказываются продуктивными, поэтому применение этого коэффициента является обязательным. Коэффициент успешности $P_{\text{прод.л}}$ находится по формуле $P_{\text{прод.л}} = m/N$, где m — число открытых залежей, N — число опробованных бурением ловушек. Если перспективная зона еще не разведана, значение коэффициента успешности может определяться по аналогии с соседними зонами, близкими по геологическим характеристикам.

Если задан коэффициент успешности $P_{\text{прод.л}}$ и известно число перспективных ловушек N , число залежей m представляет собой случайную величину, распределенную по биномиальному закону. Иначе говоря, вероятность того, что имеется m залежей и $N - m$ непродуктивных ловушек равна

$$P_N^m = C_N^m Q^m (1-Q)^{n-m}, \quad (4.19)$$

где C_N^m — число сочетаний из N по m .

На следующем шаге производится оценка запасов нефти и газа каждой из предполагаемых залежей. Эту оценку получают, исходя из принимаемого закона распределения залежей по размерам.

Законы распределения залежей по их запасам детально изучались в последние годы. Авторы рассматриваемой методики считают предпочтительным использовать усеченное логнормальное распределение, которое удовлетворительно описывает совокупность открытых промышленных залежей в хорошо изученных нефтегазоносных областях и бассейнах. При этом из распределения исключаются наиболее мелкие залежи, разведка и разработка которых нерентабельна, а также самые большие залежи, открытие которых считается невозможным в данной перспективной зоне с учетом особенностей ее строения.

Возможны три способа построения функции распределения залежей по их запасам для отдельной перспективной зоны. Первый — использование фактической функции распределения в близких по геологическому строению перспективных зонах. Второй — оценка запасов нескольких изученных залежей в данной перспективной зоне и построение по ним выборочной гистограммы. Этот способ применим только для перспективных зон хотя бы частично разведанных. Третий, наиболее трудоемкий, способ заключается в предварительной оценке функций распределения подсчетных параметров залежей — площади нефтегазоносности, эффективной толщины, нефтегазонасыщенности и дру-

гих параметров и построении по ним методом Монте-Карло функции распределения значений запасов.

Ключевым моментом при выборе функции распределения залежей по их запасам является оценка запасов наиболее крупной залежи в данной перспективной зоне и обоснование наименьшей по запасам залежи, т. е. наименьшего скопления нефти или газа, которое можно считать промышленной залежью, исходя из технологических и экономических соображений.

После того, как найдены или заданы функции распределения исходных величин: числа перспективных площадей и размеров залежей, а также коэффициент успешности, производится оценка функций распределения ресурсов по методу Монте-Карло.

На каждом шаге процедуры Монте-Карло производится единичная оценка ресурсов перспективной зоны. С этой целью сначала на ЭВМ генерируются два случайных числа в интервале от нуля до единицы P_1^i и P_2^i . Из уравнения $P_1^i = F_1(n_i)$ (где $F_1(n)$ — функция распределения числа ловушек) находится число ловушек на данном шаге расчета n_i .

Используя полученное значение n_i и коэффициент успешности $P_{\text{прод.л.}}$, по второму случайному числу P_2^i (с применением биномиального закона) определяется число залежей m_j . Затем на ЭВМ генерируется еще m_j случайных чисел: P_1, \dots, P_{m_j} в диапазоне от нуля до единицы. Каждое из них с помощью функции распределения залежей по величине запасов позволяет определить запасы каждой из m_j залежей. Таким образом, определяется набор возможных залежей и проводится оценка ресурсов. Такая процедура многократно повторяется (1000–5000 раз), что дает соответствующее число независимых оценок ресурсов данной перспективной зоны. По этим результатам строятся гистограмма и функция распределения ресурсов данной перспективной зоны.

На этом заканчивается построение вероятностной оценки ресурсов перспективной зоны, если ее нефтегазоносность является доказанной. Для неразведанной перспективной зоны всегда имеется отличная от нуля вероятность, что предположения о наличии условий, необходимых для нефтегазоносности (источника нефтегазообразования, коллекторов, покрышек, путей миграции и др.), не подтверждаются и промышленных скоплений нефти или газа на данной территории вообще нет. Вероятность отсутствия нефтегазоносности (геологический риск) относится ко всей перспективной зоне, и ее следует отличать от вероятности того, что окажется непродуктивной некоторая ловушка в данной перспективной зоне. Вероятность последнего события, как мы уже об этом говорили, равна $1 - P_{\text{прод.л.}}$, где $P_{\text{прод.л.}}$ — коэффициент успешности поисков залежей нефти и газа.

Предполагается, что для данной перспективной зоны получена вероятностная оценка ресурсов при условии нефтегазоносности этой зо-

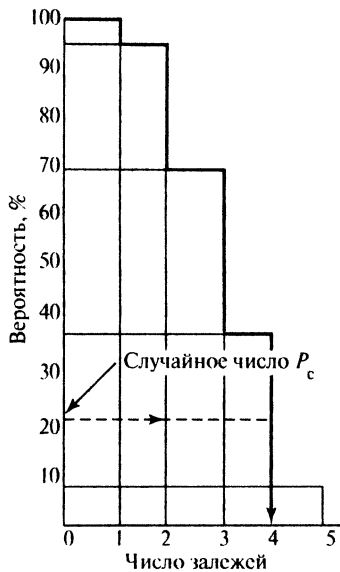


Рис. 33. Вероятностное распределение числа залежей

ны фактические данные по залежам бассейна Галор южного Техаса, аппроксимированные усеченным логнормальным законом: запасы наиболее крупной залежи были приняты равными $1 \cdot 10^9$ барр., минимальные запасы — $50 \cdot 10^6$ барр.

Процедура одного шага расчетов по методу Монте-Карло описана выше. Функция распределения числа залежей показана на рис. 33, функция распределения запасов залежей — на рис. 34. Было получено на ЭВМ 5000 независимых оценок ресурсов.

Далее была определена величина риска. По оценкам специалистов вероятность наличия ловушек для данной перспективной зоны равна 0,9, вероятность наличия коллектора 0,8 и наличия источника углеводородов — 0,7. Произведение этих величин (вероятность наличия нефтеносности) 0,5. Риск равен $(1 - 0,5) = 0,5$.

Предполагая также постоянство коэффициента успешности $P_{\text{прод.л}}$, П. Ли и П. Ванг получили следующие формулы, связывающие математические ожидания (средние значения) E и дисперсии σ^2 числа залежей m , числа перспективных площадей n , запасов одной залежи q суммарных ресурсов Q :

$$M(m) = P_{\text{прод.л}} M(n),$$

$$\sigma_m^2 = P_{\text{прод.л}} (1 - P_{\text{прод.л}}) M(n) + P_{\text{прод.л}}^2 \sigma_n^2 \quad (4.21)$$

ны, имеющая вид функции распределения ресурсов $F(Q)$. Тогда вероятность того, что ресурсы перспективной зоны превышают некоторое значение q , будет меньше, чем $F(Q)$. С учетом геологического риска

$$P(Q < q) = (1 - P_{\text{прод. зоны}}) F(Q), \quad (4.20)$$

где $1 - P_{\text{прод. зоны}}$ — геологический риск — вероятность отсутствия нефтегазоносности данной перспективной зоны.

В качестве примера авторы рассмотренной методики приводят небольшую условную перспективную зону, близкую по геологическому строению к структурам шельфа южного Техаса. На этом участке по оценке может быть от 1 до 5 залежей, причем наиболее вероятное их число равно 3. Распределение числа залежей в диапазоне от 1 до 5 было принято треугольным. Для распределения значений запасов залежей были использованы

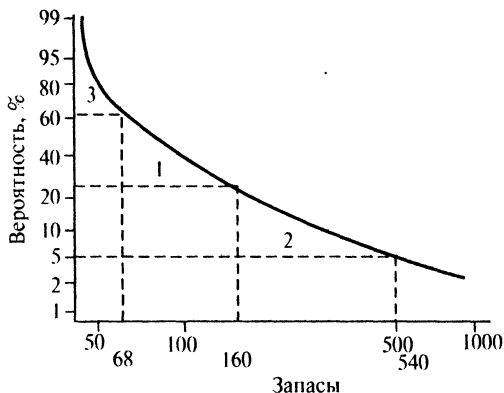


Рис. 34. Распределение залежей по величине запасов

$$M(Q) = P_{\text{прод. л}} M(q) M(n),$$

$$\sigma_Q^2 = \sigma_q^2 M(m) + \sigma_m^2 (M[q])^2. \quad (4.22)$$

В соответствии с этими результатами были рассчитаны (без учета риска и с учетом риска) функции распределения ресурсов, приводимые на рис. 35.

Рассмотренная методика положила начало так называемому «play-анализу».

Теоретические вопросы «play-анализа» разработали П. Ли и П. Ванг (Рыжик и Фейгин). Они полагали, что ресурсы всех перспективных ловушек в данной перспективной зоне являются статистически независимыми и одинаково распределенными (по логнормальному закону) случайными величинами.

Здесь $M[m]$ — среднее значение числа залежей; $M(q)$ — среднее значение запасов одной залежи; σ_m , σ_n , σ_q — среднеквадратические отклонения параметров m , n и q .

С помощью этих формул можно определить средние значения ресурсов, их дисперсию и оценить доверительные интервалы, зная сред-

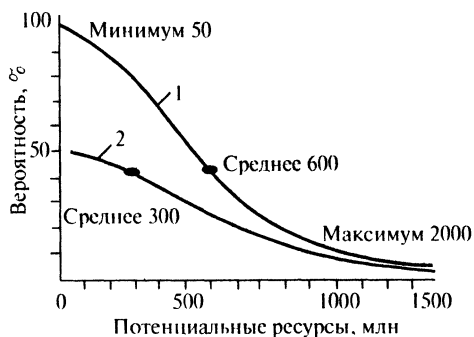


Рис. 35. Функции распределения потенциальных ресурсов без учета (1) и с учетом (2) геологического риска

нее значение и дисперсию распределений числа перспективных площадей, размеров залежей и коэффициент успешности $P_{\text{прод.л.}}$.

Такие распределения П. Ли и П. Ванг называют условными (рис. 35), так как предполагается, что данная перспективная зона нефтегазоносна. Для получения безусловного распределения ресурсов данной перспективной зоны нужно учесть коэффициент риска $(1 - P_{\text{прод. зоны}})$ и умножить все условные функции распределения на его значение.

Метод оценки потенциальных ресурсов путем анализа параметров и числа залежей в перспективной зоне П. Ли и П. Ванг иллюстрируют примером для условий восточного побережья Канады. Оценка начинается с определения подсчетных параметров для одной залежи. Используется формула объемного метода, по которой запасы равны произведению следующих параметров: пересчетного коэффициента, нефтегазонасыщенности, площади структуры, толщины пласта, пористости и коэффициента заполнения. Для первых двух из указанных параметров принимались постоянные значения. Функции распределения толщины, пористости и коэффициента заполнения определялись по субъективным оценкам геологов. Для площади структуры функция распределения строилась на основе сейсмических данных. Все функции распределения хорошо аппроксимировались логнормальным законом. Некоторые показатели распределений приведены в табл. 9.

Используя далее полученные распределения параметров, авторы построили условное (без учета коэффициента успешности) распределение возможных залежей по их запасам. Как произведение логнормальных распределений оно также является логнормальным. Медианное значение (с вероятностью 0,5) запасов одной залежи равно 30 млн м³, среднее — 95 млн м³. С вероятностью 0,9 запасы всей зоны не менее 4 млн м³, с вероятностью 0,1 — не менее 216 млн м³.

Вероятность нефтегазоносности ловушки в данной перспективной зоне (коэффициент успешности) рассчитывалась как произведение вероятностей следующих параметров (в скобках значения вероятностей): наличия ловушек (0,9), благоприятных фаций (0,2), пористости (0,8),

Таблица 9

Показатели распределения подсчетных параметров при оценке потенциальных ресурсов (пример)

Параметр	Вероятность не менее 1	Вероятность не менее 0,5	Вероятность не менее 0,1
Площадь залежи, тыс. га	—	10	33
Толщина, м	—	33	110
Открытая пористость, доли единицы	0,09	0,14	0,16
Коэффициент заполнения, %	5	28	60

надежной изоляции (0,8), благоприятного времени формирования (1,0), источника нефтегазообразования (0,7), условий сохранения (0,8), возможности извлечения (1,0). Итоговая вероятность нефтегазоносности составляет 0,065. Исходные данные для такого расчета после их изучения и обсуждений были рекомендованы группой геологов.

Для числа ловушек m использовались следующие оценки: с 50%-ной вероятностью m больше 100 минимальное значение равно 90, среднее — 101.

Исходя из приведенных распределений, авторы получили аналитическим путем следующие оценки потенциальных ресурсов перспективной зоны: с 90%-ной вероятностью ресурсов не менее 120 млн м³, с 75%-ной — не менее 200 млн м³, с 50%-ной — 380 млн м³, с 25%-ной — не менее 1250 млн м³.

Наиболее вероятное число залежей — 7, что следует из анализа оценок числа перспективных структур и коэффициента успешности. С вероятностью 90% число залежей не менее трех, с вероятностью 10% — не менее десяти.

Как видно из приведенного примера, использованный подход близок к применяемому ранее в СССР, а в настоящее время в России методу количественного прогноза ресурсов нефти и газа на осредненную структуру. Отличие заключается в том, что как исходные величины, так и результат приводятся не в виде точечных значений, а в виде вероятностных функций распределения.

18.3. Вероятностное моделирование процедуры прогноза нефтегазоносности с учетом «индивидуальных» характеристик перспективных зон и локальных ловушек

Рассмотрим процедуру оценки нефтегазоносности поисковой территории, включающей несколько перспективных зон и находящихся на ней локальных структур. Мы уже говорили, что такая процедура состоит из трех стадий.

Но если в рассмотренной ранее методике (18.2) имеющаяся геологическая информация позволяла оценить осредненные и единые характеристики для всех перспективных зон и всех локальных ловушек, то при увеличении объема геологической информации появляется возможность строить индивидуальные геолого-математические модели для каждой перспективной зоны и каждой локальной структуры.

При этом первая стадия подразделяется на три этапа.

1. На первом этапе для каждой перспективной зоны оцениваются геологами-экспертами субъективные вероятности факторов и параметров, благоприятных для нефтегазоносности этого объекта (табл. 10). Предполагая, что рассматриваемые факторы независимы и перемен-

Таблица 10
Оценка перспектив нефтегазоносности

Фактор		Вероятность благоприятствования продуктивности, P_i
Зона регионального нефтегазонакопления		
Геодинамический режим	Г	1,0
Источник УВ	И	1,0
Время образования и миграции УВ	В	1,0
Породы, образующие коллектор	К	0,9
Флюидоупоры региональные	Ф	0,8
Условия миграции	М	1,0
Вероятность нефтегазонакопления	$P_{\text{пр.з}} = P(\Gamma)P(\text{И})P(\text{В})P(\text{К})P(\text{Ф})P(\text{М})$	0,72
Локальный объект (ловушка)		
Геодинамическая обстановка	ГО	1,0
Генерационный потенциал нефтегазообразующих толщ	ГП	1,0
Механизм улавливания УВ	МУ	1,0
Наличие разлома	НР	1,0
Наличие коллектора	НК	0,8
Литология коллектора	ЛК	0,8
Экранирующая способность флюидоупора (покрышки)	ЭФ	0,5
Накопление УВ	НУВ	1,0
Сохранение УВ	СУВ	1,0
Вероятность наличия залежи	$P_{\text{пр.л}} = P(\text{ГО})P(\text{ГП})P(\text{МУ})P(\text{НР})P(\text{НК})P(\text{ЛК})P(\text{ЭФ})P(\text{НУВ})P(\text{СУВ})$	0,32
Раздельный прогноз УВ		
Нефть		0,8
Газ		0,2

жая полученные вероятности, находят вероятность того, что геологическая обстановка благоприятна для образования локальных скоплений нефти и газа в рассматриваемой перспективной зоне — $P_{\text{прод. зоны}}$. Величина $1 - P_{\text{прод. зоны}}$ есть геологический риск, то есть вероятность отсутствия нефти или газа в данной перспективной зоне.

2. На втором этапе оценивается вероятность существования залежей на отдельных локальных участках рассматриваемой перспективной зоны. Применяется такой же подход, как и при оценке величины $P_{\text{прод. зоны}}$, то есть перемножаются вероятности наличия факторов, благоприятствующих нефтегазоносности ловушки. В результате получают

Таблица 11.

Оценка подсчетных параметров и запасов нефти и газа ловушки

Параметры подсчета запасов	Вероятность в %, что параметр больше или равен							Примечание
	100	95	75	50	25	5	0	
Площадь ловушки, тыс. акр.	0,6	1	2	8	16	23	55	Отдельн. просл. толщ. < 150 фут
Толщина пласта, фут	5	50	200	450	675	850	1000	
Эффективн. порист. %	3	8	12	16	22	28	35	
Заполнен. ловушки, %	1	5	12	30	35	40	90	
Глубина пласта, тыс. футов	0,1	1	3	4	5	6	7	
Число возможных ловушек (характеристика перспект. зоны)	10	12	14	16	20	30	40	
Доказанные запасы, млн баррелей	19	—	—	—	—	—	—	Одно месторождение

вероятность нефтегазоносности ловушки $P_{\text{прод.л}}$. Величина $1 - P_{\text{прод.л}}$ равна геологическому риску, (вернее, первой его компоненте), но уже по отношению к локальной структуре (табл. 10).

3. На третьем этапе проводится вероятностная оценка параметров, определяющих запасы нефти и газа для каждого из локальных скоплений (табл. 11). Оцениваются значения каждого из параметров для вероятностей 1, 0,95, 0,75, 0,50, 0,25, 0,05 и 0 (то есть истинная величина параметра при заданной вероятности не меньше данной).

Наконец, с использованием метода Монте-Карло, оценивается распределение вероятностей возможного числа перспективных ловушек.

На второй стадии исходные данные геологической модели каждой перспективной зоны обрабатываются с помощью метода Монте-Карло.

В случае продуктивности перспективной зоны исследуется нефтегазоносность каждой из ловушек путем генерирования случайной величины P_j и сравнения ее с коэффициентом риска $1 - P_{\text{прод.л}}$; если эта величина больше коэффициента риска, ловушка считается продуктивной. Иначе — пустой.

В результате выполненных операций для всех перспективных зон определяется число и распределение возможных залежей нефти и газа по их запасам. Этим заканчивается расчет одного варианта оценки ресурсов. При достаточно большом числе таких вариантов появляется возможность получить функцию распределения ресурсов как по оцениваемой территории в целом, так и по каждой перспективной зоне в отдельности.

На третьей стадии производится проектирование поисково-разведочных работ в пределах каждой перспективной зоны. Мы ограничимся случаем одной перспективной зоны. При проектировании поиско-

во-разведочных работ в этом случае нужно сначала решить вопрос о целесообразности проведения поискового бурения на каждой локальной структуре и выбрать первоочередные объекты для этих работ.

Глава 19. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ЛОКАЛЬНОЙ ЛОВУШКЕ

В рассматриваемой методике используется геолого-математическая модель локальной структуры, состоящая, как мы уже об этом говорили, из двух элементов: а) вероятности продуктивности данной структуры $P_{\text{прод}}$ и б) распределения запасов нефти (газа) на данной структуре, известного перед тем или иным шагом поисково-разведочных работ. О способе оценки величины $P_{\text{прод}}$ сказано выше. Первоначальное распределение запасов углеводородов на данной структуре (перед началом поискового бурения) строится на основе таблицы о подсчетных параметрах, полученной в результате экспертных оценок (табл. 11), с использованием метода Монте-Карло. Это распределение содержит информацию о возможном диапазоне изменения запасов углеводородов и вероятности каждого значения запасов.

Для дальнейшего анализа данные о распределении запасов «загрубляются» следующим образом. Весь возможный диапазон значений запасов нефти или газа разбивается на несколько интервалов, в каждом из которых оценивается вероятность запасов. Естественно, что сумма вероятностей попадания запасов УВ во все выделенные интервалы должна быть равной единице.

Для определенности будем считать, что выделено три интервала возможных значений запасов нефти и газа. Пусть левый интервал соответствует «мелкой» залежи (по одной из существующих классификаций залежей по величине запасов нефти или газа), средний интервал — «средней» залежи и правый интервал — «крупной» залежи. Пусть на основании полученного распределения запасов исследуемой локальной структуры вероятности этих залежей (равные площадям, заключенным между выделенными интервалами запасов и кривой их распределения) соответственно равны: 0,6; 0,2; 0,2. Допустим также, что вторая компонента геологического риска, равная вероятности необнаружения продуктивной структуры, равна нулю.

Тогда геологическая модель изучаемой ловушки будет иметь следующий вид: а) вероятность открытия на этой ловушке залежи нефти (газа) $P_{\text{прод}} = 0,32$ (табл. 10); б) открытая залежь может оказаться мелкой — с вероятностью 0,6; средней — с вероятностью 0,2 и крупной — с вероятностью 0,2.

Теперь посмотрим, как использовать геолого-математическую модель ловушки для оценки целесообразности каждого шага проведения работ по выявлению и освоению залежи, если она будет открыта:

- а) поисковых работ;
- б) разведочных работ и подсчета запасов нефти и газа;
- в) проектирования разработки и проведения самой разработки и эксплуатации.

Для каждого шага работ рассчитывается чистый дисконтированный доход (ЧДД) с учетом: прибыли от эксплуатации залежи, потерь от создания промысла и инфраструктуры, необходимых для разработки и эксплуатации залежи, и процента дисконтирования.

Пусть в нашем примере величина ЧДД для крупной залежи будет равна 1000 млн долл., для средней — 600 млн долл., для мелкой — 200 млн долл.

Математическое ожидание ЧДД (среднее арифметическое значение) рассчитывается с учетом вероятностей возможной величины залежи нефти или газа:

$$\begin{aligned} & 1000 \cdot 0,2 + 600 \cdot 0,2 + 200 \cdot 0,6 = \\ & = 200 + 120 + 120 = 440 \text{ млн долл.} \end{aligned} \quad (4.23)$$

Пусть стоимость поисковых работ на данной ловушке равна 50 млн долл., а разведочных работ и подсчета запасов — 200 млн долл.

На первом шаге решается вопрос о целесообразности проведения поисковых работ.

Для этого оценивается априорная величина ЧДД от проведения этих работ с учетом:

- 1) ЧДД от эксплуатации залежи (в случае ее открытия);
- 2) потерь, равных стоимости поисковых работ;
- 3) потерь, равных стоимости разведочных работ и подсчета запасов нефти и газа, которые будут проводиться в случае открытия залежи.

Как видно, среди выделенных компонент ЧДД вторая (стоимость поисковых работ) — безусловная (если мы решим проводить поисковые работы, то должны полностью оплатить их стоимость). Первая и третья — условные (зависят от того, будет открыта залежь или нет). Поэтому величину ЧДД, рассчитанную по формуле (4), и стоимость разведочных работ и подсчета запасов нефти и газа нужно умножить на вероятность открытия залежи в изучаемой ловушке, равную в нашем примере 0,32. В результате получим

$$440 \cdot 0,32 - 50 - 200 \cdot 0,32 = 140,8 - 50 - 64 = 26,8 > 0. \quad (4.24)$$

Если рассчитанная по формуле (4.24) величина оказалась бы меньше нуля, проведение поисковых работ было бы признано нецелесообразным. Чем больше величина ЧДД, оцененного по этой формуле, превышает нулевое значение, тем в большей степени изучаемая локальная

структура может «претендовать» на первоочередность для поисковых работ.

Пусть в результате поисковых работ на данной структуре была открыта залежь. Поисковые работы позволили получить новую информацию о распределении запасов открытой залежи. После «загрубления» уточненного распределения запасов были получены следующие вероятности размера открытой залежи: 0,9 — мелкая залежь, 0,1 — средняя и 0 — крупная. В результате изменится величина ЧДД:

$$600 - 0,1 + 200 - 0,9 = 60 + 180 = 240. \quad (4.25)$$

На втором шаге решается вопрос о целесообразности проведения разведочных работ и подсчета запасов нефти и газа. Для этого рассчитываемый ЧДД от проведения этих работ должен быть больше нуля. В нашем примере он равен:

$$240 - 200 = 40 > 0. \quad (4.26)$$

Как видно, оцененная величина больше нуля. Следовательно, целесообразно проводить разведочные работы и подсчет запасов открытой залежи. Если бы рассчитанная величина ЧДД по формуле (4.26) оказалась меньше нуля, работы на данной структуре были бы остановлены. Такой результат мы получили бы, если в результате поисковых работ установили бы, что на нашей структуре с вероятностью, равной единице, находится мелкая залежь. Тогда ЧДД оказался бы равным нулю:

$$\text{ЧДД} = 200 - 200 = 0. \quad (4.27)$$

В этом случае, несмотря на то что поисковые работы оказались успешными и залежь на изучаемой структуре была открыта, проведение разведочных работ и подсчета запасов было бы признано нецелесообразным.

Пусть реализовался первый из двух рассмотренных вариантов, и мы решили проводить разведочные работы и подсчет запасов. После завершения этих работ модель залежи еще раз уточняется. В результате подсчета запасов нефти и газа мы получаем, по сути дела, однозначную величину запасов изучаемой залежи (на самом деле, эта величина имеет некоторую погрешность, но в настоящее время в нашей стране не существует общепризнанной методики оценки погрешности подсчета промышленных запасов нефти и газа). Пусть это будет мелкая залежь с конкретной величиной запасов, например 5 млн т нефти. Для этой залежи с учетом перечисленных выше факторов рассчитывается ЧДД, после чего решается вопрос о целесообразности проведения работ по проектированию разработки и самой разработке и эксплуатации залежи. Для положительного решения вопроса величина ЧДД должна быть больше нуля.

Таким образом, предложенная методика на основе анализа геологического и экономического рисков позволяет поэтапно, на каждом ша-

ге геологоразведочных работ, оценивать целесообразность проведения дальнейших работ по освоению открытой залежи нефти или газа.

Глава 20. ПРАКТИЧЕСКАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ ПРЕДЛОЖЕННОЙ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ФУНДАМЕНТА НА ЛОКАЛЬНЫХ СТРУКТУРАХ

Результаты оценки перспектив нефтегазоносности фундамента этой зоны представлены в табл. 12. Вероятность благоприятности зоны составляет 0,72. Высокая благоприятность подтверждается получением промышленных притоков нефти из фундамента на большинстве локальных структур Шаимского вала.

Для определения очередности ввода локальных структур этой зоны в поисково-разведочное бурение оценивается вероятность благоприятствования шести основных геологических факторов для формирования

Таблица 12

*Оценка вероятности перспектив нефтегазоносности фундамента
для Шаимской зоны регионального нефтегазоаккумуляции*

Фактор	Индекс	Вероятность благоприятствования
1. Получение промышленных притоков нефти (газа) на одной или нескольких локальных структурах	П	1,0
2. Наличие (подтверждаемость бурением) структурных ловушек (выступов фундамента, горстов, блоков)	Л	1,0
3. Наличие коллектора разбитость ловушки разломами на блоки состав пород фундамента	РС	1,0 0,8
4. Наличие регионального флюидоупора	Ф	0,9
5. Наличие нефтегазообразующих толщ, примыкающих к фундаменту, с высоким генерационным потенциалом	Н	1,0
6. Благоприятная гидрогеологическая и геохимическая характеристика разреза для формирования и сохранения залежей нефти (газа)	Г	1,0
Итоговая оценка	1,0-1,0-1,0-0,8-0,9-1,0-1,0	0,72

залежи нефти (газа) в фундаменте (табл. 13). При оценке всех факторов используются экспертные оценки (эксперты: В. Л. Шустер, М. М. Элланский, Л. В. Каламкаров).

1. На 10 локальных структурах Шаимской зоны регионального нефтегазонакопления получены промышленные притоки нефти из фундамента.

2. По большинству разбуренных локальных структур было подтверждено наличие ловушек, подготовленных сейсморазведкой.

3. Коллекторские свойства пород фундамента не определялись. Наличие коллекторов подтверждается получением промышленных притоков нефти и косвенно наличием разрывных нарушений, закартированных по поверхности фундамента, а также благоприятным составом пород (граниты, гранодиориты и их кора выветривания) на ряде локальных структур.

4. Региональным флюидоупором для залежей нефти (газа) в фундаменте может служить глинисто-аргиллитовая толща пород юрского возраста, перекрывающая фундамент.

5. Примыкающая к фундаменту нефтематеринская толща тюменской свиты, являющаяся нефтегазообразующей для юрских отложений, может быть таковой и для залежей в фундаменте.

6. В связи с благоприятной геохимической и гидрогеологической характеристикой разреза для формирования залежей углеводородов в юрских отложениях, также благоприятно характеризуются условия для формирования залежей нефти (газа) и в фундаменте (т. к. источник УВ единый).

В таблице приведена вероятностная оценка благоприятности по всем локальным структурам Шаимской зоны регионального нефтегазонакопления по каждому из шести использованных факторов, нефтегазонакопления, где $P_1, P_2, P_3, P_4, P_5, P_6$ — вероятности благоприятствования продуктивности структуры следующих факторов:

- 1) наличие промышленного притока ($Q_H > 2$ т/сут);
 - 2) наличие ловушки;
 - 3) наличие коллектора;
 - 4) наличие экрана;
 - 5) наличие нефтематеринской толщи, примыкающей к фундаменту и имеющей высокий генерационный потенциал;
 - 6) геохимическая и гидрогеологическая характеристика разреза;
- Итоговая вероятность $P_1 \cdot P_2 \cdot P_3 \cdot P_4 \cdot P_5 \cdot P_6$ считается равной вероятности продуктивности структуры.

На основании проведенной оценки по каждому локальному поднятию определяется вероятность наличия залежи нефти (газа) и вероятностная оценка ресурсов нефти (по кат. C_3). Результирующая

Таблица 13

Вероятностная оценка перспектив нефтегазонасности фундамента
на локальных структурах Шаимской зоны регионального нефтегазонакопления
(экспертная оценка)

Название поднятия (структуры)	Вероятности благоприятствования продуктивности структуры факторов*							Оценка ресурсов (кат. С ₃) (млн т)	Итого- вая оценка
	P ₁	P ₂	P ₃	P ₄	P ₅	P ₆	Ито- говая		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Северо-Шушминское	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,027	2,0	1-я очер.
Шушминское	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,027	3,5	
Сяморьяхское	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,027	7,5	
Ловинское	1,0	1,0	0,8	1,0	1,0	1,0	0,8	30,0	
Пайтыхское	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,027	7,0	
Яхлинское	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,027	32,0	
Малопотанайское	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,118	5,5	
Северо-Даниловское	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,118	7,0	1-я очер.
Даниловское	1,0	1,0	0,8	1,0	1,0	1,0	0,8	10,0	
Лазаревское	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,027	8,0	
Потанайское	1,0	1,0	0,9	1,0	1,0	1,0	0,9	10,0	
Филипповское	1,0	1,0	0,8	1,0	1,0	1,0	0,8	6,0	
Среднекондинское	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,027	7,0	
Славинское	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,027	6,0	
Убинское	1,0	1,0	0,8	1,0	1,0	1,0	0,8	10,0	1-я очер.
Западно-Убинская	1,0	1,0	0,8	1,0	1,0	1,0	0,8	2,0	2-я очер.
Северо-Убинская	1,0	1,0	0,9	1,0	1,0	1,0	0,9	2,0	2-я очер.
Южно-Убинская	1,0	1,0	0,8	1,0	1,0	1,0	0,8	2,0	2-я очер.
Средне-Мулымьинское	1,0	1,0	0,8	1,0	1,0	1,0	0,8	6,0	1-я очер.
Мулымьинское	1,0	1,0	0,8	1,0	1,0	1,0	0,8	5,0	1-я очер.
Узбекское	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,027	3,0	1-я очер.
Хултурекское	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,027	2,0	
Толумское	1,0	1,0	0,8	1,0	1,0	1,0	0,8	18,0	
Мортумья-Тетеревское	1,0	1,0	0,8	1,0	1,0	1,0	0,8	12,0	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Трехозерное	1,0	1,0	0,9	1,0	1,0	1,0	0,9	12,0	1-я очер.
Лемьинское	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	2,5	2-я очер.
Тальниковское	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,027	2,0	
Верхнелельинская	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	2,5	2-я очер.
Картопьянская	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,262	3,0	
Семивидовская	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,262	2,5	
Западно-Мартымынская	1,0	1,0	0,9	1,0	1,0	1,0	0,9	2,0	2-я очер.
Восточно-Тетеревская	1,0	1,0	0,8	1,0	1,0	1,0	0,8	2,0	2-я очер.
Южно-Тетеревская	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,262	2,0	

* 1 — наличие промышленного притока ($Q_n > 2$ т/сут); 2 — наличие ловушки; 3 — наличие коллектора; 4 — наличие экрана; 5 — наличие примыкающей к фундаменту нефтематеринской толщи с высоким генерационным потенциалом; 6 — геохимическая и гидрогеологическая характеристика разреза.

оценка дает возможность выделить первоочередные ($P_{пр} > 0,8$ и ресурсы > 5 млн т): Левинское, Даниловское, Потанайское, Филипповское, Убинское, Средне-Мулымьинское, Мулымьинское, Толумское, Мортымья-Тетеревское, Трехозерное и второочередные ($P_{пр} > 0,8$ и ресурсы > 2 млн т, но < 5 млн т): Западно-Убинское, Северо-Убинское, Южно-Убинское, Западно-Мортымьинское, Восточно-Тетеревское объекты для поисково-разведочного бурения в Шаимской зоне нефтегазонакопления.

Глава 21. ПРАКТИЧЕСКАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ ПРЕДЛОЖЕННОЙ МЕТОДИКИ ПРИ АНАЛИЗЕ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА РАЗРАБОТКИ ЮЖНОГО БЛОКА ИНЗЫРЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Инзырейское нефтяное месторождение расположено к югу от города Нарьян-Мара. Оно входит в Тимано-Печорскую нефтегазовую провинцию. Открыто Инзырейское месторождение в 1970 г., введено в разработку в 1988 г. Начальные балансовые запасы нефти 21912 тыс. т.

Показатели экономической оценки варианта разработки месторождения. Эффективность разработки южного блока Инзырейского месторождения оценивалась с использованием системы показателей, связанных с реализацией проектных решений, и показателей эффективности, рассчитываемых на основании денежного потока:

- капитальные вложения на освоение месторождения;
- эксплуатационные затраты на добычу нефти;
- чистый доход;
- чистый дисконтированный доход;
- внутренняя норма рентабельности;
- индекс доходности;
- рентабельность инвестиций;
- срок окупаемости капитальных вложений;
- период рентабельной разработки месторождения;
- доход государства (налоги и платежи).

Основным показателем оценки эффективности технологических вариантов разработки месторождения является чистый дисконтированный доход (дисконтированный поток денежной наличности) — сумма прибыли от реализации углеводородов и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину капитальных вложений, направляемых на освоение месторождения, приведенная к начальному году по принятой ставке дисконта.

Внутренняя норма рентабельности представляет собой значение дисконта, при котором величина ЧДД за расчетный период равна нулю. ВНР проекта отражает ожидаемый годовой процент на капитальные вложения в разработку месторождения. ВНР не может быть вычислена в следующих ситуациях: все значения годового потока наличности отрицательны, все значения годового потока наличности положительны, сумма недисконтированной прибыли меньше суммы затрат.

Индекс доходности характеризует экономическую отдачу вложенных средств и представляет собой отношение суммарных денежных притоков к сумме капитальных вложений. Проект считается эффективным, если индекс доходности больше единицы.

Рентабельность инвестиций — это интегральный показатель эффективности инвестиций, определяемый как отношение чистой прибыли к объему инвестиций. Для признания проекта эффективным рентабельность инвестиций должна превышать единицу.

Срок окупаемости капитальных вложений соответствует продолжительности периода, в течение которого вложенные в разработку месторождения инвестиции полностью компенсируются положительными значениями годового притока наличности.

За рентабельный период разработки месторождения принимается период получения положительных значений годового дисконтирован-

ного потока наличности при условии, что суммарный за расчетный период дисконтированный поток наличности также положителен.

Экономическая оценка эффективности технологического варианта разработки южного блока Инзырейского месторождения проведена с учетом действующего «Налогового кодекса РФ» и поправок к нему, вступивших в силу с 01.01.2002 г.

Окончательная сумма налога на добавленную стоимость, принадлежащая перечислению в бюджет, рассчитана с учетом возмещения НДС от капитальных вложений и транспортных расходов за уплаченные подрядчиком работы и услуги.

Оценка капитальных вложений. Капитальные вложения на разработку отложений южного блока Инзырейского месторождения рассчитаны на основе показателей удельных затрат, определенных в результате анализа фактических и проектных показателей по объектам, условия разработки которых аналогичны условиям разработки этого месторождения.

В состав капитальных вложений по данному варианту разработки включены затраты на бурение скважин, на приобретение оборудования, не входящего в сметы строек, и на строительство объектов нефтепромыслового обустройства.

Затраты на бурение скважин рассчитаны исходя из их количества и стоимости строительства одной скважины, в размере 92 млн руб. (3,12 млн долл.).

Расходы на бурение водозаборных скважин на вышележащий водоносный горизонт учтены в статье прочие расходы.

Затраты на приобретение оборудования, не входящего в сметы строек, рассчитаны для предприятий нефтедобычи исходя из удельных затрат на скважину и количества вводимых скважин. Затраты на приобретение оборудования для прочих организаций составляют 20% от стоимости оборудования предприятий нефтедобычи.

Капитальные вложения в строительство объектов промыслового обустройства рассчитаны по направлениям обустройства месторождения:

- сбор и транспорт нефти и газа;
- автоматизация и связь;
- электроснабжение;
- технологическая подготовка нефти;
- заводнение, промводоснабжение и промканализация;
- внутрипромысловые дороги;
- установка выработки электроэнергии;
- базы промыслового обслуживания и объекты инфраструктуры;
- прочие объекты и затраты (непредвиденные затраты).

Непредвиденные и прочие затраты определены в размере 17% от суммы капитальных вложений, направляемых на строительство объектов нефтепромыслового обустройства.

Затраты на природоохранные мероприятия предусмотрены для всех вариантов в размере 10% от общей суммы капитальных вложений, включающих в себя затраты на буровые работы и нефтепромысловое строительство.

Помимо затрат на бурение скважин и их обустройство в расчетах учтены также затраты на строительство объектов внешнего обустройства месторождения — магистрального нефтепровода, установки подогрева нефти для транспорта, автомобильной дороги, вертолетной площадки и прочих объектов инженерного обеспечения.

Оценка эксплуатационных затрат. Эксплуатационные затраты на добычу нефти включают в себя текущие расходы, налоговые платежи, включаемые в себестоимость добычи нефти, амортизационные отчисления и отчисления в ликвидационный фонд.

Текущие расходы, связанные с процессом нефтедобычи и реализацией продукции, рассчитаны в соответствии с удельными текущими затратами и объемными технологическими показателями по варианту разработки в разрезе следующих статей:

- обслуживание добывающих скважин;
- обслуживание нагнетательных скважин;
- капитальный ремонт скважин;
- электроэнергия на извлечение жидкости;
- поддержание пластового давления;
- сбор и транспорт нефти;
- технологическая подготовка нефти;
- обслуживание технологических объектов.

Ликвидационный фонд, формируемый за счет ежегодных отчислений средств, предназначается для компенсации расходов, связанных с ликвидацией производства по окончании разработки месторождения. Размер отчислений определяется с таким расчетом, чтобы к окончанию периода разработки сумма средств фонда была достаточна для финансирования ликвидационных работ.

Расчет эксплуатационных затрат выполнен на основе удельных фактических затрат на добычу нефти на месторождениях, территориально расположенных в Архангельском регионе (Тимано-Печорская нефтегазовая провинция).

Экономические показатели варианта разработки. Разбуривание залежи предполагается осуществить за четыре года по сетке 700×700 м. К бурению планируется 28 скважин, в том числе 19 добывающих и 9 нагнетательных. По данному варианту максимальных годовой отбор нефти составляет 802 тыс. т (пятый год) при темпе отбора 3,7% от балансовых запасов и 9,0% от извлекаемых запасов.

Срок разработки составляет 28 лет. Накопленная добыча нефти равна 8913 тыс. т, жидкости — 19200 тыс. т, закачка — 20039 тыс. м³. Коэф-

Таблица 14
Основные технико-экономические показатели разработки южного блока
Инзырейского месторождения

Показатели	Значение
Проектный срок разработки, годы	28
Накопленная добыча	
нефти, млн т	8,9
жидкости, млн т	19,2
газа, млн м ³	741,6
Накопленная закачка воды, млн м ³	20,0
Фонд скважин, всего	29
в том числе:	
добывающих	20
нагнетательных	9
Ввод скважин из бурения, всего	28
в том числе:	
добывающих	19
нагнетательных	9
Средняя обводненность к концу разработки, %	98,0
Коэффициент извлечения нефти, %	40,7
Капитальные вложения, млн долл.	177,7
в том числе:	
бурение скважин	104,8
обустройство месторождения	40,0
объекты внешнего обустройства	18,4
природоохранные и неподвиженные расходы	14,5
Эксплуатационные затраты, млн долл.	372,2
в том числе:	
текущие затраты	50,5
отчисления и налоги в себестоимости	155,9
амортизация	148,1
ликвидационный фонд	17,8
Накопленный поток наличности, млн долл.	240,9
Чистый дисконтированный доход, млн долл.	36,2
Внутренняя норма рентабельности, %	22,1
Индекс прибыльности, доли ед.	1,33
Рентабельность инвестиций, доли ед.	1,61
Срок окупаемости (недисконтированный), годы	6,2
Срок окупаемости (с дисконтом 15%), годы	8,3
Рентабельный срок разработки, годы	21,0
Доход государства, млн долл.	351,3

фициент нефтеизвлечения достигает величины 40,7% при конечной обводненности 98,0%.

Ниже рассмотрены результаты экономической оценки эффективности варианта проекта разработки южного блока Инзырейского месторождения (табл. 14).

Капитальные вложения на разработку месторождения оцениваются в 178 млн долл. Из этой суммы 59% затрат направляются на бурение скважин, 23% — на строительство объектов нефтепромыслового обустройства, 10% — объектов внешнего обустройства и 8% — на природоохранные мероприятия.

Эксплуатационные затраты за проектный период составят 372 млн долл. Удельный вес текущих затрат, непосредственно связанных с добычей нефти, составляет 14%, на долю налогов и платежей приходится 41%, 40% — на долю амортизационных отчислений и 5% — на ликвидационный фонд. Средняя себестоимость за расчетный период составит 42 долл./т.

Добыча нефти за 20 лет разработки составит 8,9 млн т. Выручка от реализации нефти за проектный период — 958 млн долл.

Разработка Инзырейского месторождения по данному варианту является рентабельной в условиях действующих налоговых систем. Об этом свидетельствуют показатели эффективности: чистый дисконтированный доход за 28 лет равен 36 млн долл., внутренняя норма рентабельности составляет 22,1%, индекс доходности превышает 1 (1,33 ед.), окупаемость капитальных вложений произойдет через 6 лет или 8 лет с учетом дисконтирования.

Рентабельный период разработки месторождения заканчивается в 21-м году, с 22-го года и до конца расчетного периода значения годового дисконтированного потока наличности отрицательны.

Доход государства за расчетных период оценивается в 351 млн долл.

В результате проведенного анализа основных экономических показателей варианта разработки южного блока Инзырейского месторождения проект рекомендован к практическому применению.

Анализ чувствительности экономических показателей проекта. Для оценки влияния неточности прогнозирования основных параметров проекта на показатели эффективности была рассчитана чувствительность проекта к изменению следующих факторов: объема добычи и цены реализации нефти, капитальных вложений и эксплуатационных затрат на добычу нефти.

Исследование степени устойчивости проекта к изменению некоторых факторов на базе варианта, рекомендуемого к практическому применению, выполнено на основе широкого спектра расчетов. Рассмотрим чувствительность чистого дисконтированного дохода (ЧДД) в зависимости от ряда рисков (изменения объема добычи и

цены реализации нефти, капитальных вложений и эксплуатационных затрат).

Риск уменьшения объема добычи нефти. Объем добычи нефти оказывает существенное влияние на эффективность разработки месторождения. Анализ проводился для возможных колебаний объема добычи нефти в интервале от +10 до +20%. Критическим является уменьшение добычи нефти на 19% относительно базового значения. В этом случае чистый дисконтированный доход становится отрицательным и внутренняя норма рентабельности снижается ниже принятой в расчетах нормы дисконтирования.

Риск падения цен на нефть. Из расчетов видно, что показатели эффективности наиболее чувствительны к изменению цены реализации нефти. Анализ проводился для возможных колебаний цены нефти на внешнем рынке от 10 до 24 долл. за баррель. При этом цена нефти на внутреннем рынке оставалась неизменной. Критическим является снижение цены нефти до 9,7 долл. за баррель, то есть на 57%, относительно базовой цены. Чистый дисконтированный доход при этой цене становится отрицательным, внутренняя норма рентабельности снижается ниже принятой в расчетах нормы дисконтирования.

Риск увеличения капитальных вложений. Ввиду большого объема работ по бурению скважин и обустройству месторождения влияние величины инвестиций на показатели эффективности также велико. Анализ проводился для возможных колебаний капитальных вложений в интервале от +15 до +30%. Критическим является увеличение объема инвестиций на 29% относительно базового значения, в этом случае чистый дисконтированный доход становится отрицательным и внутренняя норма рентабельности снижается ниже принятой в расчетах нормы дисконтирования.

Риск увеличения эксплуатационных затрат. Изменение эксплуатационных затрат не оказывает значительного влияния на экономические показатели проекта. Анализ проводился для возможных колебаний эксплуатационных затрат в интервале от +15 до +30%. При изменении объема эксплуатационных затрат в указанном диапазоне проект остается эффективным. Критическим является увеличение эксплуатационных затрат в 5 раз (на 470%) относительно базового значения. В этом случае чистый дисконтированный доход становится отрицательным и внутренняя норма рентабельности снижается ниже принятой в расчетах нормы дисконтирования.

Выводы из анализа экономических рисков. В результате проведенного анализа рисков следует отметить, что все рассмотренные выше вариации экономических показателей не приводят к значительным изменениям рентабельного периода разработки месторождения, следовательно

но, экономически обоснованные величины коэффициента извлечения нефти не изменяются.

Проведенный анализ чувствительности показал, что представленные экономические показатели по данному варианту разработки месторождения являются устойчивыми к изменению внешних факторов и рисков и проект рекомендуется к практическому применению. Разработка месторождения становится неэффективной при условии снижения экспертной цены на нефть до 10 долларов за баррель, или снижении объема добычи нефти на 19%, или увеличения капитальных вложений на 29% по отношению к базовой величине.

ВЫВОДЫ ПО IV ЧАСТИ

1. В проектах, связанных с оценкой нефтегазоносности, возникают все виды рисков, присущих деятельности предприятий. Учитывать риски необходимо на всех этапах работ, начиная с поисков и разведки.

2. Анализ геологических рисков — риск непродуктивности, риск не открытия месторождения, риск открытия нерентабельного месторождения — позволяет решить вопрос о целесообразности проведения дальнейших шагов по оценке нефтегазоносности исследуемой зоны.

3. Инвестирование поисковых работ будет оправданно в том случае, когда прибыль (ЧДД) при реализации проекта будет прогнозироваться. При этом учитываются все экономические риски (проводится анализ чувствительности критериев оценки эффективности проекта).

4. Таким образом, геологические и экономические риски являются взаимосвязанными, влияющими друг на друга. Это необходимо учитывать при оценке эффективности проектных решений.

ЛИТЕРАТУРА К IV ЧАСТИ

Ампилов Ю. П. Методы геолого-экономического моделирования ресурсов и запасов нефти и газа с учетом неопределенности и риска. — М.: Геоинформмарк, 2002. — 200 с.

Андреев А. Ф. Оценка эффективности планирования проектных решений в нефтегазовой промышленности. — М.: ГАНГ им. И. М. Губкина, 1977.

Андреев А. Ф., Дунаев В. Ф., Зубарева В. Д. и др. Основы проектного анализа в нефтяной и газовой промышленности. — М.: ГАНГ им. И. М. Губкина, 1997.

Габриэлянц Г. А., Пороскун В. И., Сорокин Ю. В. Методика поисков и разведки залежей нефти и газа. — М.: Недра, 1985.

Дунаев В. Ф., Зубарева В. Д., Маккавеев М. В. Основы экономической деятельности предприятий нефтегазовой промышленности — М.: Нефть и газ, 1998.

Каламкаров Л. В., Эланский М. М. Вероятностный подход к прогнозу нефтегазоносности и проектированию поисково-разведочных работ на нефть и газ. Учебное пособие для вузов. — М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2000.

Нейман Ю. Вводный курс теории вероятностей и математической статистики. — М.: Наука, 1968.

Рыжик В. М., Фейгин М. В. Вероятностные методы прогнозной оценки потенциальных ресурсов за рубежом. — М.: ВНИИОЭНГ, 1987.

Швембергер Ю. Н., Шустер В. Л., Меркулова О. Н. Многокритериальность и выбор альтернативы в поисково-разведочных работах на нефть и газ // Сер. Нефтегазовая геология и геофизика. — М.: ВНИИОЭНГ, 1987.

Шустер В. Л., Эланский М. М., Дунаев В. Ф. Оценка перспектив освоения нефтегазоскоплений в фундаменте на основе анализов рисков // Геология нефти и газа. — 1999. — № 7.

Шустер В. Л. Некоторые результаты прогноза нефтегазоносности верхнеюрского комплекса Туранской плиты с использованием программы распознавания образов («Кора-3») // Бюлл. МОИП. — 1970. — №4. — Отдел геологический.

Шустер В. Л. и др. Изучение закономерностей распространения залежей нефти и газа с использованием математических методов (на примере Восточной Туркмении) // Закономерности образования и размещения промышленных месторождений нефти и газа. — Киев: Наукова Думка, 1975.

Шустер В. Л., Швембергер Ю. Н. Результаты многокритериальной оценки выбора очередности объектов бурения на нефть и газ в Юго-Западной Туркмении // Тр. МИНХ и ГП, 1988.

Эланский М. М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин. — Тверь: ЕРС, 2001.

Эланский М. М., Шустер В. Л., Каламкаров Л. В. Принятие решений при проектировании поисково-разведочных работ на нефть и газ с учетом геологического и экономического рисков // Доклад в РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2000.

Часть V

НЕКОТОРЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ФУНДАМЕНТА

На основе разработанных геологических и геолого-математических моделей и критериев нефтегазоносности фундамента дана оценка перспектив этого комплекса по Шаимскому району Западной Сибири, Калининградской, Волгоградской и Саратовской областям Бомбейскому шельфу Индии и Зондскому шельфу Вьетнама.

Глава 22. ШАИМСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ РАЙОН ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности фундамента этого региона рассмотрены в работах ряда коллективов ученых и производственников.

Шаимский нефтегазоносный район расположен в западной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, в центральной части Приуральской нефтегазоносной области. В тектоническом отношении он приурочен к Шаимскому мегавалу внешнего тектонического пояса. К фундаменту относится структурный комплекс, на котором с угловым и стратиграфическим несогласием залегает мезозойско-кайнозойский платформенный чехол, начинающийся с ниже-среднеюрских отложений. Фундамент консолидировался в герцинский цикл тектогенеза.

В строении фундамента выделяются два структурных этажа: нижний, представленный геосинклинальными, глубоко метаморфизованными, сильно дислоцированными породами докембрия и палеозоя, прорванными интрузивными образованиями различного состава и возраста, и верхний, в составе отложений краевых прогибов межгорных и наложенных впадин и древних платформенных образований. Чаще всего на складчатом основании или перечисленных выше геоструктурах с угловым несогласием залегают тафrogenные образования, слагающие верхнюю часть верхнего этажа фундамента. В пределах Западно-Сибирской плиты они представлены эффузивными и эффузивно-осадочными образованиями.

Нефтегазовые скопления приурочены к трещиноватым породам фундамента и отложениям келловей-оксфорда. Трещиноватые породы фундамента с корой выветривания объединены в пласт Пф. Предполагается их гидродинамическая связь с основными продуктивными горизонтами отложений тюменской свиты и вогулгинской толщи (пласты Ю₂₋₆ и П₁, П₂, П₃).

Фундамент представлен широким спектром магматических и метаморфических пород: граниты, гранодиориты, гранит-порфиры, диабазы, плагиоклазовые порфириты и их кора выветривания, кварцевослюдистые и углисто-кварцево-серицитовые сланцы (филлиты), кварцево-слюдисто-эпидотовые, амфибол — хлорит-альбитовые и глинистые сланцы и их коры выветривания. Максимальные притоки нефти в скважинах получены из коры выветривания сланцев — 24—144 т/сут, а также из гранодиоритов, порфиритов, сиенит-порфиритов и их кор выветривания — 31—100 т/сут. Зона повышенных притоков нефти из пород фундамента простирается с севера Шаимского вала (месторождения Ловинское, Даниловское) на юг (месторождения Мулымьинское, Трехозерное).

Шаимский меговал занимает гипсометрически доминирующее положение в регионе, ограничен с запада и востока системами рифтов, указывающими на рифтогенный геодинамический режим развития вала. По поверхности фундамента здесь выделяется ряд выступов, обрамленных осадочными породами, как правило, юрского возраста. Выступы фундамента разбиты на блоки разломами средней амплитуды (50—100 м). Промышленные притоки нефти в фундаменте и осадочном чехле приурочены к зонам разломов (месторождения Даниловское, Убинское, Мулымьинское, Трехозерное) и к наиболее гипсометрически приподнятым блокам выступов фундамента.

По комплексу геологических факторов выявлены:

- промышленная нефтегазоносность пород фундамента;
- рифтогенный геодинамический режим развития региона, приведший к формированию выступов фундамента, разбитых разломами на блоки, образованию зон трещиноватых разуплотненных пород;
- благоприятный состав пород фундамента для формирования вторичной гидротермальной пустотности;
- наличие в разрезе осадочных нефтегазообразующих толщ, за счет которых сформировались залежи углеводородов в юрских и доюрских отложениях;
- наличие регионального глинисто-аргиллитового флюидоупора.

Шаимский меговал является высокоперспективным районом для поисков и разведки нефтегазовых залежей в образованиях фундамента.

Проведенная нами вероятностная оценка перспектив нефтегазоносности Шаимского меговала позволила выделить первоочередные

объекты для поисково-разведочного бурения в фундаменте (см. табл. 13).

Высокие перспективы в этом регионе (западная и северо-западная части Западно-Сибирской плиты) доюрского нефтегазоносного комплекса были отмечены в опубликованных работах Алексина и др., 1975; Дюкалова, 1972; Погорелова, 1977; Порфирьева, Ключко, 1982; Щербакова, Шустера, 1998; Шелепова и др. 1999. Однако широкого разворота работы на фундамент не получили до сих пор.

Глава 23. ЮГО-ВОСТОЧНАЯ ЧАСТЬ КУРШСКОГО ПРОГИБА КАЛИНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ

Рассматриваемый регион является составной частью Балтийской синеклизы (Чегесов, Арутюнов, 1991). Здесь выделяются Самбийский выступ, Калининградская, Ладушкинская и Дружбинская ступени. Самбийский выступ и Калининградская ступень разделены региональным Калининградским разломом субширотного простирания, Дружбинская ступень также отделена от Калининградской региональным субширотным разломом. С востока Калининградская ступень отделена субмеридиональным разломом от Большаковско-Славской моноклинали. Регион развивался в рифтогенном геодинамическом режиме.

Поверхность кристаллического фундамента погружается с востока на запад района и залегает на глубинах (а. о.) 2017 м (скв. 1 Дружбинская) до (а. о.) 2902 м (скв. 2 Ягодная). Фундамент, представленный выступами, разбит многочисленными разрывными нарушениями на блоки. Амплитуда смещения блоков обычно не превышает 100 м. Возраст фундамента архей-протерозойский. Фундамент представлен магматическими (граниты, гранодиориты) и метаморфическими (гнейсы, гранито-гнейсы) породами и их корой выветривания. По керну в скв. 3 Веселовская, скв. 2 Гаевская и скв. 3 Гусевская фундамент сложен гранитами, участками разбитыми трещинами (под 45°), по которым наблюдается хлоритизация. На Северо-Красноборской площади — это гранодиориты, участками наблюдаются открытые трещины (Афанасьев, 1982); гранито-гнейсы серые плотные, крепкие (Ахрамович, Храмова, 1986).

Перекрываются кристаллические образования фундамента континентально-терригенными отложениями мощностью несколько десятков метров. В южной части Калининградской области это песчаники и алевролиты среднего кембрия, сильноцементированные кварцевым, доломитовым и гипсовым цементом (Озолинь, 1974). В западной части района, по данным Л. В. Ахрамович, Г. И. Храмовой (1986), в низах оса-

дочного разреза кембрия залегает пачка аргиллитов с прослоями алевролитов и песчаников (2675–2719 м), выше которых (2606–2675 м) залегают глинистые алевролиты. Эта толща может служить флюидоупором для возможных скоплений нефти и газа в фундаменте. Зональным флюидоупором для возможных залежей углеводородов в фундаменте могут служить также плохо проницаемые кристаллические породы, залегающие в кровле фундамента.

По результатам нефтегазогеологического районирования Калининградский нефтегазоносный район относится к Балтийской нефтегазоносной области. 16 месторождений нефти (на 1997 г.) открыты в основном в песчаниках дейменского надгоризонта среднего кембрия. Площади выявленных месторождений составляют 5–20 км² (в среднем 12 км²), амплитуды 20–95 м. Ядра этих структур сложены породами фундамента, которые рассматриваются (Афанасьев, 1982) как выступы в рельефе их поверхности, ставшие островами вендкембрийского моря, захороненными облекающими их осадками.

Породы фундамента вскрыты на небольшую толщину и, как правило, не опробовались. По результатам испытания (КИИ) скв. 11 Западно-Гусевская в интервале фундамента 1695–1743 м получена пластовая вода удельного веса 1,06 г/см³ дебитом 25,5 м³/сут. В скв. 1 Гусевская в интервале 1505,5–1764 м (открытый ствол), включающем и породы фундамента, произошел самоизлив пластовой воды удельного веса 1,088 г/см³, дебитом 290 м³/сут. Эти результаты свидетельствуют о наличии пород-коллекторов в фундаменте.

Территория Самбийского выступа и северной части Калининградской и Ладушкинской ступеней характеризуются как тектонически активная зона. Здесь выделяется ряд выступов фундамента, залегающих на глубинах (а. о.) 2000–2800 м, разбитых среднеамплитудными протяженными разломами на блоки. Зоны разломов и состав пород (граниты, гранодиориты) можно рассматривать как благоприятные факторы для формирования в фундаменте участков пород-коллекторов, о чем свидетельствуют и полученные притоки флюидов. Наиболее гипсометрически приподнятые блоки могут служить ловушками для аккумуляции углеводородов. Глинистые и карбонатно-глинистые породы ордовика и силура, а также пласты кембрия, обогащенные рассеянным органическим веществом, перекрывающие и примыкающие к выступам фундамента, обладают значительным генерационным потенциалом и могут рассматриваться как нефтематеринские толщи для фундамента.

Относительно неблагоприятным фактором является отсутствие региональной покрывки, перекрывающей породы фундамента, хотя на некоторых участках роль зональной или локальной покрывки могут играть аргиллиты и (или) плохо проницаемые породы в кровле фундамента (зона «закалки»).

Глава 24. ВОЛГОГРАДСКАЯ ОБЛАСТЬ

Рассматриваемый регион является юго-восточной частью Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, он занимает восточную часть древней Восточно-Европейской платформы. Это юго-восточный склон Воронежского кристаллического массива. Глубоко метаморфизованный кристаллический фундамент от верхнеархейского до нижнепротерозойского возраста ступенчато погружается с запада на юго-восток, в сторону Прикаспийской впадины от глубин 1450 м на склонах Воронежской антеклизы до 4300—4900 м на западном борту Уметовско-Линевской впадины и восточном склоне Кудиновского вала. В пределах центральной части Уметовско-Линевской депрессии, Суводской зоны поднятий глубина залегания поверхности фундамента, по геофизическим данным, составляет более 5000 м (Аксенов, 1983, 1991; Батанова и др., 1970; Князев, Лапинская, 1992; Лапинская, Журавлев, 1971; Муслимов, Лапинская, 1996).

На приподнятых участках на образованиях фундамента залегают карбонатно-терригенные среднедевонские отложения, на опущенных участках — терригенные и карбонатные породы от силур-нижнедевонского возраста (скв. 1 Восточно-Кудиновская), до рифей-нижнедевонского (Ивановско-Баландинские дислокации).

На породах кристаллического фундамента залегают известняки, доломиты, ангидриты, в различной степени обогащенные аргиллитами, песчано-гравийным материалом, мощностью 200—350 м.

Эти отложения могут служить покрывкой для возможных скоплений УВ в породах фундамента (Васильев и др., 1975).

По данным КМПВ и МОГТ на изучаемой территории выделено значительное число выступов кристаллического фундамента, с которыми связаны погребенные поднятия терригенного комплекса девона. Эти выступы, ограниченные высокоамплитудными разломами или флексурно-разрывными зонами, залегают на глубинах (а. о.) 1800—5000 м. Площади наиболее крупных из них достигают 100—200 км², амплитуды 200—300 м. По разломам в пределах выступов фундамента происходят дифференцированные движения, приводящие к образованию блоков. Для этих зон характерна повышенная трещиноватость, по зонам трещиноватости под воздействием гидротермальных растворов происходят вторичные преобразования магматических пород с образованием пустотности, чаще всего в виде трещин и каверн. Это определяет возможность образования в этих зонах высокоемких коллекторов.

К таким наиболее крупным по размерам и залегающим на глубинах, не превышающих 5000 м, относятся Кудиновский и Логовский высту-

пы фундамента, Ширяйская зона, с запада на восток они ограничены высокоамплитудными разломами, а также Западно-Коробковский, Ново-Коробковский и Восточно-Коробковский выступы фундамента в Уметовско-Линевской депрессии. Глубины залегания поверхности фундамента Камышинского и Центрально-Камышинского выступов составляют 5500—6000 м.

Данные о составе пород фундамента ограничены, однако некоторую зональность можно наметить. В пределах Уметовско-Линевской депрессии (скв. 82, Коробковское месторождение) и Кудиновского вала (скв. 86, Кудиновское месторождение) намечается зона развития плагиогранитов со значительными следами вторичных изменений пород: серитизация, каолинизация, хлоритизация, карбонатизация, катклазирование в керне. Такой же состав пород отмечен и в керне скв. 52 Верхнедобринской площади, к северо-востоку от Коробковского месторождения. В скв. 83 Кудиновского месторождения и скв. 42 Малodelьской площади керн представлен микроклиновыми гранитами; в скв. 50 Октябрьского месторождения — плагиогранитами. Таким образом, намечается зона развития преимущественно гранитов от Верхнедобринской площади на северо-востоке рассматриваемого района к Коробковскому, Малodelьскому в центральной части и Кудиновскому, Октябрьскому месторождениям на юге. Именно граниты обладают благоприятным минералогическим составом для образования вторичной пустотности, т. е. хороших коллекторов. По немногочисленным определениям ФЕС пород, проницаемые разности имеют ограниченное распространение. Промышленные залежи углеводородов в образованиях фундамента не выявлены, эти породы не опробовались.

Оценивая перспективы нефтегазоносности кристаллических образований фундамента этого региона по комплексу критериев (тектоническая позиция, состав пород фундамента и глубина залегания его поверхности, нефтегазоносность вышезалегающих осадочных пород, наличие нефтегазообразующих толщ, непосредственно примыкающих к выступам фундамента, возможное наличие в разрезе коллекторских толщ и флюидоупоров), следует выделить как перспективную зону территорию, простирающуюся с юго-запада области (Кудиновский вал) на северо-восток через Уметовско-Линевскую и Арчедино-Дорожкинскую депрессии до Верхнедобринской площади (глубины залегания поверхности фундамента от 1800 и до 5000 м). Перспективна также Суводская зона поднятий, Камышинский, Центрально-Камышинский и Антиповско-Балыклейский выступы фундамента. Однако глубины залегания поверхности фундамента здесь достаточно большие (5,5—6 км) и состав пород неизвестен.

Глава 25. САРАТОВСКАЯ ОБЛАСТЬ

Рассматриваемый район расположен к северу, северо-востоку от Волгоградской области. Он является восточной частью Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (северная часть Нижневолжской и Средневолжской нефтегазоносных областей). В тектоническом отношении (с запада на восток) — это Воронежская антеклиза, Ивановско-Баландинские и Саратовские дислокации, разделенные Аткарской террасой, Карамышская терраса, Степановский сложный вал, прибортовая моноклиналь, граничащая с Прикаспийской впадиной, и на востоке — Волго-Уральская антеклиза в составе Токмовского, Пугачевского и Жигулевского сводов и Бузулукская — впадина (Аксенов, 1991; Быстрицкая, Грекова, 1971).

Поверхность архейского кристаллического фундамента вскрыта на абсолютных отметках от 1000 м на западе (скв. 1 Балашевская) до 4498 м на юге (скв. 3, Золотовская). На образованиях фундамента залегают породы от рифей-вендского до среднедевонского возраста. В зонах распространения рифей-вендских отложений (Степановский сложный вал, Саратовские дислокации, Пугачевский свод) породы фундамента не вскрыты. Рифей-вендские терригенные отложения, в значительной степени измененные вторичными процессами, коллекторов не содержат (Рагожина, 1973; Хромой, 1972; Малышев и др., 1991).

Нижний комплекс осадочных пород, перекрывающий фундамент, широко развит на западе и востоке области, причем, на Пугачевском и Жигулевском сводах и в Бузулукской впадине он представлен не в полном объеме. Толщина комплекса по мере приближения к Прикаспийской впадине возрастает до 500–800 м. В нижней части комплекса карбонатно-терригенного состава коллекторы имеют ограниченное распространение. Покрышкой этой части разреза являются аргиллиты черноморских слоев толщиной 10–25 м.

На месторождениях Бузулукской впадины: Западно-Степном, Разумовском — на глубинах 3,5–4,5 км на образованиях фундамента залегают глинистые песчаники. Емкостные свойства этих пород в целом низкие, пористость в скв. 23 Ершовской площади в интервале глубин 3463–3609 м составляет от 1 до 5,9%. На локальных участках в северной части Бузулукской впадины в сводовой части локальных структур (например, Тепловской) породы нижней терригенно-карбонатной части разреза отсутствуют, а породы фундамента перекрыты продуктивными терригенными отложениями воробьевских слоев старооскольского горизонта.

Породы фундамента представлены метаморфическими и магматическими породами. В большинстве случаев развиты метаморфические

породы, среди которых преобладают парагнейсы, гранито-гнейсы, кристаллические сланцы. Магматические породы (граниты, сиениты, диабазы, пироксениты) встречаются лишь на отдельных площадях (Шахновский и др., 1991).

Гнейсы трещиноватые, сильно дислоцированные (углы падения до 80–85°) с гнездами и скоплениями розовато-сиреневых гранатов. По минералогическому составу, текстурным и структурным признакам они близки к гнейсам Украинского кристаллического массива. Возраст пород архейский. Наличие в парагнейсах (Елшанская площадь) пироксенитов видимо связано с внедрением ультраосновных магматических расплавов по разломам в фундаменте.

В Дальнем Саратовском Заволжье (Вешняковская, Клинцовская, Ново-Порубежская, Рахмановская площади) выявлены гранито-гнейсы трещиноватые со вторичными минералами: серицит, хлорит, каолинит. Структура пород гранобластовая, бластомилонитовая и гетеробластовая. Описываемые гранито-гнейсы обладают большим сходством с одноименными породами и гранодиоритами Ново-Кубанской и Паникской площадей Волгоградской области, с гранодиоритами Воронежского массива, с гранодиоритами Украины архейского возраста. Образование описанных пород связано с внедрением по трещинам и разломам гранитной магмы и воздействием последней на высокоглиноземные гнейсы.

Диабазы установлены на Балашовской площади, где они залегают под слюдяными сланцами. Они сходны с породами на Верховской площади Волгоградской области. Темно-серые, почти черные плотные породы мелкокристаллические. Трещины ориентированы под углом 42–45°, часть их заполнена кальцитом и кварцем. Среди вторичных минералов — хлорит, уралит, серицит. Структура породы типично диабазовая. Породы сходны с диабазами Волгоградской области на Абрамовской площади, отнесенные к протерозою. На Гусихинской площади встречаются сиениты. Залегают они локально, в виде даек. Их образование более молодое по сравнению с архейскими гнейсами. И, очевидно, связано с внедрением магматических расплавов по трещинам, установленным в гнейсах на ряде площадей.

Архейский кристаллический фундамент вскрыт на площадях Тепловской, Западно-Степной, Малаховской и Меловой. Его поверхность погружается по направлению к центру впадины от 3376 м в Тепловской скв. 7 и 3794 в Западно-Степной скв. 8 до 4488 м в Малаховской скв. 1 и 4570 м в Меловой скв. 1. Максимальная вскрытая мощность 181 м в скв. 1 Малаховская (4484–4665 м).

Породы фундамента представлены интрузивными образованиями кислого состава, в различной степени измененными и катаклазированными. Наиболее детально они изучены в Малаховской скв. 1. По сос-

таву пород (гранито-гнейсы трещиноватые, катаклазированные) можно предположить существование в разрезе трещино-каверновых коллекторов. Данные о ФЕС пород весьма ограничены. Лишь в скв. 7 Тепловская в коре выветривания кварцево-глинистых сланцев по керну, отобранному в интервале 3360–3370 м, пористость составила 8,12%, проницаемость $2,8 \cdot 10^{-3}$ мкм.

Перекрывающие фундамент терригенные и терригенно-карбонатные отложения вряд ли могут служить надежным флюидоупором для возможных нефтегазовых скоплений в фундаменте. Роль флюидоупора могут играть плохопроницаемые породы, залегающие в кровле фундамента. Как на благоприятный фактор оценки перспектив нефтегазоносности фундамента можно указать на выявленные выступы фундамента (Тепловское, Западно-Степное, Разумовское месторождения), залегающие на глубинах 3350–4350 м.

В целом район исследований требует дальнейшего изучения.

Глава 26. ТАТАРСТАН

В последние годы были проведены комплексные работы, включая значительный объем глубокого бурения, по изучению кристаллического фундамента Татарстана и его нефтегазоносности (Муслимов, Лапинская, 1996). Учитывая глубину и многогранность исследований, а также полученные результаты и сделанные научные выводы, считаем полезным обсудить основные положения этой работы. За период с начала 70-х до середины 90-х годов на территории Северо- и Южно-Татарского свода Волго-Уральской области на основании «Программы изучения недр Татарии» было пробурено более 20 скважин, вскрывших фундамент на значительную глубину, в том числе в скважине 20000 Миннибаевская кристаллический фундамент вскрыт в интервале 1884–5099 м мощностью 3215 м и в скважине 20009 Новоелховской фундамент вскрыт в интервале 1803–5444 м мощностью 3641 м.

Программа предусматривала детальное изучение особенностей геологического строения, состава и возраста слагающих фундамент пород, его внутренней структуры, систем разломов гранито-гнейсового слоя Северо- и Южно-Татарского сводов, а также осадочного комплекса рифея-венда, как возможной нефтегазообразующей толщи для залежей в фундаменте (нефть могла мигрировать из прилегающих к фундаменту глубокопогруженных осадочных толщ Калтасинского и Сергиевско-Абдуллинского авлакогенов). В качестве одной из основных задач проекта планировалось выяснение наличия в фундаменте промышленной нефтегазоносности.

Предусматривалось три основных направления изучения кристаллического фундамента:

– целенаправленное разбуривание докембрийского основания сверхглубокими скважинами (до глубины 5–7 км);

– углубление в породы кристаллического фундамента на первые сотни метров отдельных поисковых и разведочных скважин, бурящихся на отложения девона;

– вскрытие локальных древних эрозионно-тектонических выступов архейско-протерозойских толщ.

Сверхглубокое бурение должно было ответить на такие важные вопросы, как наличие структурных неоднородностей в теле фундамента, расположение разуплотненных проницаемых зон и возможных скоплений углеводородов. Кроме того, на сверхглубокое бурение возлагались общегеологические задачи: изучение геолого-тектонических и петрографических особенностей гранитно-гнейсового слоя, выяснение особенностей палеотемпературного режима земной коры, определение геотермического градиента и др.

Местоположение проектных скважин планировалось вблизи главных региональных разломов, рассекающих сводовые части кристаллических выступов фундамента, в зоне сочленения фундамента с мощной толщей осадочных отложений примыкающих впадин, а также на некотором удалении от вероятного источника миграции в районе отсутствия залежей и признаков нефтегазоносности в горизонтах осадочного чехла.

Бурение уже первых трех глубоких скважин, заложенных согласно главным принципам, разработанным в 1977–1980 гг. институтом ТАТ-НИПИнефть, дало возможность сделать первые обобщения по докембрийскому кристаллическому оонованию Татарстана:

1. Кристаллический фундамент включает систему разуплотненных зон субгоризонтального, наклонного и вертикального простирания.

2. Глубинные зоны разуплотнения характеризуются наличием флюидов с высокой, в том числе углеводородной, газонасыщенностью.

3. Толща докембрийских кристаллических пород представляет собой слоистую и складчатую систему, тектоника которой связывается с развитием горизонтальных движений покровных плит, осложненных впоследствии субвертикальными блоковыми движениями по системе разновозрастных разломов.

Последующее бурение со вскрытием кристаллических докембрийских пород на первые сотни метров ниже кровли фундамента (более 20 скважин) и широкое разбуривание кровельной части фундамента на глубину от 15 до 50 м в поисково-разведочных и эксплуатационных скважинах позволили собрать богатый материал для петрографических и геохимических исследований и установить по комплексу ГИС много-

численные проницаемые трещиноватые интервалы фундамента в 64 скважинах.

Третье направление в изучении фундамента связано с разбуриванием высокоамплитудных локальных эрозионно-тектонических выступов. Были выбраны первоочередные Сотниковский и Эштебенькинский своды, где нефтеносные горизонты терригенного девона «упираются» в кристаллические породы ниже их кровельной части. Однако притока нефти или газа не получено.

Значительный по объему и представительный по разрезу фундамента материал получен к настоящему времени в результате бурения двух сверхглубоких скважин 20000 и 20009 (Миннибаевской и Новоелховской). Был детально и разносторонне изучен керновый материал, газовая составляющая и битумы, характеристика и информативность методов ГИС.

В результате комплексной обработки данных бурения, материалов грави-, магнито- и электроразведки для территории Татарстана построена детальная карта рельефа фундамента, с отчетливо прослеживаемым блоковым строением (мега-, мезо- и микроблоки). В геодинамическом отношении выделенные в пределах Татарстана два пояса нефтегазоносности (две мегазоны — Мезенско-Иж-Иргизская и Пермско-Уральская) — это зоны, ограничивающие краевыми тектоническими швами Средне-Русское ядро Восточно-Европейской платформы и область эпипалеозойской кратонизации литосферы Евразии с Центрально-Казхастанским ядром.

В фундаменте Татарстана выделен ряд крупных архейских и раннепротерозойских структурно-вещественных комплексов. Важнейшим элементом структуры фундамента в пределах Татарстана являются многочисленные дизъюнктивные нарушения. В раннем протерозое роль дизъюнктивной тектоники возрастает. Неоднократное проявление сжимающих тангенциальных напряжений, сменяющихся растяжением верхних слоев литосферы, привели к интенсивной нарушенности пород, проявляющейся в трещиноватости, катаклазированнойности, милонитизации, в формировании мощных зон разуплотнения. Они могут служить породами-коллекторами. Причем трещиноватость с глубиной возрастает.

В скважине 20009 в интервале кристаллического фундамента 1850–5400 м выделено свыше 60 зон потенциальных коллекторов мощностью от 1–3 до десятков метров. До глубины 3,5 км эти зоны распределены локально, с глубины 4,5 км почти непрерывно. В общем случае лейкократовые породы, содержащие большое количество кварца, подвергаются более интенсивному дроблению, по сравнению с другими разностями.

Установлена генетическая связь между составом битумоидов кристаллического основания и нефтями палеозойского осадочного комплекса.

Полученные геологами Татарстана, данные по геологическому строению фундамента региона представляют большую ценность и привносят много нового в изучение проблемы нефтегазоносности кристаллических пород. По мнению авторов монографии по Татарстану объект необходимо дополнительно изучить, вскрыть на еще большую мощность и провести детальное испытание и опробование.

Анализируя причины неполучения на данном этапе промышленных притоков углеводородов в столь многочисленных скважинах, вскрывших фундамент на такие значительные мощности, можно констатировать следующее. Скважины заложены, в целом, в благоприятных условиях: на эрозионных выступах фундамента, вблизи крупных разломов, в зонах непосредственного контакта пород фундамента с потенциальными нефтегазообразующими осадочными толщами. В процессе бурения скважин выявлены многочисленные зоны пород-коллекторов, насыщенных пластовыми флюидами, установлена благоприятная геохимическая и гидрогеологическая характеристика разреза. Возможным объяснением неполучения притоков углеводородов может быть отсутствие благоприятного сочетания всех необходимых и достаточных геологических условий для формирования, размещения и сохранения скоплений нефти/газа. Без детального знакомства со всеми материалами трудно назвать те отдельные факторы, которых недостает. Возможно это генерационный потенциал нефтематеринских толщ; в работе этот вопрос детально не рассмотрен. Возможно отсутствие надежных флюидоупоров для залежи в фундаменте. Не рассмотрен в работе и вопрос о синхронизации формирования ловушки, коллектора, флюидоупора, процессов генерации ОВ и миграций микронепти, формирования и сохранения залежи углеводородов. Возможны и другие причины. Безусловно, полученные материалы и проведенные исследовательские работы вносят серьезный вклад в решение проблемы нефтегазоносности фундамента.

Глава 27. БОМБЕЙСКИЙ ШЕЛЬФ ИНДИИ

Геологическое строение Бомбейского нефтегазоносного бассейна (НГБ) отражено в ряде публикаций индийских ученых: Biswas (1982, 1987, 1988); Sinha-Ray (1986); Beane и др. (1986); Powar (1987); в отчетах группы советских специалистов (руководитель А. А. Клешев, 1990) и российских специалистов (В. Б. Левянт, Н. Я. Кунин, В. Л. Шустер, 1997) и других работах.

Бомбейский НГБ расположен в западной акватории Индии и является периконтинентальным рифтовым бассейном Индийской плиты.

Формирование бассейна связано с окраинно-континентальным рифтогенезом, начало которого относится к поздне меловому времени. Отличительной чертой этого бассейна является большая площадь и оживление рифтогенеза в отдельные отрезки кайнозойского времени. Бассейн развивался в условиях длительного растяжения. По геодинамическим особенностям Бомбейский НГБ относится к бассейнам современной пассивной окраины (Клешев и др., 1990).

В начальный период формирования Бомбейского бассейна (в начале позднего мела) образовалась система горстов и грабен по главным направлениям докембрийских трендов. Части Бомбейской платформы (Панна-Бассейн-Хира блок и блок Ратнагири) в раннерифтовую фазу представляли собой приподнятые блоки фундамента, которые покрывались лавовыми потоками небольшой толщины (Деканские трапы), без промежуточных осадочных пород.

Основное развитие Бомбейский осадочный бассейн получил на пострифтовом этапе в третичное время. В палеоцене накапливались континентально-лагунные осадки на значительной части Бомбейской платформы, а в Суратской депрессии (примыкающей с севера) образовалась мощная (до 1000 м) толща русловых и дельтовых осадков.

В эоцене на значительной части Бомбейского бассейна накапливаются осадки мелководного шельфа — терригенно-карбонатные образования, в южной части достигая толщин 200—500 м. К востоку и северо-востоку от Бомбейского выступа накапливались преимущественно глинистые осадки, толщиной до 1000—1200 м в Суратской депрессии.

В олигоцене, после кратковременного перерыва в осадконакоплении, в депрессиях накапливаются терригенные образования, толщиной 400—600 м, а на приподнятых структурных элементах Бомбейской платформы накапливаются карбонатные породы сокращенной мощности (50—75 м), к югу их мощность возрастает до 250—300 м.

После кратковременной позднеолигоценовой регрессии моря на Бомбейской платформе наступает обширная миоценовая трансгрессия, накапливаются преимущественно глинистые осадки, которые в юго-западном направлении замещаются карбонатными образованиями, толщиной более 500 м.

В позднем миоцене и позднее по всему Бомбейскому бассейну накапливаются мощные глинистые образования и почти полностью нивелируется структурная расчлененность рельефа.

Строение Бомбейского НГБ характеризуется крупными положительными тектоническими элементами, представляющими собой области аккумуляции нефти и газа: Бомбейская платформа, Таптидаманский блок, Панна-Бассейн-Хира блок, Ратнагири блок, Западная арка фундамента, и тремя крупными отрицательными тектоническими элементами, выполненными преимущественно глинистыми породами

(Суратская, Саураштская и Мурудская депрессии) — области генерации углеводородов (Biswas, 1987).

Существенное влияние на формирование пустотного пространства докембрийского фундамента оказывал длительный многоэтапный рифтогенез, особенно в кайнозойский этап геологической истории. Бомбейский нефтегазовый бассейн занимает обширную площадь (более 155000 км²) акватории Западного шельфа Индии и протягивается от Саураштской арки на северо-западе до поперечного выступа Венгура на юге. Ширина бассейна до изобаты 200 м достигает 350 км на севере и сужается до 150 км на юге. Бассейн характеризуется хорошей геолого-геофизической изученностью: здесь проведено к середине 90-х годов более 200000 погонных км сейсмических профилей, при средней плотности 1 км/км². В ряде районов (Панна-Бассейн-Хира и DCS блок) плотность наблюдений достигает 1,8 км/км². За период 1990–1996 гг. опосковано 117 разведочных площадей, пробурено более 250 поисково-разведочных скважин, на 34 площадях открыты залежи нефти и газа. Эффективность бурения за десятилетие — с середины 80-х до середины 90-х гг. составила 1350 т/м по извлекаемым запасам нефти и газа, а в отдельные годы (1989) превышала 2000 т/м. Однако в последние годы, начиная с 1993–1994 гг., эффективность работ резко снизилась и продолжает падать (1996). Все крупные и средние (и большая часть мелких) антиклинальных ловушек опоскованы. Прирост запасов нефти и газа по основным продуктивным горизонтам значительно сократился. На повестку дня поставлена задача поисков перспективных неантиклинальных ловушек, с которыми связывают основные остаточные ресурсы нефти и газа в регионе и параллельно с доразведкой основных продуктивных горизонтов осадочного чехла приступить к планомерным поисково-разведочным работам по новому объекту — трещиноватым породам фундамента.

В Бомбейском нефтегазоносном бассейне выделяется пять нефтегазоносных областей (суббассейнов):

- Bombay-High-DCS block;
- Panna-Basse in-Heera block;
- Tapti Daman block;
- Ratnagin block;
- Shelf Margin block.

Поисково-разведочное бурение на отдельных участках региона привело к открытию двух нефтяных залежей в фундаменте: Bombay-High (крупное по запасам) и Heera (среднее), и получению промышленных притоков газа и нефти на ряде площадей (B-119; B-121 и др.)

Основанием для проведения поисковых работ на фундамент на площадях (Bombay-High и Heera и др.) было наличие выступов фундамен-

та, облученных осадочными нефтематеринскими породами, и значительная трещиноватость кернов, отобранных из фундамента.

Фундамент представлен гранито-гнейсами и сланцами, плотными, крепкими, участками трещиноватыми. Разрез фундамента вскрыт скважинами на глубину 20–50 м, в отдельных скважинах до 100 м. В результате анализа материалов бурения, ГИС и сейсморазведки выявлена значительная неоднородность фундамента на этих площадях, выражающаяся в изменении по площади состава пород, фильтрационно-емкостных свойств и продуктивности.

Именно к трещиноватым и выветрелым породам приурочены нефтенасыщенные коллекторы, дебит нефти достигает в отдельных скважинах 100–400 м³/сут. При бурении отмечалось поглощение раствора и провалы инструмента. Учитывая положительные результаты на отдельных площадях и благоприятный рифтогенный геодинамический режим развития Бомбейского нефтегазоносного бассейна в целом, и была поставлена задача выявления благоприятных структур для поисков нефти и газа в фундаменте и оценки перспективных ресурсов этого объекта. В результате анализа сейсмического материала группой российских специалистов была закартирована поверхность докембрийского фундамента в суббассейне *Bombay platform*, поверхность траппов в суббассейне *Ratnagiri* и перекрывающих траппы отложений эоцена в суббассейне *Shelf Margin*. Было выявлено 12 хорошо выраженных выступов фундамента на Бомбейском шельфе (рис. 36).

Нами (Левянт, Шустер и др., 1997) проведена дифференцированная оценка перспектив нефтегазоносности этих 12 объектов с целью определения очередности ввода этих структур в поисково-разведочное бурение, подсчитаны прогнозные ресурсы нефти и газа по продуктивному комплексу фундамента.

Бомбейский бассейн в целом характеризуется рифтогенным геодинамическим режимом развития, благоприятным для формирования зон разуплотненных трещиноватых пород в фундаменте, блоковой структуры, значительных по мощности осадочных толщ, обогащенных РОВ, примыкающих к выступам фундамента, повышенным тепловым потокам, способствующим быстрому и полному преобразованию ОВ в углеводороды нефтяного ряда. Для дифференцированной оценки выявленных объектов-выступов фундамента — нами использовано семь показателей, которыми охарактеризован каждый из 12 объектов:

1. Морфология объекта.
2. Наличие и характер нарушений.
3. Площадь объекта.
4. Характер флюидоупора.
5. Нефтегазоносность.

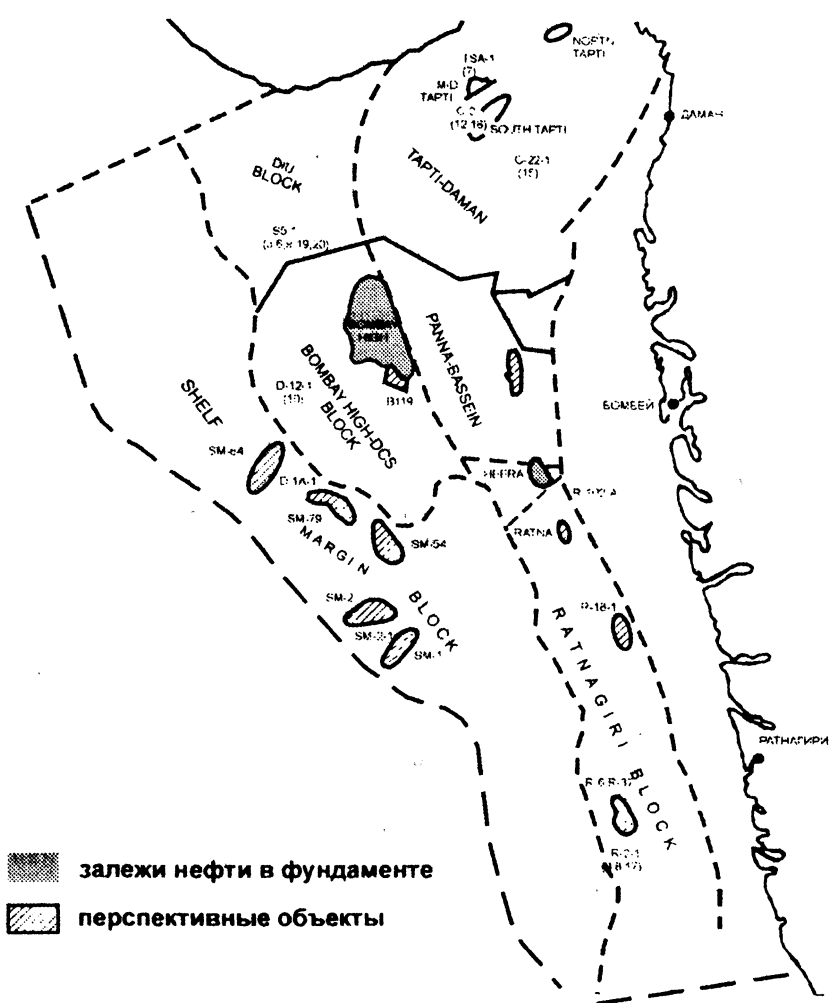


Рис. 36. Перспективные объекты фундамента, выявленные по комплексу критериев

6. Оценка генерационного потенциала.

7. Глубина кровли фундамента.

1. Показатель «морфология объекта» оценивался по степени разбитости выступа фундамента на блоки и по амплитуде выступа по последней замкнутой изогипсе. Чем более дифференцирован выступ фундамента, тем благоприятнее его оценка.

2. Показатель «наличие и характер нарушений» оценивался по количеству выявленных разломов, ширине этих зон и их амплитуде. Чем

выше нарушенность, тем благоприятнее этот показатель для позитивной оценки.

3. Показатель «площадь объекта», при прочих равных условиях, чем больше, тем более высока вероятность открытия большего месторождения (залежи) нефти или газа.

4. Характер флюидоупора оценивался по толщине и составу пород, степени расслоенности и в целом экранирующей способности.

5. Показатель нефтегазоносности один из самых важных при оценке благоприятности объекта. Промышленный приток или признаки нефтегазоносности выдвигают объект в первоочередные.

6. Показатель «генерационный потенциал» оценивается по содержанию $C_{орг}$ и составу ОВ в примыкающих к фундаменту нефтегазообразующих толщ.

7. Показатель «глубина кровли фундамента» оценивается как геолого-экономический показатель.

Каждый показатель условно разбит нами на пять градаций (табл. 15). Оценка проведена экспертным путем, на основе анализа геологогеофизических материалов, тремя российскими и пятью индийскими специалистами.

Результаты проведенного экспертного ранжирования приведены в табл. 16. Помимо очевидных (открытых) месторождений Bombay-High и Heera, были выделены как наиболее перспективные: выступ SM-79, блок B-119/121, восточный и западный горсты Ratnagiry, блок Panna Bassein. Следует отметить, что выявленные 12 объектов не исчерпывают всех перспективных объектов Бомбейского шельфа. Так, крупные положительные структуры R-2 и R-6 и другие вдоль западной окраины бассейна, представляющие большой интерес, не были рассмотрены в связи с ограниченностью материалов.

Для объектов первой очередности (Bombay High, Heera, SM-79, B-119/121, восточный и западный горсты Ratnagiry, платообразный блок Panna Bassein) перед продолжением (для месторождений) и началом поисково-разведочного бурения для перспективных объектов рекомендовано проведение сейсморазведки 3D, последующая детальная интерпретация материалов, включая текстурный анализ (Левянт и др., 1997), с целью выделения зон разуплотненных трещиноватых пород-коллекторов и основанных на этих данных рекомендаций по местоположению и проектной глубине скважин.

На месторождении нефти Bombay-High для залежи в фундаменте проведен детальный комплексный анализ данных ГИС, керна, результатов опробования и материалов сейсморазведки (текстурный анализ). По результатам этого анализа дан прогноз зон разуплотненных трещиноватых пород, в которых рекомендовано бурение шести поисково-разведочных скважин, обоснована их проектная глубина (рис. 37).

Таблица 15
Градации критериев оценки перспективности новых выделенных объектов фундамента

Критерии	Градации оценки				
	5	4	3	2	1
Морфология объекта	Выступ фундамента	Горст	Полугорст	Свод	Моноклираль
Наличие и характер нарушения	Два и более высокоамплитудных (>100 м) региональных разломов	Один региональный разлом	Два и более локальных разлома	Один локальный разлом	Низкоамплитудный (<50 м) разлом
Площадь объекта S , км ²	$S > 2000$	$2000 > S > 1000$	$1000 > S > 500$	$500 > S > 250$	$250 > S$
Характер флюидоупора	Региональная глинисто-аргиллитовая > 20м	Ненарушенные непроницаемые эффузивы	Глинисто-алевроитовые породы	Известняки с проницаемыми прослоями песчаников	Слабо уплотненные породы
Нефтегазоносность фундамента	Промышленный приток в нескольких скважинах	Промышленный приток в одной скважине	Непромышленный приток УВ	Промышленный приток из вышележащих осадочных пород	Отсутствие признаков УВ
Генерационный потенциал нефтематеринских толщ	S^* намного больше площади объекта	S в 2–3 раза больше площади объекта	Площадь объекта соизмерима с площадью генерации (S)	S в 2–3 раза меньше площади объекта	S намного меньше площади объекта
Глубина залегания фундамента H , км	$H < 1,5$	$1,5 < H < 2,0$	$2,0 < H < 3,0$	$3,0 < H < 4,0$	$4,0 < H$

* S — площадь зоны генерации.

Таблица 16

Экспертное ранжирование перспективных объектов фундамента

Объекты	Морфол.	Нарушен.	Площадь	Экр.	Неф. газ	Генер. потен.	Глуб. кр.	Σ_1	Σ_2	Примечание	Приоритет	
											по Σ_1	по Σ_2
2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Bombay - H	5	5	5	2	5	5	4	31	26		1	1
B-119	3	4	1	2	4	4	3	21	20		6-7	4
Heera	5	5	2	2	4	4	5	27	25		2	2
Panna Bassein	1	4	3	2	2	5	4	21	18		6-7	6-7
R-18-1 Вост.горст. Ратн	4*	5	4	4	1	3/2=1,5*	4	22,5	18,5	+ незамкнутость снижение на 1	4	5
Ratna	3	2	1	4	2	3	3	18	17		9	9
R-6-1, R-37-1 Запад. горст Ратнагири	4*	4	4	4	1	3/2=1,5*	4	21,5	17,5	+ незамкнутость снижение на 1	5	8
SM-1	2	2	3	4	2	4	1	17	14		10	11
SM-54	2	1	3	4	1	4	1	16	13		12	12
SM-2	1	2	2	4	1	5	2	17	15		11	10
SM-84	2	3	3	5	1	5	2	20**	18		8	6-7
SM-79	5	3	3	5	1	5	2	24	21		3	3

* Низкие показатели по содержанию органики.

** Снижение на 1 из-за большой глубины моря.

 Σ_2 - сумма баллов без учета размера (площади) объекта.

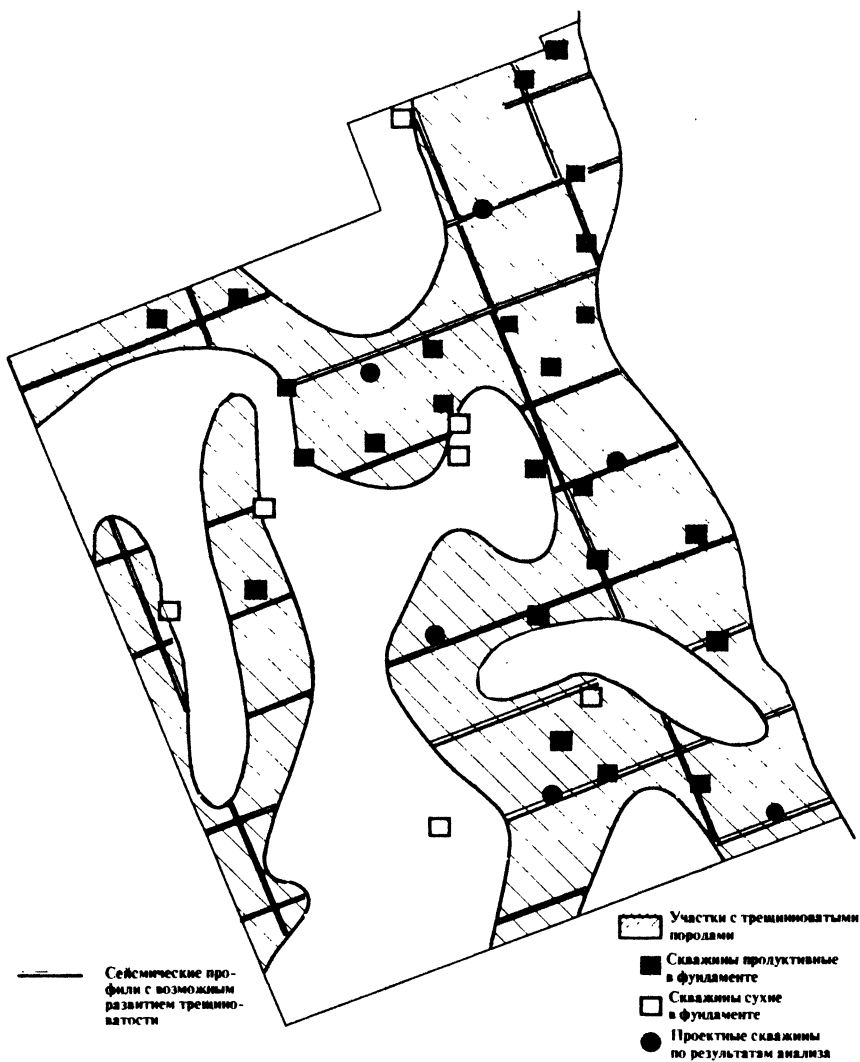


Рис. 37. Схема выявленных трещиноватых пород (по материалам сейсморазведки и ГИС)

По 12 объектам фундамента (месторождениям и вновь выявленным) были подсчитаны начальные потенциальные ресурсы нефти. Они составили более 600 млн т (кат. C_3). И это только на части перспективных объектов Бомбейского нефтегазоносного бассейна, причем плотности запасов по эталонным участкам принимались для надежности подсчета минимальными.

Совершенно очевидно, что фундамент на Бомбейском шельфе является перспективным объектом. При необходимости и предоставлении более полных геолого-экономических материалов предлагаемая нами методика оценки рисков позволила бы оценить эффективность проектов на каждом перспективном объекте.

Глава 28. ЗОНДСКИЙ ШЕЛЬФ ВЬЕТНАМА

Вьетнамский шельф является одним из наиболее успешных регионов мира по результатам поисково-разведочных работ на нефть и газ в образованиях фундамента. Здесь открыто более десяти месторождений в этом комплексе, в том числе три гиганта (Белый Тигр, Кыулонг, Черный Лев) и одно крупное (Дракон).

В период 1981–1988 гг. с помощью СССР совместное предприятие «Вьетсовпетро» провело геофизическую съемку на всей площади Вьетнама (в том числе на акватории). Был выявлен целый ряд перспективных объектов, на которых были пробурены оценочные (поисковые) и разведочные скважины. Открыты залежи нефти в миоценовых и олигоценых осадочных отложениях.

На месторождении Белый Тигр, где также были открыты нефтяные залежи в олигоценых и миоценовых отложениях, в одной из скважин был отобран керн трещиноватой нефтенасыщенной породы-гранита. Это и послужило основанием для заложения в 1988 г. поисковой скважины на фундамент, которая дала промышленный приток нефти и стала первооткрывательницей этой крупнейшей в мире залежи нефти в породах фундамента.

Открытие нефтяной залежи в фундаменте на месторождении Белый Тигр, помимо большой важности для оценки запасов и последующей добычи нефти на этом месторождении, привело к изменению концепции при оценке перспектив нефтегазоносности Вьетнамского шельфа.

В самое ближайшее время было пробурено несколько поисковых скважин на разведочных площадях Дракон, Тамдао, Дайхунг и других, и это привело к открытию шести месторождений нефти, в том числе двух в кристаллическом фундаменте.

В период с 1989 по 1993 г. в акватории Вьетнама проведен значительный объем работ сейсморазведки 2D и 3D. К 2000 г. пробурено более 100 скважин на фундамент на более чем 40 разведочных площадях.

Иностранными компаниями открыто более 15 нефтяных и газовых месторождений: нефтегазовое Ruby, в блоке 01, открытое компанией Petronas; газовое месторождение Flying Horse, открытое компанией Lasma в блоке 04–2; газовое месторождение Red Orchid и West Orchid в

блоке 06; нефтегазовое Sunflower North и South 06: два неназванных, открытых компанией Shelf/Pedco; а также месторождение Rang Dong (Кыулонг) в блоке 15–2.

Открытие крупного нефтяного месторождения Кыулонг в гранитоидах фундамента в 1994 г. японо-вьетнамской компанией JVPC интересно и поучительно. Скважина-первооткрывательница Rang Dong 1 расположена в открытом море, в тектоническом отношении это северное окончание Центрального поднятия Меконгского бассейна Зондского шельфа. Дебит нефти составил 1640 м³/сут из 300-метрового интервала трещиноватых гранитов, с глубины 3000 м, «на десятки метров ниже кровли фундамента» (Petroconsultants, S. A., 1994). Скважина расположена в блоке 15–2 (ранее принадлежавшем совместному российско-вьетнамскому предприятию «Вьетсовпетро»), в 3 км от скважины 15-С-1Х, пробуренной компанией Diminex в 1979 г. Скважина 15-С-1Х была пробурена в присводовой части структуры (по кровле фундамента) с целью опробования вышележащих песчаников олигоцена и миоцена, где получены притоки нефти. Бурение скважины было остановлено на глубине 3290 м со вскрытием пород фундамента только на несколько метров. Вскрытая часть фундамента не была опробована в связи с низкой оценкой перспектив. Отсутствие перспектив в фундаменте и было причиной отказа СП «Вьетсовпетро» от этого блока (15–02).

На месторождении Дракон история открытия залежи нефти в фундаменте еще более сложная. В 1993 г. в одной из скважин получен промышленный приток нефти из фундамента. Последующее бурение еще 8 скважин в разных блоках (а практически разных структурах) этой площади положительных результатов не принесло. Основной причиной было признано отсутствие надежного флюидоупора над породами фундамента. Хотя построенная нами карта покрывки (глины, аргиллиты, базальты) над возможной залежью в фундаменте, по нашему мнению, вполне могла контролировать нефтяное скопление в фундаменте. В 1994 г. в двух «новых» блоках площади Дракон были открыты две залежи нефти в фундаменте.

Вопрос о нефтегазоносности фундамента в разбуренных ранее блоках месторождения Дракон остался невыясненным.

На месторождении Белый Тигр все первые скважины, пробуренные на Центральном, наиболее приподнятом блоке, оказались высокопродуктивными (дебиты нефти составляли в среднем 700–800 т/сут). В разрезе фундамента были установлены хорошие трещинно-каверновые коллекторы, залежь перекрывалась надежным глинисто-аргиллитовым флюидоупором раннеолигоценного возраста, толщиной от 30–40 до 100 м и более. Последующее бурение разведочных скважин в центральной части Северного блока принесло отрицательные резуль-

таты: отсутствие или очень низкие (1–2 до 10 т/сут) притоки нефти. Причиной посчитали отсутствие надежного флюидоупора над фундаментом: толщина глин составляла первые метры. Однако последующий анализ строения фундамента позволил установить его значительную неоднородность. Использование материалов сейсморазведки в комплексе с материалами ГИС и керна позволило определить верхнюю границу распространения разуплотненных трещиноватых пород-коллекторов в залежи фундамента, которая в Северном блоке оказалась значительно ниже (на 200–300 м) кровли фундамента и скважины, пробуренные ранее, до этих пород не дошли. После этого проектная глубина новых скважин была значительно увеличена и в этих скважинах получены высокие притоки нефти (дебиты достигали 700–800 т/сут). Косвенным следствием полученных результатов оказался вывод о возможном экранировании залежи фундамента, помимо глинисто-аргиллитовых пород, еще и эффузивными и (или) непроницаемыми в кровле кристаллическими образованиями. Этот вывод был впоследствии подтвержден и на месторождении Дракон, где роль флюидоупора для залежи в фундаменте в восточных продуктивных блоках играла толща пород аналогичного состава.

К серьезным проблемам разведки и разработки залежи нефти в фундаменте следует отнести внутреннее неоднородное строение залежи. Как показал опыт работ, многие скважины, пробуренные в различных частях залежи, оказались «сухими» или низкопродуктивными. Это было следствием неравномерно-ячеистого строения ловушки фундамента, которое тогда было неизвестно, а установлено позднее. Даже после бурения 60 скважин на фундамент и проведения сейсморазведки 3D детальное строение залежи фундамента до конца не установлено. Эта проблема существует как на этапах разведки и разработки залежи в фундаменте, так и на этапе поиска на новых объектах. Ключевой задачей на поисковом этапе является детальное картирование поверхности фундамента, выявление гипсометрии блоков, разрывных нарушений, состава пород (при вскрытии фундамента) и, главное, выявление современными дистанционными методами (в первую очередь с помощью метода текстурно-спектрального анализа материалов 3D) зон разуплотненных трещиноватых пород (см. часть III). Этот метод дает возможность эффективно выбирать местоположение и глубину скважин, с тем чтобы не получить отрицательные результаты там, где проницаемые интервалы разреза расположены на значительной глубине от поверхности фундамента. И второе, следует учитывать, что роль флюидоупора могут играть не только глинисто-аргиллитовые или эвапоритовые породы, но и эффузивные и (или) непроницаемые кристаллические породы («зона закалки»).

ЛИТЕРАТУРА К V ЧАСТИ

Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири / Гл. редактор А. Э. Конторович. — Новосибирск. — 1997. — Вып. 1—7.

Погорелов Б. С. Геология и нефтегазоносность доюрских образований запада Западной Сибири. — М.: Наука, 1977. — 86 с.

Сурков В. С., Казаков А. М., Девятов В. П., Смирнов Л. В. Нижнесреднетриасовый рифтогенный комплекс Западно-Сибирского бассейна // Отечественная геология. — 1997. — №3. — С. 31—37.

Трофимук А. А., Запивалов Н. П. Нефтегазоносность палеозоя Западной Сибири // Тез. Докл. XIV Губкинских чтений, 1996. — С. 8—9.

Шелепов В., Печеркин М., Кузьмин Ю. Будущее старейшего района. История, перспективы поисков и разведки месторождений Шаимского нефтегазоносного района // Нефть России. — 1999. — №10. — С. 56—61.

Шнип О. А., Поспелов В. В. Время образования пород фундамента шельфа Южного Вьетнама. // Изв. вузов. Геология и разведка. — 1996. — №5.

Шустер В. Л., Калугин М. В. Особенности размещения зон нефтегазонакопления континентального шельфа Восточной и Юго-Восточной Азии. — М.: ВНИИЭНГ, 1985. — Вып. 9(82). — 65 с.

Canh T. N., Ha D-V., Vietnam- attractive plays in a new geological province // Oil and Gas Journal. — 1994.

Canh T. N. Dac N. V. The oil and gas exploration activities on the continental shelf of Vietnam- outlines // Petrovietnam review. — 1994. — Vol. 3.

Petroconsultants S. A., New discovery simulates intents in Southeast Asian // Basement reservoirs // Petromin. — 1994.

Thoang H. S. Status of exploration, production and investment in petroleum industry of Vietnam // Oil and Gas Journal. — 1995. — Vol. 93. — №10.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В книге представлены разработанные авторами геологические основы моделирования залежи нефти и газа в кристаллических породах фундамента, предложена методика количественной оценки нефтегазодности перспективных объектов и проектирования поисково-разведочных работ с учетом геологического и экономического рисков. Основные результаты сводятся к следующему:

1. Разработан механизм формирования залежи нефти (газа) в ловушках фундамента путем аккумуляции первичных пузырьков (капель) углеводородов, произведенных материнской толщей осадочных пород, примыкающих к фундаменту, и последующего дренажа под воздействием капиллярных сил в сторону среды с большей проницаемостью, т. е. из материнской толщи в фундамент. Механизм подтверждает существующие представления об образовании залежей углеводородов в фундаменте.

2. Основываясь на механизме образования зон трещиноватых разуплотненных пород в фундаменте, которое происходит под воздействием внутренних и внешних напряжений при относительно быстром снижении температуры и давления, уменьшении объема пород, обоснована неравномерно-ячеистая модель резервуара. Модель подтверждена фактическим материалом.

3. На основе созданных геологических моделей обоснована совокупность необходимых и достаточных геологических условий для формирования и размещения нефтегазовых скоплений в фундаменте:

- наличие ловушки;
- наличие коллектора;
- наличие флюидоупора;
- наличие нефтегазообразующей осадочной толщи, богатой ОВ, примыкающей к фундаменту;
- благоприятные для формирования и сохранения залежи нефти (газа) геохимические и гидрогеологические условия.

4. Показана возможность на основе использования материалов сейсморазведки 3D и оригинальных методик обработки и интерпретации этих данных изучать неоднородное строение фундамента: выделять системы разломов и крупные трещины, а также вероятные зоны диффузной трещиноватости и кавернозности.

5. Разработана новая методика количественной оценки нефтегазодности перспективных объектов и последующего проектирования на них поисково-разведочных работ с учетом геологического и экономического рисков. Методика включает:

- 5.1. Оценку геологического риска.
- 5.2. Оценку экономического риска.

5.3. Прогноз нефтегазоносности в перспективной зоне и на локальной структуре с учетом геологического и экономического рисков.

5.4. Проектирование поисково-разведочных работ на локальной структуре с учетом геологического и экономического рисков.

5.5. Методика количественной оценки перспектив нефтегазоносности реализована для образований фундамента на локальных структурах Шаимской зоны регионального нефтегазонакопления.

6. В результате исследования фильтрационно-емкостной неоднородности кристаллических пород фундамента установлено более сложное, чем представлялось ранее, неравномерно-ячеистое строение гранитоидных массивов. Термином ячеистое мы подчеркиваем дробное (от десятков-сотен метров) строение: смену плотных и хорошо проницаемых пород в гранитоидном массиве. Модель подтверждена фактическим материалом. Вывод имеет большое практическое значение, т. к. некоторые заложенные на небольшую глубину проникновения в фундамент скважины не вскрывают нефтенасыщенных коллекторов (например, залежи в фундаменте месторождений Ла-Пас, Бомбей-Хай, Белый Тигр, Дракон). Новая модель, в ряде случаев, позволяет избежать отрицательных результатов бурения.

7. В результате анализа распределения коллекторов (нефтенасыщенных интервалов по результатам термометрии) и плохо проницаемых пород месторождения Белый Тигр установлена способность эффузивных и плохопроницаемых кристаллических пород играть роль зональных и локальных флюидоупоров в отдельных блоках кристаллического массива.

8. На ряде месторождений (Ла-Пас, Пис-Ривер, Ауджила-Нафура, Оймаша, Пенхендл, Зейт-Бей, Боролла, Белый Тигр, Дракон, Кыулонг) установлено, что наилучшими ФЕС и максимальной продуктивностью обладают наиболее кислые породы: граниты, адамеллиты, гранодиориты. Это объясняется максимальной по отношению к средним и основным породам вязкостью гранитоидов, их большей сопротивляемостью вторичным процессам, способствующим «залечиванию» трещин, большей твердостью и сопротивляемостью «закрытию» трещин.

9. На основе разработанных геологических основ оценены перспективы нефтегазоносности фундамента ряда регионов России (Западная Сибирь, Волго-Уралье, Калининградская область) и зарубежья (Бомбейский шельф Индии и Зондский шельф Вьетнама), выявлены перспективные зоны.

10. Разработанные геологические и геолого-математические модели позволяют дать количественную оценку перспектив нефтегазоносности фундамента с учетом анализа рисков по любому новому региону как в России, так и за рубежом.

Это открывает, по нашему мнению, путь для широкого разворота поисково-разведочных работ на фундамент в наиболее перспективных регионах России.

СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	3
Часть I. ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ФУНДАМЕНТА	5
Глава 1. Геолого-экономический аспект нефтегазоносности фундамента	5
Глава 2. Современное уточненное понятие фундамента	18
Глава 3. Типизация залежей нефти и газа в фундаменте	20
Часть II. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В ФУНДАМЕНТЕ	26
Глава 4. Механизм формирования залежей нефти (газа) в фундаменте	26
Глава 5. Формирование зон разуплотненных трещиноватых пород в кристаллическом фундаменте	33
Глава 6. Совокупность благоприятных геологических факторов формирования и сохранения залежи нефти (газа) в фундаменте	47
Литература к I и II частям	49
Часть III. НОВЫЕ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫЕ МЕТОДЫ КАРТИРОВАНИЯ ЗОН КОЛЛЕКТОРОВ И РАЗЛОМОВ В МАССИВНЫХ ПОРОДАХ ФУНДАМЕНТА	53
Глава 7. Методы выделения разломов в фундаменте	58
7.1. Физические характеристики зон тектонических нарушений и обоснование возможности формирования от них отражений	58
7.2. Классификация разломов и трещин в фундаменте по характеру их проявления на сейсмических изображениях	61
7.3. Особенности обработки, ориентированной на выделение разломов в фундаменте	63

7.4. Интерпретация результатов обработки сейсмических трехмерных данных с целью картирования разломов в фундаменте	66
7.5. Построение пространственной модели системы внутрифундаментных трещин и разломов как сети флюидопроводящих каналов	68
Глава 8. Методы выделения зон трещиновато-кавернозных коллекторов в массивных породах фундамента	71
8.1. Физическое обоснование использования рассеянной компоненты для выделения объемных коллекторских зон	72
8.2. Особенности обработки сейсмических данных с целью использования рассеянной компоненты	75
8.3. Оценка параметров рассеянной компоненты	76
8.4. Методика интерпретации массива параметров рассеянной компоненты	80
8.5. Оценка геологической достоверности прогноза с использованием рассеянной компоненты на реальных объектах	82
Заключение	90
Литература к III части	90
Часть IV. КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ФУНДАМЕНТА НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО И ЭКОНОМИЧЕСКОГО РИСКОВ	92
Глава 9. Вероятностное представление ресурсов и запасов нефти и газа	94
Глава 10. Конкурирующие риски	97
Глава 11. Метод минимума риска	100
Глава 12. Краткие сведения о рисках, возникающих при решении задач в нефтегазовой отрасли	105
Глава 13. Себестоимость нефтегазоразведочных работ	108
Глава 14. Критерии принятия решений в проектном анализе ...	111
Глава 15. Чувствительность критериев оценки эффективности проекта	115

Глава 16. Три компонента геологического риска	116
Глава 17. Характеристика экономического риска	119
Глава 18. Методика оценки нефтегазоносности поисковых объектов с учетом геологического риска	120
18.1. Метод Монте-Карло	122
18.2. Модифицированная методика оценки ресурсов нефти и газа на осредненную структуру	123
18.3. Вероятностное моделирование процедуры прогноза нефтегазоносности с учетом «индивидуальных» характеристик перспективных зон и локальных ловушек	129
Глава 19. Проектирование поисково-разведочных работ на локальной ловушке	132
Глава 20. Практическая реализация предложенной методики оценки перспектив нефтегазоносности фундамента на локальных структурах	135
Глава 21. Практическая реализация предложенной методики при анализе инвестиционного проекта разработки южного блока Инзырейского месторождения	138
Выводы по IV части	145
Литература к IV части	145
Часть V. НЕКОТОРЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ФУНДАМЕНТА	147
Глава 22. Шаимский нефтегазоносный район Западной Сибири	147
Глава 23. Юго-восточная часть Куршского прогиба Калининградской области	149
Глава 24. Волгоградская область	151
Глава 25. Саратовская область	153
Глава 26. Татарстан	155
Глава 27. Бомбейский шельф Индии	158
Глава 28. Зондский шельф Вьетнама	167
Литература к V части	170
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	171